



## Pregrado

**Carrera: PETROLEOS**

**Asignatura (UIC): UNIDAD DE INTEGRACION CURRICULAR**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del**

**Título en: TECNÓLOGO SIUPERIOR EN PETROLEOS**

**Tema: OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DEL BLOQUE 31 DE LA  
PLATAFORMA NENKE, APLICANDO ESTIMULACIÓN  
MATRICIAL Y FRACTURA MIENTO HIDRÁULICO**

**Autor: JACK SALINAS CRISTIAN CHILUIZA**

**Tutor: ING. Luis Álvarez**

**Fecha: 19-03-2025**





**AUTOR: JACK SALINAS CRISTIAN CHILUIZA**

**Título a obtener: Tecnólogo superior en petróleos**

**Matriz: Sangolquí -Ecuador**

**Correo electrónico: Jack.salinas@ister.edu.ec**



**Dirigido por: Luis Álvarez**

**Título: INGENIERO**

**Matriz: Sangolquí -Ecuador**

**Correo electrónico: luis.alvarez@ister.edu.ec**

**Todos los derechos reservados.**

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la Ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

©2024 Tecnológico Universitario Rumiñahui

SANGOLQUÍ – ECUADOR

(Salinas Chirisa Jack Cristian )

***La investigación demuestra la capacidad de aplicar técnicas de estimulación matricial y fracturamiento hidráulico para optimizar la producción de petróleo en un bloque específico, en este caso, el bloque 31 de la plataforma Nenke. Además, la investigación muestra la capacidad de integrar conocimientos de diferentes áreas, como la ingeniería de yacimientos, la mecánica de fluidos y la ingeniería de producción, para abordar un problema complejo en la industria petrolera.***

#### Dedicatoria:

A mi madre, por su amor y apoyo incondicional. A mi tutor, por su guía y orientación en mi investigación. A mis amigos y familiares, por su compañía y apoyo en momentos difíciles."

#### Agradecimientos:

Agradezco a mi tutor Luis Álvarez por su guía y orientación en mi investigación. También agradezco al Instituto Tecnológico Universitario Rumiñahui por la oportunidad de realizar mi investigación y por los recursos proporcionados.

Finalmente, quiero expresar mi agradecimiento a mi familia y amigos el respaldo emocional y moral durante el proceso de investigación.

#### Resumen:

Declinación de producción del bloque 31 de la plataforma Nenke a través de esta problemática buscamos solución e implementamos dos propuestas como el fracturamiento hidráulico y la estimulación matricial que tengan como objetivo optimizar la producción teniendo en cuenta para el aumento de producción por lo tanto se realizó un registro de datos, por ejemplo: Propiedades mecánicas del pozo, Propiedades del yacimiento y fluido, Presiones, Propiedades del fluido fracturante, Propiedades del pozo y tubería, etc. Los datos obtenidos proseguimos a calcular un claro ejemplo de cálculos que utilizamos en el fracturamiento hidráulico es Presión de carga, Gradiente de fractura, Presión de fractura, Presión hidrostática, presión de cierre instantáneo, Reynolds, pérdida por fricción, pérdida P de cañoneo, Presión de cierre, Coeficiente de fluido fracturante, Longitud de fractura, ancho de fractura, aumento de productividad,  $I_p$  antes, radio de pozo final,  $I_p$  después, Daño de formación después,  $p_{wf}$  después, caudal y al finalizar se realizó gráficos basándonos en los resultados de las dos propuestas en lo cual hubo cambios en presión del pozo y productividad.

#### Palabras claves:

Fracturamiento hidráulico

Estimulación matricial

Optimización de producción

Análisis de datos

#### Abstract:

This study addresses the decline in production of Block 31 of the Nenke platform, seeking solutions through the implementation of hydraulic fracturing and matrix stimulation. The objective is to optimize production, taking into account the increase in production. A data record was made, including mechanical properties of the well, reservoir and fluid properties, pressures, fluid fracturing properties, well and tubing properties, among others. The data obtained were used to calculate various parameters, such as load pressure, fracture gradient, fracture pressure, hydrostatic pressure, instantaneous closure pressure, Reynolds number, friction loss, cannonball loss, closure pressure, fluid fracturing coefficient, fracture length, fracture width, productivity increase, IP before, final well radius, IP after, formation damage after, Pwf after, and flow rate. Finally, graphs were made based on the results of the two proposals, showing changes in well pressure and productivity."

Keywords:

Hydraulic fracturing

Matrix stimulation

Production optimización

Data analysis

Oil production



Tecnológico UNIVERSITARIO  
**“RUMIÑAHUI”**

**CARRERA:**

**PETRÓLEOS**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de  
TECNÓLOGO SUPERIOR EN PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**“OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DEL BLOQUE 31  
DE LA PLATAFORMA NENKE, APLICANDO  
ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y  
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**

**AUTOR:**

**JACK CRISTIAN SALINAS CHILUIZA**

**DIRECTORES:**

**ING. LUIS ÁLVAREZ**

**Sangolquí, marzo, 10 del 2025**

## ÍNDICE GENERAL

|                                              |       |
|----------------------------------------------|-------|
| RESUMEN.....                                 | 4     |
| CAPITULO I.....                              | 6     |
| INTRODUCCIÓN .....                           | 6     |
| 1.1    Planteamiento del Problema .....      | 6-7   |
| 1.2    Justificación .....                   | 7-8   |
| 1.3    Alcance .....                         | 8     |
| 1.4    Objetivos General y Específicos ..... | 8     |
| 1.4.1    Objetivo General:.....              | 8     |
| 1.4.2    Objetivos Específicos: .....        | 8     |
| CAPITULO II .....                            | 9     |
| MARCO TEÓRICO.....                           | 9     |
| Ubicación del campo Apaika-Nenke .....       | 9     |
| Geología del campo Apaika - Nenke .....      | 10    |
| Ubicación del campo Apaika-Nenke .....       | 10    |
| Arenisca M1 y M2 .....                       | 10    |
| Permeabilidad.....                           | 11    |
| Porosidad.....                               | 12    |
| Saturacion.....                              | 12    |
| Viscosidad.....                              | 12    |
| Permebilidad .....                           | 12    |
| Estimulacion.....                            | 12-13 |
| Daño de formacion .....                      | 13    |
| Fracturamiento hidraulico .....              | 13-14 |
| Sistema de levantamiento Artificial .....    | 16    |

|                                       |                                      |
|---------------------------------------|--------------------------------------|
| CAPITULO III .....                    | 20                                   |
| 3 DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN.....        | 24                                   |
| 3.1 Selección de metodología.....     | 20                                   |
| Fracturamiento Hidraulico .....       | 21                                   |
| Estimulacion Matricial .....          | 27                                   |
| CAPITULO IV .....                     | 31                                   |
| PRUEBAS, RESULTADOS Y DISCUSIÓN ..... | 31                                   |
| 4.1 Análisis de resultados .....      | 32                                   |
| CAPITULO V .....                      | 33                                   |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....   | 37                                   |
| BIBLIOGRAFIA .....                    | <b>¡Error! Marcador no definido.</b> |

## **RESUMEN**

La declinación de la producción en el campo Apaik/Nenke ha ido decayendo un función del tiempo, en especial la plataforma Nenke, he ahí la importancia de realizar un análisis para poder mantener o incrementar la producción aplicando métodos de estimulación como el fracturamiento hidráulico y la estimulación matricial con la unidad de coliled tubing.

En nuestro análisis de pozos se realizará en función a las pruebas diarias que se realizan, en donde se graficara la tendencia de declinación para evaluar las pérdidas generadas, ese análisis se realizara en conjunto con el seguimiento de BSW por el laboratorio de químico. o evaluar otras zonas para que se mantenga la producción del campo.

En el Capítulo 1 se va a enunciar el planteamiento del problema, justificación, objetivos que se van hacer caso de estudio en este proyecto de grado.

En el Capítulo 2 enunciaremos el marco teórico de los conceptos que nos va ayudar a encaminar por el lado correcto para interpretar y poder realizar nuestra tesis de grado.

El Capítulo 3 basándonos en el historial de producción de planteara dos estudios con los cálculos que corresponde a cada uno de ellos como el de fracturamiento hidráulico y estimulación matricial.

El Capítulo 4 Con los resultados obtenidos del capítulo se podrá tabular los valores obtenidos de las pruebas después de su intervención para determinar su incremento de producción. Y por finalmente el Capítulo 5 basándose en los resultados logrados, presentará las conclusiones y sugerencias del proyecto planteado.



