

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA MEJORAR EL  
ARRANQUE DE LAS BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES  
DESPUÉS DE UN TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERO EN PETRÓLEOS**

**OPCIÓN: ESTUDIO DE CASO**

**MAYRA GISSELA QUINTERO BRAVO**

**[jinelamayra@hotmail.com](mailto:jinelamayra@hotmail.com)**

**DIRECTOR: MSc. JAIME GONZÁLEZ**

**[jaime.gonzalez@epn.edu.ec](mailto:jaime.gonzalez@epn.edu.ec)**

**QUITO, JUNIO 2018**

## DECLARACIÓN

Yo, Mayra Gissela Quintero Bravo, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluye en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

---

MAYRA GISSELA QUINTERO BRAVO

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Mayra Gissela Quintero Bravo, bajo mi supervisión.

---

JAIME GONZÁLEZ  
DIRECTOR DE TRABAJO

## AGRADECIMIENTOS

*A Dios por brindarme salud y vida para cumplir mis objetivos, por nunca abandonarme y bendecirme con una gran familia, un novio maravilloso y permitirnos caminar bajo su protección.*

*A mis padres Maira y Javier, mis hermanas Yerica, Belén y Arlet, por apoyarme incondicionalmente, especialmente en los momentos difíciles, por ser ejemplo de esfuerzo, sacrificio, perseverancia y alegría, por ser esa fuerza que me ayudo a superar cada uno de los obstáculos en este camino.*

*A mi novio Daniel, por brindarme su amor incondicional, por ser un pilar fundamental en cada uno de mis objetivos alcanzados, por ser un hombre sabio, por brindarme felicidad y alegrar mis días.*

*A mis familiares y amigos que con su apoyo, consejos, alegría y compañía han hecho de la universidad una etapa de vida muy grata.*

*A mi tutor Msc. Jaime González, por haberme guiado en el desarrollo de mi proyecto de titulación, a los Ingenieros Richard Torres, Javier Ruiz, por su valioso aporte en la realización de este proyecto.*

*A todos los profesores y profesoras de la Facultad de Ingeniería en Petróleos, por contribuir en mi formación profesional brindándome los conocimientos y experiencias necesarias para poder desenvolverme laboralmente.*

*Solo me queda agradecerles y desearles éxitos y bendiciones a todos*

*Mayra Gissela Quintero Bravo*

## DEDICATORIA

*Este trabajo lo dedico principalmente a mi Dios por ponerme al cuidado de dos maravillosas personas, mis padres Maira y Javier quienes incansablemente me apoyan, me guían y me inculcaron valores que hoy en día me permitieron cumplir con éxito este sueño que se hizo realidad.*

*A mis hermanas y novio; Yerica, Belén, Arlet y Daniel, motivos de mi alegría y felicidad, quienes siempre con una sonrisa y un abrazo me dan fuerza y energía para seguir adelante y luchar por mis sueños.*

*A todos ustedes les dedico íntegramente mi trabajo que es la primera de muchas metas propuestas.*

**Mayra Gissela Quintero Bravo**

## ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN .....	I
CERTIFICACIÓN .....	II
AGRADECIMIENTOS .....	III
DEDICATORIA.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
CONTENIDO DE FIGURAS.....	VIII
CONTENIDO DE TABLAS .....	IX
CONTENIDO DE GRÁFICOS .....	X
SIMBOLOGÍA.....	XI
GLOSARIO.....	XIII
RESUMEN .....	1
ABSTRACT .....	2
INTRODUCCIÓN .....	3
1.1. PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	5
1.2. ALCANCE.....	7
1.3. OBJETIVOS .....	7
1.3.1. OBJETIVO GENERAL .....	7
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	8
1.4. JUSTIFICACIÓN .....	8
MARCO TEÓRICO.....	9
2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO.....	9
2.2. TIPOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL .....	9
2.3. REACONDICIONAMIENTO DE POZOS (Preciado, 2010).....	10
2.3.1. DEFINICIÓN .....	10
2.3.2. OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO .....	10
2.4. FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO .....	13
2.4.1. DEFINICIÓN .....	13
2.4.2. FUNCIONES DE UN FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO .....	13
2.5. GRADIENTE DE PRESIÓN .....	14
2.5.1. NIVEL DE FLUIDO.....	14

2.5.2. NIVEL ESTÁTICO.....	14
2.5.3. NIVEL DINÁMICO.....	14
2.6. BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE .....	16
METODOLOGÍA Y DESCRIPCIÓN DEL POZO PILOTO .....	18
3.1. DISEÑO METODOLÓGICO .....	18
3.1.1. TIPO DE ESTUDIO.....	18
3.1.2. UNIVERSO Y MUESTRA.....	18
3.1.3. MÉTODOS Y TÉCNICAS.....	18
3.1.4. RECOLECCIÓN DE DATOS.....	18
3.1.5. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS.....	19
3.2. ESTADO ACTUAL DE LOS ARRANQUES DEL EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE EN EL CAMPO.....	19
3.2.1. FACTORES QUE INFLUYEN EN LOS ARRANQUES DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE .....	23
3.2.2. ANÁLISIS DE LAS CARACTERÍSTICAS FÍSICO-QUÍMICAS DEL NITRÓGENO COMO FLUIDO DE DESPLAZAMIENTO .....	27
3.3. POZOS TIPO PARA APLICAR EL MÉTODO DE DESPLAZAMIENTO .	30
3.4. CÁLCULO DE NITRÓGENO A DESPLAZAR .....	32
3.5. TIEMPO REQUERIDO PARA DESFOGAR LA PRESIÓN.....	33
3.6. PROCEDIMIENTO OPERACIONAL PARA EL DESPLAZAMIENTO DEL FLUIDO DE CONTROL CON NITRÓGENO .....	34
3.6.1. LAY OUT DESPLAZAMIENTO DEL FLUIDO CON NITRÓGENO:.....	36
3.7. POZOS CANDIDATOS PARA APLICAR EL MÉTODO .....	38
3.7.1. TRABAJO TIPO DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO AI .....	38
3.7.2. DIAGRAMA MECÁNICO POZO AI .....	40
RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....	41
4.1. ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL NITRÓGENO PARA DESPLAZAR FLUIDO DE CONTROL .....	41
4.2. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	43
4.2.1. ANÁLISIS DE RIESGO AL NO DESPLAZAR EL FLUIDO DE CONTROL CON NITRÓGENO EN LOS POZOS TIPOS .....	50
4.3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL USO DE NITRÓGENO .....	54
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	55
5.1. CONCLUSIONES.....	55

5.2. RECOMENDACIONES .....	56
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	57
ANEXOS .....	59



**CONTENIDO DE FIGURAS**

<b>No</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>PÁGINA</b>
1.1	Esquema del pozo con fluido de control	6
1.2	Esquema del pozo después de haber desplazado fluido de control	7
2.1	Esquema de nivel estático de fluido	15
2.2	Esquema de nivel de fluido dinámico	15
2.3	Esquema del Sistema de Levantamiento de Bombeo Electrosumergible	17
3.1	Diagrama de flujo de consideraciones para utilizar nitrógeno como método para desplazar fluido de control	31
3.2	Lay Out Desplazamiento del Fluido con Nitrógeno	36
3.3	Lay Out Despresurizado de Nitrógeno	37
3.4	Diagrama Mecánico Pozo AI	40
4.1	Costos de arranque con la técnica de nitrógeno vs Arranque convencional (18 hrs)	48
4.2	Costos de arranque con la técnica de nitrógeno vs Arranque convencional (25 hrs)	48
4.3	Costos de arranque con la técnica de nitrógeno vs Arranque convencional (32 hrs)	49
4.4	Costos de arranque con la técnica de nitrógeno vs Arranque convencional (40 hrs)	49
4.5	Matriz de Criticidad	50
4.6	Criterios para determinar las consecuencias de los casos	51
4.7	Matriz de Criticidad	54

**CONTENIDO DE TABLAS**

<b>No</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>PÁGINA</b>
3.1	Parámetros Operativos de la bomba obtenidos del sistema de monitoreo con sensores de fondo	19
3.2	Muestra del número de arranques en el campo de estudio	22
3.3	Pozos con ciclos repetitivos de arranque de los equipos BES	23
3.4	Ventajas y Desventajas del Nitrógeno	28
3.5	Propiedades Físicas y Químicas del Nitrógeno	29
3.6	Pozos seleccionados para utilizar nitrógeno	38
4.1	Resultados de la implementación de nitrógeno en el pozo Al	41
4.2	Secuencia Operacional convencional	44
4.3	Secuencia Operacional utilizando nitrógeno	45
4.4	Tabla de inversión de tiempo operacional de nitrógeno	45
4.5	Diferencia operacional entre la secuencia de operaciones convencional y la secuencia de operaciones donde se utilizó nitrógeno	46
4.6	Resumen de casos evaluados	47
4.7	Criterios para estimar la frecuencia de ocurrencia de los casos	51
4.8	Categoría de los impactos	52
4.9	Matriz semi- cuantitativa	53

**CONTENIDO DE GRÁFICOS**

<b>No</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>PÁGINA</b>
2.1	Áreas petroleras productivas de Petroamazonas	9
2.2	Mecanismos de levantamiento artificial en el campo	10
3.1	Arranques de un pozo con ciclos repetitivos de arranque	20
3.2	Arranques del equipo BES de universo de pozos	21
3.3	Presión de reservorio / Número de arranques para universo de pozos	24
3.4	Presión de reservorio / Número de arranques en pozos con ciclos repetitivos	25
3.5	API / Número de arranques en pozos con ciclos repetitivos	26
3.6	Viscosidad/ Número de arranques en pozos con ciclos repetitivos	27
3.7	GOR / Número de arranques en pozos con ciclos repetitivos	27
4.1	Parámetros durante el arranque, Pozo AI	42
4.2	Temperatura del motor, Pozo AI	42
4.3	Temperatura Intake, Pozo AI	43

## SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO
A	Área de escape (Choque)
A	Amperio
bls	Barriles
bpd	Barriles por día
BF	Barriles fiscales
BTU	British Thermal Unit
C <sub>D</sub>	Coeficiente de descarga
cp	Centipoises
C <sub>p</sub>	Calor específico del gas a presión constante
C <sub>v</sub>	Calor específico del gas a volumen constante
g	Constante de aceleración gravitacional
Hz	Hertz
HS	Hollín superior
HI	Hollín inferior
Kg	Kilogramo
LPG	Libras por galón
M	Masa molar del gas
m	metro
PCS	Pies cúbicos estándar
P <sub>R</sub>	Presión de reservorio
P <sub>H</sub>	Presión hidrostática
P <sub>Hs</sub>	Presión hidrostática a 500ft sobre la arena productora
P <sub>Hd</sub>	Presión de fondo deseada
P <sub>0</sub>	Presión inicial del gas
psi	Libras fuerza por pulgada cuadrada

R	Constante de gas universal
°R	Grados Rankine
T	Temperatura
TVD	Profundidad total del pozo
TVD <sub>s</sub>	Profundidad de la arena productora
t <sub>0</sub>	Tiempo de iniciación del flujo
°F	Grado Fahrenheit
μ <sub>o</sub>	Viscosidad del petróleo

## GLOSARIO

**American Petroleum Institute (°API):** Es una medida de densidad que, en comparación con el agua a temperaturas iguales, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo.

**Hidrofluorocarburos (HFC):** Son un grupo de sustancias que contienen átomos de carbono, flúor e hidrógeno. Son generalmente gases incoloros e inodoros a temperatura ambiente, y la mayoría de ellos presentan una gran estabilidad química, no reaccionando con otros elementos o compuestos.

**Mean Time Between Pulls (MTBP):** Es el tiempo medio entre fallas en la bomba.

**Nitrógeno (N<sub>2</sub>):** Es un gas incoloro, inodoro e inerte, compone cuatro quintos del volumen del aire de la atmósfera y se usa para sintetizar amoníaco y otros productos, para fabricar explosivos, como refrigerante y como atmósfera inerte para conservar ciertos productos.

**Partes por millón (Ppm):** Unidad de medida de concentración.

**Peso Molecular del Gas (M):** Es la suma de las masas atómicas de los elementos constituyentes del compuesto.

**Pounds Per Square Inch (Psi):** es una unidad de presión perteneciente al sistema anglosajón de unidades.

**Standard Cubic Feet (scf):** Unidad de medida de volumen

**Relación Gas Petróleo (GOR):** Es la relación del gas producido con respecto al petróleo producido.

**Sistema de Bombeo Electrosomergible (BES):** Es un método de levantamiento artificial altamente eficiente para la producción de crudos livianos y medianos; sin embargo, es uno de los métodos de extracción de crudo que exige mayor requerimiento de supervisión, análisis y control, a fin de garantizar el adecuado comportamiento del sistema.

## RESUMEN

Los pozos de los campos maduros con sus yacimientos agotados presentan bajas presiones de reservorio que después de realizar un trabajo de reacondicionamiento en ellos y para ciertas condiciones, deben ser llenados con fluido de control antes de instalar el equipo electrosumergible. Esta situación genera inconvenientes en el arranque del equipo de Bombeo Electrosumergible (ESP, Electrical Sumersible Pump) debido al incremento de la temperatura de operación del motor durante el tiempo de desplazamiento del fluido de control. Para evitar múltiples arranques por el incremento de temperatura, se desarrolló el análisis técnico económico de un método para desplazar fluido de control en donde una cantidad de fluido externo (Nitrógeno) es calculado y bombeado dentro del pozo para desplazar el fluido de control, evitando el sobrecalentamiento del motor durante el arranque y reduciendo los posibles daños al equipo. Para desarrollar el trabajo se seleccionaron pozos idóneos para implementar el método propuesto, requiriendo analizar el historial de los pozos que presentaron problemas en el arranque del equipo de bombeo electrosumergible después de un trabajo de reacondicionamiento. También se realizó una comparación cualitativa de los fluidos que pudieran ser factibles para desplazar el fluido de control considerando las ventajas y desventajas con el nitrógeno (N<sub>2</sub>) como el más conveniente. Con los resultados anteriores se desarrolló una comparación de los costos que involucra aplicar el método de desplazamiento, acompañado de un análisis de riesgo de la operación y el equipo al no implementar el método en los pozos de este caso de estudio, con los resultados de los costos y el análisis de riesgo se pudo determinar que los desplazamientos con nitrógeno para el arranque de equipo BES es factible bajo ciertas consideraciones.

**Palabras claves:** campos maduros, trabajos de reacondicionamiento, fluido de control, equipo electrosumergible, temperatura de operación del motor.

## ABSTRACT

The wells of the mature fields with their depleted reservoirs have low reservoir pressures after carrying out workover on them and for certain conditions, must be filled with control fluid before the installing the electrical submersible equipment. This situation generates problems in the start-up of the Electrical Submersible Pump (ESP) due to the increase of the motor operating temperature during the time the control fluid displace. To avoid multiple starts due to the increase in temperature, the economic technical analysis of a method to displace control fluid was developed in which a quantity of external fluid (Nitrogen) is calculated and pumped into the well to displace the control fluid, avoiding the overheating of the engine during start-up and reducing possible damage to the equipment. In order to develop the work, suitable wells were selected to implement the proposed method, requiring the analysis of the history of the wells that presented problems in the start-up of the electrical sumersible equipment after a workover. We also made a qualitative comparison of the fluids that could be feasible to displace the control fluid considering the advantages and disadvantages with nitrogen (N<sub>2</sub>) as the most convenient. With the above results, a comparison of the costs involved in applying the displacement method was developed, accompanied by a risk analysis of the operation and the equipment, if the method had not been implemented in the wells of this case study, with the results of the costs and risk analysis it was posible to determined that displacements with nitrogen for the start ESP equipment is feasible under certain considerations.

**Keywords:** mature fields, workover, control fluid, electrical submersible equipment, engine operating temperature.



## INTRODUCCIÓN

Durante la vida productiva de un pozo es frecuente la depletación y el agotamiento de la zona productora; realizándose operaciones de reacondicionamiento como solución factible para estos inconvenientes ya que su principal objetivo es mantener o aumentar la producción (Bohorquez & Cadena, 2011).

En ciertos procedimientos de trabajos de reacondicionamiento es necesario controlar el pozo manteniendo la presión de formación por debajo de la presión generada con un gradiente hidrostático que genera un fluido de control, que a su vez es un fluido circulatorio formado por una mezcla de aditivos que proporcionan las propiedades físico químicas idóneas a las condiciones operativas, profundidad del intervalo perforado, presiones de fondo y la litología del yacimiento (Chavez, 1998).

Aun siendo necesario el fluido de control, genera inconvenientes cuando se instala el sistema de bombeo electrosumergible (BES) como método de levantamiento artificial altamente eficiente para pozos con grandes caudales y para la producción de crudos livianos y medianos; sin embargo, es uno de los métodos de extracción de crudo que exige mayor supervisión, análisis y control, a fin de garantizar el adecuado comportamiento eficiente del sistema (Vargas, 2009).

En los campos maduros se presentan problemas en los arranques de los equipos de bombeo electrosumergible después de un trabajo de reacondicionamiento debido al aumento progresivo de la temperatura de operación del motor, que es afectada ante la falta de circulación del fluido a través del espacio anular entre el casing y el motor ya que el fluido se evacua desde el intake, induciendo a que el fluido confinado alrededor del motor se caliente conjuntamente con el motor de la bomba, ocasionando el apagado automático “shut down” por seguridad. Para llegar al nivel dinámico de fluido de producción, el número de arranques de equipo BES aumenta excesivamente (Bonilla, 2013).

Un número excesivo de arranques genera consecuencias en los equipos BES, como: daños en el equipo de fondo, cable de potencia, cable de extensión, empalmes, penetradores, conexiones en el motor. Para el componente eléctrico se debe considerar que tanto el motor, los cables y el resto del sistema eléctrico tienen rangos permisibles máximos de corriente y voltaje; y, precisamente, es en los arranques donde se presentan corrientes puntuales máximas fuera del rango operativo pudiendo generar daño en cualquier punto del sistema eléctrico. Otra consecuencia que propicia arranques repetitivos en el equipo BES son las pruebas de producción no realizadas dentro de los tiempos planificados. Las consecuencias descritas producen tiempos de operaciones extras y generan altos costos de operación (Bonilla, 2013, Espinoza & Panta, 2014).

Constituye para el equipo de ingenieros de producción un desafío el encontrar un método que permita controlar el aumento de la temperatura del motor durante el arranque de los equipos BES después de haber realizado un trabajo de reacondicionamiento en el pozo. Una iniciativa a este problema es desplazar el fluido de control hasta llegar a un nivel dinámico sin que la temperatura del motor llegue a su punto máximo; siendo la alternativa emplear un fluido como medio de desplazamiento del fluido de control. El nitrógeno por ser un gas no inflamable, incoloro, inodoro e insípido y ha sido una de las alternativas más atractivas como método de Recuperación Secundaria fundamentalmente por su costo y gran disponibilidad (Sánchez, 2014).

Este trabajo ó los resultados de este trabajo se sustentan en el análisis técnico económico del uso de Nitrógeno como método para desplazar el fluido de control, evitando ciclos excesivos o repetitivos de arranque en los equipos BES que garanticen pruebas de producción dentro de los tiempos planificados disminuyendo costos de operación. El procedimiento descrito en este documento puede aplicar para costos operativos OPEX (Pulling) y CAPEX.

