

**EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO Y VAPOR
PARA RECOBRO MEJORADO EN POZOS DESVIADOS Y HORIZONTALES DE
UN CAMPO DE CRUDO PESADO**

YESID ARTURO ESCOBAR ROSERO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
GERENCIA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA**

2021

**EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO Y VAPOR
PARA RECOBRO MEJORADO EN POZOS DESVIADOS Y HORIZONTALES DE
UN CAMPO DE CRUDO PESADO**

YESID ARTURO ESCOBAR ROSERO

**Trabajo de grado para optar título de Magister en Ingeniería de Petróleos y
Gas**

Director:

SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO

M.sc. Ingeniería de Hidrocarburos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
GERENCIA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA**

2021

DEDICATORIA

Madre, cuando te marchaste, una parte de mí se fue contigo. Ya no hay más concesiones en mi vida, los errores del pasado, todas las alegrías compartidas y la confianza eterna hacen parte de lo que fuimos. Hay razones para seguir luchando, pero nunca será igual; llega el momento de soltar la mano y seguir el camino en solitario. Tus consejos estarán ahí por siempre; prometo ser una mejor persona y honrar tu memoria con lealtad y honestidad, tal cual fue tu filosofía.

Padre, tu recuerdo y tu legado no perecerán. A veces no entendemos el actuar humano hasta que nosotros mismos somos los protagonistas; es necesario que otras personas nos digan, cuánto le importamos a los demás porque nunca escuchamos ni valoramos a nuestros seres queridos. Descansa en paz mi viejo.

AGRADECIMIENTOS

A Dios nuestro señor por darme la vida y tantas bendiciones.

A mis padres María Carmela Rosero Benavides (q.e.p.d.) y Simón Pedro Escobar (q.e.p.d.) por hacer de mi una persona de bien.

A mi esposa Carolina Escobar Cediel por su compañía y amor incondicional durante todos estos años.

A la Universidad Industrial de Santander por la educación recibida.

Al profesor Samuel Fernando Muñoz por su guía constante.

A mis compañeros de trabajo y segunda familia: Isaac Luque, Carlos Bustos, Andrés Solano, Juan Pineda, Edgar Garzón, Ronald Ponce, Carolina Puerta, Julián Álvarez, Alberto Pinto, Hernán Fula, Gabriel Vélez, Arlen Chanaga y Adriana Blanco.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN.....	14
2. OBJETIVOS.....	17
2.1 OBJETIVO GENERAL.....	17
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	17
3. GENERALIDADES DEL CAMPO DE ESTUDIO.....	18
3.1 MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	24
4. MÉTODOS DE RECOBRO.....	26
4.1 INYECCIÓN DE VAPOR	26
4.2 INYECCION DE NITRÓGENO	28
5. INYECCIÓN DE NITRÓGENO Y VAPOR	32
5.1 INYECCIÓN DE NITRÓGENO PRE-INYECCIÓN	38
5.2 COINYECCIÓN DE NITRÓGENO	41
5.3 INYECCIÓN DE NITRÓGENO POST-INYECCIÓN.....	41
6. INYECCIÓN DE POZOS DESVIADOS VS. HORIZONTALES	42
6.1 INYECCIÓN DE POZOS HORIZONTALES.....	52
6.2 INYECCIÓN DE POZOS DESVIADOS.....	56
7. ANÁLISIS FINANCIERO.....	64
8. CONCLUSIONES	76
9. RECOMENDACIONES.....	76
BIBLIOGRAFÍA.....	79

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Propiedades petrofísicas de la formación productora.....	22
Tabla 2. Propiedades del crudo por análisis PVT.....	23
Tabla 3. Discriminación de costos asociados para producir 1 MMBTU en el periodo de evaluación (Enero 2019-Julio 2020).	66
Tabla 4. Costo del calor utilizado en la inyección de los pozos desviados y horizontales, y su respuesta en términos de producción total.....	68
Tabla 5. Precio promedio de crudo Brent en el periodo enero 2019 – julio 2020.	69
Tabla 6. Evaluación de la inyección de nitrógeno por tipo de pozo.	72
Tabla 7. Evaluación de la inyección de nitrógeno por tipo de unidad de nitrógeno.	74

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ubicación del campo de estudio.....	19
Figura 2. Litología del campo de estudio.....	20
Figura 3. Curva histórica de producción del campo de estudio.....	21
Figura 4. Métodos de recobro mejorado.....	27
Figura 5. Comportamiento de la producción de petróleo en un pozo horizontal sometido a tres inyecciones de nitrógeno en frío.....	34
Figura 6. Esquema de un pozo desviado acondicionado para recibir vapor de manera selectiva con empaque de fondo.....	40
Figura 7. Comparación de la respuesta de los pozos horizontales versus los desviados frente a la estimulación con vapor y nitrógeno.....	48
Figura 8. Comportamiento de la RPV de la inyección con nitrógeno y vapor en pozos desviados versus pozos horizontales.	49
Figura 9. Comparación de la producción incremental de los pozos horizontales versus los desviados, atribuida a la coinyección de nitrógeno.....	50
Figura 10. RPV actual en pozos horizontales comparada con el número de pozos por metodología de inyección de nitrógeno y vapor.....	53
Figura 11. Δ RPV (ciclo actual – ciclo anterior) comparada con el número de pozos por metodología de inyección de nitrógeno y vapor.....	54
Figura 12. Pareto de la Δ RPV (ciclo actual – ciclo anterior) para los pozos horizontales inyectados con nitrógeno y vapor.....	55
Figura 13. RPV actual en pozos desviados comparada con el número de pozos por metodología de inyección de nitrógeno y vapor.....	57
Figura 14. Δ RPV (ciclo actual – ciclo anterior) comparada con el número de pozos desviados por metodología de inyección de nitrógeno y vapor.....	58
Figura 15. Pareto de la Δ RPV (ciclo actual – ciclo anterior) para los pozos desviados inyectados con nitrógeno y vapor.....	59

Figura 16. Relación de la ΔRPV con la cantidad de vapor inyectado en pozos desviados.62

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Datos analizados en cada pozo inyectado.	44
Cuadro 2. Determinación de las fechas de inicio y finalización de la inyección de nitrógeno y la estimulación con vapor en cada pozo.	51
Cuadro 3. Costo total de la inyección de nitrógeno tanto para pozos desviados como para pozos horizontales en el año 2019.	70
Cuadro 4. Costo total de la inyección de nitrógeno tanto para pozos desviados como para pozos horizontales en el periodo de enero a julio de 2020.	70
Cuadro 5. Costos de las inyecciones de nitrógeno por tipo de unidad de nitrógeno en el año 2019.	73
Cuadro 6. Costos de las inyecciones de nitrógeno por tipo de unidad de nitrógeno en el periodo de enero a julio de 2020.	74

GLOSARIO

BHA: (*Bottom Hole Assembly*, por su sigla en inglés) o ensamblaje de fondo de pozo. Hace referencia al arreglo de accesorios o herramientas en la sarta de tubería del pozo, como, por ejemplo: empaques, filtros de arena, anclas de gas, niplesillas, camisas de circulación, mandriles, tubos ranurados, entre otros.

EBITDA: indicador financiero que refleja las ganancias antes de impuestos, intereses, depreciación y amortización.

CITY GATE: es un pórtico de entrada del sistema de gas externo hacia el interior de las instalaciones operativas, el cual está compuesto por una serie de equipos e instrumentos orientados a reducir la presión de operación y controlar la entrada del gas.

GOR: (Gas/Oil Ratio, por su sigla en inglés) se refiere a la relación del volumen de gas que se recupera de un volumen de petróleo, obtenidos de la formación productora a condiciones estándar.

INYECCION HUFF AND PUFF: término utilizado para hacer referencia a la inyección cíclica de vapor, en donde se utiliza el mismo pozo para estimular y luego producir la zona de interés.

NETBACK: acuerdos contractuales que fijan el precio de venta del petróleo en el valor de sus derivados. Se calcula tomando las ganancias del petróleo menos todos los costos asociados a poner ese petróleo crudo en el mercado, incluyendo transporte, impuestos y costos de producción.

NIPLE SHEAR PIN: accesorio tubular de 1 pie de longitud aproximadamente, que consiste en un niple con orificios taponados por insertos que pueden ser

eliminados para permitir el paso de fluidos hacia el interior de la tubería de producción desde una zona superior a la punta de la tubería de cola. Su efecto es similar al de una camisa de circulación.

OPEN ZONE: término utilizado para denotar ciertos pozos intervenidos en los cuales se desarrolló un trabajo de *Workover*, el cual consiste en abrir, por medio de cañoneo, una arena productora que se encontraba aislada por el revestimiento.

RPV: relación del volumen de petróleo producido entre la cantidad de vapor inyectado; se puede expresar en unidades de bbl/MMBTU o bbl/bbl. También se conoce como la relación inversa de la *SOR* (steam-oil ratio)

SAGD: técnica de inyección continua conocida como drenaje gravitacional asistido por vapor, que consiste en dos pozos horizontales ubicados a pocos pies, por medio de los cuales se inyecta vapor por el pozo superior y se producen los fluidos calentados y segregados por medio del pozo ubicado en la parte inferior.

STEAM FLOODING: término que hace referencia a la inyección continua de vapor, en donde se consideran modelos de inyección con pozos inyectoros y productores para lograr desarrollar frentes de invasión continuos del calor inyectado.

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO Y VAPOR PARA RECOBRO MEJORADO EN POZOS DESVIADOS Y HORIZONTALES DE UN CAMPO DE CRUDO PESADO*

AUTOR: YESID ARTURO ESCOBAR ROSERO**

PALABRAS CLAVE: INYECCIÓN DE VAPOR, INYECCIÓN DE NITRÓGENO, MÉTODOS DE RECOBRO, POZOS HORIZONTALES, CRUDO PESADO.