## SUMMARY

The production decline in the Apaik/Nenke field has been declining over time, especially in the Nenke platform, hence the importance of conducting an analysis to maintain or increase production by applying stimulation methods such as hydraulic fracturing and matrix stimulation with the coiled tubing unit.

In our well analysis will be performed based on the daily tests that are performed, where the decline trend will be plotted to evaluate the losses generated, this analysis will be performed in conjunction with the monitoring of BSW by the chemistry laboratory.  
o evaluate other areas to maintain field production.

In Chapter 1 we will state the problem statement, justification, objectives that will be studied in this degree project.

In Chapter 2 we will enunciate the theoretical framework of the concepts that will help us to guide us in the right direction to interpret and be able to carry out our degree thesis.

Chapter 3, based on the production history, we will present two studies with the calculations that correspond to each one of them, such as hydraulic fracturing and matrix stimulation.

Chapter 4 With the results obtained from the chapter, the values obtained from the tests after their intervention can be tabulated to determine their increase in production. And finally, Chapter 5, based on the results achieved, will present the conclusions and suggestions of the proposed project.

# **CAPITULO I**

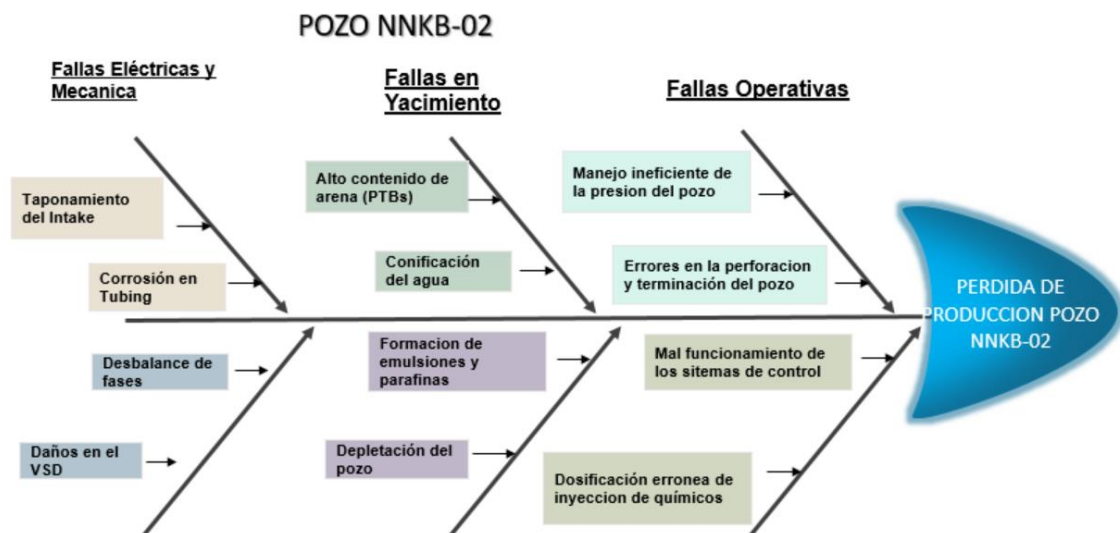
## **1 INTRODUCCIÓN**

El Campo Apaika / Nenke, se encuentra ubicado en el bloque 31, inicia su producción en octubre 2013, explotando las arenas M1 y M2 que aportaba significativamente entre 5,000 BPPD en la cual en el año 2015 al 2016 se realiza cambios de equipos de fondo en la plataforma Nenke de mayor capacidad, alcanzando una producción aproximada de 22,000 BPPD, pero su incremento abrupto de frecuencia provoco que los pozos se vayan conificando por tal razón incrementando el BSW la cual el agua vino intrínsecamente relacionada con él.

Una característica destacada de las operaciones en el Bloque 31 es la ausencia de quema de gas en las facilidades de producción en superficie, razón por la cual no se quema gas por medio de un flare cuidando así la fauna del medio. El desarrollo de estos campos se ha llevado a cabo con un enfoque en la minimización del impacto ambiental, considerando la sensibilidad ecológica del Parque Nacional Yasuní.

### **1.1 Planteamiento del Problema**

El campo Apaika – Nenke a presentando varias dificultades desde el inicio de su operación como la cantidad de arena producida y el incremento del BSW, afectando a la producción de petróleo, actualmente este yacimiento está presentando problemas de producción, por el bajo caudal de fluidos producidos. El área de estudio se enfatiza en el pozo Nenke 02 el cual tiene una producción de 3468 BFPD, de los cuales 3364BAPD es producción de agua mientras que de petróleo tenemos 104 BPPD, la presión promedio del campo es de 1464 PSI, en comparación con el año 2020 donde la presión de intake se encontraba con 1356 PSI, generando un diferencial de presión de 108 PSI, siendo el motivo primordial de la disminución de la tasa de flujo, puesto que la presión es inversamente proporcional a la producción, el corte de agua promedio del campo es 98%, la gravedad API del petróleo de la zona es 17.8°, siendo un campo productor de petróleo pesado. A continuación, se detallan los principales causas y consecuencias asociadas con este fenómeno (Figura 1.1).



**Figura 1.1- Diagrama de Ishikawa pozo NNKB-02**

## 1.2 Justificación

Para mantener la producción del campo y sea rentable para mantener la operación se va a realizar un análisis para el empleo de técnica de estimulación matricial y fracturamiento hidráulico en el pozo NNKB-02, para mejorar la permeabilidad del yacimiento, daño de formación y así mejorar la producción de petróleo en el sistema de bombeo electrosumergible.

La importancia de realizar un análisis detallado para mantener o incrementar la producción en el campo Apaika - Nenke es de suma importancia, ya que con estas técnicas que se van aplicar nos va a permitir ajustar los parámetros de producción como tasas de flujo y presiones, para maximizar la extracción de hidrocarburos, evitando daños al yacimiento.

La aplicación de técnicas de estimulación o fracturamiento hidráulico en el pozo Nenke 02 es clave para reducir la migración de finos en las arenas M1 y M2, el tratamiento que son métodos comunes en la industria nos va a permitir mejorar el flujo de hidrocarburos incrementando su permeabilidad.

Según API (American Petroleum Institute) hay normas que regulan estas prácticas la API RP 19C explica como seleccionar y evaluar el proppant que mantiene abiertas las fracturas en la roca la API RP 19B cubre la ejecución y evaluación de tratamientos de estimulación dando parámetros para caracterizar el daño en la formación y elegir los fluidos adecuados

en el caso del pozo Nenke 02 aplicar estas normas asegura que los tratamientos sean efectivos y cumplan con estándares internacionales el uso de una metodología clara que considere permeabilidad, presión de formación y compatibilidad de fluidos los cuales ayudara a aumentar la producción de petróleo reduciendo el impacto del alto corte de agua y la migración de finos.

### **1.3 Alcance**

El enfoque de esta investigación es de tipo aplicativo de manera cualitativo por la información real obtenida de los datos del pozo con las pruebas PVT y parámetros de fondo generados por el sensor del equipo BES del pozo Nenke 02.

Por lo tanto, la implemetación de la estimulación matricial o fracturamiento hidráulico ayudara al aumento de la productividad de petróleo, mejorando su permeabilidad y reducción del daño de formación.

### **1.4 Objetivos General y Específicos**

#### **1.4.1 *Objetivo General:***

- Optimizar la producción de petróleo del pozo NNKB 02 del Bloque 31 mediante la aplicación de estimulación matricial y fracturamiento hidráulico, para mejorar la permeabilidad y el daño de formación del pozo.

#### **1.4.2 *Objetivos Específicos:***

- Determinar los pozos que han tenido mayor declinación de producción en el último año en la Nenke.
- Realizar squeeze a la arena M1 y fracturar la arema M2.
- Analizar perdidas por incremento de BSW y reducción de la presión de fondo PIP de los pozos de la Nenke.