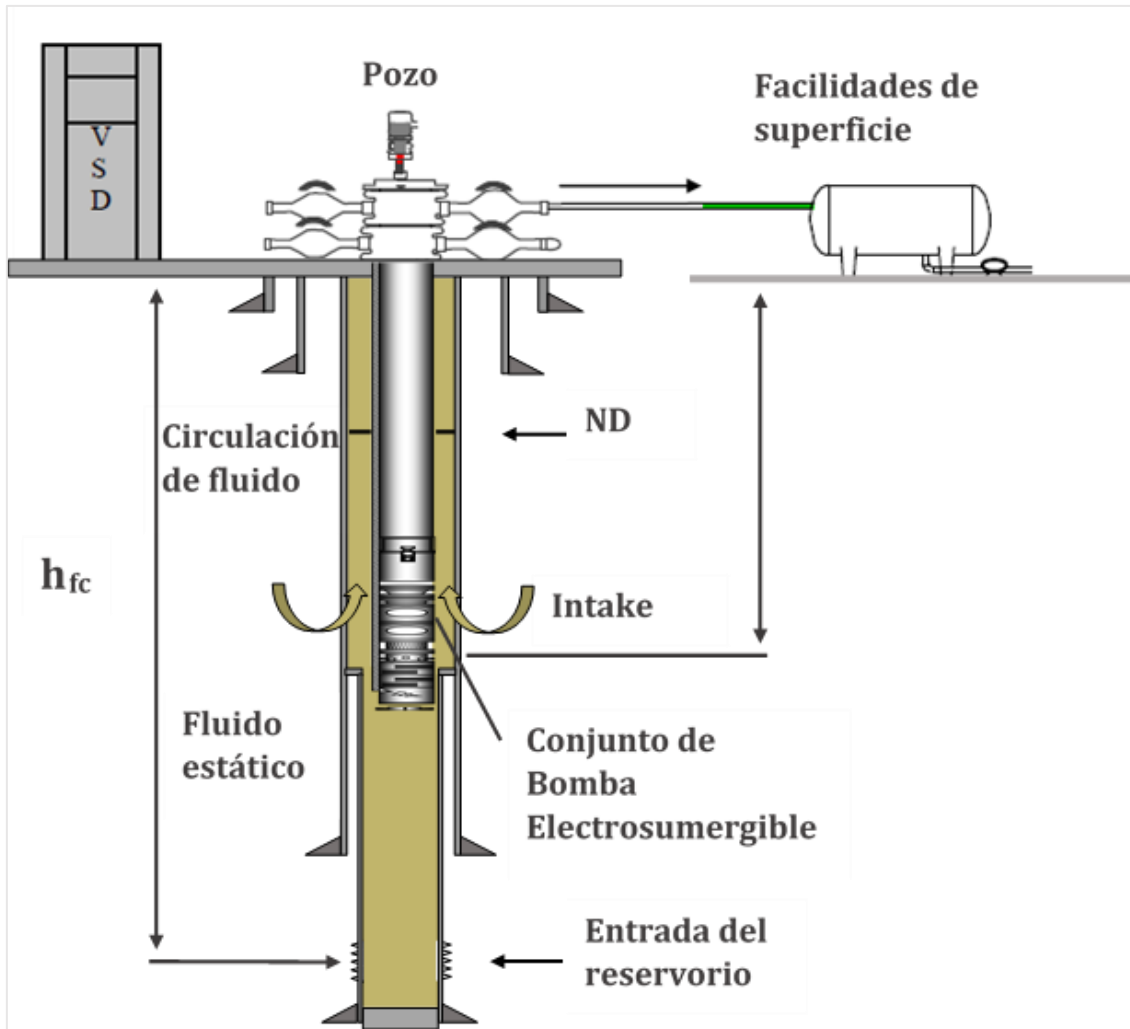
## **1.1. PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA**

El problema identificado en los campos maduros es la proximidad del fin de la producción, creciente tasa de declinación anual de los campos, por lo que se requiere incrementar o mantener la producción mediante operaciones de reacondicionamiento. En estas operaciones se debe controlar el pozo empleando un fluido formado por una mezcla de aditivos que proporcionan las propiedades físico - químicas idóneas a las condiciones operativas (Vargas, 2009).

Este fluido de control está generando inconvenientes en los campos maduros cuando se instala el sistema de bombeo electrosumergible debido a que la temperatura de operación del motor se incrementa apagando la bomba, este incremento es causado por ausencia de circulación de fluido a través del espacio anular entre el casing y el motor. Para estabilizar la temperatura del motor, es necesario desplazar todo el fluido de control y que el fluido de producción circule alrededor del motor, disipando el calor a través de la transferencia de calor por convección (Cengel, 2007). Esto se consigue arrancando la bomba las veces que sean necesarias hasta desplazar el fluido de control.

Cuando se arranca la bomba BES la temperatura del motor va a ir aumentando y al no existir movimiento en el fluido adyacente ésta va a llegar a toques máximos de temperatura en donde se apaga por seguridad y en consecuencia se tendrán ciclos repetitivos de arranques de los equipos electrosumergible, hasta que se llegue a un nivel dinámico de fluido de producción el cual va a circular alrededor del motor evitando un sobrecalentamiento del mismo. Ver Figura 1.1.

Un número excesivo de arranques trae consecuencias en los equipos BES tales como: daños en el equipo de fondo, cable de potencia, cable de extensión, empalmes, penetradores, conexiones en el motor. Para la parte eléctrica se debe considerar el motor, los cables y el resto del sistema eléctrico tienen rangos permisibles máximos de corriente y voltaje, y precisamente en los arranques se presentan corrientes puntuales máximas repetitivas; causando daño en cualquier punto del sistema eléctrico.

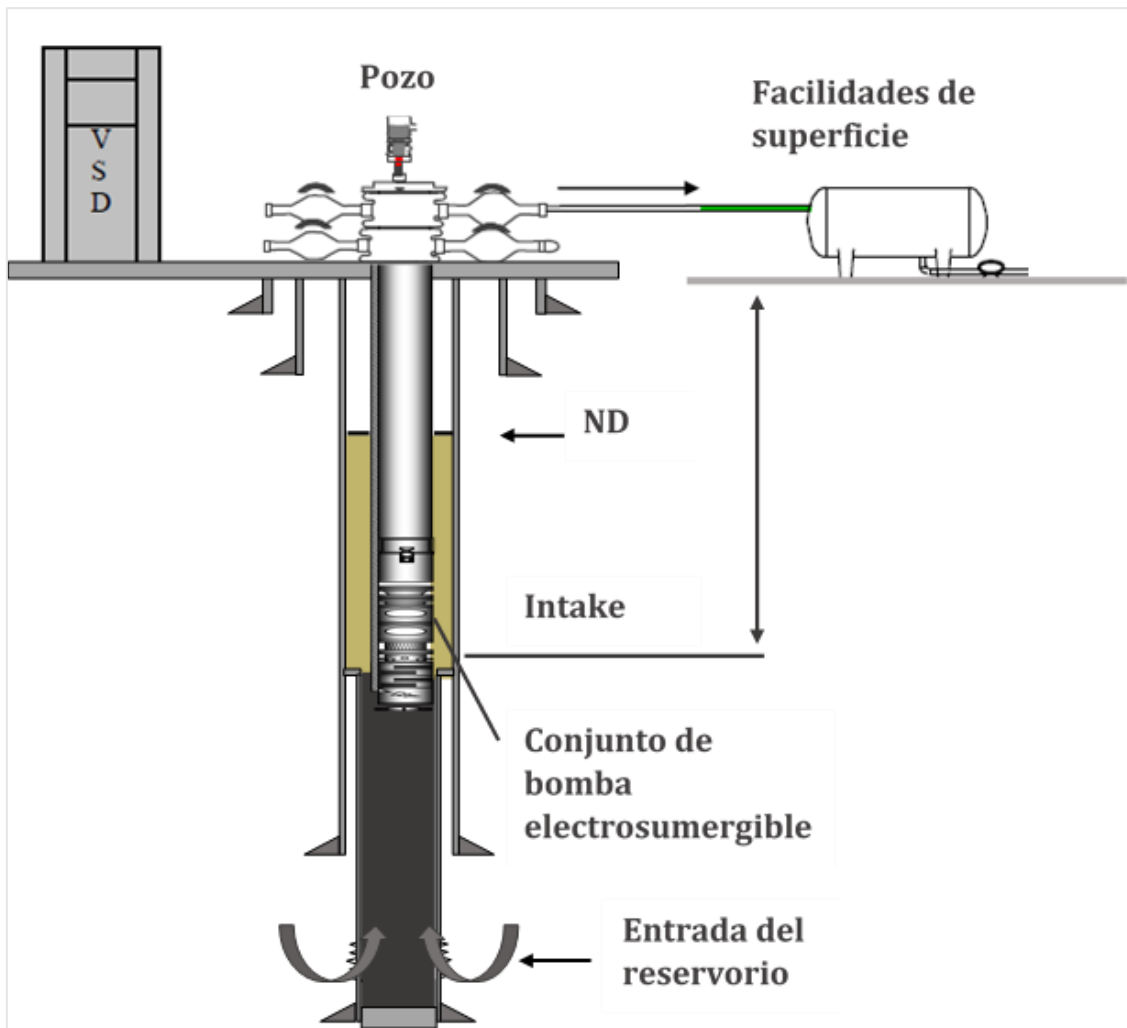


**Figura 1.1.** Esquema del pozo con fluido de control  
Elaborado por: Mayra Quintero (2018)

Otra consecuencia que genera arranques repetitivos en el equipo BES son las pruebas de producción realizadas dentro de los tiempos planificados. Todas las consecuencias descritas indican tiempos de operaciones extras y generan altos costos de operación (Bonilla, 2013, Espinosa y Panta, 2014).

Sobre la base de lo anterior, se propone un método para desplazar el fluido de control y llegar al nivel dinámico de fluido de producción en un corto periodo de tiempo. La Figura 1.2, representa el esquema de un pozo donde se ha desplazado fluido de control hasta el nivel dinámico de fluido de producción en un corto periodo de tiempo; por lo tanto el fluido de producción circuló alrededor

del motor evitando que su temperatura se incremente.



**Figura 1.2.** Esquema del pozo después de haber desplazado fluido de control  
Elaborado por: Mayra Quintero (2018)

## 1.2. ALCANCE

Este estudio involucra el análisis técnico económico de un método que permita mejorar el arranque de los equipos electrosumergible después de un trabajo de reacondicionamiento manteniendo una temperatura adecuada de operación del motor del equipo mediante el desplazamiento del fluido de control. No es parte del alcance de este estudio el análisis del diseño de los equipos electrosumergible.

## 1.3. OBJETIVOS

### 1.3.1. OBJETIVO GENERAL

Analizar técnica y económicamente un método para mejorar el arranque de los equipos electrosumergible después de un trabajo de reacondicionamiento

### **1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Definir estadísticamente los problemas generados en el arranque después de un trabajo de reacondicionamiento.
- Determinar las causas que generan los ciclos repetitivos de arranque.
- Analizar la factibilidad de uso del nitrógeno versus otros gases.
- Determinar que pozos son viables para el uso de nitrógeno como método para desplazar fluido.
- Desarrollar un procedimiento de trabajo para el uso de este método
- Realizar un análisis técnico económico comparativo de caso de un pozo tipo, utilizando el método y sin este.

### **1.4. JUSTIFICACIÓN**

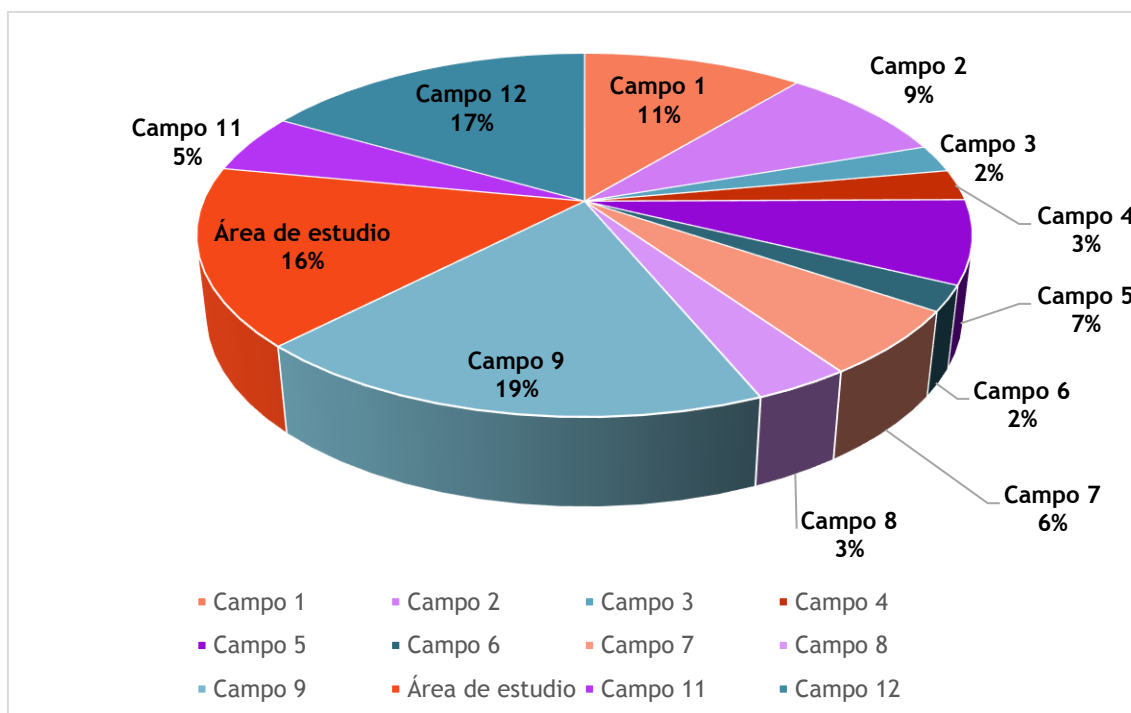
El desarrollo del trabajo es importante para el área de sistemas de levantamiento artificial; se analizó el incremento de la temperatura del motor de los equipos BES ante la falta de circulación de fluido después de un trabajo de reacondicionamiento. Mantener una temperatura adecuada de operación del motor del equipo BES permite un correcto arranque en los Sistemas de Levantamiento Artificial de Bombeo Electrosumergible (BES).

Se analizó el uso de nitrógeno como medio de desplazamiento de fluido de control permitiendo llegar a un nivel dinámico en cortos periodos de tiempo para que exista circulación de fluido de producción y así prevenir ciclos repetitivos de arranques; lo que permite tener un arranque de la bomba BES más efectiva y realizar las pruebas de producción en los tiempos planificados. Los resultados obtenidos son útiles para las empresas contratistas y contratantes al reducir índices de falla, en lo que al equipos BES respecta. Además, se constituye en un apoyo para las empresas privadas que manejan sistemas de levantamiento artificiales mediante bombeo electrosumergible y sus problemas relacionados dentro de sus operaciones hidrocarbúferas.

## MARCO TEÓRICO

### 2.1. GENERALIDADES DEL CAMPO

El área petrolera de estudio, es una de las más productivas de Petroamazonas EP como observa en el Gráfico 2.1., representa el 16% de la producción diaria del Ecuador.



**Gráfico 2.1.** Áreas petroleras productivas de Petroamazonas EP

Elaborado por: Mayra Quintero (2018)

Fuente: Petroamazonas EP

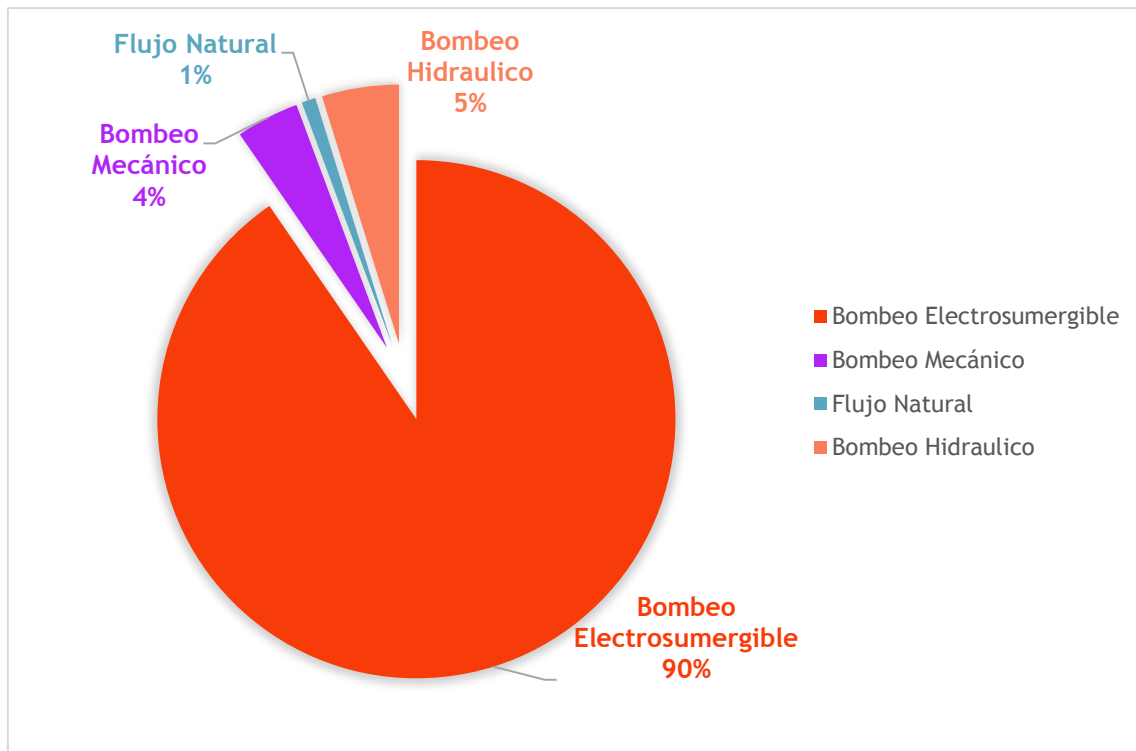
La producción del campo proviene principalmente de las arenas Hollín (HS+HI), T y U, y similar a los Sacha y Shushufindi, es un campo maduro. Los campos maduros son aquellos que han alcanzado el pico máximo de su producción y han entrado en una etapa de declinación, en su mayoría requieren de una mayor inversión y tecnología para extraer hidrocarburo (Luna, 2015).

### 2.2. TIPOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Levantamiento artificial se define como el uso de medios artificiales para el incremento del flujo de los fluidos que se encuentran en el yacimiento. Estos mecanismos se los utiliza para pozos donde su presión de yacimiento es

insuficiente como para llevar los fluidos hasta las facilidades de superficie (Vaca, 2016).

El Gráfico 2.2, muestra los mecanismos de levantamiento artificial empleados en el campo de estudio, siendo el Bombeo Electrosumergible (BES) el más utilizado.



**Gráfico 2.2.** Mecanismos de levantamiento artificial en el campo

Fuente: Schlumberger

## 2.3. REACONDICIONAMIENTO DE POZOS (PRECIADO, 2010)

### 2.3.1. DEFINICIÓN

Se entiende por Reacondicionamiento de pozos de petróleo y/o gas a todos los trabajos efectuados donde se involucran actividades en la zona productora después de su completación inicial con el fin de recuperar o mejorar la producción de un yacimiento. Los tipos de reacondicionamiento que van a realizarse en un pozo dependerán de la magnitud del problema que lo afecte.

### 2.3.2. OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO

Durante la fase productiva de los pozos se realizan trabajos adicionales con el propósito de rehabilitar y/o mejorar las condiciones de flujo de los yacimientos,



cuando han dejado de producir o la producción disminuye. Estos trabajos se clasifican como:

- Trabajos de estimulación
- Trabajos de reparación
- Trabajos mecánicos

En ocasiones, un reacondicionamiento puede incluir dos o tres tipos, pudiendo ser ejecutados en cualquier orden.

### **Trabajos de Estimulación**

Es el proceso para crear o recuperar un sistema de micro canales en la roca del yacimiento para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo.

#### *Trabajos de Acidificación*

Método de estimulación de pozos de petróleo y gas empleando propiedades de diversos ácidos que atacan y limpian la formación petrolífera. El primer propósito de un tratamiento ácido es limpiar la roca, de este modo agranda los canales existentes y abre canales en la formación por las reacciones químicas que se realizan entre el ácido y los elementos constitutivos de la matriz de la zona productora.

#### *Trabajos de Fracturación*

Es la técnica mediante el cual se genera una geometría de fractura en la formación aplicando una presión mayor a los esfuerzos mínimos de la formación y apuntala con agente de soporte (apuntalante o grava) de tamaño específico y alta conductividad con el propósito de apartar el daño a la formación y aumentar el área de flujo.

### **Trabajos de Reparación**

Implican cambios parciales o totales de las condiciones del intervalo productor: Incluyen operaciones de cementación forzada (squeeze), taponés balanceados, aislamiento de zonas indeseables y recañoneo de intervalos productores después de aislar zonas vecinas con agua y/o gas. También se pueden cañonear

nuevos intervalos cuando se abandonan los originalmente producidos por problemas que disminuyen su tasa de flujo.

#### *Tipos de Reparaciones de pozos*

Las reparaciones de los pozos dependerán de la magnitud del problema que lo afecte. De tal manera, existen dos tipos:

- a) Trabajos de reparaciones mayores.
- b) Trabajo de reparaciones menores.

Reparaciones Mayores.- Son trabajos de intervención al pozo que implique la modificación sustancial y definitiva de las condiciones y/o características de flujo de la zona productora. Algunas de estas son:

- Estimulaciones matriciales
- Fracturamientos Hidráulicos
- Cambios de intervalos productores
- Redisparo

Reparaciones Menores.-Son trabajos de rehabilitación de los pozos cuyo objetivo es corregir fallas en el estado mecánico del pozo y restaurar u optimizar las condiciones de flujo del yacimiento, pero sin modificar las propiedades petrofísicas de la zona productora o de interés. Alguna de estas son :

- Reacondicionamiento de aparejos de producción
- Cambios de aparejos o empacador por comunicación o daño
- Trabajos de pesca
- Limpieza de pozos
- Cambios del método de producción

#### **Trabajos Mecánicos**

Los trabajos mecánicos se ejecutan con o sin taladros de reacondicionamientos y no se realizan directamente sobre la formación productora. Algunos se realizan con cable (wireline) y por lo general el resultado es mejor producción. Los trabajos mecánicos son sencillos y de rápida ejecución.