DESCRIPCIÓN: Desde principios de siglo XXI se viene implementando en Colombia, la inyección de fluidos invasivos como el nitrógeno o la espuma para bloquear zonas de alta saturación de agua e incrementar la presión del yacimiento. La inyección cíclica de vapor mejorada con la inyección de nitrógeno se ha convertido en una muy buena alternativa de recobro mejorado para campos de crudo pesado someros y con buenas características petrofísicas, pues a medida que avanza el número de ciclos de estimulación con vapor, la respuesta de los pozos no es la esperada. Lo anterior se debe a diversos factores como: las canalizaciones del vapor, la alta saturación de agua en la cara de la formación, presencia de zonas ladronas, baja presión del yacimiento y bajas saturaciones de aceite en las arenas drenadas. Este trabajo busca determinar por medio de un análisis estadístico y económico, en qué tipo de pozos —desviados u horizontales— es más rentable la inyección de vapor con nitrógeno en pozos maduros —ciclo 12 promedio—, usando la metodología de coinyección. De esta manera, se podrán orientar mejor los recursos técnicos y económicos de la compañía operadora del campo.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Samuel Fernando Muñoz Navarro. Magister en Ingeniería de Hidrocarburos.

ABSTRACT

TITLE: FINANCIAL EVALUATION OF CYCLIC STEAM STIMULATION USING NITROGEN AS AN ADDITIVE TO IMPROVE OIL RECOVERY IN DEVIATED AND HORIZONTAL WELLS OF A HEAVY OIL FIELD*

AUTHOR: YESID ARTURO ESCOBAR ROSERO**

KEY WORDS: CYCLIC STEAM STIMULATION, NITROGEN INJECTION, ENHANCED OIL RECOVERY, HORIZONTAL WELLS, HEAVY OIL.

DESCRIPTION: Since the second decade of the century 21st, the injection of invasive fluids such as Nitrogen or foam has been implemented in Colombia to block high water saturation zones and increase the pressure of the reservoir. Cyclic steam stimulation enhanced with Nitrogen has become a very good alternative for improved oil recovery in shallow heavy oil fields with good petrophysical characteristics. As the number of steam stimulation cycles progresses in the wells, they do not respond as expected due to several factors such as channeling, high water saturation, presence of thief zones, low reservoir pressure and low oil saturations in the formation. This work aims to determine, using a statistical and economic analysis, in which type of wells (deviated or horizontal) the cyclic steam injection using Nitrogen as an additive in mature wells (cycle 12 average) is more profitable using the co-injection methodology. In this way, the technical and economic performance of the field operating company can improve.

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum. Director: Samuel Fernando Muñoz Navarro. Master of Hydrocarbons Engineering.

INTRODUCCIÓN

La inyección de nitrógeno como método de recobro se viene desarrollando en la industria petrolera mundial desde hace varias décadas, con algunos buenos resultados que se encuentran ampliamente documentados*. Sólo en el Magdalena Medio colombiano, entre el 2013 y el 2020, se han realizado 766 trabajos de inyección de nitrógeno asociado a la estimulación cíclica con vapor.

Sin embargo, esos pilotos de inyección de nitrógeno con diferentes metodologías relacionadas con la inyección de vapor que se vienen implementando desde el año 2013 en el Magdalena Medio, hasta el momento, no dan certeza del mejor direccionamiento de los recursos técnicos y económicos, en relación con la inyección de pozos desviados vs. pozos horizontales.

De acuerdo con lo anterior y debido a la masificación de pilotos de inyección con la metodología de nitrógeno y vapor, sin su previa evaluación económica, y a la falta de estimación de costos asociados a las actividades de inyección en los pozos, se desconoce con precisión la rentabilidad financiera de la metodología.

De continuar sin un estudio que brinde certeza en cuanto al direccionamiento de recursos técnicos y económicos en este campo, se presentará un impacto negativo en la rentabilidad de los pozos inyectados con la metodología; lo que puede conllevar a generar destrucción de valor y por consiguiente, tener una reducción o suspensión de dicha metodología por malos resultados; lo cual, por obvias razones, desembocará en una disminución en las utilidades de las empresas que apliquen esta tecnología, tanto operadoras como prestadoras del servicio de inyección de nitrógeno.

* HEUCKE, Ulrich, et al. Nitrogen injection as IOR/EOR solution for North African oil fields. SPE North Africa technical conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2015.

De manera preliminar, se sabe que las estimulaciones con nitrógeno y vapor presentan un mayor “*netback*” en pozos horizontales comparados con pozos desviados; sin embargo, existe un subgrupo de pozos desviados “*open zone*” pertenecientes a un campo vecino de similares condiciones que presentan la mayor rentabilidad del método de recobro. El término “*open zone*” se refiere a pozos intervenidos por una operación de *Workover* que consiste en cañonear una arena superior y aislar, por medio de un tapón de cemento, la arena inferior de la que venía produciendo el pozo.

El presente análisis es imprescindible a la hora de tomar decisiones trascendentales en cuanto al direccionamiento de recursos técnicos y económicos de la compañía, permitiendo el mejor aprovechamiento de la tecnología de inyección simultánea de nitrógeno y vapor; asegurando así, una inyección eficiente del pozo que garantice la mejor respuesta en relación con la recuperación de crudo incremental.

De esta forma, se busca, además de entender las diferentes dinámicas de respuesta del yacimiento frente a las metodologías aplicadas, es decir, en qué momento es más adecuado inyectar el nitrógeno en cada tipo de geometría de pozo, también poder saber, en qué tipo de pozo es más rentable la inyección de nitrógeno y vapor.

La finalidad del análisis de los datos es identificar el beneficio financiero para la compañía operadora del campo, al aplicar la inyección de nitrógeno bajo la metodología de coinyección con vapor, tomando en consideración factores inherentes como la misma metodología o el volumen de gas inyectado; así como factores externos como los precios del barril de petróleo y la tasa representativa del mercado TRM.

En ese sentido, se busca determinar, a partir de un amplio paquete de datos, teorías y conceptos, la utilidad económica optimizada para cada tipo de geometría de pozo desde un estudio que se inscribe en un enfoque de investigación cuantitativo.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar una evaluación financiera de la inyección de nitrógeno y vapor para recobro mejorado en pozos desviados y horizontales de un campo de crudo pesado.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar las condiciones actuales de los métodos de inyección cíclica de vapor y nitrógeno del campo de estudio.
- Determinar el costo total de cada estimulación, teniendo en cuenta los costos asociados a la inyección cíclica de vapor y a la inyección de nitrógeno dentro del contexto o panorama actual de la industria petrolera colombiana.
- Calcular los volúmenes incrementales de petróleo desde el análisis de la respuesta tanto de los pozos desviados como de los pozos horizontales sometidos a inyección simultánea de Nitrógeno (coinyección) y vapor.
- Evaluar la rentabilidad de las inyecciones realizadas con nitrógeno y vapor en pozos desviados y horizontales por medio de una herramienta informática y la metodología de margen de contribución.

3. GENERALIDADES DEL CAMPO DE ESTUDIO

El campo objeto de estudio es un campo petrolero de crudo pesado ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en Colombia (Figura 1); el yacimiento limita por el norte con dos fallas geológicas y por el sur con otro campo de petróleo. El campo se desarrolló por clústeres o parques de pozos en dos etapas; una primera etapa denominada comercial con 609 acres y otra desarrollada posteriormente, denominada área norte de 286 acres. En la etapa comercial se perforaron tanto pozos convencionales como horizontales —17 clústeres, 100 pozos—; mientras que en la etapa norte solo se perforaron pozos horizontales —3 clústeres, 49 pozos—.

La formación productora está ubicada en el grupo chuspas y está compuesta, básicamente, por areniscas cuarzosas, friables bien seleccionadas, de buena porosidad —24%-33%— y permeabilidad —200-2000 mDarcys—, estratificadas en bancos de espesor medio, con intercalaciones de arcilla gris verdosa. El ambiente de depositación es continental con geometría de canales intercalados (Figura 2). El petróleo crudo tiene una gravedad API de aproximadamente 11.5 °API y una viscosidad de 6,800 centipoises a una temperatura de 90 °F.

El mecanismo de empuje del yacimiento es por gas en solución, aunque se presume que existe un acuífero activo al otro lado de la falla, potenciado por los pozos de inyección de agua residual que podría afectar principalmente la producción de los pozos de la etapa comercial.

Figura 1. Ubicación del campo de estudio.