# CAPITULO II

## 2 MARCO TEÓRICO

### 2. MARCO TEÓRICO

#### Ubicación del campo Apaika - Nenke

El campo Apaika - Nenke se encuentra ubicado en la provincia de Orellana, Cantón Aguarico cuyos límites y extensión se detallan a continuación:

#### Límites del Bloque 31:

- Norte: Bloque 14.
- Sur: Zona Intangible PNY
- Este: Bloque 43 ITT
- Oeste: Bloque 16

#### Áreas:

|                                             |                                     |
|---------------------------------------------|-------------------------------------|
| Extensión del Bloque 31:                    | 50,000.00 ha (500 Km <sup>2</sup> ) |
| Área de construcción utilizada:             | 85.80 ha (0.858 Km <sup>2</sup> )   |
| Área de construcción permitida:             | 105.30 ha (1.053 Km <sup>2</sup> )  |
| 39 ha dentro del PNY, 66.3 ha fuera del PNY |                                     |

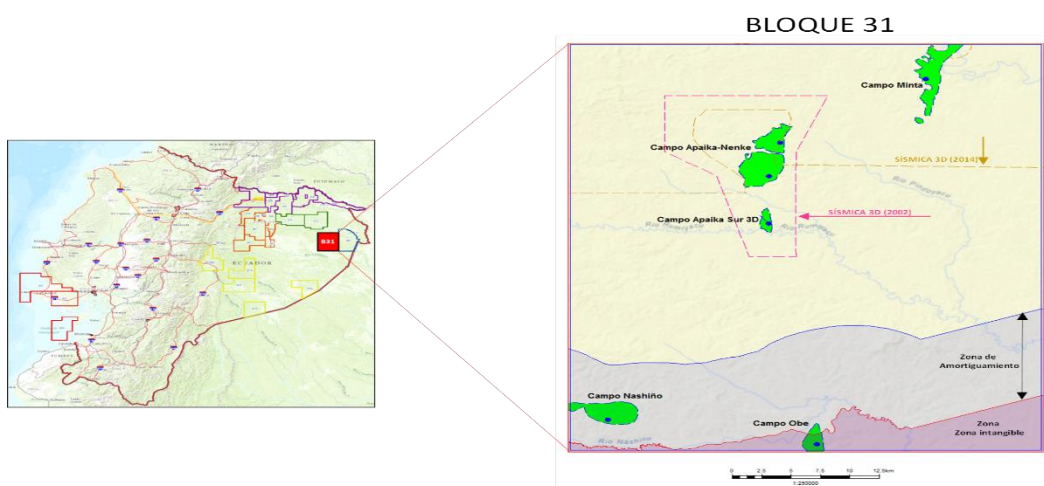


Figura 2.1- Ubicación del bloque 31 - Campo Apaika-Nenke

## Geología del campo Apaika - Nenke

La geología lo que nos va a permitir es el estudio de las características físicas de las rocas y sedimentos, deformaciones y fracturas que actúan sobre ellas, después de este preámbulo en el bloque 31se caracteriza por la presencia de formaciones del Cretácico, destacándose las formaciones Hollín y Napo. Dentro de la Formación Napo, se identifica el Miembro Arenisca Basal Tena, que corresponde a un cuerpo lenticular de areniscas mal seleccionadas, consideradas como relleno de paleovalles en el fundamento de una significativa violación de la estabilidad. (Iriondo, 2009)

### Arenisca M1 y M2

La Arenisca M1 es una unidad geológica dentro de la Formación Napo, en la Cuenca Oriente y representa un importante reservorio de hidrocarburos. Las características principales son areniscas finas a medianas, con intercalaciones de lutitas y limolitas, es marino somero, vinculado a procesos de transgresión y regresión marina durante el Cretácico. Posee buena porosidad y permeabilidad, aunque puede estar afectada por la presencia de lutitas.

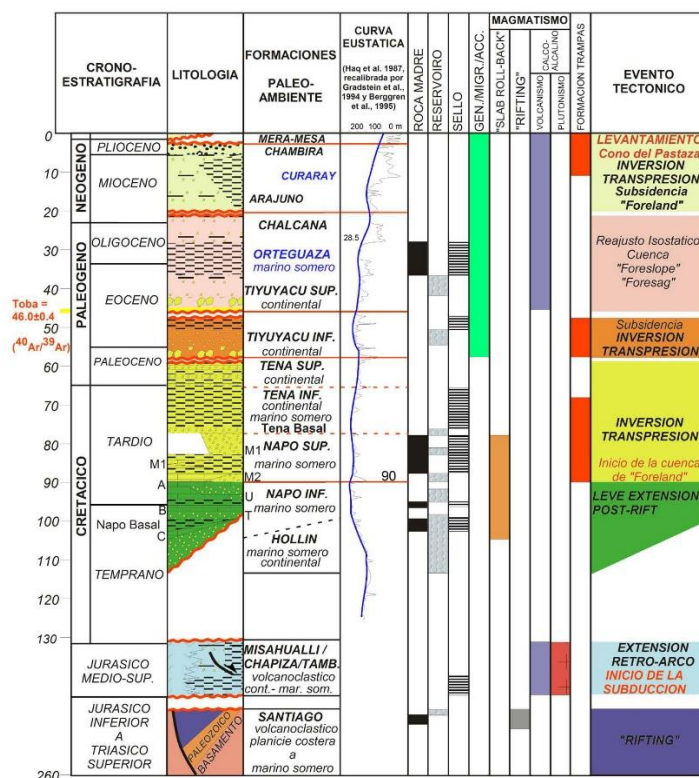
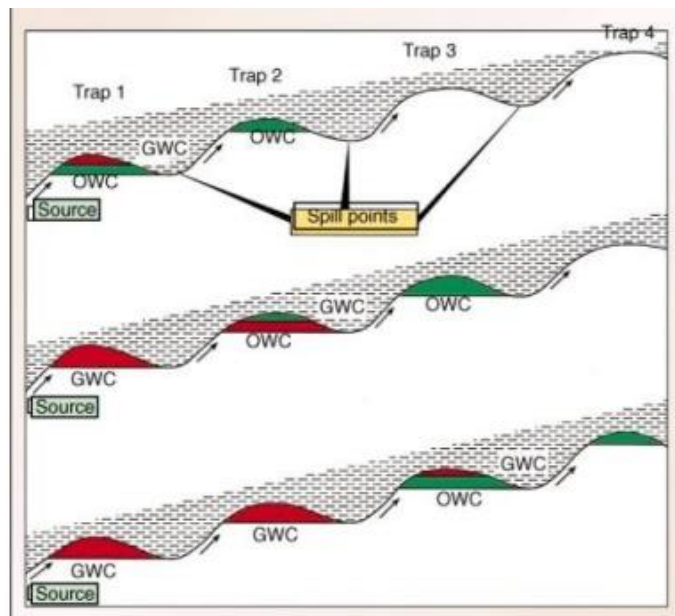


Figura 2.2- Estratigrafía Cuenca Oriente.

## Propiedades de roca

Es crucial entender de manera cuantitativa y cualitativa la relación entre el sistema roca-líquido en los depósitos de hidrocarburos para valorar su capacidad para almacenar y producir hidrocarburos. Estas cualidades físicas, químicas y mecánicas determinan la calidad del reservorio y su comportamiento durante la extracción.

Lo que se va a evaluar en un yacimiento de hidrocarburos va hacer las siguientes propiedades a la cual se va a poner mayor énfasis tales como la porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos para calcular el volumen de hidrocarburos que puedan ser recuperados. (Slideserve, 2013)



**Figura 2.3- Gussow Model**

## Permeabilidad

La permeabilidad es la característica de una roca que establece su habilidad para facilitar el paso de fluidos (agua, petróleo o gas) a través de sus poros vinculados. Se cuantifica en Darcy (D) o miliDarcy (mD) y está sujeta a elementos como la dimensión de los poros, la interconexión entre estos y la existencia de fisuras.

### **Porosidad**

Propiedad de la roca que mide el porcentaje o fracción de espacios vacíos que pueden ser llenados por un fluido. La porosidad puede variar de cero hasta la mitad del volumen total de la roca. Puede haber poros interconectados, aislados y no interconectados. Los primeros permiten un flujo eficaz de fluidos, mientras que el segundo y tercer tipo no permite el flujo porque el fluido queda atrapado en su interior. (Reina, 2021)

| Rango     | Valores            |
|-----------|--------------------|
| Excelente | 1000 md            |
| Medio     | Entre 10 y 1000 md |
| Bajo      | Menores que 10 md  |

**Tabla 2.1. Clasificación de la permeabilidad según su rango**

### **Saturación**

La saturación de fluidos es la proporción de magnitud de poros de una roca que está ocupado por un tipo específico de fluido, como agua, petróleo o gas. Se expresa en porcentaje (%) y es fundamental para determinar la cantidad de hidrocarburos recuperables en un yacimiento.