### *Trabajos con Torre*

Los trabajos con torre se limitan principalmente al cambio de completación de un pozo cuando por necesidades de reparación, mal funcionamiento o malas condiciones, se tenga que cambiar totalmente el equipo de subsuelo de algún sistema de levantamiento artificial o parte de él. También cuando se requiera cambiar parcial o totalmente la tubería de un pozo, reemplazar una empacadura o cualquier herramienta por mal funcionamiento.

### *Trabajos sin Torre*

Estos trabajos son los más sencillos y se los puede realizar con la utilización de una guaya fina (cable) que lleva hacia el interior del pozo equipos específicos para cada tratamiento (Preciado, 2010). Estos trabajos generalmente son: Pruebas de presión, Inyección de ácidos, Aperturas de camisas, Registros de presión.

## **2.4. FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO**

### **2.4.1. DEFINICIÓN**

El fluido de completación y reacondicionamiento es un fluido ubicado contra una formación en producción mientras se realizan operaciones como: cementación, cañoneo, fracturación, estimulación, acidificación, matado, taponamiento, limpieza y otras. Los fluidos a utilizar pueden ser: gas, petróleo, aguas en salmuera, lodo u otras soluciones químicas, cuyo propósito es minimizar los daños a la zona productiva ya que las posibilidades de causar daños permanentes son mayores durante estas operaciones (Salazar et al, 2008).

Estos fluidos deben ser diseñados de tal manera que a su contacto con la formación productora generen el menor daño posible con el fin de mantener o incluso mejorar dramáticamente la producción, es por ello que las características del fluido deben ser compatibles con las características de la formación.

### **2.4.2. FUNCIONES DE UN FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO**

Las funciones de un fluido de completación y reacondicionamiento son:

- Estabilizar el pozo y controlar la presión subsuperficial
- Minimizar los daños a la formación
- Facilitar la evaluación de formación y producción o inyección de fluido
- Facilitar la integridad y servicio a largo plazo del pozo

## **2.5. GRADIENTE DE PRESIÓN**

Es la presión que ejerce el fluido por cada pie de altura del fluido, como ejemplo el agua fresca ejerce un gradiente de presión de 0.433 psi/pie (0.1 kgf/m). Por lo tanto, una columna de agua de 50 pies de altura ejercerá una presión de 21.65 psi (50 pies x 0.433 psi/pie), entre mayor sea la densidad o gravedad específica del fluido, mayor será el gradiente de presión ejercido por la misma columna de fluido (Bifarini, 2014).

### **2.5.1. NIVEL DE FLUIDO**

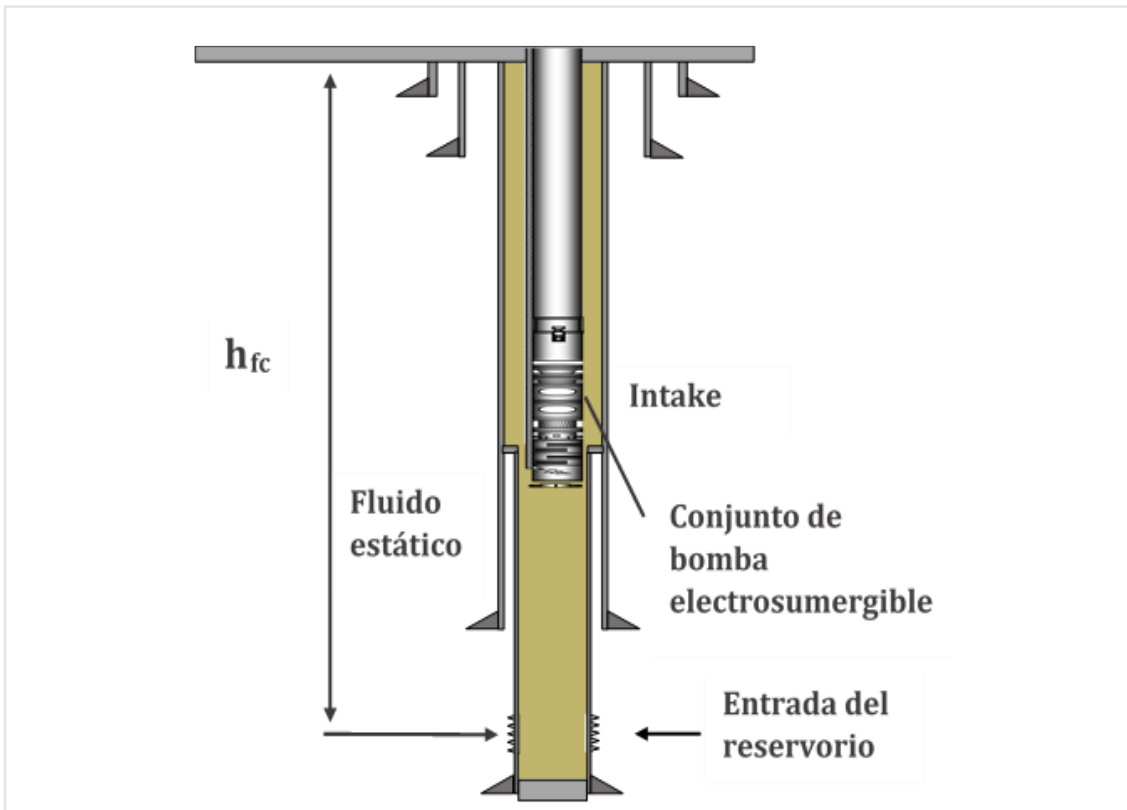
Es la profundidad donde se encuentra el contacto Gas-Líquido de un pozo a una determinada presión de yacimiento, se mide desde el cabezal de producción. (Schlumberger, 2018)

### **2.5.2. NIVEL ESTÁTICO**

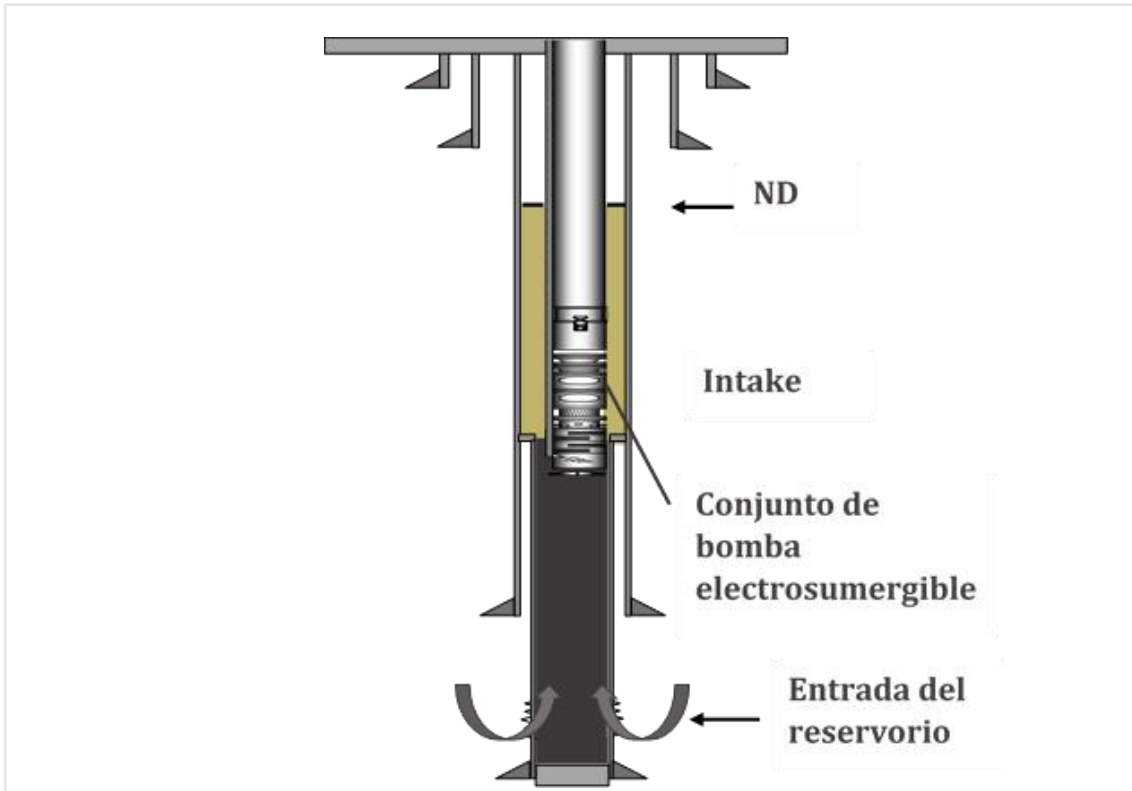
Nivel al cual se eleva el fluido en un pozo cuando el pozo está cerrado. La carga hidrostática de este fluido es igual a la presión de fondo de pozo (Schlumberger, 2018); ver figura 2.1.

### **2.5.3. NIVEL DINÁMICO**

El nivel dinámico se realiza cuando el pozo está produciendo, pies de fluido en movimiento. Es la distancia desde la superficie hasta el tope del nivel de líquido en movimiento que se encuentra en el espacio anular entre el revestidor y tubería de producción (Schlumberger, 2018); ver figura 2.2.



**Figura 2.1.** Esquema de nivel estático de fluido  
Elaborado por: Mayra Quintero (2018)



**Figura 2.2.** Esquema de nivel de fluido dinámico  
Elaborado por: Mayra Quintero (2018)

## **2.6. BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE**

El bombeo electrosumergible es un sistema integrado de levantamiento artificial, considerado como un medio económico y efectivo para levantar altos volúmenes de fluidos desde grandes profundidades en yacimientos potencialmente rentables y en pozos profundos, con el objeto de manejar altas tasas de flujo. (Seminario YPF de completaciones, 2018)

Los componentes del sistema de bombeo electrosumergible se clasifican en dos grandes grupos; el equipo de fondo y el equipo de superficie.

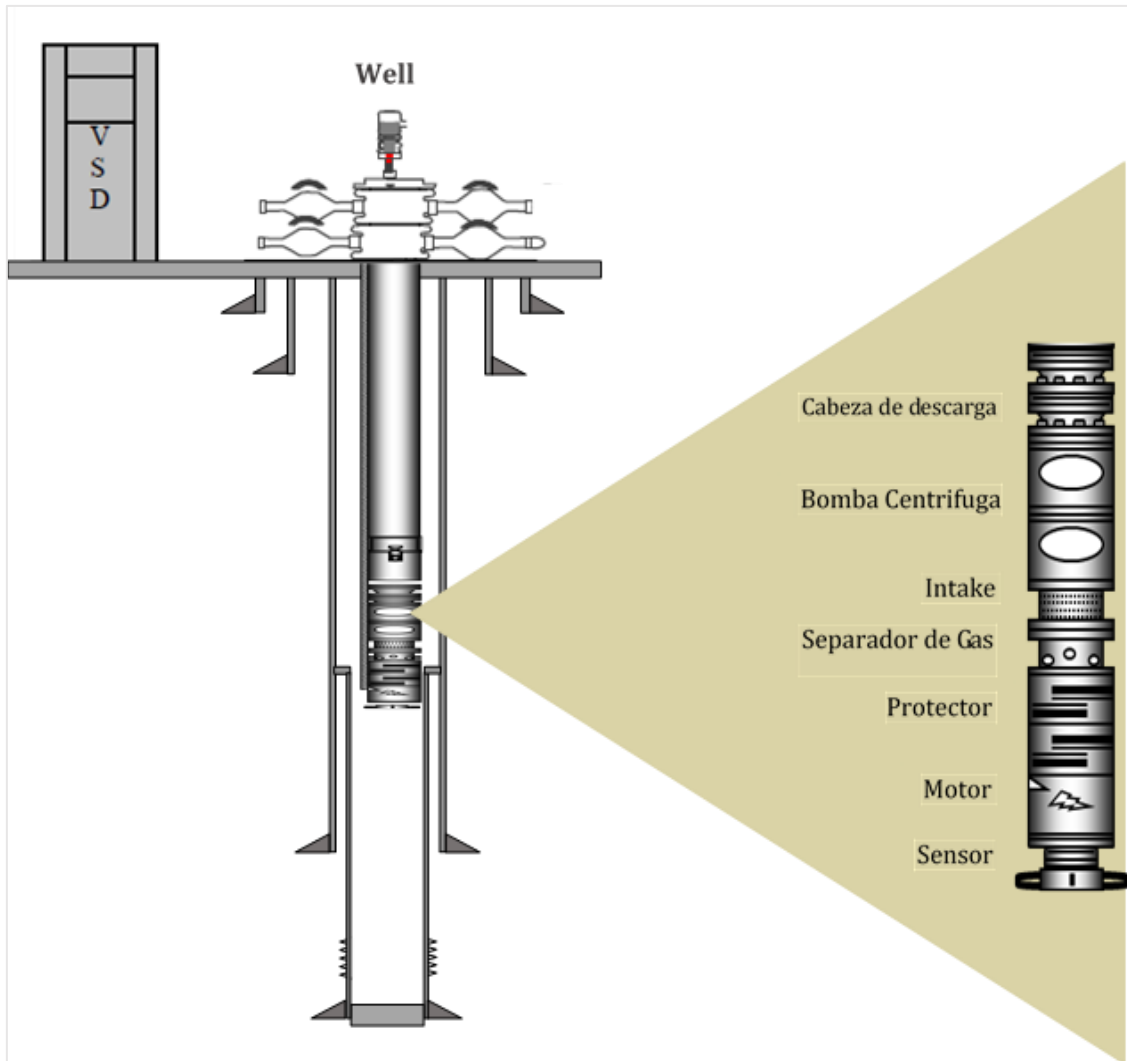
El equipo de fondo cuelga de la tubería de producción y cumple la función de levantar la columna de fluido necesaria para producir el pozo (Ver Figura 2.3).

Consiste generalmente de:

- Cabeza de descarga
- Bomba centrífuga
- Intake
- Separador de gas
- Motor eléctrico
- Protector
- Sensor de fondo

El equipo de superficie provee de energía eléctrica al motor electrosumergible y controla su funcionamiento. Sus principales componentes son:

- Transformador de entrada
- Controlador del motor
- Transformador de salida
- Cable de potencia
- Protectores de cable
- Caja de venteo



**Figura 2.3.** Esquema del Sistema de Levantamiento de Bombeo Electrosumergible  
Elaborado por: Mayra Quintero (2018)

# METODOLOGÍA Y DESCRIPCIÓN DEL POZO PILOTO

## 3.1. DISEÑO METODOLÓGICO

### 3.1.1. TIPO DE ESTUDIO

Este trabajo es de tipo descriptivo cuantitativo elaborado para evaluar un método para desplazar el fluido de control hasta llegar a un nivel dinámico sin que la temperatura del motor llegue a su punto máximo evitando problemas ya mencionados.

### 3.1.2. UNIVERSO Y MUESTRA

El universo y muestra está integrado por todos los pozos del campo de estudio en donde se desarrolló un trabajo de reacondicionamiento e instaló el equipo electrosumergible. La muestra para el estudio es de 52 pozos que corresponden al año 2017.

### 3.1.3. MÉTODOS Y TÉCNICAS

En el estudio se emplearon fuentes de relacionadas al campo MQB <sup>1</sup> y a los pozos intervenidos con un trabajo de reacondicionamiento e instalado el equipo electrosumergible. Además de información de libros, folletos, revistas y páginas virtuales.

### 3.1.4. RECOLECCIÓN DE DATOS

Los datos necesarios para el desarrollo del estudio se alcanza a partir de:

- ✓ Reportes de diseño y selección del equipo de Bombeo Electrosumergible
- ✓ Reportes diarios de reacondicionamiento de pozos
- ✓ Bases de diseño de BES
- ✓ Programa de monitoreo: ZEDI

El programa ZEDI permite obtener los parámetros operativos de la bomba en función del tiempo; imprescindibles para este estudio. En la Tabla 3.1, se observa

---

<sup>1</sup> Por motivos de confidencialidad se nombró al campo estudiado como campo MQB



los parámetros operativos típicos de un pozo obtenidos mediante el programa ZEDI.

**Tabla 3.1** Parámetros Operativos de la bomba obtenidos del sistema de monitoreo con sensores de fondo

Tiempo	Temperatura Intake (°F)	Temperatura del Motor (°F)	Presión Intake (psi)	Presión de Descarga (psi)	Frecuencia (Hz)	Amperaje (A)
30/06/2017 10:30	233,6	234	1924,4	1922,1	0	0
30/06/2017 11:17	233,2	234	1924,7	1922,3	0	0
30/06/2017 11:32	233,8	257	1861,3	4178,2	50	24
30/06/2017 11:42	235	271,6	1808,5	4173,4	50	22,7
30/06/2017 11:59	237,7	282	1741,6	4140,2	50	22,7
30/06/2017 12:21	237,9	285,6	1642,6	4103	50	21,5
30/06/2017 12:39	236,5	284,5	1570,5	4073,7	50	22,7
30/06/2017 13:05	234,3	273,6	1471,5	4029,5	50	21,5
30/06/2017 14:57	229,8	262,4	1097	3862,5	50	21,5
30/06/2017 17:40	225,5	250,9	931,1	3793	50	21,5
30/06/2017 19:53	225,5	250,2	908	4017,1	50	21,5
30/06/2017 20:29	225,5	250,2	907,1	3970,9	50	21,5
30/06/2017 22:00	225,3	249,3	887	4098,9	50	20,2

Elaborado por: Mayra Quintero (2018)

### 3.1.5. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS

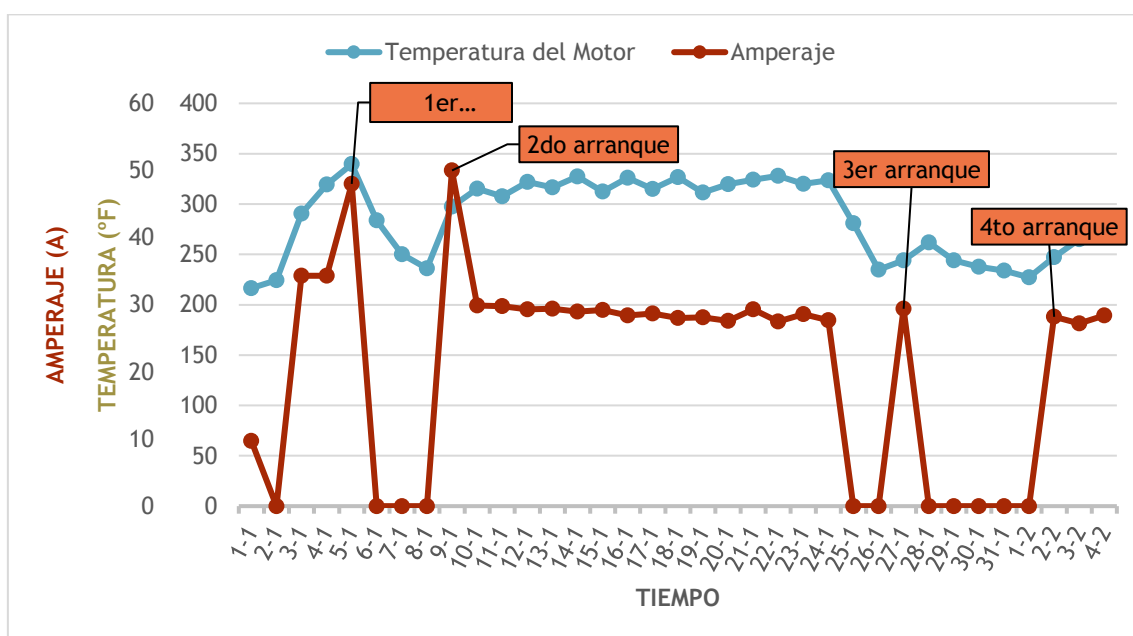
Para una completa interpretación y obtener resultados que indiquen el rendimiento del desplazamiento del fluido de control previo el arranque del equipo BES y en la confiabilidad que este presenta para el universo estudiado, se desarrolló una tabla Excel (Tabla 3.2) identificando diversos parámetros que permiten realizar el análisis estadístico.