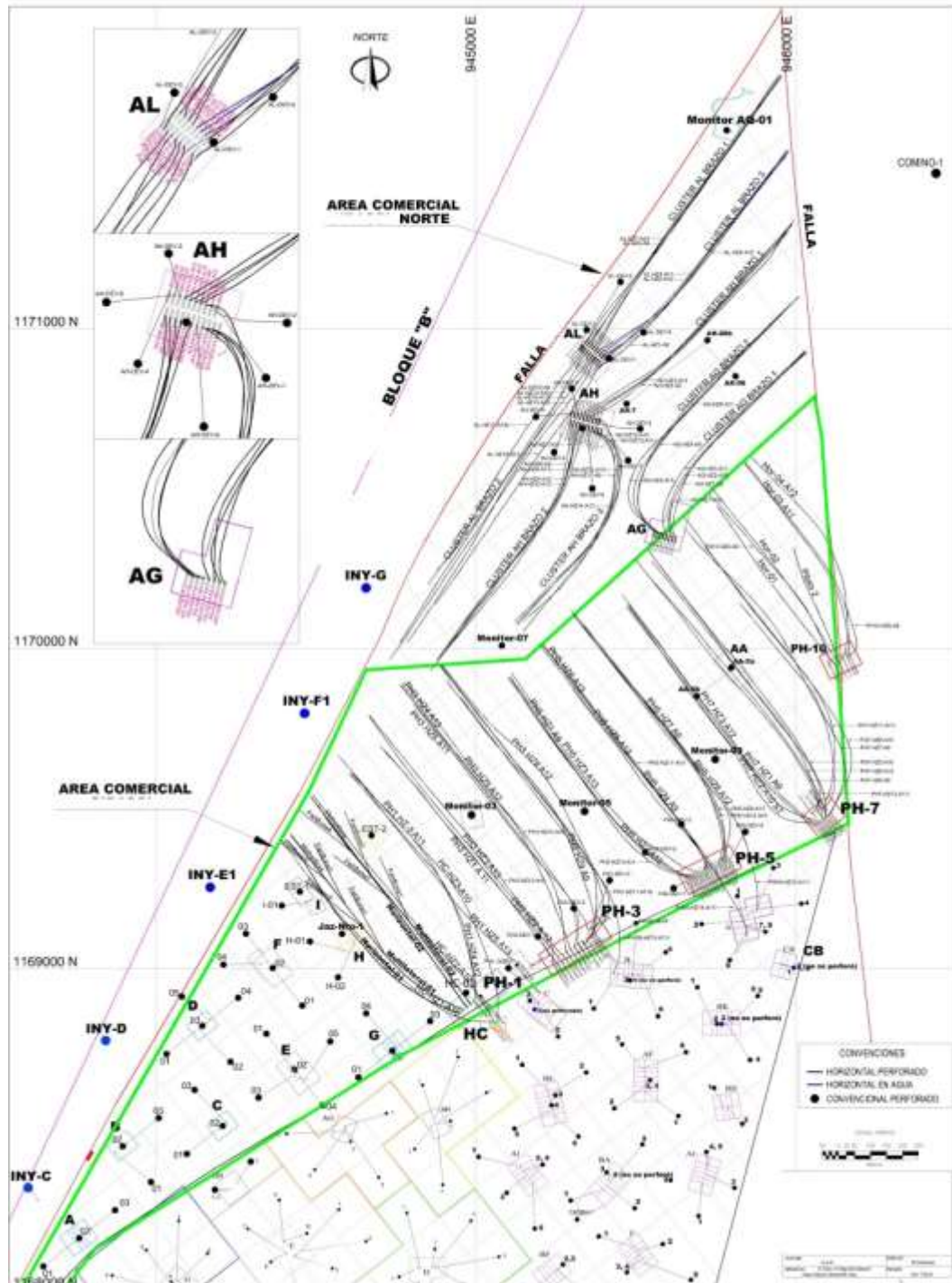
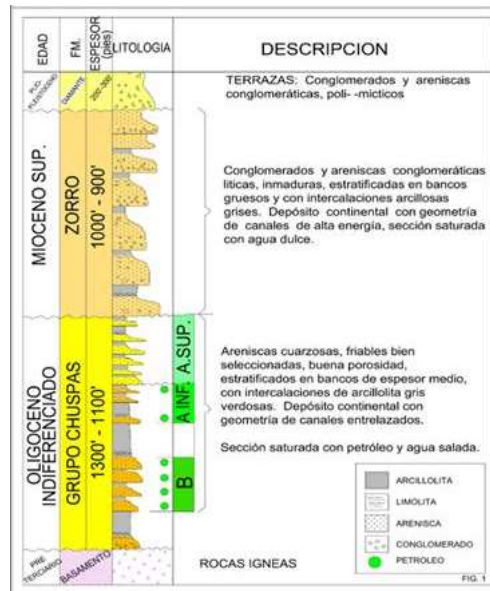
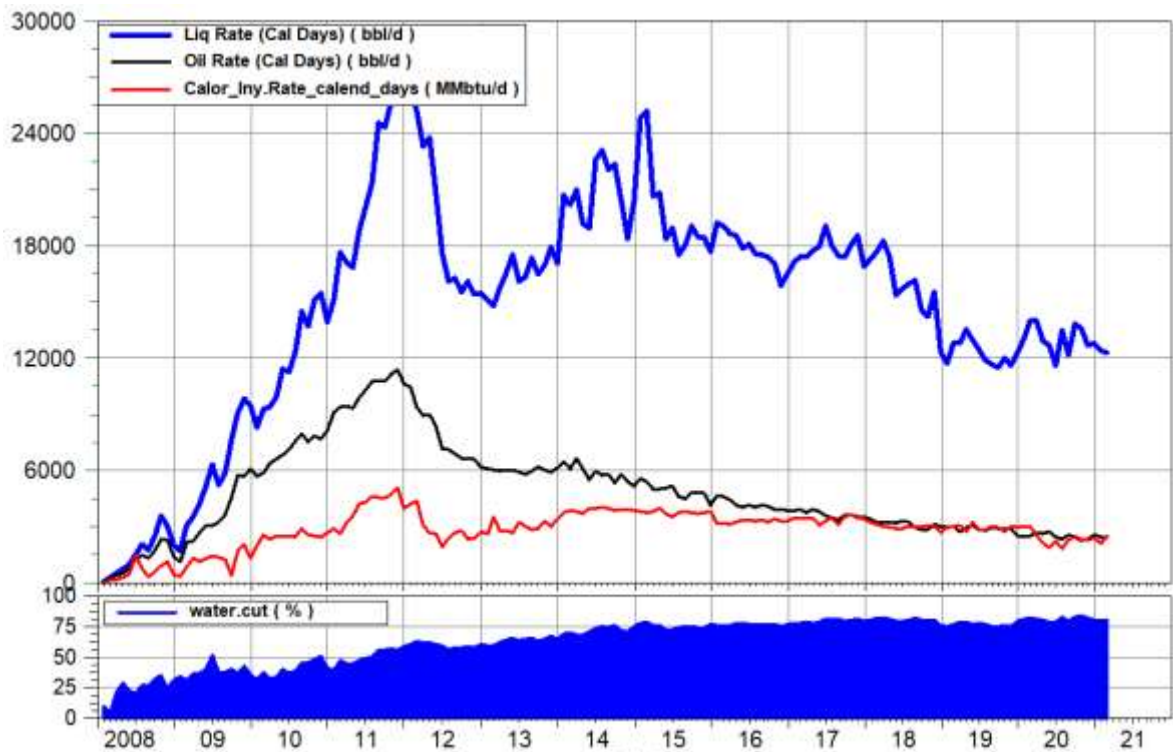


Figura 2. Litología del campo de estudio.



El campo inicio su etapa productiva en el año 2008, con una presión de yacimiento de 660 psi, llegando a tener su pico de producción en el año 2011, cuando llegó a los 11,900 bopd (Figura 3). En la actualidad, la presión de yacimiento está por el orden de los 200 psi.

Figura 3. Curva histórica de producción del campo de estudio.



En las tablas 1 y 2 se resumen las propiedades petrofísicas y las propiedades del crudo obtenidas por análisis PVT. Como se puede observar, el yacimiento goza de una muy buena porosidad y permeabilidad. La profundidad de las arenas productoras es una ventaja enorme a la hora de escoger el sistema de levantamiento artificial, ya que, no se requiere de la compra de gran cantidad de tubería ni varilla de bombeo mecánico y también, es beneficioso al implementar un método de recobro térmico, dado que, a menos profundidad, menos pérdidas de calor a través del revestimiento.

Tabla 1. Propiedades petrofísicas de la formación productora.

Variable	Valor
Porosidad ($\emptyset$)	24-30%
Permeabilidad (k)	200-2,000 mD
Saturación de agua (S_w)	34-40%
Espesor neto (h)	85-170 pies (TVD)
Profundidad de la formación	1,200-1,700 pies (TVD)

Desde el inicio de la etapa productiva del campo se implementó el método de inyección cíclica de vapor, debido a que la producción en frío era muy baja para considerar el campo rentable. Después de la perforación de los pozos se baja un completamiento con bomba de cavidades progresivas, de manera que, actúe como bomba de sacrificio y se puedan evacuar todos los fluidos invasivos del filtrado del lodo y residuos sobrantes de la etapa de perforación y completamiento, haciendo una limpieza del pozo y de la cara de la formación.

El completamiento con bomba de cavidades progresivas o PCP —*Progressive Cavity Pump*— se mantiene por alrededor de 2 meses o hasta que se reduzca la sumergencia sobre la bomba al mínimo y la presión de flujo fluyendo o P_{wf} se mantenga irreducible.

Tabla 2. Propiedades del crudo por análisis PVT.

Variable	Valor
Datum	1450 pies
P_i @ datum	660 psig
T_i @ datum	110 °F
Presión de burbuja (P_b)	486 psig
R_s @ P_b	44 scf/bbl
B_o @ P_b	1.027
Viscosidad (μ) @ 110 °F	6,795 centipoise
Densidad crudo @ P_b	0.98 g/cm ³

Después de la primera etapa con método PCP, se procede a estimular el pozo con vapor, para lo cual, se retira el completamiento o BHA —*Bottom Hole Assembly*— inicial y se baja un completamiento tubular con bombeo mecánico sin la sarta de varillas para permitir el flujo del vapor desde la superficie hasta el fondo del pozo, logrando alcanzar las arenas de interés. Una vez el pozo se haya estimulado con vapor, se procede a bajar la sarta de varillas con la bomba inserta o el pistón para dejar el pozo en producción.

3.1 MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Básicamente, en el campo de estudio, se utilizan dos métodos de levantamiento artificial: bombeo mecánico y bombeo por cavidades progresivas PCP. El método de cavidades progresivas se utiliza, en especial, para la producción del pozo en sus primeros días después de perforado y completado, en vista de que su diseño es práctico y tolerante a la hora de manejar sedimentos, recortes sobrantes o remanentes de la etapa inicial. Asimismo, se puede utilizar el sistema PCP si el pozo no es inyectable por tener daño mecánico o por presentar una baja respuesta a la inyección cíclica de vapor, ya que, un sistema de bombeo mecánico implica un mayor costo de inversión y operación por todos los componentes que involucra.

El otro método de levantamiento artificial usado es bombeo mecánico y se utiliza una vez se procede con la estimulación del pozo con vapor. En el caso de bombas mecánicas tubulares, se baja el barril de la bomba junto con la tubería —*tubing*— de producción y en el caso de bombas insertas, se baja un tubo de cola —si el anclaje de la bomba es superior—, seguido de la niplesilla y después, la tubería de producción. El tubo de cola se utiliza para darle estabilidad a la bomba inserta que quedaría colgada y también para que se pueda medir fondo con tubería, más adelante, sin tener inconvenientes con la bomba.

Es importante considerar que en el caso de incluir algún accesorio en la punta de la tubería como, por ejemplo: anclas de gas o lodo, filtros de arena, juntas de tubería ranuradas, entre otros, estos deben ser retirados antes de la estimulación para que el vapor inyectado pueda irrumpir libremente desde la tubería de producción hasta la zona o formación productora.