### **Viscosidad**

La viscosidad es una característica física de los fluidos que determina su resistencia frente al flujo. Se mide en centipoise (cP). La viscosidad influye directamente en la facilidad con la que un fluido se desplaza dentro del yacimiento, afectando la eficiencia de la producción y la selección de técnicas de recuperación mejorada.

### **Permeabilidad**

Propiedad de la roca que permite saber la capacidad para transferir fluidos. Su medida es el Darcy. La permeabilidad se obtiene mediante pruebas de presión, correlaciones empíricas y análisis de núcleos. (Reina, 2021)

### **Estimulación**

Es un conjunto de técnicas utilizadas para elevar la productividad de pozo, mejorando la permeabilidad de la formación y eliminando obstrucciones en el flujo del fluido. (E, 2000)

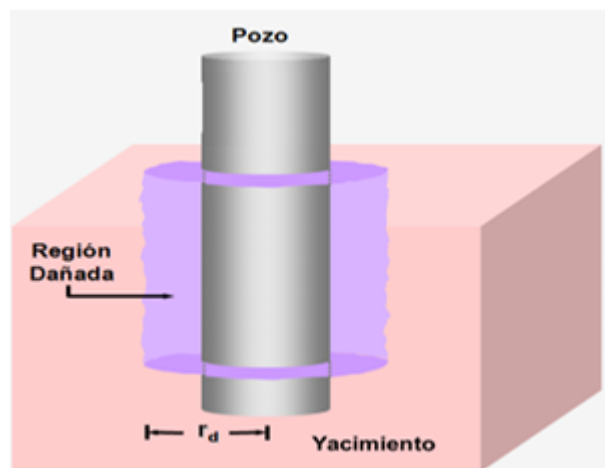


### **Razones principales para estimular un pozo.**

- Incremento de productividad del pozo.
- Eliminar daños de formación.
- Extender la durabilidad del pozo.
- Aumentar la recuperación de reservas.

### **Daño de formación**

Se refiere a cualquier limitación, ya sea parcial o total, que altera las líneas de flujo desde el yacimiento hasta el pozo. Esto sucede debido a la modificación que experimenta un medio estático aislado como la roca reservorio debido a la interacción con un medio dinámico que se manifiesta en todos los procesos operativos, como la perforación, cementación, disparos y producción, que se realizan durante la vida útil del pozo. (Freire)

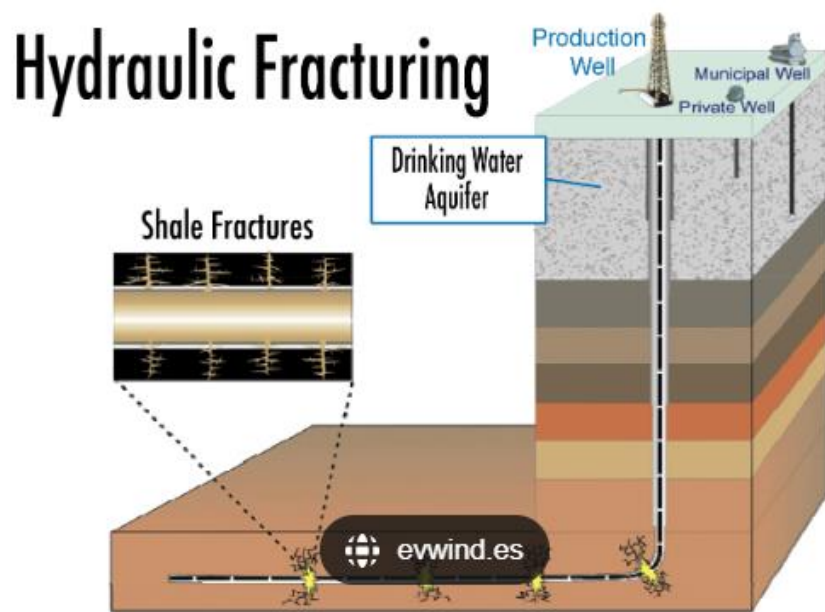


**Figura 2.4- Representación del daño de formación**

### **Fracturamiento hidráulico**

Es una técnica para la sustracción de hidrocarburos utilizada en la industria petrolera y del gas. Se trata de inyectar una mezcla de agua, arena y sustancias químicas a alta presión en pozos de extracción con el objetivo de fracturar las rocas y liberar los hidrocarburos que se encuentran atrapados en ellas.

Este proceso permite aumentar la producción de petróleo y gas en yacimientos de baja permeabilidad, donde las rocas no permiten que los hidrocarburos fluyan de forma natural. A través del fracturamiento hidráulico, se abren grietas en las formaciones rocosas, lo que facilita la extracción de los recursos energéticos.



**Figura 2.5- Fracturamiento hidráulico**

#### **Fluidos de fractura.**

Los fluidos más utilizados en las fracturas hidráulicas están constituidos por aproximadamente un 99,5% de agua y apuntalante (arenas o cerámicas) y un 0,45% de aditivos.

Según la característica de la formación a fracturar se pueden utilizar diferentes tipos de fluidos como fluidos base agua, fluidos base espuma (CO<sub>2</sub> o N<sub>2</sub>) o fluidos base aceite. Debido a que el recurso hídrico es abundante y de bajo coste, los fluidos base agua son más frecuentes en procedimientos de fractura ofreciendo una amplia variedad de configuraciones posibles entre las que podemos destacar: **slickwater, fluidos lineales, fluidos reticulados y fluidos viscoelásticos tipo gel surfactante.**

#### **Fluido de fracturación Slickwater.**

Tipo de fluido más utilizado en el fracturamiento de pozos no convencionales (más del 30%) y está compuesto por agua, arena y aditivos que incluyen reductores de fricción, reducción de corrosión, control del crecimiento bacteriano, inhibidor de arcillas, entre otros.

#### **Fluido de fracturamiento lineal.**

Se logran mediante la adición de polímeros al agua formando un gel con mayores capacidades de transporte que los fluidos de baja viscosidad (slickwater). Entre los

polímeros utilizados se encuentran: guar, Hidroxietilcelulosa (HEC), Hidroxipropil Guar (HPG), Carboximetilhidroxipropil guar (CMHPG), y Carboximetilhidroxietilcelulosa.

### **Fluidos reticulados.**

Estos fluidos fueron desarrollados en 1964 para mejorar el desempeño de los geles sin aumentar su concentración mediante el uso de iones borato. Los polímeros más utilizados en este tipo de fluidos son el guar y el HPG y desde los años setenta se han agregado complejos de zirconato y titanato de Guar, Hidroxipropil Guar (HPG) y Carboximetil-Hidroxipropil Guar (CMHPG) con el fin de posibilitar su uso a altas temperaturas.

### **Fluidos viscoelásticos de gel surfactante (VES).**

Estos fluidos utilizan surfactantes combinados con sales inorgánicas para crear estructuras moleculares ordenadas, que producen un aumento de la viscosidad y elasticidad. Como resultado tienen una alta viscosidad de cizallamiento cero siendo capaces de transportar el apuntalante con menor pérdida de cargas y sin los requerimientos de viscosidad de los fluidos convencionales.

### **Estimulación Matricial Reactiva**

También llamada acidificación matricial, es un método en el que se inyecta una solución de ácido en la formación a velocidades y presiones inferiores a la presión de fractura, con el propósito de disolver algunos de los minerales existentes y aumentar la permeabilidad en las proximidades del pozo, optimizando así la producción al suprimir las limitaciones previas.

### **Procedimiento para realizar estimulación matricial a un pozo.**

1. Evaluación del Pozo y la Formación
2. Selección del Fluido de Tratamiento
3. Preparación del Pozo
4. Bombeo del Fluido de Tratamiento
5. Desplazamiento y Flujo de Retorno
6. Monitoreo y Evaluación de Resultados

## SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

### Bombeo Electrosumergible BES

El método de extracción se caracteriza por su capacidad de levantar grandes cantidades de fluidos que lo convierte en ventajoso, por otra parte es evidente sus limitaciones a grandes profundidades y altas temperaturas que presentan este sistema sobre todo en equipos y sus operaciones.