## 3.2. ESTADO ACTUAL DE LOS ARRANQUES DEL EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE EN EL CAMPO

Cuando se llena el pozo con fluido de control después de haber realizado un trabajo de reacondicionamiento se identificaron cuatro desafíos actuales al momento de arrancar el equipo BES:

1. Altas temperaturas de motor en el arranque.
2. Apagados manuales de la BES por alta temperatura y arranques adicionales no planificados.
3. Alta admisión de fluido de control por parte de la arena productora debido al sobre-balance generado.
4. Gran cantidad de fluido de control en las estaciones de recolección durante la prueba de producción.

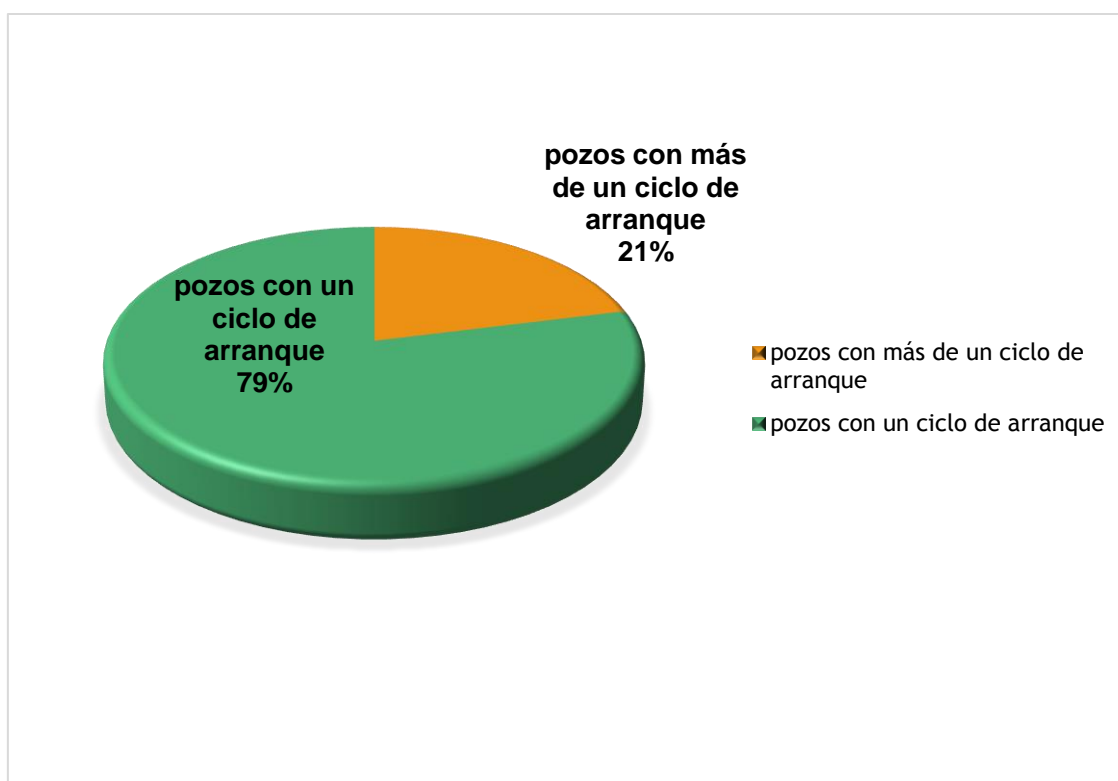
En el Grafico 3.1, se representa el arranque del equipo BES de un pozo con ciclos repetitivos; se puede observar que en cada intento de arranque del equipo BES, la temperatura del motor fue aumentando hasta llegar a su temperatura máxima en donde el motor se apaga por seguridad. Para empezar un nuevo arranque se debe esperar a que la temperatura del motor disminuya. Se tendrán los arranques necesarios hasta que se establezcan los parámetros.



**Gráfico 3.1.** Arranques de un pozo con ciclos repetitivos  
Elaborado por: Mayra Quintero (2018)

En la Tabla 3.2, se presenta una pequeña muestra de los arranques realizados por los equipos de Bombeo Electrosumergibles en los pozos del universo estudiado y los parámetros operativos antes y después del arranque de los Equipos BES, la tabulación se realiza a partir de datos obtenidos del programa de monitoreo ZEDI.

Los resultados del universo estudiado se ilustran en el Gráfico 3.2, determinando un porcentaje del 79% de arranques limpios del Equipo Electrosumergible (un solo arranque) y un 21% de arranques con ciclos repetitivos del Equipos BES.



**Gráfico 3.2.** Arranques del equipo BES de universo de pozos  
Elaborado por: Mayra Quintero (2018)

**Tabla 3.2.** Muestra del número de arranques en el campo de estudio

		ARRANQUES DE LA BOMBA BES															
		1er ARRANQUE								2do ARRANQUE							
SHAYA		PARÁMETROS OPERATIVOS DE LA BOMBA EN EL ARRANQUE				PARAMETROS OPERATIVOS DE LA BOMBA DESPUES DEL ARRANQUE				PARAMETROS OPERATIVOS DE LA BOMBA EN EL ARRANQUE				PARAMETROS OPERATIVOS DE LA BOMBA DESPUES DEL ARRANQUE			
POZO	N° DE ARRANQUES DEL EQUIPO BES	Temperatura Intake (F)	Presión intake (psi)	Temperatura del motor (F)	Presión de descarga (psi)	Temperatura Intake (F)	Presión intake (psi)	Temperatura del motor (F)	Presión de descarga (psi)	Temperatura Intake (F)	Presión intake (psi)	Temperatura del motor (F)	Presión de descarga (psi)	Temperatura Intake (F)	Presión intake (psi)	Temperatura del motor (F)	Presión de descarga (psi)
Pozo Q	1	227,8	1021,7	228,4	1119,3	228,6	509,1	266,9	3789,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Pozo AQ	2	234,5	4261,2	319,1	4260,4	235	3680,1	398,8	3679,3	241,7	3600	311,9	3600,3	234,9	407,1	304,2	407,7
Pozo V	2	234,7	3731,3	234,9	3729,1	318,6	2564,8	366,8	2472,8	265,5	2467,2	265,8	2465,4	232,2	1112,9	281,5	4238
Pozo T	1	227,8	4131,9	262,2	4334,4	231,6	453,7	268,7	4169,5	-	-	-	-	-	-	-	-

Elaborado por: Mayra Quintero (2018)  
Fuente: Schlumberger

### 3.2.1. FACTORES QUE INFLUYEN EN LOS ARRANQUES DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Entre los parámetros estudiados para observar cómo influyen en el tiempo que se va a tardar en aportar el pozo con fluido de producción y que efecto tienen en el arranque de un equipo electrosumergible después de realizar un trabajo de reacondicionamiento, se tiene:

- Presión de reservorio
- Grado API del crudo
- Viscosidad del crudo
- Relación gas-petróleo (GOR)

En la Tabla 3.3, se presentan los pozos que tuvieron más de un arranque del Equipo BES del universo estudiado, con sus respectivos parámetros como son la presión de reservorio, viscosidad, API, GOR.

**Tabla 3.3.** Pozos con ciclos repetitivos de arranque de los equipos BES

Pozos	N° de arranques	Pr (psia)	Viscosidad (cp)	API	GOR (PCS/BF)
Pozo D	5	1157	2,16	28,2	171
Pozo H	2	3728	8,65	17,9	126
Pozo R	3	1800	8,68	19,1	110
Pozo S	4	2000	12,45	18,8	56
Pozo V	2	2625	4,3	31	12
Pozo W	3	1800	2,57	27,7	114
Pozo AE	2	1420	14,22	18,8	84
Pozo AJ	2	1100	10,39	19	80
Pozo AO	3	1570	18,32	17,4	84
Pozo AS	4	1250	8,74	17	146
Pozo AW	2	2450	3,86	28	229

Elaborado por: Mayra Quintero (2018)

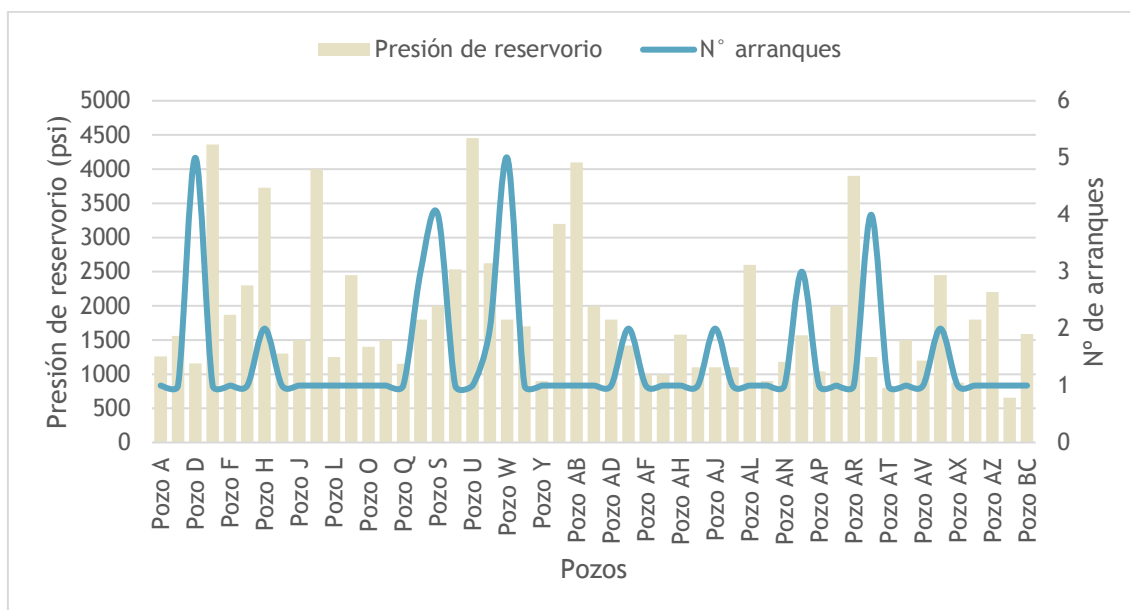
Fuente: Schlumberger

## Presión de reservorio

La presión de reservorio es una medida de la energía disponible en el yacimiento, que existe cuando no hay alteraciones mecánicas o de flujo. Dicha presión denota la presión que existe al frente de la formación petrolífera, cuando la producción se ha interrumpido por un lapso suficiente de tiempo (Bifarini, 2014).

La presión de reservorio es de vital importancia para el diseño y selección del equipo de bombeo electrosumergible y es característica para cada pozo en particular; sin embargo, al realizar una relación entre la presión de reservorio y el número de arranques del equipo de bombeo electrosumergible se observó que a presiones bajas de reservorio se tiene mayor número de arranques.

En el Gráfico 3.3, se representa la presión de reservorio y el número de arranques que tuvieron cada uno de los pozos del universo estudiado. Como se puede observar, se tiene un mayor número de arranques del equipo BES cuando se tienen presiones bajas.



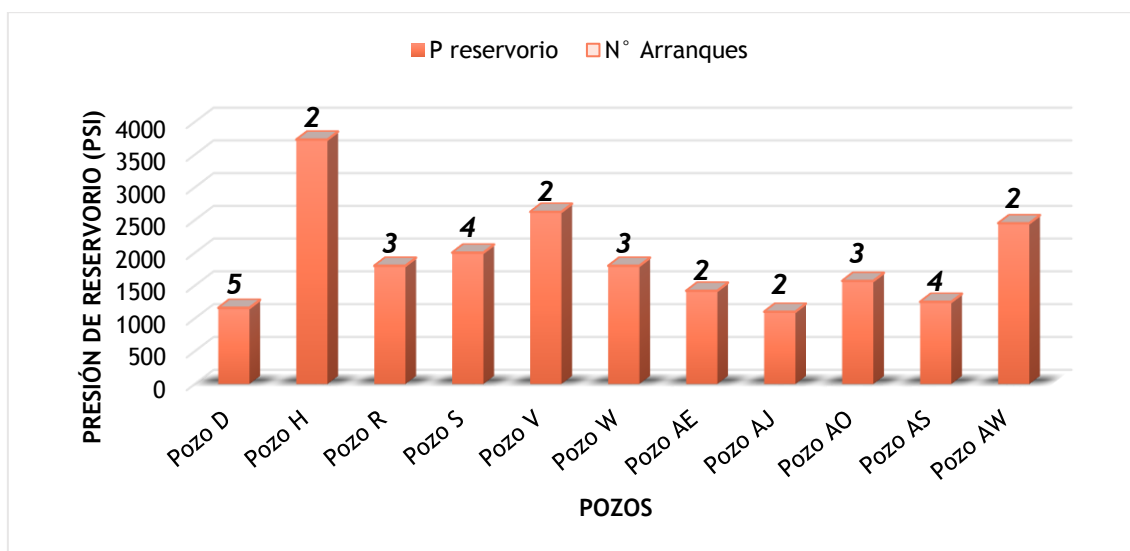
**Gráfico 3.3.** Presión de reservorio / Número de arranques para universo de pozos

Elaborado por: Mayra Quintero (2018)

Los pozos de baja presión de reservorio tienen más de un arranque debido al tiempo que se va a tardar en llegar al nivel dinámico de fluido de producción

provocando que la temperatura del motor aumente ya que no va a existir circulación de fluido hasta que llegue al nivel dinámico . Este fenómeno genera ciclos repetitivos de arranque del equipo BES.

El Gráfico 3.4, representa la relación que existe del número de arranques en función de la presión de reservorio de los pozos que han tenido ciclos repetitivos de arranque. Aislando los pozos que tienen más de un arranque se puede observar que existen ciertas excepciones en cuanto a lo anteriormente dicho, estos casos serán estudiados posteriormente con todos los parámetros analizados para descubrir si existe alguna relación.



**Gráfico 3.4.** Presión de reservorio / Número de arranques en pozos con ciclos repetitivos

Elaborado por: Mayra Quintero (2018)

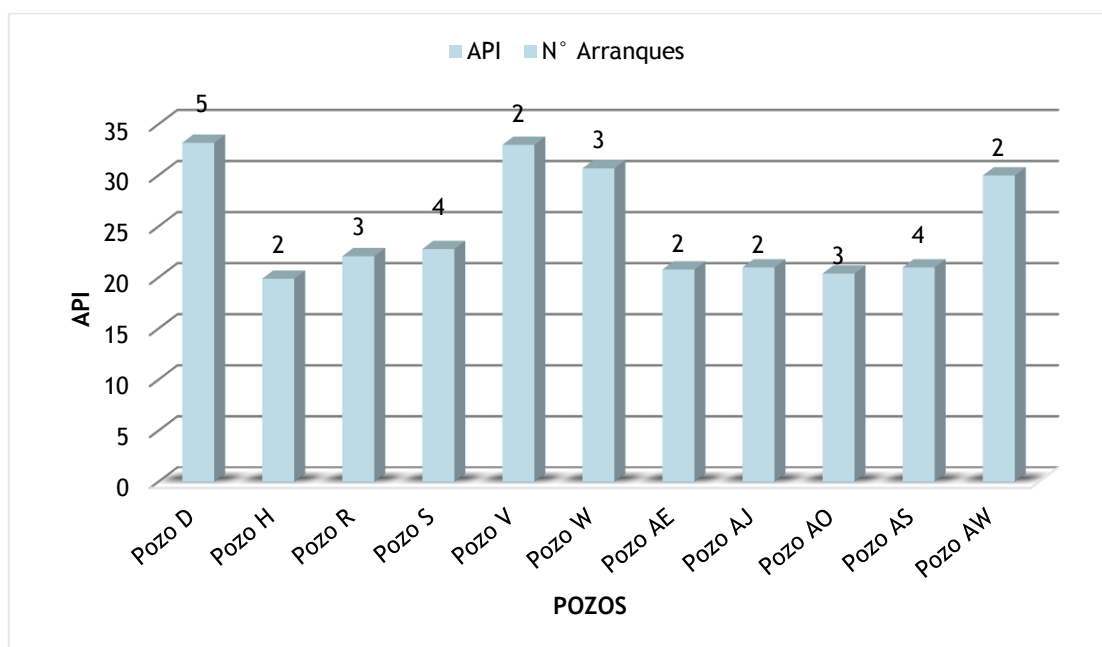
### Grado API y viscosidad del crudo

La gravedad API (del inglés: American Petroleum Institute) es un método de clasificación según la densidad (viscosidad y fluidez) del crudo en comparación con el agua a temperaturas iguales. De esta forma la densidad API es la medida inversa a su gravedad específica respecto al agua (Nava, 2018).

La viscosidad del petróleo,  $\mu$ , es una característica muy importante que controla el fluido de petróleo a través del medio poroso y de las tuberías. Generalmente

se define como la resistencia interna que ofrece el petróleo para moverse (López, 2014).

En el Gráfico 3.5, se representa el número de arranques del Equipo BES en función del grado API, y en el Gráfico 3.6, se representa el número de arranques en función de la viscosidad. Se observa que el grado API y la viscosidad del fluido del reservorio presentan valores variables en los pozos que tuvieron más de un arranque del universo estudiado. Por lo que el grado API y la viscosidad del fluido no tiene transcendencia en el tiempo que se va a demorar el fluido de producción en salir hacia el pozo y circule alrededor del motor previniendo un número repetitivo de arranques de un equipo electrosumergible.



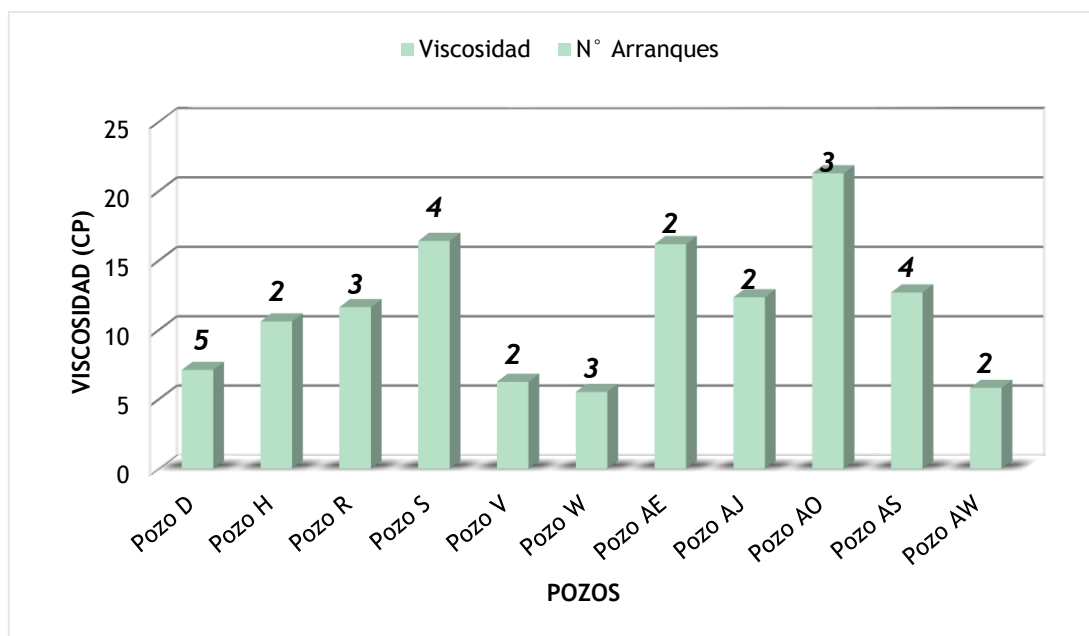
**Gráfico 3.5.** API / Número de arranques en pozos con ciclos repetitivos  
Elaborado por: Mayra Quintero (2018)

### **Relación Gas-Petróleo (GOR)**

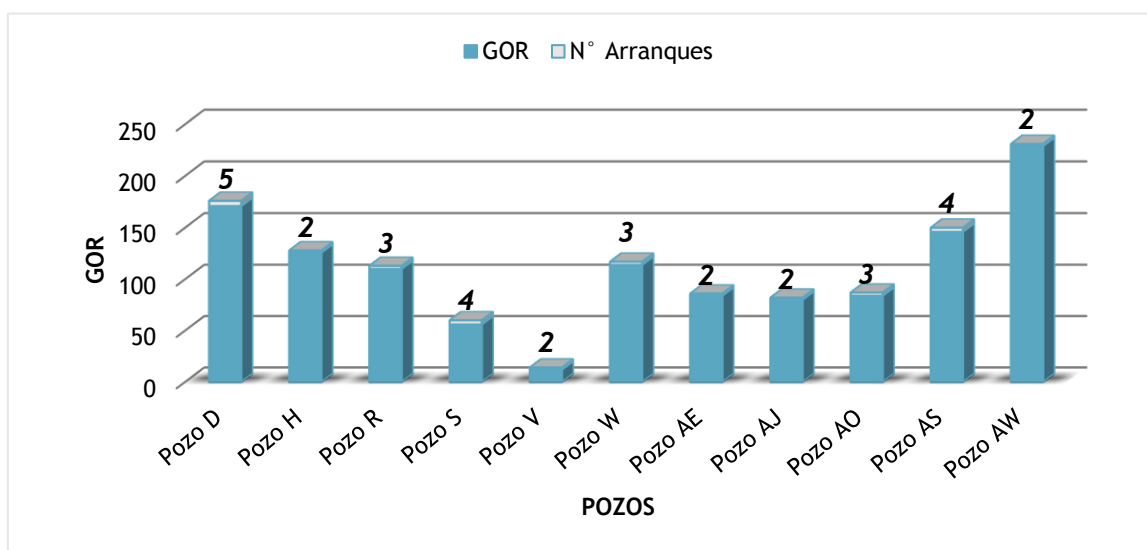
Relación de gas-petróleo es la relación de gas producido con respecto al petróleo producido, comúnmente se abrevia como GOR (Schlumberger, 2018).