Es muy habitual dejar por error estos accesorios en fondo y provocar que el vapor se direcciona por las ranuras u orificios, enfocando el vapor en cierta dirección, la

cual no es de interés. Otra situación para tener en cuenta, es que existe un tipo de bombas insertas denominadas bombas *Steam by Pass* que permiten inyectar el pozo con la sarta de varillas dentro de la tubería, sólo desanclando la bomba y posicionándola, de manera que, el vapor pueda pasar entre el by pass de la bomba y la niplesilla. Esta opción es viable cuando no se dispone de equipo varillero para sacar la sarta de varillas.

4. MÉTODOS DE RECOBRO

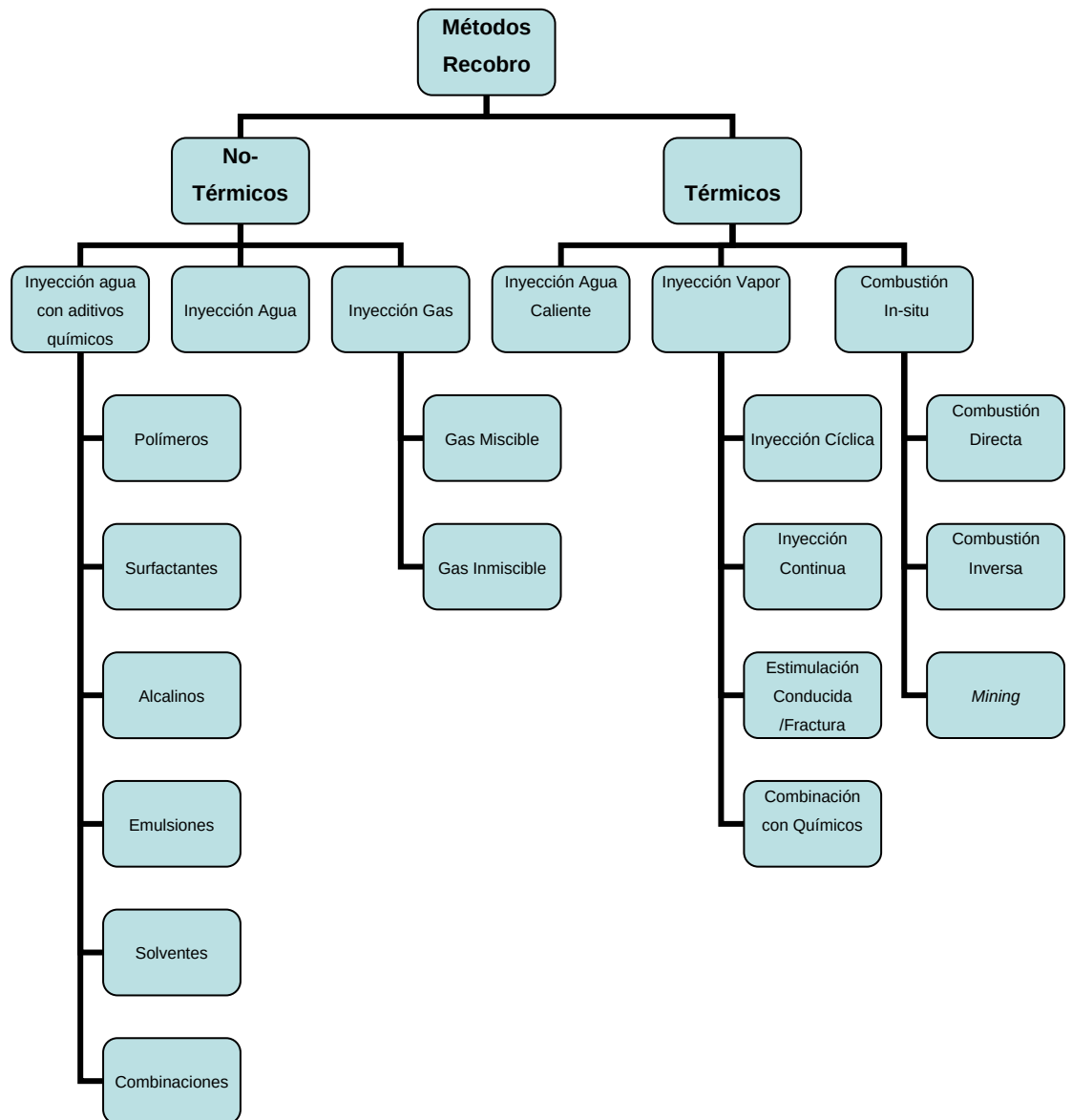
Tal y como se concibe el mundo hoy en día, evidencia un aumento exponencial de la demanda de energía, con lo cual difícilmente se podría suprimir la necesidad de petróleo en las próximas 3 décadas, a pesar de los grandes esfuerzos que, en materia ambiental, han adelantado países desarrollados con niveles de conciencia mayores al promedio de la humanidad. Lo anterior sumado a los bajos precios de crudo como consecuencia del incremento de la oferta, hace necesario que se implementen mecanismos de recobro más eficientes y, a la vez, económicos. Una de estas alternativas es la inyección cíclica de vapor en simultáneo con nitrógeno para campos de crudo pesado.

Los métodos de recobro se pueden dividir en tres etapas o categorías: primario —flujo natural o levantamiento artificial—, secundario —inyección de agua y/o gas— y terciario —Inyección de vapor, inyección de química, inyección de CO₂ y/o nitrógeno—, según el factor de recobro y el tipo de yacimiento donde se vaya a aplicar el método. Se estima que solo una tercera parte del petróleo *in situ*, se extrae por los métodos primario y secundario.

4.1 INYECCIÓN DE VAPOR

En la figura 4, se pueden diferenciar los métodos de recobro en térmicos y no-térmicos. Dentro de los métodos de recobro térmicos está la inyección de vapor, la cual puede ser de dos tipos: inyección cíclica de vapor o “*huff and puff*” como también se conoce en la literatura y la inyección continua de vapor o *steam flooding*. Dentro de la inyección continua también esta la metodología SAGD.

Figura 4. Métodos de recobro mejorado.



Fuente: AL-ANAZI, Bandar Duraya. Enhanced oil recovery techniques and nitrogen injection. *CSEG recorder*, 2007.

En la inyección cíclica, se utiliza el mismo pozo para realizar la inyección de vapor y de esta manera, estimular térmicamente la formación. Después de haber seleccionado y preparado el pozo candidato, este se inyecta con vapor saturado al

80% de calidad, usando una caldera o generador de vapor y luego de un periodo de remojo acorde con la cantidad de vapor inyectado, el tipo de pozo y las arenas estimuladas, se pone el pozo a fluir, para lograr, de esta manera, que se genere una especie de *back flow* desde la cara de la formación hasta la cabeza del pozo, alcanzando, paulatinamente, que se pierda presión o energía hasta que el pozo quede “muerto” o deje de fluir.

En ese momento se programa el servicio post-inyección para el pozo y poder bajar de nuevo, la sarta de bombeo correspondiente al sistema de levantamiento artificial que, por lo general, corresponde a bombeo mecánico, debido a que este es el sistema óptimo para soportar altas temperaturas —alrededor de 500 °F—.

La inyección continua, a diferencia de la inyección cíclica, posee un arreglo de pozos inyectores y productores, de tal forma que se inyecta el vapor por medio de los pozos inyectores, con el fin que se logre un barrido areal que permita, la distribución uniforme del calor y que el frente de presión y temperatura alcancen los pozos vecinos o productores, consiguiendo obtener una mayor presión en estos últimos y, por lo tanto, incrementar la recuperación de fluidos. En la práctica se puede implementar, primero, la inyección cíclica y luego, la inyección continua o las dos inyecciones en simultáneo.

4.2 INYECCIÓN DE NITRÓGENO

El nitrógeno es un gas inerte, cuya molécula está compuesta por dos átomos y constituye alrededor del 78% del aire atmosférico. Su condición de no reactivo, sumada a su capacidad de aislamiento, lo transforma en el compañero ideal del vapor a la hora de mejorar la eficiencia de inyección y penetración de áreas para estimulación térmica, en especial, por tres fenómenos, así:

El primero es que tiene la capacidad de fungir como aislante térmico desde la cabeza del pozo hasta la formación, lo que permite que se reduzcan las pérdidas de calor y, por ende, el vapor pierde menos calidad en su trayecto hacia las zonas de interés, permitiendo que, de esta manera, más energía sea transferida a los fluidos y a la roca almacén.

Por otra parte, debido a la capacidad de expansión del gas, este logra presionar o reestablecer, en cierta manera, la presión de aquellas zonas del yacimiento que han sido depletadas y cuyos fluidos han sido drenados a causa de las continuas estimulaciones con vapor y su posterior producción. Por lo general, estas zonas se encuentran saturadas de agua y muchas veces se comportan como zonas ladronas de calor, debido a la alta capacidad calorífica que tiene el agua.

Hay un tercer fenómeno que es considerado en el desarrollo de esta tesis y es un efecto tipo pistón o de empuje neumático, el cual se genera, una vez se inyecta nitrógeno, después de haber empezado la inyección cíclica de vapor. - Este efecto permite una mayor penetración del calor, ya que, logra que un área más extensa, sea estimulada y que nuevos límites sean alcanzados por el frente de calor. Sin embargo, este efecto puede depender, sin lugar a duda, de la geometría del pozo.

Para el caso del campo de estudio no se puede hablar de efectos miscibles, puesto que se requeriría una presión por encima de los 6,000 psi para lograr superar la mínima presión de miscibilidad o *MMP* —por sus siglas en inglés—. Lo anterior se puede corroborar usando una de las correlaciones más típicas para determinar la *MMP** del nitrógeno en el petróleo.

* SEBASTIAN, H. M., et al. Nitrogen minimum miscibility pressures. En *SPE/DOE enhanced oil recovery symposium*. Society of Petroleum Engineers, 1992.

$$N_2MMP = 4603 - 3283 * \left(\frac{CL * T}{MW} \right) + 4.776 * \left(\frac{CL^2 * T^2}{MW} \right) - 4.008 * \left(\frac{CI * T^2}{MW} \right) + 2.05MW + 7.541 * T \quad (1)$$

Donde CL corresponde a la fracción molar del Metano, CI es la fracción molar de los compuestos intermedios (C_2 hasta el C_6 , incluyendo el CO_2), T es la temperatura del yacimiento en grados Rankin y MW es el peso molecular de la fracción C_{7+} en el petróleo.