La fuente de energía del bombeo electrosumergible es la bomba, que es una centrífuga de múltiples etapas cuyo eje se vincula directamente, mediante una sección conocida como protector, con un motor electrosumergible. El sistema de bombeo electrosumergible es un método de producción eficaz y asequible. Hoy en día ha ganado mayor relevancia debido a la diversidad de situaciones industriales o donde es ampliamente aceptado. (Armas, 2009)

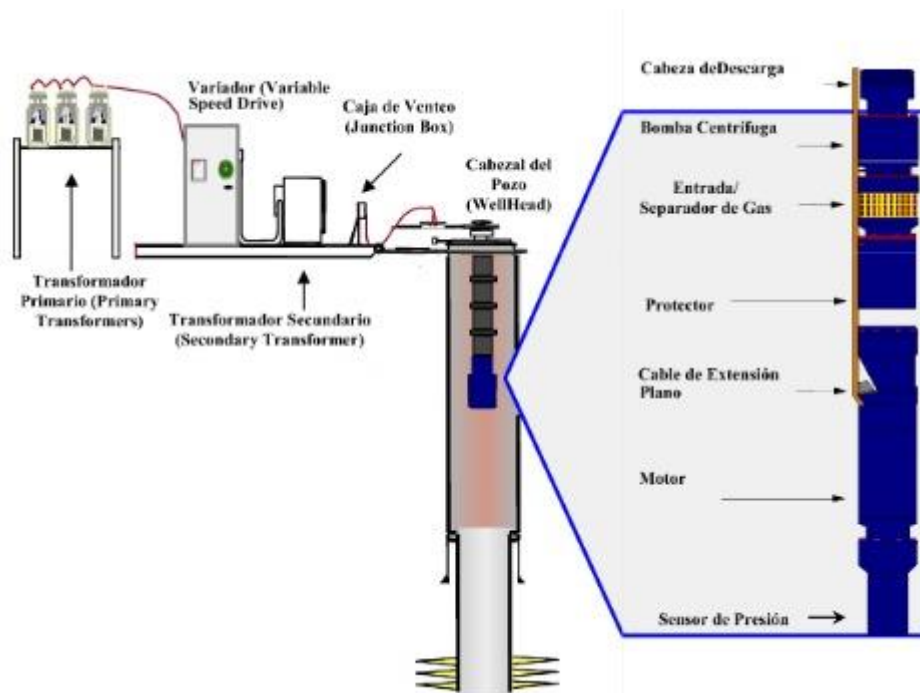


Figura 2.6- Sistema BES

### **Equipos de Superficie.**

- Transformador SUT y SDT
- VSD
- Bristol
- Caja de venteo
- Conector cabezal
- Cable eléctrico para alta tensión
- Cabezal de pozo

### **Equipos de fondo.**

- Sensor
- Motor
- Protector
- Intake
- Bomba
- Descarga
- Cable de potencia

### **Principio de funcionamiento**

Su mecanismo de operación se fundamenta en la utilización de una bomba centrífuga multietapa inmersa en el líquido, impulsada por un motor eléctrico situado en el fondo del pozo. Su etapa inicial es con la energización al motor eléctrico trifásico jaula de ardilla que da el movimiento a través del eje a la bomba eletrosumergible, transformando la energía eléctrica en mecánica. El eje del motor esta protegido por un protector para evitar el ingreso de fluidos al motor y dañar el bobinado. Posterior a eso el movimiento es trasladado a las etapas de la bomba que tiene un impulso y difusor que transforma la energía mecánica en potencial y así se extrae el petróleo.

### **Aplicación del sistema BES**

El sistema BES es aplicado bajo ciertos criterios que están investigados para poder realizar una aplicación del sistema con una seguridad con mucho criterio y respaldo.

- Una alta relación agua – petróleo (WOR).
- Baja relación gas – petróleo (GOR).
- Altos caudales.

- Alto índice de productividad (IP).
- Baja presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ).

**Importante:** Para situaciones de pozos de alta GOR, es posible utilizar BES siempre que se emplee un separador de gas.

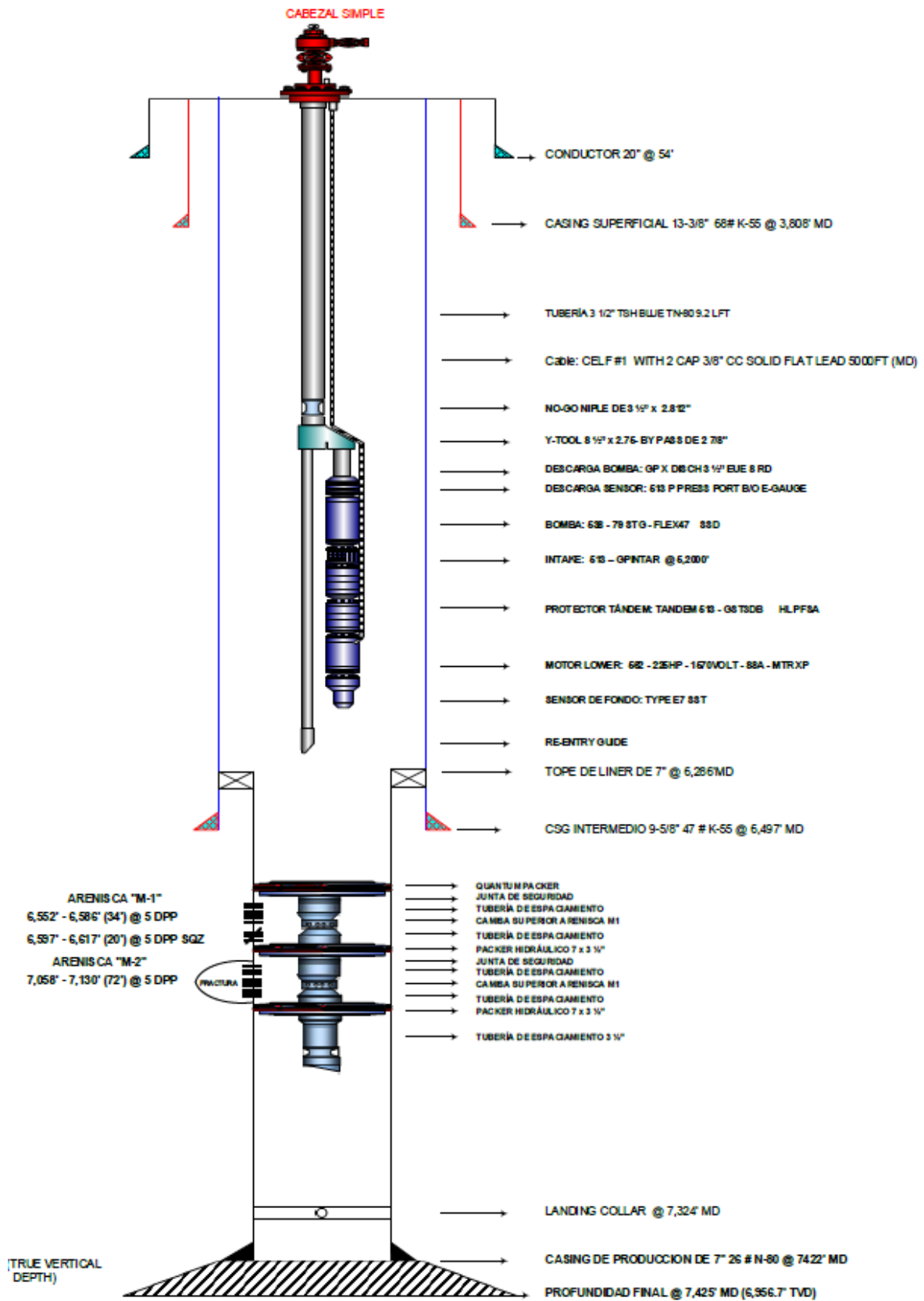
#### **Ventajas.**

- Alta eficiencia en pozos de gran profundidad y alto caudal.
- Funciona en una amplia gama de caudales (desde 200 hasta más de 10,000 BPD).
- Puede operar en pozos desviados o de gran inclinación.
- Sistema automatizable con monitoreo en tiempo real.

#### **Desventajas.**

- El costo inicial es alto.
- Elevado consumo eléctrico y requiere que sea estable.
- El gas libre tiene un impacto considerable en el funcionamiento de la bomba, lo que no es adecuado para pozos con elevados GOR.
- La presencia de arena impacta en el sistema.
- Para realizar reparaciones se requiere retirar todo el equipo de fondo.
- Se encuentra restringido para profundidades intermedias, a causa del deterioro del aislamiento del cable y restricciones en la temperatura de motor y sellado.
- Se requiere disponer de personal especializado.

## Diagrama del Pozo NNKB-02



# CAPITULO III

## 3 DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN

### 3.1 Selección de la Metodología

Se aplicara la metodología cuantitativa, para evaluar de manera numérica los valores de nuestro diseño con el fin de evaluar cual es la mejor opción para nuestro pozo NNKB-02. Determinando el valor de ganancia que se puede obtener en cualquiera de los dos métodos ha a aplicar determinaremos cual será el más viable a proponer y ponernos a trabajar para mantener la producción del pozo la cual es importante para que sea rentable en el tiempo.