Se presumía que el GOR tenía influencia en el número de arranques del equipo BES por tal motivo se investigó si existe esta, el gráfico 3.7, revela que la relación Gas – Petróleo no tiene transcendencia en el tiempo que transcurra en el cual el fluido de producción fluya hacia el pozo y circule alrededor del motor.





**Gráfico 3.6.** Viscosidad/ Número de arranques en pozos con ciclos repetitivos  
Elaborado por: Mayra Quintero (2018)



**Gráfico 3.7.** GOR / Número de arranques en pozos con ciclos repetitivos  
Elaborado por: Mayra Quintero (2018)

### 3.2.2. ANÁLISIS DE LAS CARACTERÍSTICAS FÍSICO-QUÍMICAS DEL NITRÓGENO COMO FLUIDO DE DESPLAZAMIENTO

La decisión de utilizar un fluido para desplazar fluido de control en un pozo petrolero depende de muchos factores: Intervienen las características del yacimiento, características de los fluidos del yacimiento y del fluido de control.

Respecto a los fluidos del yacimiento y del fluido de control, se espera que el fluido no reaccione químicamente, pudiendo dañar el yacimiento o las instalaciones de producción, como podría ser el aparejo de producción. Las instalaciones juegan otro papel muy importante; la disposición de energía y la fuente principal de suministro del fluido tienen una gran trascendencia en el estudio.

Uno de los factores que se deben considerar antes de seleccionar un fluido, es su disponibilidad; tanto para el CO<sub>2</sub> como para el Gas Natural su difícil acceso en ciertas locaciones los convierte en fluidos menos convenientes.

En la industria petrolera el nitrógeno presenta grandes ventajas en su uso y en proyectos de recuperación secundaria, recuperación mejorada y en las etapas de terminación de pozos, también se puede encontrar su aplicación en la etapa de producción de los campos.

Por las ventajas que el Nitrógeno ofrece, es el fluido más conveniente para el objetivo de este estudio, desplazar el fluido de control antes del arranque del equipo BES para llegar al nivel dinámico de fluido de producción en cortos periodos de tiempo y así prevenir ciclos repetitivos de arranque (ver Tabla 3.4).

**Tabla 3.4.** Ventajas y Desventajas del Nitrógeno

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incoloro</li> <li>• Insípido</li> <li>• Inoloro</li> <li>• No es tóxico</li> <li>• Tiene baja conductividad térmica</li> <li>• No es inflamable</li> <li>• No sostiene la combustión</li> <li>• Es un producto abundante</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Opera a presiones y temperaturas mayores que HFC y otros refrigerantes</li> <li>• En caso de escape se va a nivel de suelo, desplazando el aire, y al ser inoloro, no se advertirá su escape</li> </ul>

Elaborado por: Mayra Quintero (2018)

Fuente: Nitrógeno asociado a la producción de hidrocarburos (Villegas & Sánchez, 2014)

Además el Nitrógeno está en abundancia en el ambiente, es un fluido inerte que no se combina químicamente con los fluidos del yacimiento; es más barato el costo de su separación que la del CO<sub>2</sub> o el Gas Natural.

### Propiedades Físicoquímicas del Nitrógeno

La Tabla 3.5, se muestra las propiedades líquidas del Nitrógeno, son una de las principales razones para su uso en el estudio.

**Tabla 3.5.** Propiedades Físicas y Químicas del Nitrógeno

UNIDADES INGLÉSAS			Punto de Ebullición		Propiedades de la Fase Líquida		Punto Triple		Punto Crítico		
			@101.325 KPa		@B.P., & @101.325 KPa						
			Temp.	Calor latente	Gravedad específica	Calor Específico	Temp.	Presión	Temp.	Presión	Densidad
Substancia	Símbolo Químico	Peso Molar	°F	BTU/lb	Agua=1	BTU/lb °F	°F	psia	°F	psia	lb/cu ft
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	28.01	-320.4	85.6	0.808	0.4877	-346	1.81	-232.4	493	19.6

Elaborado por: Mayra Quintero.

Fuente: Inyección de nitrógeno como proceso de Recuperación Secundaria (Salazar, 2011)

### Seguridad en las Operaciones con Nitrógeno (Halliburton, S.F.)

Los peligros asociados con nitrógeno líquido son la exposición a temperaturas extremas, puede causar quemaduras severas a la piel, además de asfixia debido al desplazamiento del oxígeno en el aire en áreas de trabajo confinadas. El nitrógeno es inodoro, incoloro e insípido. Los sentidos humanos no pueden detectarlo en el aire. Sin ventilación adecuada, el nitrógeno puede expandirse, desplazando suficiente oxígeno en la atmósfera de trabajo para causar mareos, inconsciencia o incluso la muerte cuando se inhala.

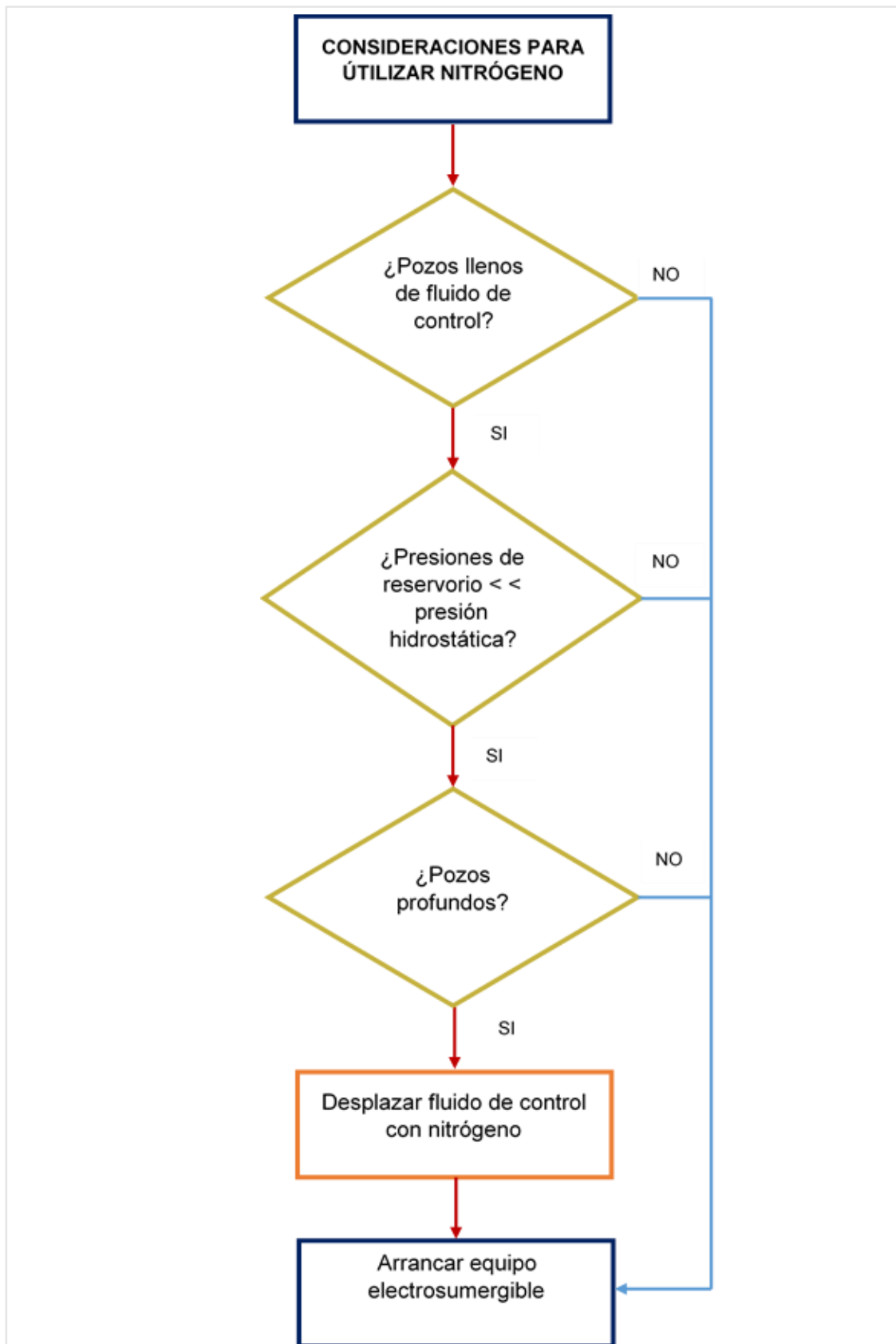
El Nitrógeno líquido cuando se derrama sobre una superficie, tiende a cubrirla completamente y, por lo tanto, enfría una gran área. Los vapores de estos líquidos también son extremadamente fríos y también pueden producir quemaduras. Tejidos delicados, como los del ojo, pueden ser dañados por una exposición a estos gases fríos, es demasiado breve para afectar la piel de la cara o las manos.

Los aceros en contacto con el Nitrógeno se vuelven frágiles a bajas temperaturas y pueden fracturarse fácilmente cuando están estresados. Incluso los materiales no metálicos son peligrosos al tocar a bajas temperaturas. Además de los peligros de la picadura de escarcha o carne que se pega a materiales fríos, los objetos que son suaves y flexibles a temperatura ambiente, tales como caucho o plástico, se rompen fácilmente debido a que puede convertirse en frágil a estas temperaturas extremadamente bajas.

### **3.3. POZOS TIPO PARA APLICAR EL MÉTODO DE DESPLAZAMIENTO**

En los Gráficos 3.3 y 3.4, se representa la presión de reservorio de los pozos perforados en el año 2017 y de los pozos con ciclos repetitivos de arranque del Equipo BES; se determina que en pozos profundos con trabajos de estimulación y con presiones de reservorio bajas, se realizaron ciclos repetitivos de arranque y no se pudo garantizar las pruebas de producción de los pozos en el tiempo planificado. Por lo que el desplazamiento del fluido de control aplica a pozos cuya consideración es que después del trabajo de reacondicionamiento están llenos de fluido de control, tienen bajas presiones de reservorio y es menor a la presión hidrostática generada por la columna del fluido de control.

La Figura 3.1, representa un diagrama de flujo para decidir si se debe utilizar nitrógeno como método de desplazamiento de fluido de control para evitar ciclos de arranque repetitivos, realizando las pruebas de producción en el tiempo planificado y optimizando la vida útil del equipo electrosumergible.



**Figura 3.1.** Diagrama de flujo de consideraciones para utilizar nitrógeno como método para desplazar fluido de control  
Elaborado por: Mayra Quintero (2018)

### 3.4. CÁLCULO DE NITRÓGENO A DESPLAZAR

Los pasos para calcular el volumen de nitrógeno y el tiempo necesario para desplazar el fluido de control son:

- Como el nivel del fluido de control está en superficie se determina el nivel de fluido el cual permita tener 200 psi sobre la presión de reservorio la cual está dada por la ecuación 3.1.

$$H_{fluido} = TVD_s - \frac{P_{Hd}}{0.052 \cdot MW} \quad (3.1)$$

Donde:

$TVD_s$ : Profundidad de la arena productora [ft].

$MW$ : Peso del fluido [LPG].

$P_{Hd}$ : Presión de fondo deseada [psi].

$$P_{Hd} = P_R + 200 \text{ psi}$$

Únicamente se evacuará o desplazará el volumen diferencial de fluido hasta el nivel determinado anteriormente

- El volumen de fluido de control que se debe desplazar está dada por la ecuación 3.2.

$$V_{desplazar} = V_{TBG@H_{fluido}} + V_{anul\ csg-tbg@H_{fluido}} \quad (3.2)$$

- El volumen de nitrógeno que se debe utilizar para desplazar el fluido de control se expresa por la ecuación 3.3.

$$VN_2 = 1.1[(Factor\ volumetrico\ de\ N_2 \cdot V_{desplazar}) + TVD] \quad (3.3)$$

Donde:

$V_{desplazar}$ : Volumen de fluido a desplazar [bls].

$TVD$ : Profundidad total del pozo [ft].

*Factor volumetrico de N<sub>2</sub>*: Se lo encuentra en tablas ingresando con la presión media y temperatura media a la cual se encuentra el BHA de calibración esto quiere decir 500 ft sobre la arena.

La presión media está dada por la ecuación 3.4.

$$\bar{P} = \frac{P_{HS} + P_{Hd}}{2} \quad (3.4)$$

La temperatura media está dada por la ecuación 3.5.

$$\bar{T} = \frac{T_{@bha \text{ calibración}} + T_{whf}}{2} \quad (3.5)$$

Donde:

$$T_{@bha \text{ calibración}} = T_{wf} - \left( \frac{T_{wf} - T_{whf}}{H_T} \right) \cdot (TVD_s - TVD_{@bha \text{ calibración}})$$

$T_{whf}$  = Temperatura de cabeza [°F]

$T_{wf}$  = Temperatura de fondo [°F]

$TVD_s$  = Profundidad de la arena productora [ft]

$TVD_{@bha \text{ calibración}}$  = Profundidad del BHA de calibración [ft]

- El tiempo que se toma en desplazamiento Nitrógeno se expresa por la ecuación 3.6.

$$\text{Tiempo de desplazamiento} = \frac{VN_2}{Q_{bombeo}} \quad (3.6)$$

### 3.5. TIEMPO REQUERIDO PARA DESFOGAR LA PRESIÓN

El tiempo requerido para desfogar la presión está dada por la ecuación:

$$C_D \left(\frac{A}{V}\right) \left(\frac{gR}{M}\right)^{\frac{1}{2}} \left[\frac{K-1}{2K}\right] K^{\frac{1}{2}} \left[\frac{2}{K+1}\right]^a \left(\frac{T_0}{P_0^b}\right)^{\frac{1}{2}} (t_2 - t_1) = P_2 - P_1 \quad (3.7)$$

Donde:

$C_D$  = coeficiente de descarga

$A$  = Area de escape (choque) [ ft<sup>2</sup> ]

$V$  = volumen a desplazar [ bl ]

$g$  = constante de aceleración gravitacional de 32.17 [ ft<sup>3</sup> ]

$R$  = constante de gas universal de 1545  $\left[\frac{\text{lbs}}{\text{ft}^2}\right][\text{ft}^3][\text{lb} - \text{mol}][^\circ\text{R}]$

$M$  = masa molar del gas [Kg/k mol]

$K = \frac{C_p}{C_v}$  del gas

$a = (k + 1)(2k - 2)$

$T_0$  = temperatura del gas inicial [ °R ]

$P_0$  = presión inicial del gas  $\left[\frac{\text{lbs}}{\text{ft}^2}\right]$

$b = (k - 1)/k$

$t_0$  = el tiempo de iniciación del flujo [ s ]

$t_1$  = cualquier momento despues de  $t_0$  [ s ]

$t_2$  = cualquier momento despues de  $t_1$  [ s ]

$P_2$  = presión absoluta de gas en el recipiente a  $t_2$  [lbs/ft<sup>2</sup>]

$P_1$  = presión absoluta de gas en el recipiente a  $t_1$   $\left[\frac{\text{lbs}}{\text{ft}^2}\right]$

$c = (k - 1)/(2k)$

Se resuelve para  $t_2 - t_1$  el cual es el tiempo para desfogar la presión

### **3.6. PROCEDIMIENTO OPERACIONAL PARA EL DESPLAZAMIENTO DEL FLUIDO DE CONTROL CON NITRÓGENO**

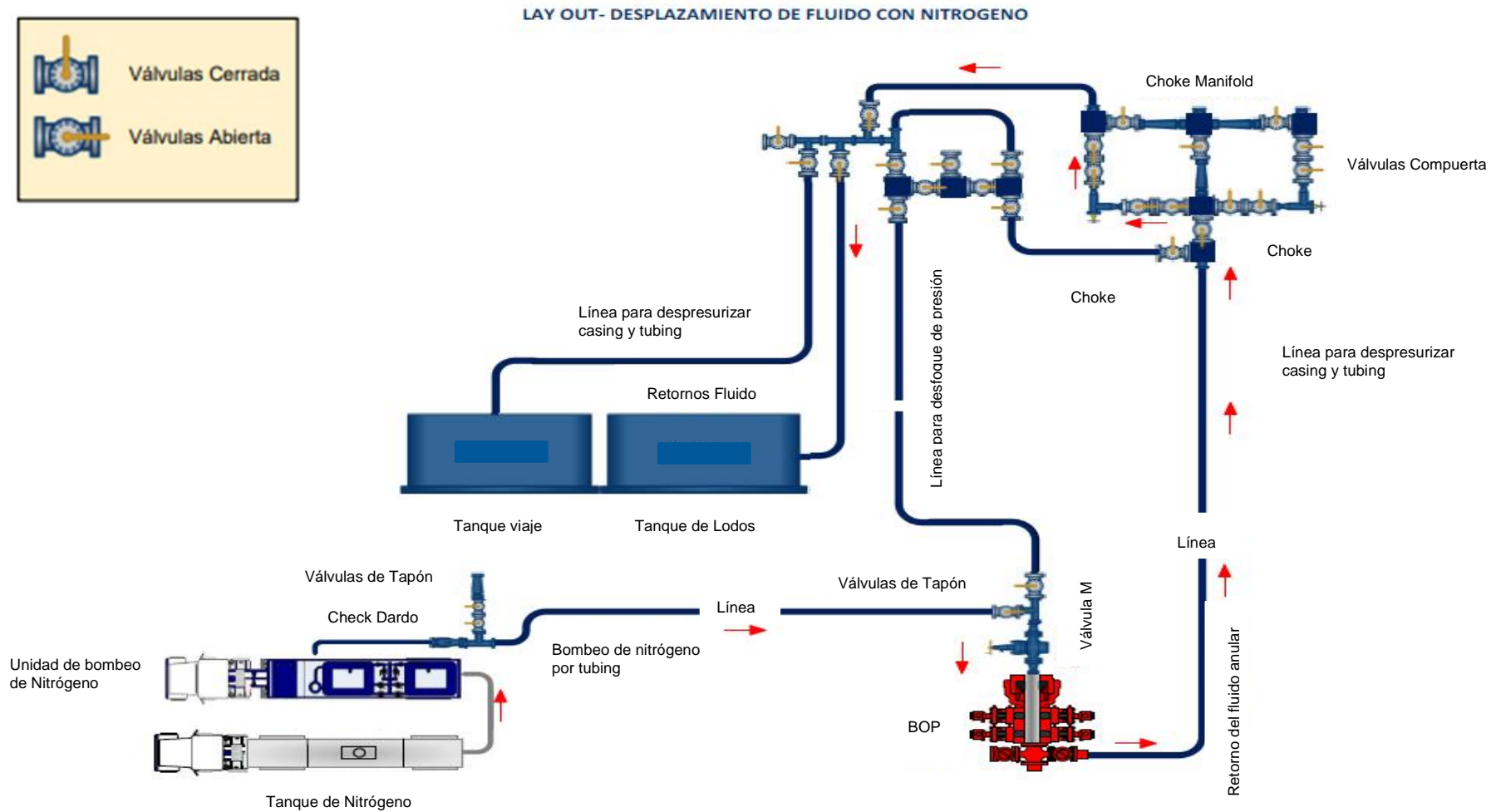


El procedimiento consiste en:

1. Movilizar equipo de unidad de bombeo de nitrógeno y posicionar la unidad para intervenir el pozo.
2. Realizar distribución del equipo en la locación teniendo en cuenta que el mismo esté ubicado contra el viento y a una distancia que permita el movimiento seguro del personal alrededor de la unidad durante la instalación del equipo.
3. Realizar el armado de líneas de alta presión desde la unidad de bombeo de nitrógeno hasta el tubing del pozo. Colocando línea para desfogar presión y válvula master.
4. Realizar reunión de seguridad y prueba de presión a líneas de alta con 5000 psi, chequear la completación de fondo y equipo de superficie,
5. Verificar alineación de válvulas del cabezal para desplazar a través del tubing y recibir retornos a través del anular casing-tubing. Proceder a desplazar por directa cierta cantidad de nitrógeno.
6. Verificar el volumen desplazado y desfogar la presión durante el desplazamiento.
  - a. Calcular la cantidad de nitrógeno para que el pozo tenga 200 psi de sobre-balance.
  - b. Verificar sello hidráulico en tanques bota, operatividad de líneas.
  - c. Establecer una máxima presión de trabajo.
  - d. Ubicar el quemador, líneas y arrestallamas.
  - e. No solamente se desfoga nitrógeno, sino también gas (hidrocarburo) del pozo que pudiera haber migrado.
7. Verificar pozo estático, tomar medidas de nivel del pozo y desmantelar unidades al 100%

### 3.6.1. LAY OUT DESPLAZAMIENTO DEL FLUIDO CON NITRÓGENO:

Como parte del trabajo se presenta un lay out básico para desplazar el fluido con nitrógeno; Figura 3.2.