Para el caso del campo de estudio se tienen los siguientes valores:

CL : 0.56268 (fracción molar)

CI : 0.43732 (fracción molar)

T : 599.67 °R

$MW (C_{7+})$: 412.3 kg/kgmol

Reemplazando en la ecuación, se obtiene que la MMP del nitrógeno con el petróleo del yacimiento es de 7,074 psi. Esta presión tiene un rango de error de 800 psi, por lo que, en el peor de los casos, la mínima presión de miscibilidad pudiera estar en 6,200 psi, el cual es un valor muy alto para las presiones de fondo que se manejan durante la inyección de nitrógeno en frío y, aun, durante la inyección de vapor, cuando las presiones en el yacimiento podrían alcanzar un máximo de 1,800 psi.

Del cálculo anterior se puede concluir que el efecto del nitrógeno en frío y al inyectarlo en simultáneo con vapor, únicamente, genera un fenómeno de presión o de bloqueo en zonas depletadas y no un proceso de miscibilidad. Esta conclusión es muy importante porque, como se verá más adelante, la etapa de la inyección

cíclica, en la cual, se inyecte el nitrógeno, juega un papel crucial en la estimulación requerida y en la respuesta del pozo.

La inyección de nitrógeno en frío es una metodología que consiste en inyectar este gas por el tubing o por el anular del pozo, después de haber suspendido la producción de este. Esta metodología es ideal para pozos que, después de haber recibido una gran cantidad de ciclos de inyección de vapor, ya no muestran una buena respuesta a la estimulación térmica o que, por su ubicación geográfica, se dificulta tener un generador de vapor cerca o trasladarlo al sitio, así como disponer de cualquiera de las materias primas para generar vapor como son el agua o el combustible.

Es necesario que el pozo tenga alto corte de agua, y que no se encuentre demasiado frío, dado que cualquiera de estas dos situaciones, podría afectar la repuesta de producción. El volumen de nitrógeno recomendado puede variar entre 28.000 m³ y 84.000 m³ a una tasa diaria de 1200 m³ o 900 m³, de acuerdo con el tamaño de la unidad generadora que se utilice y usando ojalá bajas velocidades en pozos que hayan sido cañoneados, debido a que se podrían generar altas velocidades de erosión en la formación y terminar arenando el pozo estimulado. El período de remojo recomendado es de 24 a 48 horas.

5. INYECCIÓN DE NITRÓGENO Y VAPOR

Desde comienzos del siglo XX, la inyección de gas en el yacimiento como método de recobro ha sido muy usada en la industria petrolera. Se han utilizado diferentes tipos de gases, primero, el gas natural, luego el dióxido de Carbono, el nitrógeno y hasta el aire que se respira. Sin embargo, algunos factores claves como los costos de la inyección de gas, el riesgo en cuanto a seguridad industrial —aire— y la difícil consecución del gas en las instalaciones del campo, han restringido el uso de esta tecnología.

La inyección de nitrógeno es una excelente opción de recobro, pues, además de ser muy segura por tratarse de un gas inerte que no reacciona en cabeza de pozo ni en el yacimiento, hoy en día, se puede producir con facilidad, a partir de una unidad generadora portátil o móvil que se puede trasladar por medio de un remolque o tráiler hacia cualquier parte del campo de petróleo, en cuestión de horas; el único recurso necesario es el combustible del compresor y el generador, ya que, la materia prima se consigue de forma gratuita, capturando el nitrógeno del aire del ambiente.

Algunos de los aportes más relevantes para este estudio se describen a continuación:

Alcocer¹ realiza una serie de nueve experimentos en laboratorio, con el fin de estudiar el desplazamiento del crudo debido a la inyección de nitrógeno con altas presiones. El objetivo del estudio fue determinar el efecto de la temperatura, la relación gas-aceite —GOR— y la miscibilidad con respecto a la inyección de nitrógeno.

¹ ALCOCER, C. F; MENZIE, D.E. Enhanced oil recovery by nitrogen injection: The effect of increased temperature and the amount of gas in solution. En *SPE Enhanced Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers, 1984.

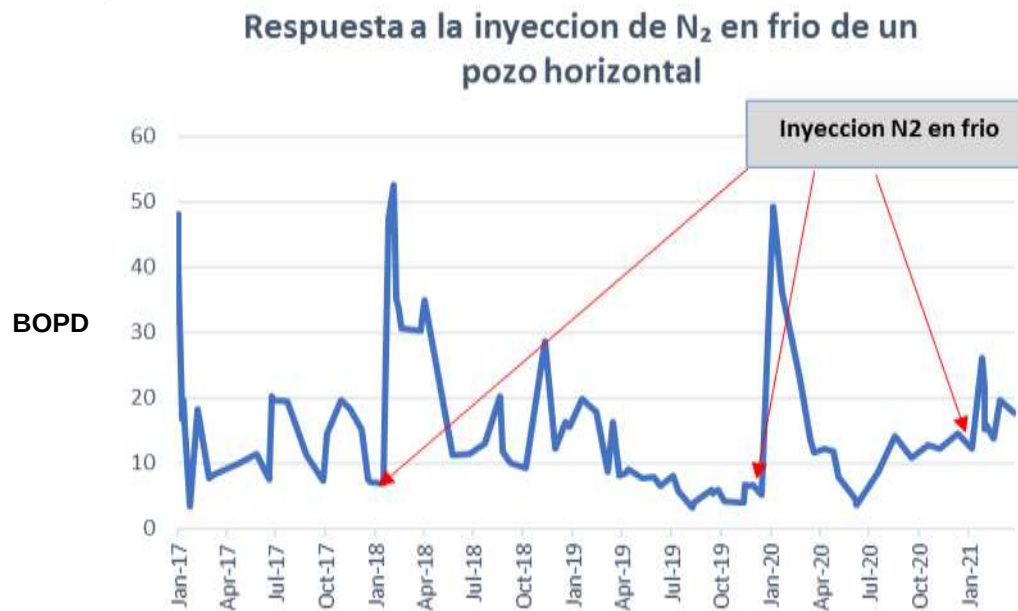
De estos experimentos, se concluyó que el recobro de crudo es directamente proporcional al incremento de la temperatura y al incremento de la relación gas-aceite. También se sugirió que se pueden tener buenos resultados inyectando baches de propano impulsados con nitrógeno. La relación directa con la temperatura del pozo o de los fluidos que se producen, es un factor muy importante, ya que, el proceso de inyección de nitrógeno puede ocasionar un enfriamiento adicional de los fluidos que, para el caso del campo de estudio, corresponden a un petróleo pesado que depende de forma abierta de la temperatura para poder fluir o producirse.

La figura 5 muestra con claridad el concepto anterior, donde un pozo horizontal que fue inyectado tres veces con nitrógeno en frío, muestra una excelente respuesta en las dos primeras inyecciones y una mala respuesta en la última inyección. La primera inyección de nitrógeno fue en enero de 2018 y el pozo tenía una temperatura de 114 °F y 90% de BSW. La segunda inyección fue en diciembre de 2019 y el pozo tenía una temperatura de cabeza de pozo de 110 °F y un BSW de 80%, con una respuesta en ambos casos positiva, pasando la producción de petróleo de 6 bopd a 50 bopd en promedio. Para el caso de la tercera inyección de nitrógeno en frío realizada en enero de 2021, el pozo tenía una temperatura en cabeza de 99 °F y un BSW de 36%; la respuesta no fue buena y se logró alcanzar un pico de solo 26 bopd.

El volumen de nitrógeno inyectado en los dos primeros casos fue de 51,338 m³ y el último caso fue de 40,371 m³. Cabe aclarar que la inyección de nitrógeno se realizó bajo metodología *“huff and puff”*, es decir, se inyectó nitrógeno por dos días aproximadamente, el pozo tuvo un período de remojo de dos días más y, al final, se puso a producir.

En cuanto a la relación gas-aceite es claro que, al haber más presencia de gas, el nitrógeno encontrará un mejor colchón para establecer la presión adicional requerida para mejorar el recobro de petróleo.

Figura 5. Comportamiento de la producción de petróleo en un pozo horizontal sometido a tres inyecciones de nitrógeno en frío.



En el año 1996, Jabbour, Quintard, Bertin & Robin desarrollaron un estudio experimental para investigar los efectos de flujo en tres fases: agua caliente, vapor y nitrógeno, durante varios procesos de inyección secuenciales, utilizando un modelo lineal empaquetado con arena. Las conclusiones del estudio fueron:

- La inyección de agua caliente produce una reducción de viscosidad, lo que influye de forma positiva en el recobro de aceite; este proceso, por supuesto, depende de la temperatura².

² JABBOUR, C., et al. Oil recovery by steam injection: three-phase flow effects. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1996, vol. 16, no 1-3, p. 109-130.

- El recobro de aceite adicional obtenido al inyectar vapor o nitrógeno después de la inyección de agua caliente, es similar en ambos casos; también se encontró que hubo una muy buena correlación entre los experimentos y la simulación numérica para la inyección de agua caliente y la inyección de vapor³. También se enfatizó en la importancia de tener en cuenta la transferencia del calor en el medio circundante.
- El concepto anterior es muy importante si se piensa en la idea de tener toda la formación a una temperatura estable, inyectando la mayoría de los pozos del campo, sin importar que tan buena es su respuesta, ya que, al permitir que un área se enfríe, esta se convierte en una zona ladrona que puede robar con facilidad, el calor de las zonas circundantes. Una estrategia es inyectar los mejores pozos con mayor frecuencia que aquellos que no presentan tan buena respuesta frente a la estimulación cíclica con vapor, pero, siempre, manteniendo el yacimiento caliente en todos sus flancos, escogiendo, de forma periódica, pozos en todas las áreas del campo y completados en todas las arenas de la formación productora.