Los datos de pozo NNKB-02 se adquirió de la base de datos de la empresa pública EP Petroecuador. A continuación, se detalla un diagrama de flujo.

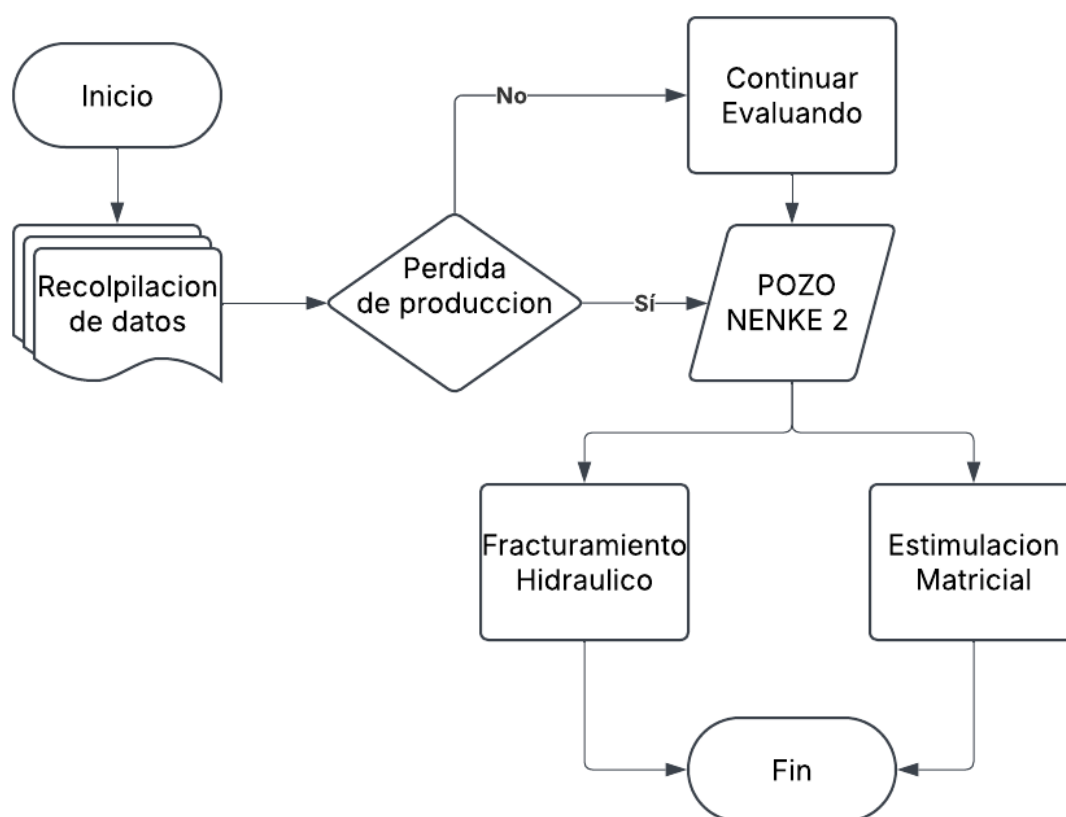


Figura 3.1- Diagrama de flujo



### 3.2 Fracturamiento hidraulico

A continuación, detallamos los parámetros del pozo NNKB-02 para posterior realizar los cálculos respectivos para su análisis.

| WELL NNKB-02                                   |                                      |                                        |
|------------------------------------------------|--------------------------------------|----------------------------------------|
| Tipo de propiedad                              | Significado                          | Unidades                               |
| <b>Propiedades mecánicas del pozo</b>          | Módulo de Young E                    | 6x10 <sup>5</sup> Kg/cm <sup>2</sup>   |
|                                                | Coefficiente de poisson $\nu$        | 0,2                                    |
|                                                | Densidad de formación Pf             | 2,65 g/cc                              |
|                                                | Caudal BPPD                          | 184                                    |
|                                                | Porosidad $\phi$                     | 22%                                    |
|                                                | Compresibilidad total Ct             | 4,5x10 <sup>-6</sup> Psi <sup>-1</sup> |
|                                                | Temperatura de yacimiento Tr         | 225 °F                                 |
| <b>Propiedades del yacimiento y fluido</b>     | Espesor de la formación H            | 55 ft                                  |
|                                                | Viscosidad Uo                        | 40,3 cp                                |
|                                                | Gravedad API                         | 17                                     |
|                                                | Densidad del petróleo $\rho_o$       | 59,73 lb/ft <sup>3</sup>               |
|                                                | Radio exterior re                    | 920 ft                                 |
|                                                | Radio del pozo rw                    | 0,4 ft                                 |
|                                                | Daño del pozo S                      | 15                                     |
|                                                | Densidad del fluido de control Pfc   | 8,43 lb/galon                          |
|                                                | Permeabilidad mD                     | 3120 mD                                |
|                                                | Presión de fondo fluyente Pwf        | 1250 Psi                               |
| <b>Presiones</b>                               | Gradiente de poro Gp                 | 0,862 psi/ft                           |
|                                                | Presión de yacimiento Pr             | 2300 psi                               |
|                                                | Caudal de inyección Qi               | 20 BPM                                 |
| <b>Propiedades de los fluidos fracturantes</b> | Viscosidad de fluido Ui              | 918 Cp                                 |
|                                                | Densidad de fluido Pi                | 15 Lbm/Gl                              |
|                                                | Profundidad vertical verdadera D TVD | 6956,7 ft                              |
|                                                | Diámetro interno Di                  | 2,75 in                                |
|                                                | Diámetro externo Do                  | 3,5 in                                 |
| <b>Propiedades del pozo y la tubería</b>       | Numero de disparos X                 | 40                                     |
|                                                | Diámetro de disparos Hp              | 0,3 in                                 |
|                                                | Rugosidad e                          | 0,3 mm                                 |

Tabla 3.3.- Datos del pozo para fracturamiento hidráulico

Con los datos anteriormente del pozo vamos a realizar los cálculos usando los datos antes mencionados.

**Presión de sobrecarga:**

$$\sigma_{ov} = 0,052 * \rho_f * D$$

$$\sigma_{ov} = 0,052 * 2.65 * 6956.7$$

$$\sigma_{ov} = 7971.99 \text{ Psi}$$

**Gradiente de fractura:**

$$Gf = \left( \frac{\sigma_{ov}}{D} - Gp \right) \left( \frac{\gamma}{1 - \gamma} \right) + Gp$$

$$Gf = \left( \frac{7520.83}{6956.7} - 0.862 \right) \left( \frac{0.2}{1 - 0.2} \right) + 0.862$$

$$Gf = 0.93 \frac{\text{Psi}}{\text{Ft}}$$

**Presión de fractura:**

$$Pf = Gf * D$$

$$Pf = 0.93 * 6956.7$$

$$Pf = 6490.50 \text{ Psi}$$

**Presión hidrostática:**

$$Ph = 0,052 * pi * D$$

$$Ph = 0,052 * 8.5 * 6956.7$$

$$Ph = 3074.86 \text{ Psi}$$

**Presión de cierre instantáneo:**

$$Pci = Pf - Ph$$

$$Pci = 6490.5 - 3074.86$$

$$P_{ci} = 3415.64 \text{ Psi}$$

**Presión de tratamiento en superficie:**

$$P_{ts} = P_{ci} + \Delta P_f + \Delta P_p = 5250.68 \text{ Psi}$$

**Número de Reynolds:**

$$Nr = 1,592E4 * \frac{Q\delta}{diu}$$

$$Nr = 1,592E4 * \frac{20 * 15}{2.75 * 918}$$

$$Nr = 1,592E4 * \frac{20 * 15}{2.75 * 918}$$

$$Nr = 1891.86$$

**Pérdida de presión por fricción en tubería:**

$$\Delta P_{friccion} = \frac{f D v^2}{2,8(d_o^2 - d_i^2)}; \quad f = \frac{16}{Re} = 0.00845$$

$$\Delta P_{friccion} = \frac{0.00845 * 6956.7 * 8^2}{2,8(3.5^2 - 2.75^2)}$$

$$\Delta P_{friccion} = 286.88 \text{ Psi}$$

**Pérdida de Presión por cañoneo:**

$$\Delta P_p = \frac{0,0836 Q^2 \delta}{H p^4 * n}$$

$$\Delta Pp = \frac{0,0836 * 20^2 * 15}{0.3 * 40}$$

$$\Delta Pp = 1548.15 \text{ Psi}$$

**Presión de confinamiento o cierre:**

$$Pc = Pf - Pr$$

$$Pc = 6490.50 - 2300$$

$$Pc = 4190.50 \text{ Psi}$$

Con esta presión se selecciona el agente apuntalante, para la cual usaremos arena.