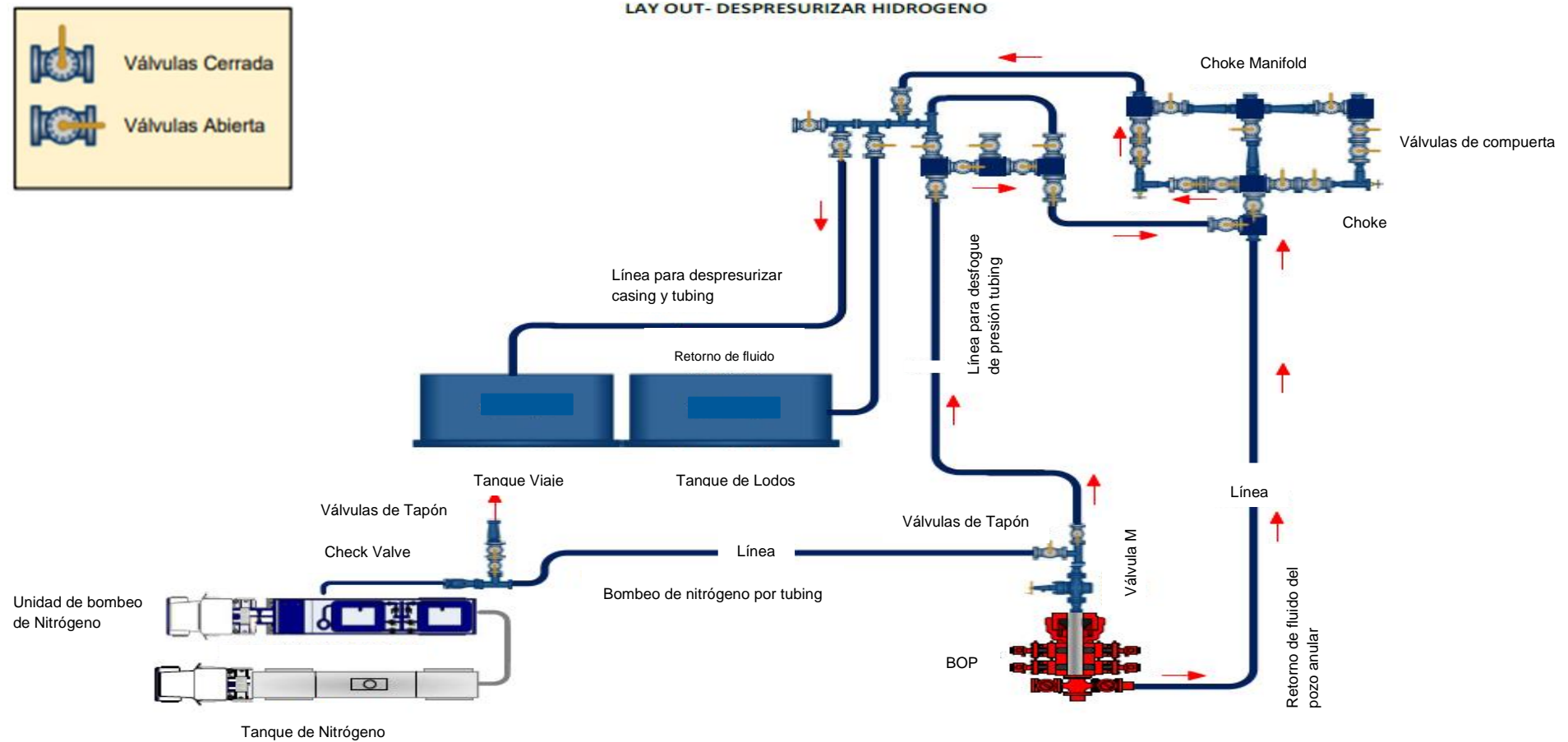


**Figura 3.2.** Lay Out Desplazamiento del Fluido con Nitrógeno

Elaborado por: Ruiz J. Torres R. Quintero M. Fuente: Case history and Lessons learned #7104267 (Schlumberger, 2017)

### 3.6.2. LAY OUT PARA DESPRESURIZAR NITRÓGENO:

Como parte del trabajo se presenta un lay out básico para despresurizar el nitrógeno; figura 3.3.



**Figura 3.3.** Lay Out Despresurizado de Nitrógeno

Elaborado por: Ruiz J. Torres R. Quintero M. Fuente: Cased history and lessons learned #7104267 (Schlumberger, 2017)

### 3.7. POZOS CANDIDATOS PARA APLICAR EL MÉTODO

Se seleccionaron cinco pozos como los candidatos para desplazar el fluido de control con nitrógeno; pozos que cumplen con las características requeridas, como:

- Pozos completamente llenos de fluido de control
- Presiones de reservorio < < < presión hidrostática
- Pozos profundos

En la Tabla 3.6, los pozos candidatos para aplicar el método con sus respectivos parámetros, como caso de estudio se escogió al pozo AI.

**Tabla 3.6.** Pozos seleccionados para utilizar nitrógeno

Pozos	P. reservorio (psi)	Viscosidad (cp)	GOR (PCS/BF)	Profundidad (ft)
Pozo AI	1100	1.85	84	10134
Pozo BD	2650	3.36	85	10573
Pozo BE	1200	5.48	56	10480
Pozo BF	1300	9.35	55	11432
Pozo BG	835	10.05	150	10326

Elaborado por: Mayra Quintero (2018)

Fuente: Schlumberger

#### 3.7.1. TRABAJO TIPO DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO AI

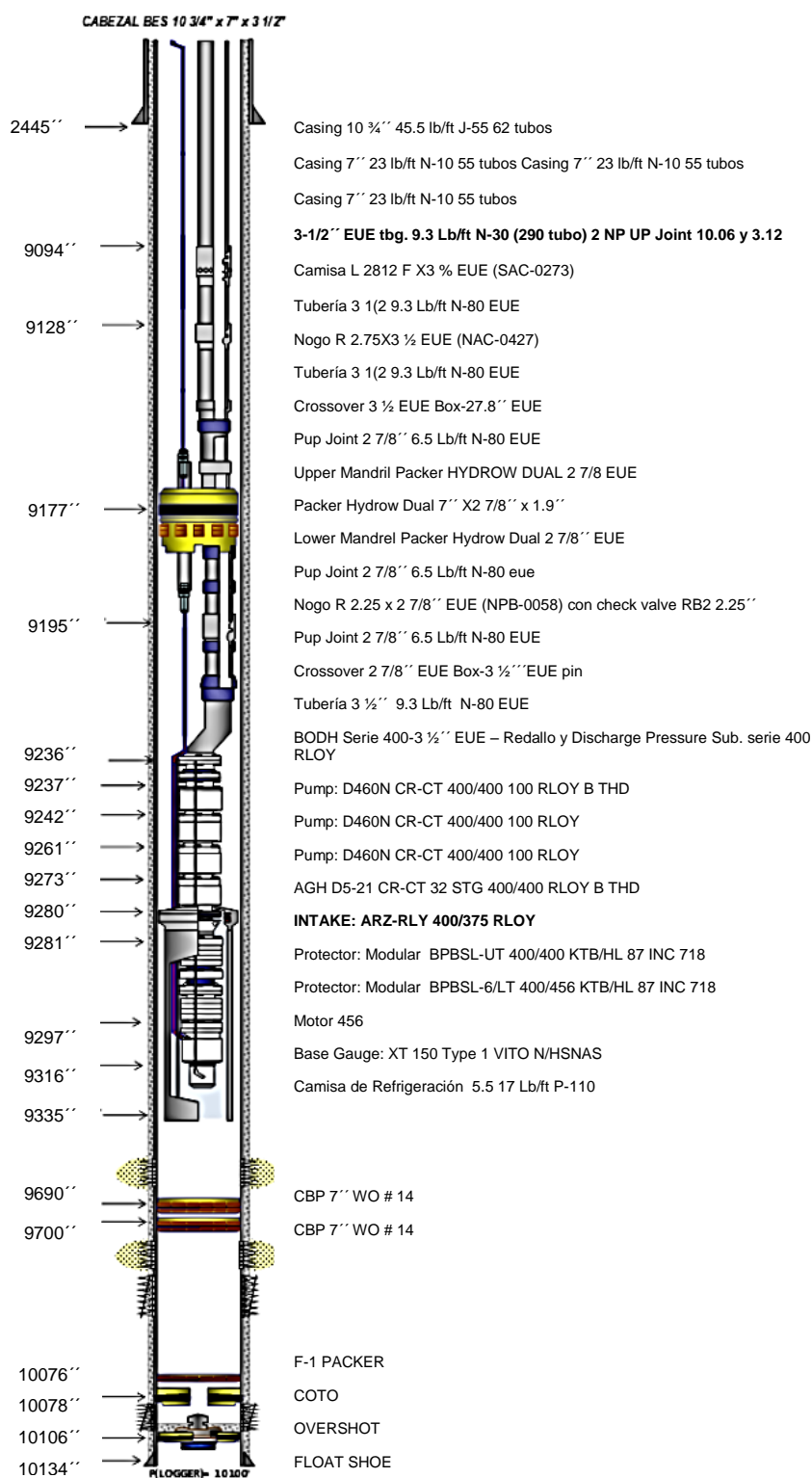
El trabajo de reacondicionamiento que se realizó en el pozo, los que iniciaron el 22 de junio de 2017, fue:

- Llena pozo con 100 bls de fluido de control especial de 8.43 lpg y se controla parcialmente el pozo bombeando en reversa 100 bls para desplazar crudo y gas.
- Se chequea pozo estático, ok. Desarman cabezal, instalan BOP.
- Sacan completación BES en paradas. Desarman BHA de producción, el packer hidráulico presenta cortocircuito en una fase. Todo el BHA, pero especialmente bajo el packer, se encuentra cubierto de sólidos.
- Bajaron BHA de calibración hasta 9390 ft, donde no pasa, posible colapso de casing en los intervalos 9390 ft - 9395 ft y 9503 ft - 9533 ft.

- Quiebran drill pipe utilizado para profundizar sarta. Posiciona sarta a 9024 ft.
- Bajan equipo BES en tubería 3-1/2" EUE, n-80, clase A, midiendo, calibrando, megando y probando con 2000 psi cada 2000 ft.
- Empate de cable a 6350 ft de profundidad. Intake a 9286.18 ft. Profundidad total: 9323.05 ft. Instalan protectores Cannon: 292, Mid Joint: 291, protectolizer: 3, bandas equipo: 20, BHA: 10, tubería: 12, total: 42 bandas, cable eléctrico 4/1 con capilar de 3/8": 9208 ft, flat cable: 100 ft.

### 3.7.2. DIAGRAMA MECÁNICO POZO AI

La figura 3.4, representa el diagrama mecánico del pozo AL



**Figura 3.4.** Diagrama Mecánico Pozo AI

Fuente: Schlumberger

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### 4.1. ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL NITRÓGENO PARA DESPLAZAR FLUIDO DE CONTROL

El primer paso fue calcular la cantidad de nitrógeno que se debe utilizar para desplazar fluido de control necesario para llegar al nivel dinámico de fluido de producción en un corto periodo de tiempo; en el **Anexo A** se detalla cómo se calculó el volumen de fluido de control a desplazar, la cantidad de nitrógeno que se bombeó, el tiempo que tardó en desplazar el fluido de control y el tiempo que se tardó en desfogar el nitrógeno bombeado. Los resultados se los puede observar en la Tabla 4.1.

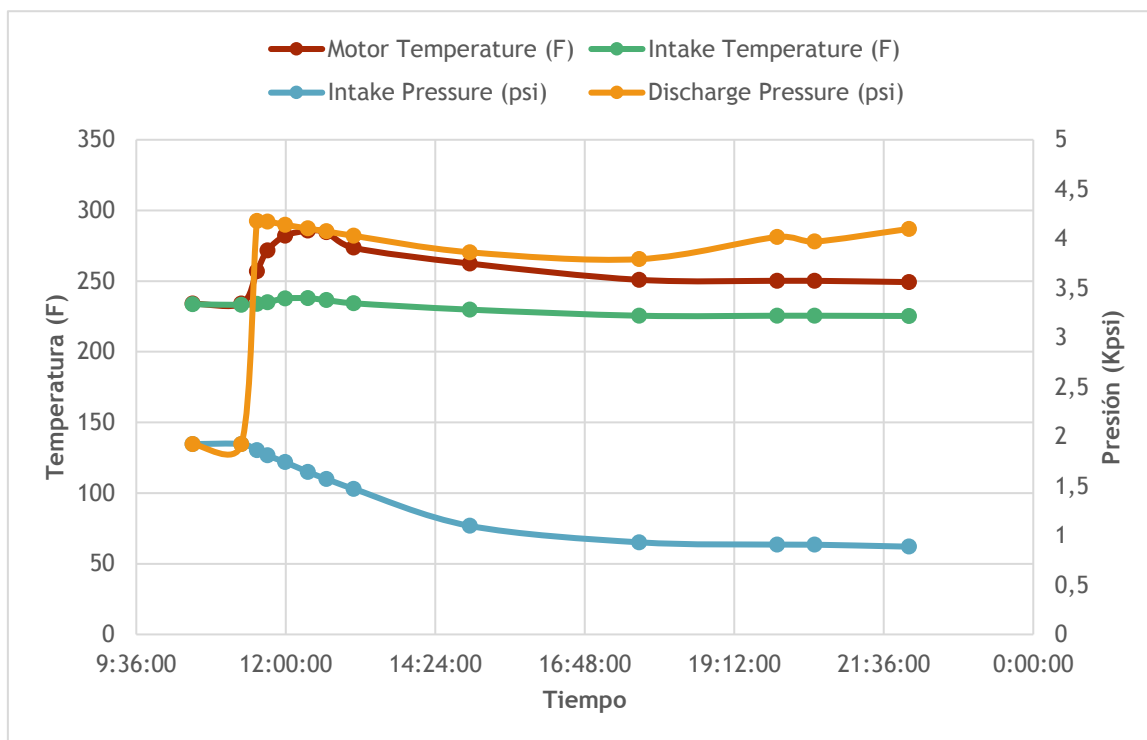
**Tabla 4.1.** Resultados de la implementación de nitrógeno en el pozo AI

RESULTADOS		
OPERACIÓN	CANTIDAD	UNIDADES
Volumen de fluido de control que se desplazó	232	bls
Volumen de nitrógeno líquido que se bombeó	2312	gal
Tiempo de bombeó	2.39	horas
Tiempo para desfogar la presión	3.16	horas

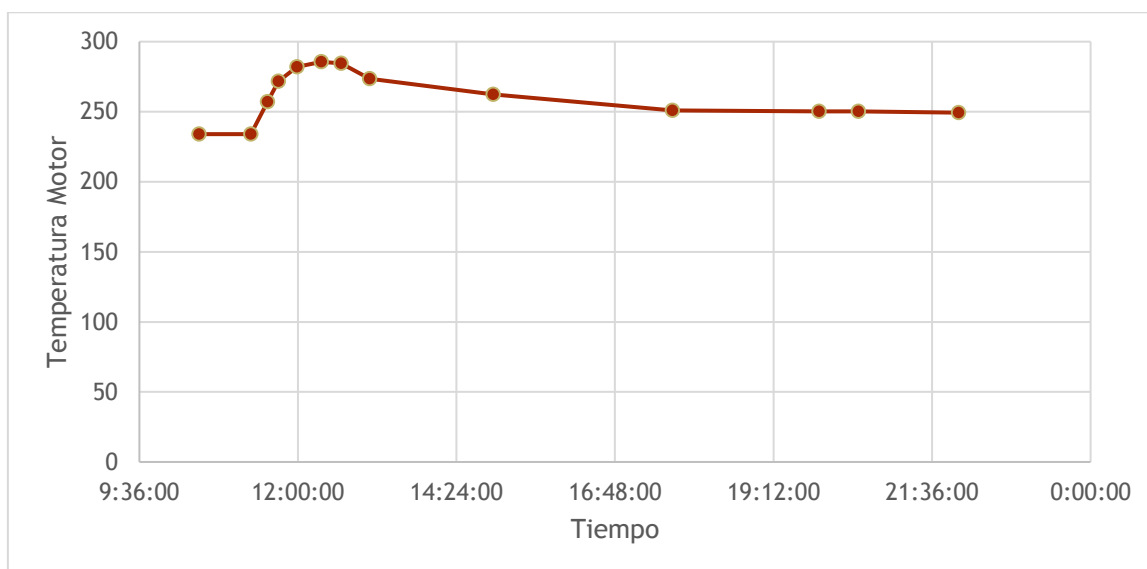
Elaborado por: Mayra Quintero (2018)

Al utilizar nitrógeno en el pozo AI se obtuvo un arranque limpio y las pruebas de producción se realizaron en el tiempo planificado. Los parámetros en el arranque se pueden observar en el Gráfico 4.1.

En los Gráficos 4.2 y 4.3, se puede observar que la temperatura del motor y la temperatura Intake van aumentando hasta el punto en el cual ya se tiene presencia de fluido de producción donde la temperatura del motor va disminuyendo hasta estabilizarse; esto es posible ya a que el fluido de producción circula alrededor del motor, el cual va a ir enfriando el motor evitando que el equipo BES tenga ciclos de arranque repetitivos.

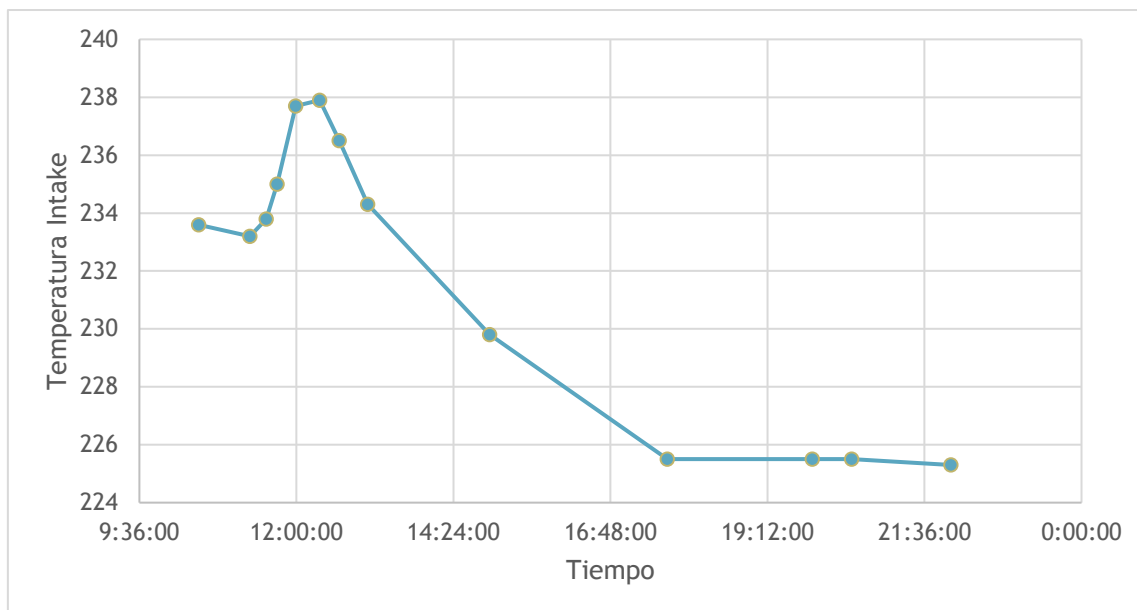


**Gráfico 4.1.** Parámetros durante el arranque, Pozo AI  
Elaborado por: Mayra Quintero (2018)



**Gráfico 4.2.** Temperatura del motor, Pozo AI  
Elaborado por: Mayra Quintero (2018)





**Gráfico 4.3.** Temperatura Intake, Pozo AI  
Elaborado por: Mayra Quintero (2018)

## 4.2. ANÁLISIS ECONÓMICO

Para el análisis se considera el escenario del arranque del equipo BES en un pozo con las características requeridas, como:

- Pozos completamente llenos de fluido de control
- Presiones de reservorio <<< presión hidrostática
- Pozos profundos

Los costos están relacionados a las actividades a realizarse en un arranque convencional versus un arranque donde se emplea nitrógeno para desplazar el fluido de control previo al arranque del equipo electrosumergible.