Flores⁴ evaluó la viabilidad técnico-económica de implementar un proyecto de inyección de nitrógeno en un yacimiento de la cuenca Talara en Perú. El estudio concluyó que, debido a los altos precios del barril de petróleo en ese momento, así como a la reducción de los costos de inyección de gas, el proyecto era rentable a corto plazo. También se concluyó que el desplazamiento que debía aplicarse, sería de tipo miscible, debido a las bajas presiones del yacimiento y a que la formación era superficial.

³ Ibid. p. 38

⁴ FLORES YENQUE, Luis Alberto. Recuperación mejorada de petróleo (EOR) mediante inyección de nitrógeno en el noroeste peruano. 2010.

En el Magdalena Medio colombiano se vienen implementando pilotos de inyección de nitrógeno como aditivo desde el año 2013, para mejorar el desempeño de la inyección cíclica de vapor en los yacimientos de crudo pesado de la cuenca del Magdalena Medio. Hasta el momento, los resultados han sido favorables.

En su estudio, Heucke⁵ explicó los mecanismos de recobro, la infraestructura requerida y las ventajas de la tecnología de inyección de nitrógeno aplicada a la región del norte de África. La investigación concluyó que la inyección de nitrógeno es una excelente alternativa para los campos maduros del norte de África, donde el agua es escasa. Para la producción del nitrógeno se utilizó una unidad generadora que separa el nitrógeno del aire y se sugirió utilizar una unidad de reinyección después de 10 años de la inyección, si el contenido de este es superior al 10% en la composición volumétrica del gas asociado al crudo producido.

En el año 2018, Trigos, Lozano y Jiménez⁶ determinaron, mediante simulación numérica y su posterior aplicación en un pozo desviado de un campo de crudo pesado en Colombia, con características muy similares al campo de estudio, que la mejor metodología de inyección usando nitrógeno como aditivo a la inyección cíclica de vapor, era inyectar un día con metodología preinyección; luego, se debían inyectar cinco días en metodología de coinyección y finalizar con un día en metodología postinyección.

La producción de petróleo incremental obtenida fue de 6,877 bbl en 6 meses de evaluación. La inyección de nitrógeno se realizó con una unidad de capacidad 1200 m³/hora, lo que equivale aproximadamente a 28,000 m³/día, que, desde

⁵ HEUCKE.OP. Cit.,2015.

⁶ TRIGOS, E.; LOZANO, M. E.; JIMENEZ, A. M. Cyclic Steam Stimulation Enhanced with Nitrogen. En IOR 2019–20th European Symposium on Improved Oil Recovery. European Association of Geoscientists & Engineers, 2019. p. 1-12.

luego, representa un volumen de nitrógeno considerable para los siete días de inyección —190,000 m³ aproximadamente—.

En el campo de estudio, un volumen de nitrógeno similar fue inyectado en un pozo desviado, pero los resultados fueron negativos. El volumen total de gas inyectado fue de 176,000 m³, repartido en seis días de inyección; tres días al inicio del ciclo de inyección de vapor, más dos días al final del ciclo de inyección; los cinco días en metodología coinyección y finalizando con un día en metodología postinyección, justo después de finalizar el ciclo de inyección de vapor.

Sin embargo, aunque la metodología de inyección por baches en el pozo anterior fue un fracaso a pesar de ser muy similar a la simulada en el otro campo, si se pone en consideración la efectividad en la geometría desviada, pues curiosamente, fue exitosa al aplicarla en un pozo horizontal. En el pozo de geometría horizontal se inyectaron 181,000 m³ de nitrógeno en dos baches de volumen similar, repartidos en el medio del ciclo de inyección de vapor, bajo metodología coinyección. La producción de petróleo incremental con respecto al ciclo anterior en el pozo horizontal, fue de 1,052 bbl en 5 meses de evaluación.

Recientemente, Wan, Wang, Jing & Gao⁷ evaluaron mediante simulación, la inyección cíclica de vapor y gas —CO₂ y gases de combustión— en un yacimiento de crudo pesado de baja permeabilidad en China, con el fin de poder mejorar la eficiencia de recobro. Se concluyó que el uso de nitrógeno y gases de combustión, es un método eficiente para incrementar la movilidad del aceite, alcanzando efectos de producción positivos, básicamente por:

⁷ WAN, Tao, *et al.* Gas injection assisted steam huff-n-puff process for oil recovery from deep heavy oil reservoirs with low-permeability. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, vol. 185, p. 106613.

- Efecto de expansión del crudo.
- Incremento del tamaño de la recámara de vapor.
- Entalpía de inyección in situ más alta.
- Reducción de la viscosidad del aceite debido a los efectos de solubilización y mejoramiento de la permeabilidad relativa por efecto de la temperatura.

También se determinó que la inyección alternada de gases de combustión y vapor genera una mejor respuesta, comparada con hacerlo bajo la metodología de coinyección.

Por último, se concluyó que la tasa y el recobro de aceite acumulado fueron más altos en el caso en el que, la permeabilidad relativa fue dependiente de la temperatura, que donde no lo fue.

El operador actual del campo de estudio viene implementando, de forma paulatina y desde varios años atrás, diferentes metodologías de inyección de nitrógeno y vapor que, de hecho, se mencionaron en los estudios anteriores; estas metodologías se describen a continuación, junto con sus ventajas y desventajas:

5.1 INYECCIÓN DE NITRÓGENO PRE-INYECCIÓN

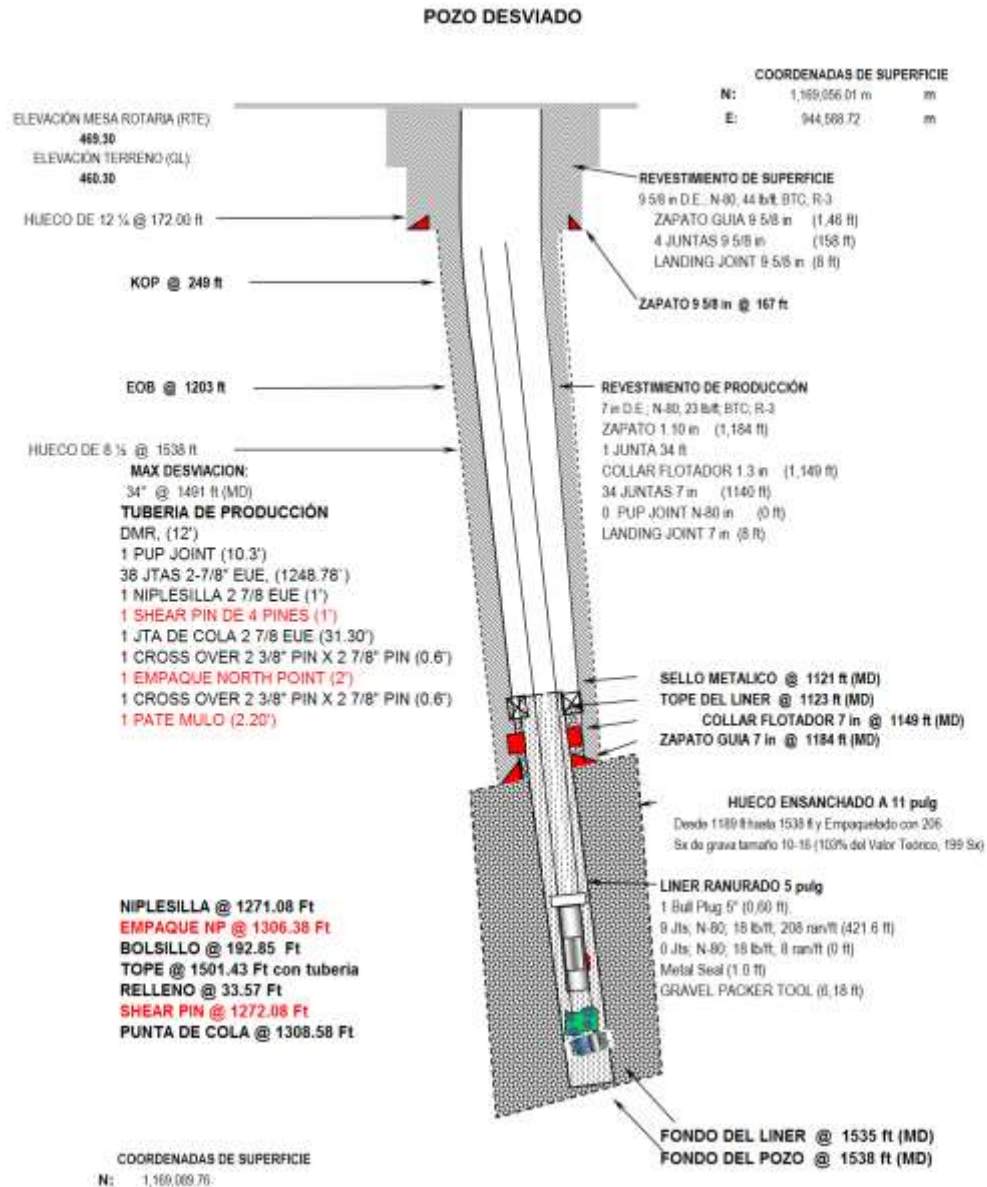
Por medio de la inyección de nitrógeno, en etapa preinyección, se garantiza el efecto de aislamiento térmico característico de un gas inerte; lo ideal es empaquetar el anular del pozo con un par de horas de inyección de nitrógeno, de manera preliminar a la estimulación con vapor; el tiempo depende de la profundidad de la formación, para el caso del campo de estudio se habla de 1,800 pies de profundidad y aproximadamente, 2 horas de empaquetamiento con gas nitrógeno. Luego, se lleva a cabo la inyección de vapor por el tubing o tubería de producción. Aunque el presente estudio se enfoca a coinyecciones de nitrógeno y vapor, es importante abordar este tema, debido a que, como se verá en las

siguientes páginas, algunos de los pozos analizados iniciaron la inyección de nitrógeno antes de la estimulación con vapor.