*Presiones de confinamiento para algunos materiales de soporte*

| <b>Material de soporte</b>        | <b>Presión de confinamiento (psi)</b> |
|-----------------------------------|---------------------------------------|
| <b>Arena</b>                      | Hasta 5000                            |
| <b>Arena recubierta de resina</b> | Hasta 8000                            |
| <b>Bauxita</b>                    | Hasta 17000                           |
| <b>Cerámicos</b>                  | Hasta 19000                           |

**Cálculo de coeficientes de fluido fracturante:**

$$Cv = 0,0469 * \left( \frac{K\Delta p\phi}{100u} \right)^{1/2} ft/\sqrt{min}$$

$$Cv = 0,0469 * \left( \frac{1055*5041.14*0.22}{100*30} \right)^{1/2} ft/\sqrt{min}$$

$$Cv = 1.59 ft/\sqrt{min}$$

$$Cc = 0.108 \frac{Ft}{\sqrt{min}}$$

$$\frac{1}{c} = \frac{1}{Cv} + \frac{1}{Cc}$$

$$C = 0.101 \frac{Ft}{\sqrt{min}}$$

**Geometría de la fractura:**

- Longitud de fractura

$$Xf = \frac{itp}{2\pi hC}$$

$$Vi = 20 * 15$$

$$Vi = 300$$

$$Xf = \frac{300}{2\pi 16 * 0.09687}$$

$$Xf = 8.58 Ft$$

- Ancho promedio de fractura:

$$W = \frac{itp}{2hfXf}$$

$$W = \frac{300}{2 * 16 * 8.58}$$

$$W = 0.317 Ft$$

**Aumento de la productividad:**

$$Kf = 2K$$

$$Kf = 2 * 3120$$

$$Kf = 6240 \text{ mD}$$

Calculamos ahora el índice de productividad antes del fracturamiento:

$$J_o = \frac{Q}{P_r - P_{wf}}$$

$$J_o = \frac{120}{2300 - 1250}$$

$$J_o = 0.175 \text{ BPD/Psi}$$

Radio del pozo luego del fracturamiento:

$$r_{w'} = \frac{2}{\pi} * Xf$$

$$r_{w'} = \frac{2}{\pi} * 8.58$$

$$r_{w'} = 5.46 \text{ Ft}$$

índice de productividad luego del fracturamiento:

$$\frac{J'}{J_o} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_{w'}}\right) + \frac{k}{k_f} \ln\left(\frac{r_{w'}}{r_w}\right)}$$

$$\frac{J'}{J_o} = \frac{\ln\left(\frac{920}{0.4}\right)}{\ln\left(\frac{920}{5.46}\right) + \frac{3120}{6240} \ln\left(\frac{5.46}{0.4}\right)}$$

$$J' = 0.21 \text{ BPD/Psi}$$

**Daño luego del tratamiento:**

$$S' = \left( \frac{K}{K_f} - 1 \right) * \ln \left( \frac{rw'}{rw} \right)$$

$$S' = \left( \frac{3120}{6240} - 1 \right) * \ln \left( \frac{5.46}{0.4} \right)$$

$$S' = -1.3$$

**Eficiencia de flujo:**

$$EF = \frac{J'}{J_0}$$

$$EF = 1.2$$

**Pwf' luego del tratamiento:**

$$P_{wf'} = Pr - (Pr - P_{wf})EF$$

$$P_{wf'} = 2300 - (2300 - 1250)1.33622$$

$$P_{wf'} = 1036.64 \text{ Psi}$$

**Caudal a tal Pwf':**

$$Q' = J' * (Pr - P_{wf'})$$

$$Q' = 0.4743 * (2300 - 1036.64)$$

$$Q' = 266.3 \text{ BPD}$$

### 3.3 Estimulación Matricial

A continuación, detallamos los parámetros del pozo NNKB-02 para posterior realizar los cálculos de estimulación matricial.

| <b>WELL NNKB-02</b>                            |                                      |                                       |
|------------------------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------------|
| <b>Tipo de propiedad</b>                       | <b>Significado</b>                   | <b>Unidades</b>                       |
| <b>Propiedades mecánicas del pozo</b>          | Módulo de Young E                    | $8 \times 10^5 \text{ Kg/cm}^2$       |
|                                                | Coefficiente de poisson $\nu$        | 0,2                                   |
|                                                | Densidad de formación $P_f$          | 2.65 g/cc                             |
|                                                | Caudal BPPD                          | 184                                   |
|                                                | Porosidad $\phi$                     | 22%                                   |
|                                                | Compresibilidad total Ct             | $4,5 \times 10^{-6} \text{ Psi}^{-1}$ |
|                                                | Temperatura de yacimiento Tr         | 225 °F                                |
| <b>Propiedades del yacimiento y fluido</b>     | Espesor de la formación H            | 55 ft                                 |
|                                                | Viscosidad Uo                        | 40,3 cp                               |
|                                                | Gravedad API                         | 17                                    |
|                                                | Densidad del petróleo $\rho_o$       | 59,73 lb/ft <sup>3</sup>              |
|                                                | Radio exterior re                    | 920 ft                                |
|                                                | Radio del pozo rw                    | 0.4 ft                                |
|                                                | Daño del pozo S                      | 15                                    |
|                                                | Densidad del fluido de control Pfc   | 8.43 lb/galon                         |
|                                                | Permeabilidad mD                     | 3120 mD                               |
|                                                | Presión de fondo fluyente Pwf        | 1250 Psi                              |
| <b>Presiones</b>                               | Gradiente de poro Gp                 | 0.862 psi/ft                          |
|                                                | Presión de yacimiento Pr             | 2300 psi                              |
|                                                | Caudal de inyección Qi               | 20 BPM                                |
| <b>Propiedades de los fluidos fracturantes</b> | Viscosidad de fluido Ui              | 918 Cp                                |
|                                                | Densidad de fluido Pi                | 15 Lbm/Gl                             |
|                                                | Profundidad vertical verdadera D TVD | 6956,7 ft                             |
|                                                | Diámetro interno Di                  | 2,75 in                               |
|                                                | Diámetro externo Do                  | 3,5 in                                |
| <b>Propiedades del pozo y la tubería</b>       | Numero de disparos X                 | 40                                    |
|                                                | Diámetro de disparos Hp              | 0.3 in                                |
|                                                | Rugosidad e                          | 0.3 mm                                |

Tabla 3.4.- Datos del pozo para estimulación matricial

Calculo previo a la estimulación

$$Q = \frac{(Pr - Pwf)Kh}{141,2\beta u(\ln(rd) + S)}$$

$$Q = \frac{(2300 - 1250) \cdot 3120 \cdot 16}{141,2 \cdot 1,2 \cdot 31,5 \left( \ln\left(\frac{920}{0,4}\right) + 15 \right)}$$

$$Q = 1160,3 \text{ BFPD}$$



**Caudal después de la estimulación**

$$Q = \frac{(2300 - 1250) * 6240 * 1}{141,2 * 1,2 * 31,5 * (\ln(\frac{920}{0,4}) + 1,9)}$$

$$Q = 3018.8 \text{ BFPD}$$

**Caída de Presión Adicional por efecto de daño**

**Antes de la estimulación**

$$\Delta P_s = \frac{141,2 * q * \beta * u * S}{K * h}$$

$$\Delta P_s = \frac{141,2 * 43.20 * 1,2 * 31,5 * 15}{3120 * 55}$$

$$\Delta P_s = 692.6 \text{ Psi}$$

**Después de la estimulación**

$$\Delta P_s = \frac{141,2 * 110.88.20 * 1,2 * 31,5 * 1,9}{6240 * 55}$$

$$\Delta P_s = 120.1 \text{ Psi}$$

**Caída de Presión ideal asumiendo que no hay daño en la formación**

$$\Delta P_{ideal} = \frac{141,2 * q * \beta * u * \ln(\frac{r_e}{r_w})}{k * h}$$