En las Tablas 4.2 y 4.3, se presentan las secuencias operacionales del arranque en ambos escenarios y el tiempo asociado a los mismos. Sobre esta base se realiza el balance económico.

Como se puede observar en la tabla 4.4, para el desplazamiento de fluido de control con nitrógeno se tuvo una inversión de 8.55 horas que se toma en Rig Up de Equipos del Nitrógeno, Pruebas de Líneas, Bombeo de Nitrógeno, Desfogue de la presión de N<sub>2</sub> y Rig Down del Equipo de N<sub>2</sub>.

**Tabla 4.2.** Secuencia Operacional convencional

	<b>OPERACIONES</b>	<b>TIEMPO (hr)</b>	<b>PROFUNDIDAD (ft)</b>
1	Arman BHA de producción sobre equipo BES	1	
2	Baja Equipo BES en tubería, megando y realizando empalme de cable	41.5	9700
3	Instala Tubing Hanger y realizan prueba de hermeticidad	1	
4	Instalan conector inferior en Tubing Hanger	1	
5	Retirar BOP Y herramientas de trabajo	9	
6	Arman Cabezal	2	
7	Personal de Petroamazonas instala instrumentación	0.5	
8	Reunión de seguridad y baja torre del equipo	2	
9	Reunión de seguridad previo el arranque del equipo BES	0.5	
10	Chequea alineamiento de válvulas y encienden equipo BES, existe aumento de la temperatura del motor por lo que se evacua fluido de control, equipo se apaga	11	
11	Se espera por descenso de la temperatura del motor, esta disminuye y se enciende Equipo BES, estabiliza parámetros	5	
12	Realiza prueba de producción de la arena, equipo se apaga	4.5	
13	Enciende Equipo BES y se apaga por alta temperatura del motor	2.5	
14	Se espera por descenso de la temperatura del motor	6	
15	Encienden Equipo BES, estabiliza parámetros, alinean pozo al tanque	1	
16	Realiza pruebas de Producción de la arena	11	
	<b>TOTAL</b>	<b>99.5</b>	

Elaborado por: Mayra Quintero (2018)

Fuente: Schlumberger

**Tabla 4.3.** Secuencia Operacional Utilizando Nitrógeno

	<b>OPERACIONES</b>	<b>TIEMPO (hr)</b>	<b>PROFUNDIDAD (ft)</b>
1	Rig Up Equipos + Cooldown Unidad de Nitrógeno + Prueba de Línea	2	
2	Bombeo de N <sub>2</sub>	2.39	
3	Desfogue de Presión de N <sub>2</sub>	3.16	
4	Rig Down Equipo N <sub>2</sub>	1	
5	Arman BHA de producción sobre equipo BES	1	
6	Baja Equipo BES en tubería, megando y realizando empalme de cable	41.5	9700
7	Instala Tubing Hanger y realizan prueba de hermeticidad	1	
8	Instalan conector inferior en Tubing Hanger	1	
9	Retirar BOP Y herramientas de trabajo	9	
10	Arman Cabezal	2	
11	Personal de Petroamazonas instala instrumentación	1	
12	Reunión de seguridad y baja torre del equipo	2	
13	Reunión de seguridad previo el arranque del equipo BES	0.5	
14	Chequea alineamiento de válvulas y arranca pozo	1	
15	Realiza prueba de producción de la arena	6	
	<b>TOTAL</b>	<b>74.55</b>	

Elaborado por: Mayra Quintero (2018)

Fuente: Schlumberger

**Tabla 4.4.** Tabla de inversión de tiempo operacional de nitrógeno

<b>OPERACIONES</b>	<b>TIEMPO (hrs)</b>
Rig Up Equipos + Cooldown Unidad de Nitrógeno + Prueba de Línea	2
Bombeo de N <sub>2</sub>	2.39
Desfogue de Presión de N <sub>2</sub>	3.16
Rig Down Equipo N <sub>2</sub>	1
<b>Total</b>	<b>8.55</b>

Elaborado por: Mayra Quintero (2018)

**Tabla 4.5.** Diferencia operacional entre la secuencia de operaciones convencional y la secuencia de operaciones donde se utilizó nitrógeno

<b>SECUENCIA OPERACIONAL</b>	<b>TIEMPO (hrs)</b>
Secuencia operacional convencional	99.5
Secuencia operacional donde se utilizó nitrógeno	74.55
<b>Diferencia entre las secuencias</b>	<b>25</b>

Elaborado por: Mayra Quintero (2018)

En la tabla 4.5, se representa un resumen del tiempo que se demoró la secuencia operacional convencional y la secuencia operacional donde se utilizó nitrógeno. Como se observa se tiene un ahorro de tiempo operacional de 25 horas al realizarse un solo arranque del equipo electrosumergible y las pruebas de producción se realizaron en el tiempo establecido. Asociado a esto, se evita:

- Daños en el Equipo de fondo
- Daños en el cable de potencia
- Daños en los empalmes
- Daños en las conexiones en el motor

Los problemas mencionados generan trabajos operacionales extras con pérdidas de producción durante los días de paro.

El tiempo de ahorro aplicando la técnica de bombear nitrógeno sería aproximadamente 25 horas. Se han presentado casos en donde el tiempo operacional extra ha sido mayor con respecto a un arranque convencional; en la tabla 4.6 se indica el tiempo operacional extra para cinco casos. Un detalle más ampliado se encuentra en el Anexo B.

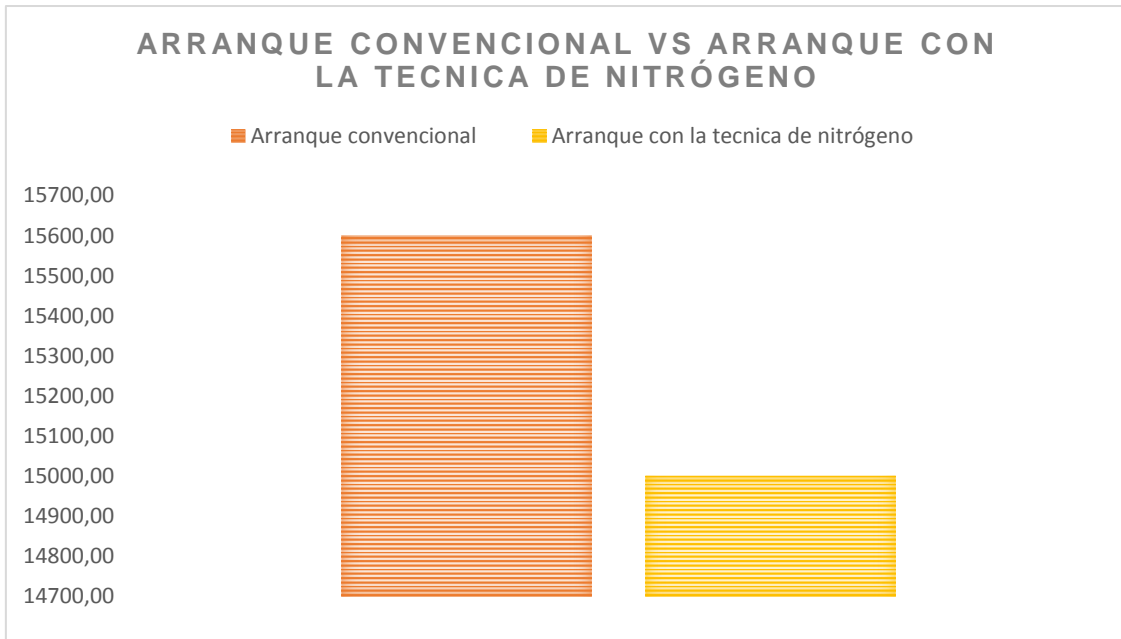
Sobre la base de los datos en la tabla 4.6, se debe recalcar que los tiempos operacionales extras aproximados se calcularon mediante una matriz realizada en Excel de todo el universo estudiado, realizando un promedio de los pozos que tuvieron más de un ciclo de arranque sin los problemas mecánicos mencionados. Los daños o problemas mecánicos aumentarían el tiempo operacional.

**Tabla 4.6.** Resumen de casos evaluados

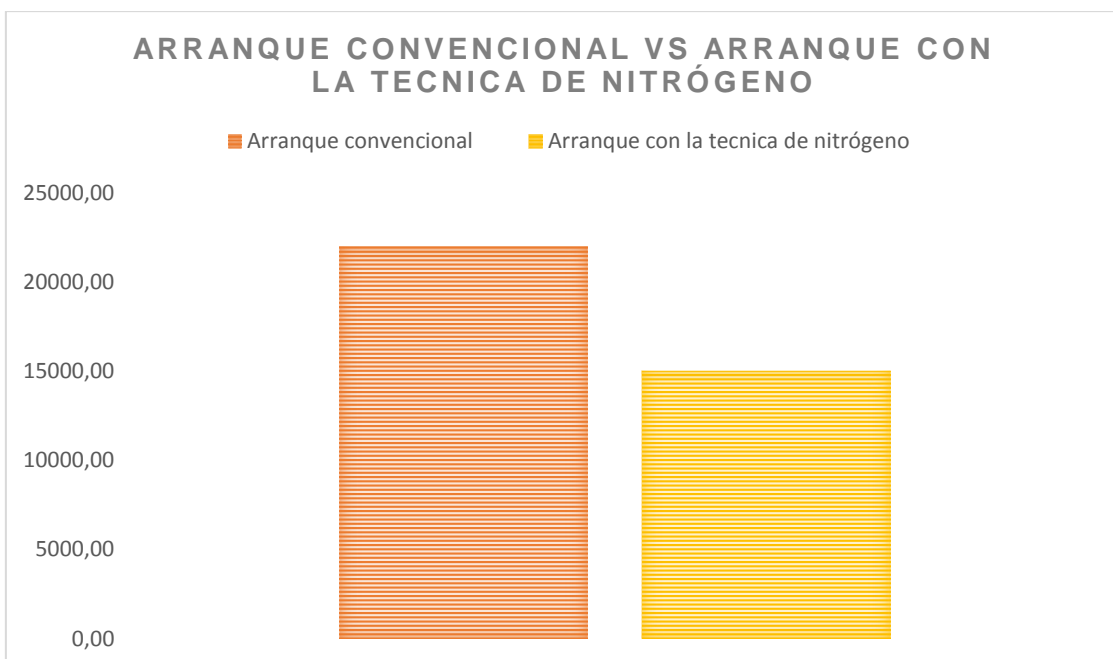
<b>CASOS</b>	<b>Nº DE ARRANQUES</b>	<b>TIEMPO OPERACIONAL EXTRA APROXIMADO (hrs)</b>
Caso 1	2	18
Caso 2	3	25
Caso 3	4	32
Caso 4	5	40
Caso 5	+ 5	+ 40

Elaborado por: Mayra Quintero

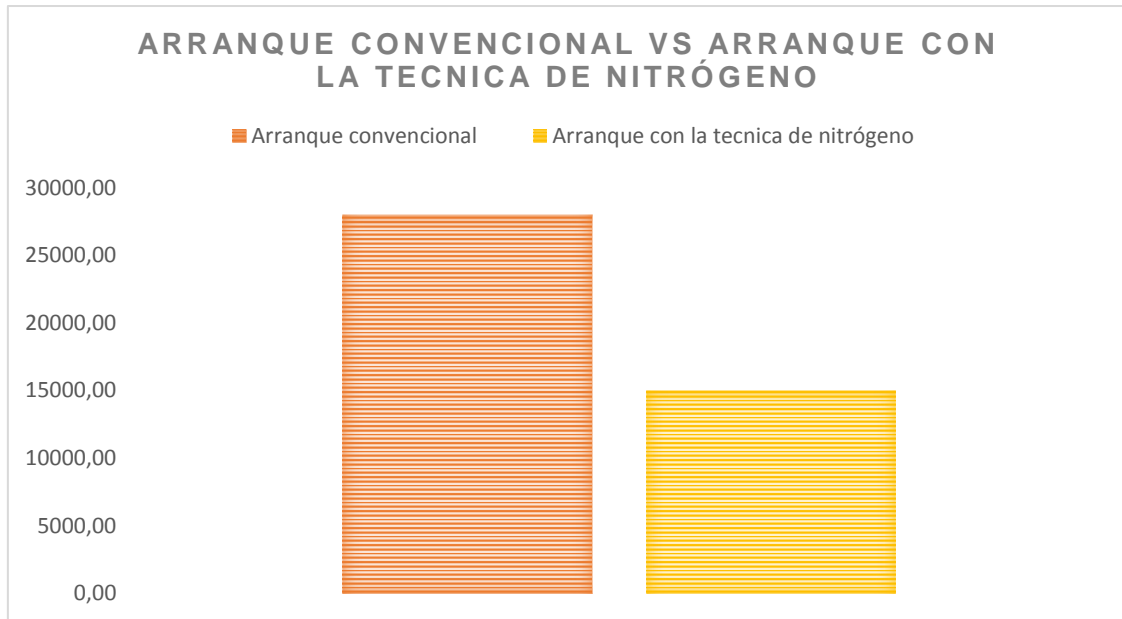
Los costos que representaría emplear la técnica de desplazar fluido de control con nitrógeno versus el arranque convencional se presenta: en la figura 4.1 con una diferencia de 18 horas, representando un ahorro de 600 dólares; con una diferencia de 25 horas en la figura 4.2, representando un ahorro de 7 mil dólares; con una diferencia de 32 horas en la figura 4.3, representando un ahorro 13 mil dólares; y, con una diferencia de 40 horas en la figura 4.4, representando un ahorro de 20 mil dólares aproximadamente. Cabe destacar que las cantidades de los productos dependerán de las condiciones del pozo, el resto de los contemplados dependen del tiempo operativo y de la profundidad alcanzada, así como también de las herramientas a ser utilizadas. Por lo que el costo de nitrógeno puede variar de acuerdo a las condiciones del pozo y necesidades de esté. Estos costos tienen un ligero porcentaje de alteración debido a la confidencialidad de la cía. Schlumberger.



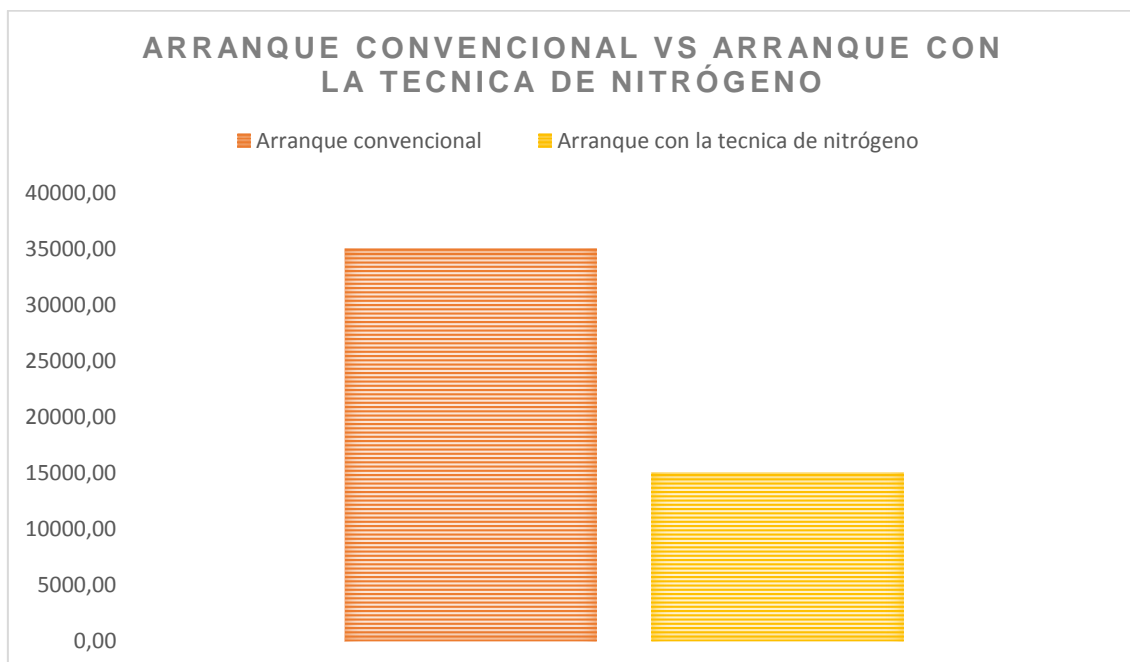
**Figura 4.1.** Costos de arranque con la técnica de nitrógeno vs Arranque convencional (18 hrs)  
Elaborado por: Mayra Quintero (2018)



**Figura 4.2.** Costos de arranque con la técnica de nitrógeno vs Arranque convencional (25 hrs)  
Elaborado por: Mayra Quintero (2018)



**Figura 4.3.** Costos de arranque con la técnica de nitrógeno vs Arranque convencional (32 hrs)  
Elaborado por: Mayra Quintero (2018)

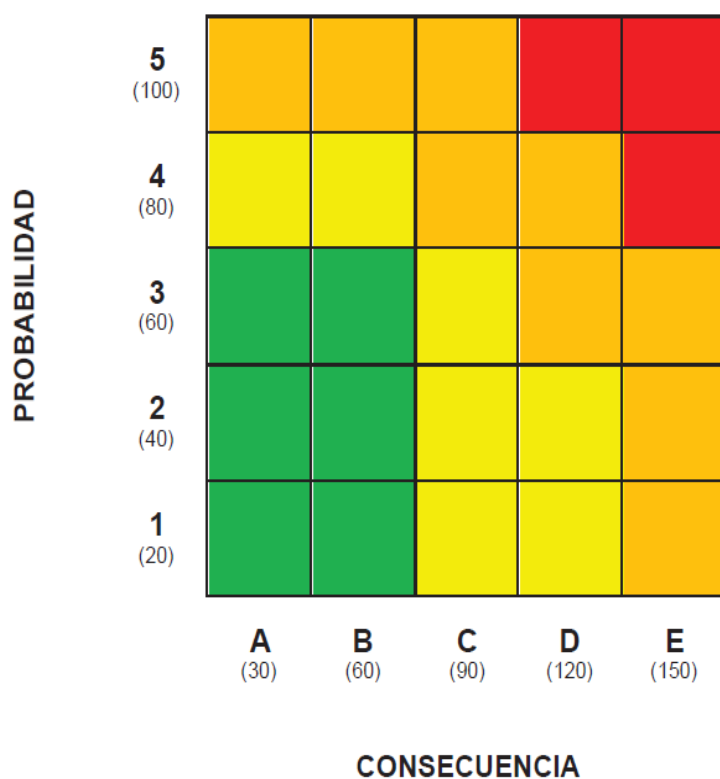


**Figura 4.4.** Costos de arranque con la técnica de nitrógeno vs Arranque convencional (40 hrs)  
Elaborado por: Mayra Quintero (2018)

#### 4.2.1. ANÁLISIS DE RIESGO AL NO DESPLAZAR EL FLUIDO DE CONTROL CON NITRÓGENO EN LOS POZOS TIPOS

Para entender la factibilidad de agregar un nuevo costo de operación como el uso de nitrógeno para desplazar fluido de control, se desarrolló una matriz de criticidad para los cinco casos presentados en la tabla 4.6.

Se presentan varios tipos de matrices, desde 3x3, 4x4, 5x5, etc. Se utiliza una matriz de 5x5 debido a que esta presenta un nivel de análisis más exacto respecto a una matriz más pequeña. Además, con esta matriz es posible analizar la probabilidad y la consecuencia con una escala de análisis más específica (Andrade, 2107). La Figura 4.5, representa zonas de bajo, medio y alto impacto de acuerdo al producto de sus coordenadas, lo que se representa con colores verde, amarillo o naranja y rojo. El color verde representa una zona de bajo impacto, mientras que el color amarillo representa un área de impacto medio-bajo. Por otro lado, la región de color rojo representa un alto impacto mientras que las celdas de color naranja definen un impacto medio-alto.



**Figura 4.5.** Matriz de Criticidad

Fuente: Modelo de análisis de integridad para la priorización del mantenimiento de tanques atmosféricos (Andrade, 2017)



Para el análisis de los cinco casos detallados se desarrolló una matriz que está fundamentada en un análisis cualitativo basado en la experiencia de expertos en el tema. La estimación de la frecuencia de ocurrencia de los casos de la matriz se determinó por el número de eventos por año; en la tabla 4.7, se muestra los criterios para estimar la frecuencia.