También es importante hacer énfasis que la metodología de inyección de nitrógeno —preinyección—, permite proteger la cementación y el revestimiento del pozo, el cual se vería sometido a altos esfuerzos de deformación por la dilatación térmica del material expuesto al calor —500 °F aproximadamente—. Es indispensable contar con un empaque mecánico o de copas en fondo, entre la tubería de producción y el revestimiento, de manera que, se hermetice el volumen de nitrógeno contenido entre las dos tuberías y, evitar así, que se escape; al mismo tiempo, garantizar el efecto aislante a lo largo de todo el ciclo de inyección de vapor. Si no se dispone del empaque térmico, de igual forma, se puede inyectar el nitrógeno por el anular, pero, este se dispersará o será empujado hacia las formaciones productoras cuando irrumpa el vapor.

En la figura 6 se puede observar el esquema de un pozo desviado que se ha acondicionado para recibir vapor y nitrógeno; se detalla el completamiento de la tubería de producción, donde el BHA está compuesto por un empaque térmico que tiene como objetivo aislar la zona de interés que se requiere estimular, un niple shear pin, cuyos pines serán abiertos en el servicio postinyección y que permitirá la entrada del fluido desde el anular del pozo hacia la tubería de producción, evitando el bloqueo por gas de la bomba mecánica de levantamiento artificial, cuando el pozo este en producción. En esta oportunidad el empaque fue ubicado en el liner ranurado, pero también puede ser ubicado en el revestimiento de producción para lograr hermeticidad del nitrógeno inyectado por anular.

Figura 6. Esquema de un pozo desviado acondicionado para recibir vapor de manera selectiva con empaque de fondo.



5.2 COINYECCIÓN DE NITRÓGENO

Esta metodología es la que permite obtener mejores resultados de producción y, por experiencia, se deben inyectar alrededor de unos 70,000 m³ en pozos desviados y unos 100,000 m³ en pozos horizontales que cuenten con más de 12 ciclos de inyección de vapor, con un área de afectación de 150 pies aproximadamente. La metodología consiste en inyectar el ciclo de vapor que se tiene programado en el pozo y, de forma simultánea, inyectar nitrógeno, conectando la unidad compresora al anular del pozo que recibe vapor por el tubing. De esta forma, el vapor es empujado en la formación de tal manera que, el frente de inyección que básicamente está compuesto por agua caliente, alcance nuevas fronteras de estimulación.

5.3 INYECCIÓN DE NITRÓGENO POST-INYECCIÓN

La metodología de inyección de nitrógeno en etapa post-inyección se diferencia de las otras metodologías porque la inyección de nitrógeno se hace en la etapa de remojo del pozo, es decir, cuando el ciclo de inyección de vapor ya ha terminado. Si bien se obtiene un efecto tipo pistón que empuja los fluidos calientes presentes en la cara de la formación hacia zonas más alejadas que, muy posiblemente no fueron alcanzadas por la mera inyección de vapor, se pierde el efecto conductor del calor que se logra con la metodología de coinyección.

El debate de cuál metodología es mejor, se puede argumentar, una vez, se tenga el análisis estadístico de la mejor respuesta en cuanto a metodología aplicada; sin embargo, es muy importante considerar dos conceptos que son claves a la hora de entender el efecto del gas nitrógeno en la estimulación con vapor:

- El primero es el efecto del aumento de presión en zonas depletadas y de zonas ladronas de calor o con alta saturación de agua. Estas últimas son zonas de alta saturación de agua, que, por lo general, están ubicadas en el talón de los pozos horizontales; mientras que, para los pozos desviados, pueden estar ubicadas en cualquier profundidad, dependiendo de las características petrofísicas de cada espesor neto que se tenga abierto en el pozo.
- El segundo concepto es el papel que juega la geometría del pozo en el contacto que el nitrógeno hace con las zonas de intereses, ya que, mientras en los pozos desviados, el contacto es apenas en la sección transversal de la arena de interés, es decir, en unos 80 pies netos productores, en los pozos horizontales, el nitrógeno puede contactar gran parte de la arena navegada y, en especial, la parte del talón del pozo, la cual está saturada de agua, por el efecto de todas las inyecciones de vapor anteriores. El concepto anterior enmarca un contacto más eficiente del nitrógeno en los pozos de geometría horizontal y una velocidad de flujo mas alta en los pozos desviados si se tiene una tasa de inyección constante.

6. INYECCIÓN DE POZOS DESVIADOS VS. HORIZONTALES

De manera preliminar, se podría suponer que la inyección de pozos horizontales, es más rentable que la inyección de pozos desviados en todos los aspectos, es decir, si sólo se estimula con vapor o si, adicionalmente, se usa un aditivo como el nitrógeno u otro gas inerte que mejore la estimulación térmica con vapor. De lo que, si se tiene certeza, es que la respuesta a la inyección de nitrógeno y vapor, entre una canasta variada de pozos donde incluimos horizontales y desviados “*open zone*”, es más efectiva en estos últimos, en vista de que, en esencia, se está estimulando una arena nueva o una formación no trabajada.

El presente estudio se realizó bajo el esquema de coinyección con nitrógeno y vapor; se contempló el análisis de 47 inyecciones en pozos de geometría horizontal y 18 inyecciones en pozos de geometría desviada o también llamados pozos convencionales, en un período de tiempo comprendido entre enero de 2019 y julio de 2020. Se consideró un período de respuesta de cinco meses, posterior a la estimulación con nitrógeno y vapor. Dentro de estos cinco meses de evaluación, se incluyen los periodos de flujo y remojo de los pozos.

La respuesta de la inyección actual se comparó con la respuesta del ciclo de inyección inmediatamente anterior, considerando el mismo periodo de tiempo —5 meses—, a fin de tener una comparación justa y homogénea en todas las inyecciones analizadas (Cuadro 1). Por último, es importante anotar que el ciclo promedio de las estimulaciones con nitrógeno y vapor fue el doceavo ciclo, tanto en pozos horizontales como en pozos desviados.

La manera más eficiente de evaluar la respuesta a la estimulación térmica de un pozo, es la relación petróleo-vapor RPV; de allí que se use esta relación para evaluar, la respuesta tanto de los ciclos de inyección actuales como su

comparación con el ciclo de inyección inmediatamente anterior de cada pozo estimulado.

Cuadro 1. Datos analizados en cada pozo inyectado.

Pozo	Ciclo	Fecha inyección ciclo anterior	Petróleo acumulado (bbi)	Agua Acumulada (bbi)	Vapor inyectado (MMBTU)	Agua inyectada (bbi)
POZO-01	13	30-Apr-18	3134	27804	9117	24616
POZO- 02	7	31-May-18	5173	23519	10044	27119
POZO-03	10	30-Apr-17	3264	29388	11325	30578
POZO-04	14	31-Mar-19	2766	31347	10410	28107
POZO-05	16	31-Jul-19	2070	12914	21654	8020
POZO-06	13	31-Jan-19	2563	20998	23428	8677
POZO-07	13	31-May-19	3463	20471	25788	9551
POZO-08	16	30-Jun-19	2375	20103	27805	10298
POZO-10	16	30-Nov-19	2094	24291	27770	10285
POZO-11	10	31-Oct-18	3160	27891	29319	10859
POZO-12	13	31-Oct-19	1948	35318	21595	7998
POZO-13	15	31-Oct-18	1885	17661	27699	10259
POZO-14	12	31-Oct-19	3429	20459	28018	10377
POZO-15	15	30-Nov-19	2966	19948	26638	9866

Cuadro 1 (Continuación).

RPI (bbl/bbl)	RPV (bbl/bbl)	Fecha ciclo actual	Petróleo acumulado (bbl)	Agua acumulada (bbl)	Vapor inyectado (MMBTU)	Agua inyectada (bbl)	RPI (bbl/bbl)
1.13	0.13	31-Jan-19	4697	21941	9779	26403	0.83
0.87	0.19	28-Feb-19	3980	19087	8987	24265	0.79
0.96	0.11	31-Mar-19	3785	14431	8997	24292	0.59
1.12	0.10	30-Nov-19	2094	24291	10285	27770	0.87
0.60	0.10	31-Jan-20	2021	26728	8008	21622	1.24
0.90	0.11	31-Jan-20	3689	13279	9536	25747	0.52
0.79	0.13	29-Feb-20	3017	26297	10256	27691	0.95
0.72	0.09	29-Feb-20	2236	18268	9400	25380	0.72
0.87	0.08	31-May-20	2560	27001	10011	27030	1.00
0.95	0.11	30-Jun-20	3207	32311	9718	26239	1.23
1.64	0.09	30-Jun-20	3199	25648	8728	23566	1.09
0.64	0.07	30-Jun-20	2606	20434	9637	26020	0.79
0.73	0.12	31-Jul-20	3617	21950	9490	25623	0.86
0.75	0.11	31-Jul-20	2788	18793	9137	24670	0.76

Cuadro 1. (Continuación).