$$\Delta P_{ideal} = \frac{141,2 * 43.20 * 1,2 * 31,5 * \ln(\frac{920}{0,4})}{3120 * 55}$$

$$\Delta P_{ideal} = 10.4 \text{ Psi}$$

**Caída de presión total en todo el yacimiento**

**Previo a Estimulación**

$$\Delta P_{total} = \Delta P_s + \Delta P_{ideal}$$

$$\Delta P_{total} = 692.6 + 10.4 = 703 \text{ Psi}$$

**Después de la Estimulación**

$$\Delta P_{total} = \Delta P_s(\text{despues de la estimulacion}) + \Delta P_{ideal}$$

$$\Delta P_{total} = 120.1 + 10.4 = 130.5 \text{ Psi}$$

**Caída de presión total**

$$\Delta P_{total} = \Delta P_{antes} - \Delta P_{total}(\text{despues})$$

$$\Delta P_{total} = 703 - 130.5 = 572.5 \text{ Psi}$$

**Producción Ganada**

$$Q_{ganada} = Q_{de} - Q_{ae}$$

$$Q_{ganada} = 56 \text{ BFPD}$$

## CAPITULO IV

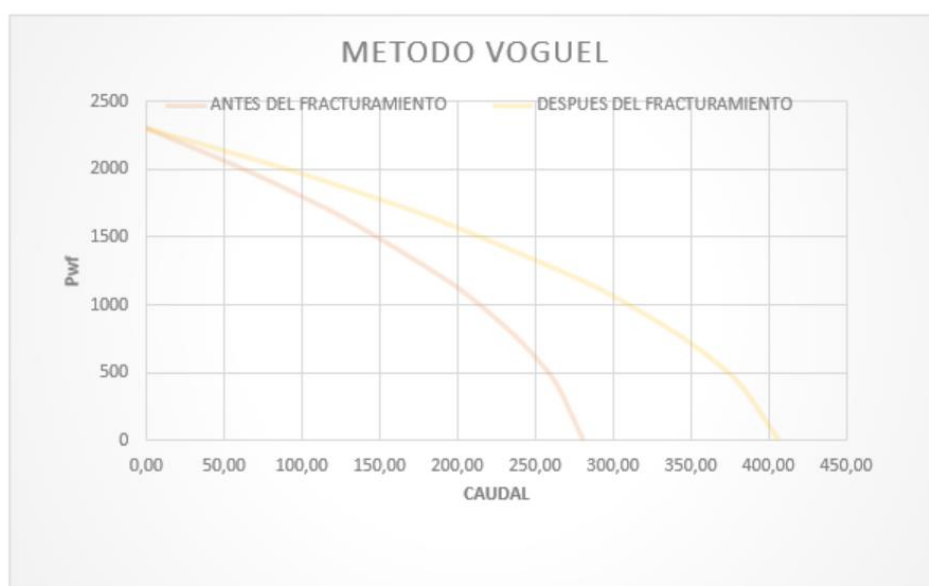
### PRUEBAS, RESULTADOS Y DISCUSIÓN

#### 4.1 Análisis de Resultados

#### 4.2 Análisis del Fracturamiento Hidráulico

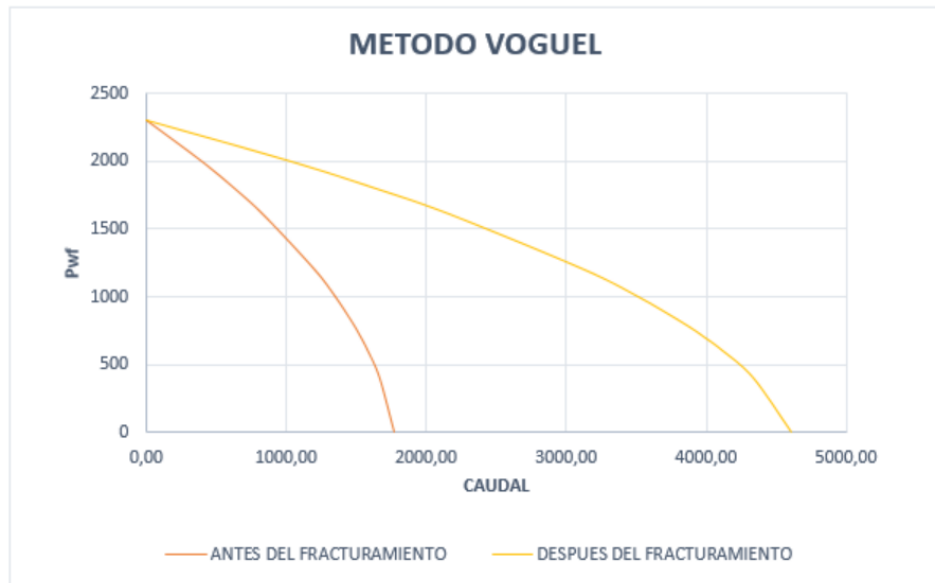
En la tabla a continuación se detalla el resumen de los valores obtenidos.

| RESULTADOS OBTENIDOS |                     |                      |      |                   |            |                |
|----------------------|---------------------|----------------------|------|-------------------|------------|----------------|
|                      | Permeabilidad<br>mD | Radio del pozo<br>Ft | IP   | Daño de formación | Pwf<br>Psi | Caudal<br>BPPD |
| Antes                | 3120                | 0,4                  | 0,18 | 15                | 1250       | 184            |
| Después              | 6240                | 5.46                 | 0,21 | -1.31             | 1036.77    | 266.32         |



#### 4.3 Análisis de la Estimulación Matricial

| RESULTADOS OBTENIDOS |                |     |                   |            |                       |
|----------------------|----------------|-----|-------------------|------------|-----------------------|
|                      | Caudal<br>BPPD | IP  | Daño de formación | ΔPs<br>Psi | Caudal Ganado<br>BPPD |
| Antes                | 1160.3         | 1.1 | 15                | 692.6      | 56                    |
| Después              | 3018.8         | 2.9 | 1                 | 120.1      |                       |



Podemos observar en las tablas con los resultados tabulados que en ganancia de producción es el cálculo con fracturamiento hidráulico, la cual la tasa interna de retorno de la inversión sería en menor tiempo.

# CAPITULO V

## 5.2 CONCLUSIONES

- El fracturamiento hidráulico es mas costo que la estimulación matricial, pero al realizar fracturas en la formación permite producir mas tiempo en la vida del pozo.
- El fracturamiento hidráulico aplicado los cálculos en nuestro pozo tiene mejores resultados que la estimulación matricial incrementando la producción de 184 a 266 BPPD.
- Aplicando las dos técnicas de estimulación a un pozo mejora su permeabilidad.
- Realizando la estimulación matricial se tiene una ganancia de 56 BPPD.
- Los dos procesos de estimulación al pozo NNKB-02 reduce el daño de formación aproximándose a cero.
- En el fracturamiento hidráulico, se utilizan altas presiones para generar fracturas en la roca, permitiendo que los hidrocarburos fluyan más fácilmente.
- La estimulación matricial es más efectiva en pozos con daños en la formación y cuando se busca una solución más económica y menos invasiva.

## 5.2 RECOMENDACIONES

- Seleccionar bien el agente apuntalante ya que este garantiza que las fracturas creadas permanecen abiertas, mejorando la productividad sostenida del pozo.
- Aplicar el fraking o estimulación matricial evaluar el capital a invertir ya que existe mucha diferencia de costos entre ambas, razón por la cual evaluar la TIR.
- Realizar un barrido de pozos en la plataforma Nenke para evaluar la mejor opción para aplicar el análisis de estimulación para mejorar su productividad.

## **Bibliografía**

- Armas, D. (2009). Estudio de daños mas frecuentes en el equipo de bombeo electrosumergible BES. *UTE*, 216.
- E, O. (2000). *Sustitucion de los componentes del medio cultivo para producir un biotensoactivo aplicable a la estimulacion de pozos de petroleo*. Cuba: Universitaria-Cuba.
- Freire, P. (s.f.). Análisis del factor de daño de formacion y evaluacion de los tratamientos de fracturamiento realizados en el campo ANTPA del distrito amazonico. 5.
- Iriondo, M. H. (2009). *Introduccion a la geologia*. Argentina: Brujas.
- Reina, C. (2021). *Modelado de un yacimiento mediante la tecnica constructal*. Mexico.
- Slideserve. (07 de Septiembre de 2013). Obtenido de [www.slideserve.com/sumi/propiedades-de-la-roca](http://www.slideserve.com/sumi/propiedades-de-la-roca)