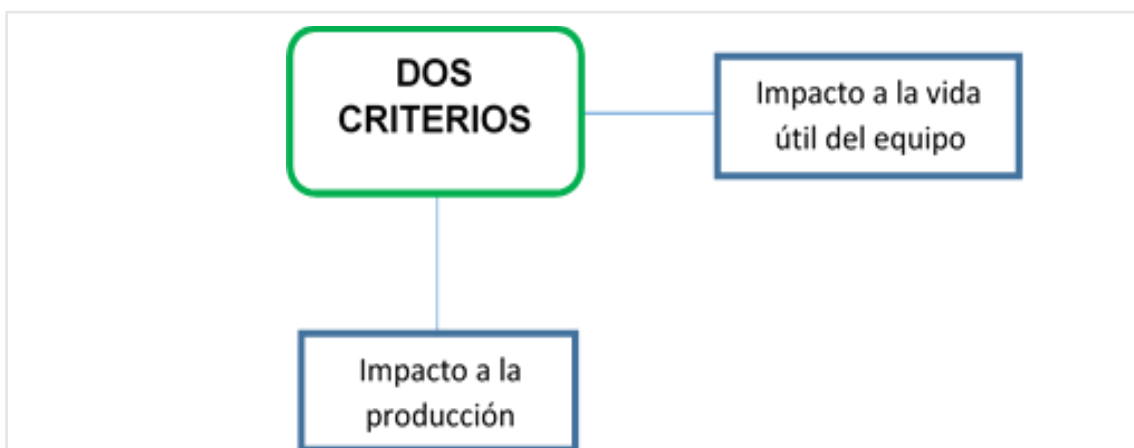
**Tabla 4.7.** Criterios para estimar la frecuencia de ocurrencia de los casos

Categoría	Nivel de frecuencia de ocurrencia de fallos	Interpretación
5	Muy alta : fallo que es casi inevitable	Una ocurrencia cada dos meses
4	Alta: continuamente	Una ocurrencia cada tres meses
3	Moderada: ocasionalmente	Una ocurrencia cada seis meses
2	Baja: fallo ocurre muy poco	Una ocurrencia cada nueve meses
1	Remota: no es probable que ocurra el fallo	Una ocurrencia en más de un año

Elaborado por: Mayra Quintero (2018)

Fuente: Métodos de Criticidad y Jerarquización (Parra & Crespo, 2012)

Para la estimación de las consecuencias o impactos de los casos se emplean los siguientes criterios representados en la Figura 4.6.



**Figura 4.6.** Criterios para determinar las consecuencias de los casos.

Elaborado por: Mayra Quintero (2018)

Los impactos asociados a la vida útil del equipo serán categorizados considerando los criterios que se indican en la Tabla 4.8.

Los impactos a la producción (IP) cuantifican las consecuencias que los eventos no deseados generan sobre el proyecto. Este criterio se evaluará considerando los siguientes factores:

- ✓ Tiempo Promedio para Reparar (TPPR)
- ✓ Costo Unitario del Producto (CUP)
- ✓ Pérdida de producción
- ✓ Costo de Arrendamiento del Taladro (CAT)

$$IP = (\text{Pérdida de producción} \times \text{TPPR} \times \text{CUP} + \text{CAT}) \quad (4.1)$$

El valor resultante permitirá categorizar el IP de acuerdo con los criterios de la Tabla 4.8.

De la Tabla 4.8, el valor ubicado en la columna categoría se asignará a las consecuencias, y este se empleó para realizar el cálculo del nivel de criticidad. El impacto o consecuencia total de los casos se determina sumando los valores de las categorías correspondientes a cada columna o criterio multiplicado por el valor de la categoría obtenida de la tabla de frecuencia de ocurrencia de los casos.

**Tabla 4.8.** Categoría de los impactos

Categoría	Impactos a la pérdida de producción (\$)	Impacto a la vida útil del equipo
5	Mayor a 45 mil	Afecta un 40% a la vida del equipo
4	De 35 mil a 45 mil	Afecta un 30% a la vida del equipo
3	De 25 mil a 35 mil	Afecta un 20% a la vida del equipo
2	De 15mil a 25 mil	Afecta un 10% a la vida del equipo
1	Hasta 15 mil	Sin daños al equipo, no afecta a la vida útil del equipo

Elaborado por: Mayra Quintero (2018)

Para determinar el nivel de criticidad se desarrolló una matriz que se encuentra representada en la Tabla 4.9, la cual ha sido desarrollada conforme el concepto definido para riesgo en la Ecuación 4.2.

$$\text{Riesgo} = \text{Frecuencia} \cdot \text{Consecuencia} \quad (4.2)$$

**Tabla 4.9.** Matriz semi- cuantitativa

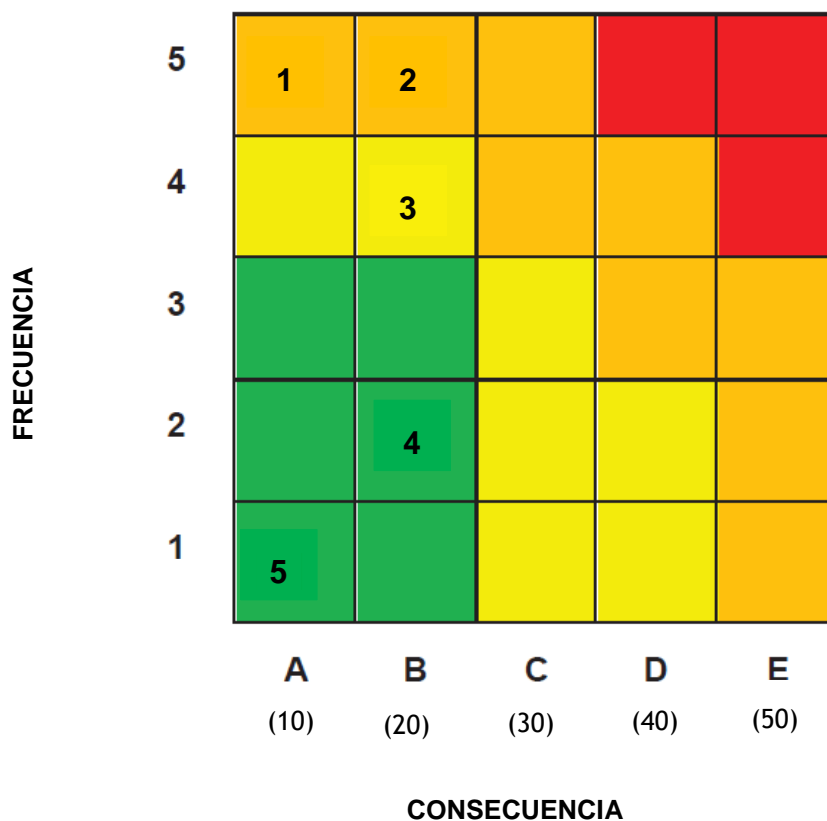
CASO	FRECUENCIA	CONSECUENCIA			RIESGO	COORDENADAS	CRITICIDAD
		Impacto en la producción	Impacto en la vida útil del equipo	Total			
1	5	1	1	2	10	A5	Medio-alto
2	5	2	2	4	20	B4	Medio-alto
3	4	3	3	4	24	C3	Medio
4	3	4	4	8	24	C2	Bajo
5	1	5	5	10	10	A1	Bajo

Elaborado por: Mayra Quintero

La matriz de criticidad para el análisis de riesgo de los cinco casos se realiza a partir de los datos obtenidos en la Tabla 4.9. Dependiendo de los valores correspondientes de la frecuencia de ocurrencia y consecuencia, se ubican los casos dentro de las celdas pertinentes. La Figura 4.7 representa la ubicación de los cinco casos dentro de la matriz de criticidad.

A partir de la matriz de criticidad desarrollada en base a los cinco casos planteados, se puede establecer que dos de los casos tienen un nivel de criticidad medio-alto, es decir dos y tres ciclos de arranque en el equipo BES. Por otro lado, uno de los tres casos restantes tiene criticidad media, es decir, cuatro ciclos de arranque. Finalmente, los dos últimos casos tienen criticidad baja y este corresponde a los equipos electrosumergibles con cinco y más de cinco ciclos de arranques.

Este tipo de distribución se debe a que este análisis se hace con especial énfasis en el tiempo extra de operaciones que se toma con respecto al tiempo planificado, y con la frecuencia que tiene cada caso.



**Figura 4.7.** Casos evaluados en matriz de Criticidad

### 4.3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL USO DE NITRÓGENO

Las ventajas y desventajas de emplear nitrógeno son:

- Las estaciones de producción reciben una menor cantidad de fluido de control para procesar, optimizando su funcionamiento.
- Permite cuantificar con mayor rapidez el aporte del pozo ya que se tiene menos fluido de control por desalojar.
- Disminuye el riesgo de dañar el reservorio luego de la evaluación.
- Contribuye a aumentar el MTBP.
- Se elimina el uso de la camisa de refrigeración, la cual, en pozos con tendencia a que se depositen sólidos que se generan por caídas de presión (incrustaciones), ocasiona incrementar la probabilidad de una pesca en el futuro por la poca luz que tiene esta herramienta y el revestidor de producción.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1. CONCLUSIONES

Se analizó una técnica para desplazar fluido de control con nitrógeno bajo ciertas consideraciones. Entre las ventajas, tenemos, prevenir problemas ocasionados por ciclos repetitivos de arranque, permitiendo realizar las pruebas de producción en el tiempo planificado, además ayuda a proteger la integridad del equipo BES para que alcance el tiempo de vida útil.

El 21% de los pozos con trabajos de reacondicionamiento en el año 2017 presentaron más de un ciclo de arranque para los equipos de bombeo electrosumergible.

La falta de circulación del fluido de control no permite disipar el calor del motor cuando está trabajando, la temperatura de operación aumenta llegando a picos máximos en donde el motor se apaga por seguridad generando los ciclos repetitivos de arranque.

El nitrógeno es el fluido más conveniente para el objetivo de este estudio por sus ventajas como la disponibilidad ya que proviene del aire, por ser un fluido inerte no se combina químicamente con los fluidos del yacimiento y es mucho más barato el costo de procesamiento comparado con el CO<sub>2</sub> o el Gas Natural.

Los pozos factibles para realizar un procedimiento de desplazar fluido de control con Nitrógeno, después de los trabajos de reacondicionamiento son: los que quedan llenos de fluido de control, baja presión de reservorio (campos maduros), pozos con presión hidrostática mayor que la presión de reservorio, pozos profundos.

Se debe desplazar fluido de control hasta llegar a un nivel de éste en el cual se tenga 200 psi sobre la presión de reservorio por seguridad. Esto es importante al calcular el volumen necesario de nitrógeno para desplazar fluido de control.

La relación Gas Petróleo (GOR), la viscosidad del fluido y el grado API, no tienen trascendencia en el tiempo que se va a demorar en aportar el pozo con fluido de producción y con eso el número de arranques que realice al equipo BES como se puede observar en los Gráficos 3.5, 3.6, 3.7.

Se tiene un ahorro aproximado de 1.04 días al aplicar la técnica de desplazar fluido de control con nitrógeno con tres arranques comparándola con un arranque convencional; resultando favorable aplicar esta técnica para los pozos del campo estudiado.

Según el análisis de riesgo para los cinco casos presentados, implica que el aumento en el costo (15 300 dólares) es mínimo comparado con el impacto a la vida útil del equipo, el impacto a la producción que pudieran darse a posteriori por no desplazar el fluido de control.

## **5.2. RECOMENDACIONES**

El desplazamiento de fluido de control empleando Nitrógeno es un tema de reciente aplicación, puede resultar relativamente costoso e innecesario; sin embargo, es recomendable acompañar un estudio de riesgo para analizar la posibilidad de evitar grandes pérdidas económicas en mediano plazo.

Se recomienda realizar un análisis a gran escala de las fallas de los equipos electrosumergibles en el oriente ecuatoriano para categorizar que fallas son las más comunes y poder prevenir daños en el equipo y asegurar una vida útil duradera.

Se recomienda conocer las medidas de seguridades empleadas o necesarias para las operaciones con nitrógeno y verificar las condiciones del pozo como presión de cabeza, presión de las líneas y el estado de las válvulas antes de desplazar el fluido de control con nitrógeno.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Andrade, M. (2107). Modelo de análisis de integridad para la priorización del mantenimiento de tanques atmosféricos. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Bifarini, L. (2014). Implementación de un manual de procedimientos para diseño de equipos de bombeo electro-sumergible en la sección de levantamiento artificial de ingeniería de petróleos distritos amazónico de EP Petroecuador. Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Bohorquez, O. & Cadena, M. (2011). Metodología para la evaluación de riesgos durante operaciones de workover y servicios a pozos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Bonilla, M. (2013). Análisis de fallas de equipos electrosumergibles empleados en el campo Shushufindi, octubre 2013.
- Cengel (2007). Transferencia de calor y masa. México: Mc GRAW-HILL/INTERAMERICANA EDITORES.
- Chávez, G. (1998). Análisis de las técnicas y de los procesos aplicables en reacondicionamiento de pozos. Escuela superior politécnica del litoral centro de investigación científica y tecnológica.
- Espinoza, G. & Panta M. (2014). Procedimiento Recomendable para Determinar Parámetros de Diseño y Seleccionar los equipos Requeridos en la Operación Integral de un Sistema de bombeo Eléctrico. Quito.
- Halliburton. (S.F.). Manual nitrogen data for oil well services.
- López, I. (2014). Viscosidad del petróleo. Obtenido de Scribd: <https://es.scribd.com/doc/224652950/Viscosidad-Del-Petroleo>
- Luna, C. (29 de Abril de 2015). Expansión en alianza con CNN. Obtenido de Expansión en alianza con CNN: <https://expansion.mx/economia/2015/04/28/inversion-privada-la-salvacion-para-campos-maduros>
- Nava, M. (13 de 02 de 2018). Obtenido de <http://www.venelogia.com/archivos/9589/>
- Parra, C. & Crespo, A. (2012). Métodos de criticidad y jerarquización. En C. & Parra. España: School of Engineering, University of Seville, Spain.
- Preciado, J. (2010). Análisis Técnico Económico de los trabajos de Reacondicionamiento de Pozos, que se realiza para incrementar la

producción de Petróleo en el Campo Marginal X. Quito: Universidad Central del Ecuador.

Salazar G., Barragán E., & Tapia D. (2008). Análisis de un fluido de completación y re-acondicionamiento de pozos para determinar si previene el daño de formación en los campos Fanny y Dorine. Quito.

Salazar, J. (2011). Inyección de nitrógeno como proceso de Recuperación Secundaria. México: Universidad Nacional Autónoma de México.

Sánchez, V. (2014). Nitrógeno asociado a la producción de hidrocarburos. México. Universidad Autónoma de México.

Schlumberger (2017). Reportes diarios de trabajos de reacondicionamiento. Artificial Lift.

Schlumberger (2017). Case history and lessons learned #7104267

Schlumberger. (01 de Febrero de 2018). Obtenido de <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/.aspx>

Seminario YPF de completaciones. (8 de Enero de 2018). Obtenido de Completación de pozos y métodos de levantamiento artificial: <http://www.lacomunidadpetrolera.com>

Vaca, A. (2016). Estudio para la Reactivación de Pozos Inactivos que Presentan Problemas Mecánicos en el Campo Alfa. Quito: Universidad Central del Ecuador.

Vargas, E. (2009). Método de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible (BES). Quito. Escuela Politécnica Nacional

Villegas A., & Sánchez J. (2014). Nitrógeno asociado a la producción de hidrocarburos. México: Universidad Autónoma de México.



# ANEXOS

## ANEXO A. Cálculo del volumen de Nitrógeno, tiempo de desplazamiento y tiempo de desfogue de nitrógeno.

**Nota:** Para el cálculo el nivel del fluido de control está en superficie

Previo a la ejecución del trabajo se deberá determinar el nivel del fluido y únicamente se evacua el volumen diferencial de fluido hasta tener 6618 ft, es decir 2965 ft sobre la arena productora

$$P_{reservorio} = 1300 \text{ psi} = P_R$$

$$P_{hidrostática} = P_H = 0.052 \cdot 8.43 \cdot 9584 = 4201.24 \text{ psi}$$

Para dejar el pozo con una presión hidrostática de 1300 psi sobre los punzados se requiere evacuar el siguiente volumen de pozo:

$$P_{fondo deseada} = 1300 \text{ psi} = P_{Hd}$$

$$H_{fluido} = 9584 - \frac{1300}{0.052 \cdot 8.43} = 6618.40 \text{ ft}$$

$$V_{desplazar} = V_{TbG@6618} + V_{anul\ csg-tbg@6618}$$

$$V_{desplazar} = 232 \text{ bl}$$

Como se desplazará por directa, el BHA estará aproximadamente a 500 ft sobre la arena, es decir a 9084 ft, lo que significa una presión hidrostática de 3982.06 psi ( $P_{HS}$ )

$$\bar{P} = \frac{P_{HS} + P_{Hd}}{2} = \frac{3982.06 + 1300}{2} = 2641.03 \text{ psi}$$

$$T = 228 - \left( \left( \frac{228 - 90}{9584} \right) \cdot (9584 - 9084) \right) = 220.8 \text{ } ^\circ F \approx 221 \text{ } ^\circ F$$

$$\bar{T} = \frac{221 + 90}{2} = 155.5 \text{ } ^\circ F$$

$$\text{Factor Volumétrico}_{@2641 \text{ psi}-155.5^\circ F} = 800.912$$

$$VN_2 = 1.1 \left[ \left( \frac{800.912 \text{ scf}}{\text{bl}} \cdot 232 \right) + 10\,000 \right] = 215\,392.74 \text{ scf}$$

$$VN_2 = 2312 \text{ gal } N_2 \text{ líquido}$$

$$\text{tiempo de bombeo} = \frac{215\,392.74 \text{ scf}}{1500 \text{ scf/min}} = 143.60 \text{ min} = 2.39 \text{ horas}$$

## Tiempo requerido para desfogar la presión

1. Se calcula con la fórmula:

$$C_D \left( \frac{A}{V} \right) \left( \frac{gR}{M} \right)^{\frac{1}{2}} \left[ \frac{K-1}{2K} \right] K^{\frac{1}{2}} \left[ \frac{2}{K+1} \right]^a \left( \frac{T_0}{P_0^b} \right)^{\frac{1}{2}} (t_2 - t_1) = P_2 - P_1$$

### Para el nitrógeno

$$C_D = 0.72$$

$$M = 28.016 \text{ [ Kg/ K mol]}$$

$$C_V = 0.743 \text{ [ KJ/ Kg K]}$$

$$C_p = 1.039 \text{ [ KJ/ Kg K]}$$

$$K = 1.404$$

$$a = 2.975457$$

$$b = 0.287732$$

$$c = -0.14387$$

$$R = 1545 \left( \frac{\text{lbs}}{\text{ft}^2} \right) (\text{ft}^3) (\text{lb} - \text{mol}) (\text{°R})$$

$$A = 0.001364 \text{ ft}^2$$

$$g = 32.17 \text{ ft/sec}^2$$

### Diámetro de 0.5 in

$$V = 232, \text{ bls}$$

$$T_0 = 155.5 \text{ °F} = 614.5 \text{ °R}$$

$$P_0 = 400 \text{ psi} = 576000 \text{ lbs/ft}^2$$

$$P_1 = 400 \text{ psi} = 576000 \text{ lbs/ft}^2$$

$$P_2 = 14.7 \text{ psi} = 2116.8 \text{ lbs/ft}^2$$

Se resuelve para  $t_2 - t_1$  el cual es el tiempo para desfogar la presión

$$t_2 - t_1 = 189.7 \text{ min} = 3.16 \text{ horas}$$

## **ANEXO B. CASOS A EVALUAR**

**Caso 1:** Pozo con dos ciclos de arranques del equipo electrosumergible con un promedio de dieciocho horas adicionales de operación al comparar con un pozo donde se utilizó nitrógeno previo al arranque.

**Caso 2:** Pozo con tres ciclos de arranques del equipo electrosumergible con un promedio de veinte y cinco horas adicionales de operación al comparar con un pozo donde se utilizó nitrógeno previo al arranque.

**Caso 3:** Pozo con cuatro ciclos de arranques del equipo electrosumergible con un promedio de treinta y dos horas adicionales de operación al comparar con un pozo donde se utilizó nitrógeno previo al arranque.

**Caso 4:** Pozo con cinco ciclos de arranques del equipo electrosumergible con un promedio de cuarenta horas adicionales de operación al comparar con un pozo donde se utilizó nitrógeno previo al arranque.

**Caso 5:** Pozo con más cinco ciclos de arranques del equipo electrosumergible con un promedio de más de cuarenta horas adicionales de operación al comparar con un pozo donde se utilizó nitrógeno previo al arranque.