RPV (bbl/bbl)	Diferencias (ciclo actual – ciclo anterior)						N ₂ inyectado (m ³)
	Petróleo acumulado (bbl)	Agua acumulada (bbl)	Agua inyectada (bbl)	RPV (bbl/bbl)	Petróleo acumulado (%)	ΔRPV (%)	
0.18	1563	-5862	1787	0.05	49.9%	39.7%	59125
0.16	-1193	-4431	-2854	-0.03	-23.1%	-14.0%	111317
0.16	520	-14957	-6286	0.05	15.9%	45.9%	103658
0.08	-672	-7055	-338	-0.02	-24.3%	-23.4%	72832
0.09	-49	13814	-32	1.50	-2.3%	-2.2%	108616
0.14	1127	-7719	2319	0.49	44.0%	31.0%	79191
0.11	-446	5826	1904	-0.23	-12.9%	-18.9%	100921
0.09	-139	-1835	-2425	0.06	-5.9%	3.1%	55287
0.09	467	2709	-740	-0.63	22.3%	25.7%	129855
0.12	47	4420	-3081	-0.02	1.5%	13.4%	78698
0.14	1251	-9670	1971	0.63	64.2%	50.5%	99254
0.10	721	2773	-1679	-0.43	38.2%	47.2%	104116
0.14	188	1491	-2395	-0.08	5.5%	15.3%	103221
0.11	-178	-1156	-1968	0.09	-6.0%	1.5%	81188

El cuadro 1, muestra 15 de los 48 pozos horizontales inyectados, con su respectivo número de ciclos de inyección; la fecha de inyección del ciclo anterior junto con los volúmenes de petróleo y agua producidos después de la inyección y la cantidad de vapor inyectado en unidades de calor y volumen. La RPI es la relación del agua producida sobre el agua inyectada en cada pozo en unidades de barriles. Igualmente, se muestran los valores correspondientes para el ciclo de

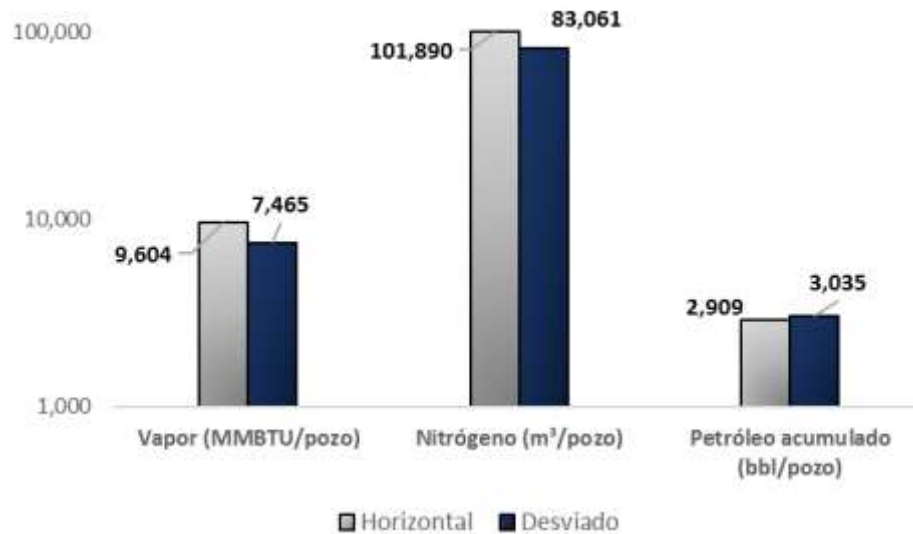
inyección actual. Los valores negativos indican que el ciclo actual presenta un valor menor que el ciclo anterior para la variable analizada. La ΔRPV mide la variación de la eficiencia de la inyección con respecto a los dos últimos ciclos y se define de la siguiente manera:

$$\Delta RPV = \frac{RPV_{actual} - RPV_{anterior}}{RPV_{anterior}} \quad (2)$$

En la figura 7 se puede observar que para los pozos horizontales se inyectaron en promedio 9,604 MMBTU/pozo y 101,890 m³/pozo de nitrógeno, para obtener como respuesta un petróleo acumulado de 2,909 bbl/pozo, en los cinco meses de evaluación, posteriores a la inyección; mientras que, para los pozos desviados, se inyectaron en promedio 7,465 MMBTU/pozo y 83,061 m³/pozo de nitrógeno y se obtuvo un petróleo acumulado de 3,035 bbl por pozo evaluado en el mismo período de tiempo.

Lo anterior refleja que los pozos desviados tuvieron una respuesta superior a los horizontales con 126 bbl adicionales por pozo inyectado. Los pozos horizontales objeto del estudio, tienen cerca de 2,000 pies de navegación que se requieren estimular, en mayor proporción, a un pozo desviado que puede tener únicamente entre 80 y 200 pies abiertos de arena.

Figura 7. Comparación de la respuesta de los pozos horizontales versus los desviados frente a la estimulación con vapor y nitrógeno.



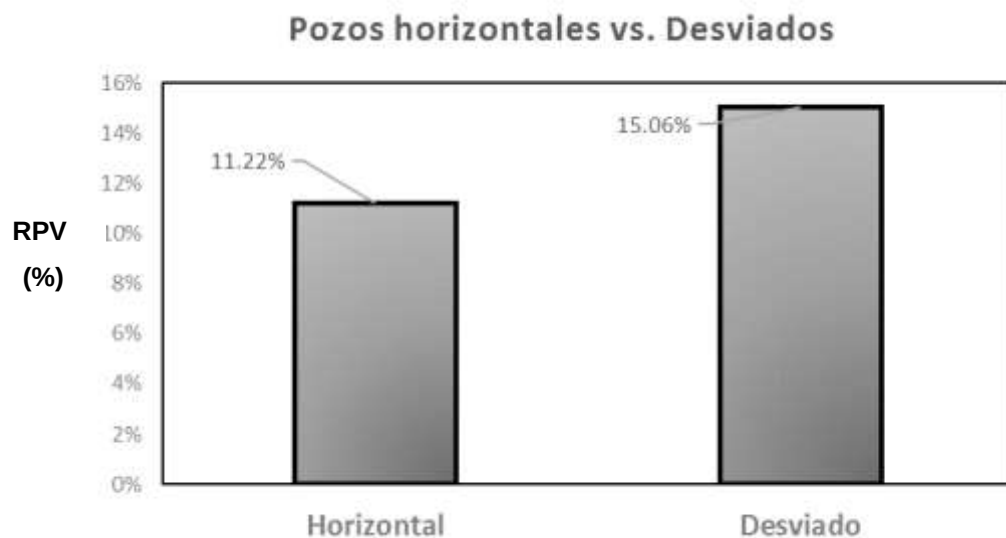
Los resultados obtenidos sugieren al menos, de forma preliminar, que la inyección de nitrógeno y vapor es más eficiente en pozos desviados que en pozos horizontales. Esto representaría una mayor rentabilidad en los pozos desviados, ya que, se tiene que invertir menos recursos —Nitrógeno y vapor— para obtener un mayor volumen de petróleo; adicionalmente, muchos de los servicios de preinyección en pozos horizontales contemplan el reposicionamiento de la tubería de cola, así como la instalación de una camisa de recirculación o un niple shear pin en el *BHA* —*Bottom Hole Assembly*— de la tubería del pozo, lo que significa mayores tiempos de servicio a pozo y, por ende, un mayor costo de equipo varillero.

En el servicio postinyección de los pozos horizontales, se podría requerir la apertura de la camisa de recirculación o el rompimiento de los pines del niple shear pin, lo que implicaría la corrida de un viaje adicional de varilla para lograr

esta operación y alargaría, el tiempo del servicio a pozo, al igual que en el caso del servicio de preinyección.

Todas las consideraciones mencionadas hasta aquí, así como otros gastos colaterales, serán tenidos en cuenta en la evaluación financiera que se realizará más adelante. En la figura 8, se puede observar la respuesta en términos de la relación petróleo-vapor RPV que, de forma precisa, ratifica lo conceptualizado en las páginas previas. Para los pozos desviados, la relación del petróleo producido sobre el vapor inyectado en unidades de barriles de agua es del 15,06%, mientras que para los pozos horizontales esta relación es del 11,22%.

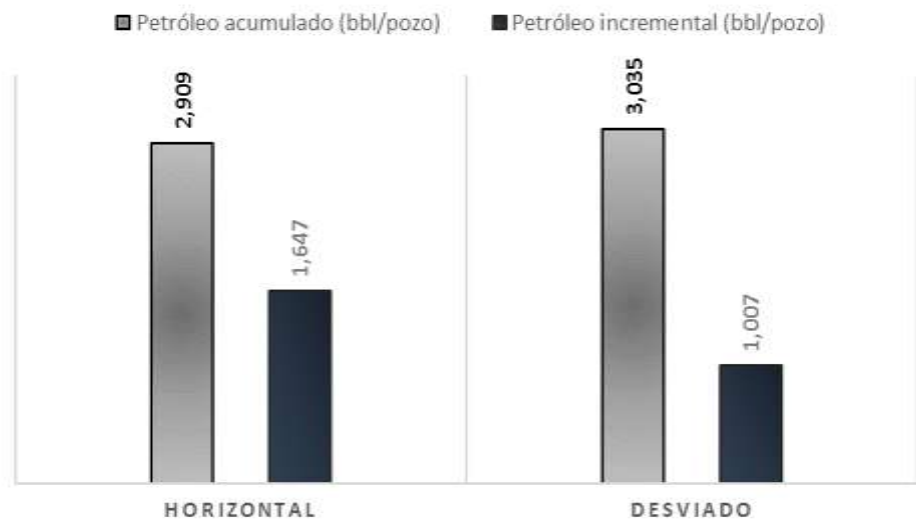
Figura 8. Comportamiento de la RPV de la inyección con nitrógeno y vapor en pozos desviados versus pozos horizontales.



Si únicamente consideramos el petróleo incremental atribuible a la tecnología de coinyección de nitrógeno (Figura 9), el panorama cambia completamente y se observa que la respuesta de los pozos horizontales es mucho mejor que la de los pozos desviados. Solamente, el 33% del petróleo total acumulado es atribuible a la

coinyección de nitrógeno en los pozos desviados, mientras que en los pozos horizontales el petróleo incremental corresponde al 57% del petróleo total acumulado producido en los cinco meses de evaluación.

Figura 9. Comparación de la producción incremental de los pozos horizontales versus los desviados, atribuida a la coinyección de nitrógeno.



Es importante enfatizar que los pozos horizontales han sido sometidos durante toda su vida útil a ciclos de inyección de vapor más prolongados y que su respuesta en los ciclos iniciales —primer a quinto ciclo— fue muy alta, con picos de producción que lograron alcanzar los 500 bopd, los cuales, después declinaron bruscamente.

Por otro lado, los pozos desviados históricamente han tenido una respuesta más homogénea y constante, lo que se interpreta como una respuesta más inclinada a la estimulación con vapor que hacia las tecnologías aplicadas.

Teniendo claro que en términos de RPV, resulta más eficiente la inyección de nitrógeno y vapor en los pozos desviados, pero que, en términos de producción incremental, la coinyección de nitrógeno genera más petróleo incremental en los pozos horizontales, se precisa saber cuál es la mejor metodología de coinyección para cada tipo de geometría, es decir, si es más conveniente coinyectar el nitrógeno al inicio del ciclo de vapor, en la mitad del ciclo o al finalizar la inyección de vapor.

Con el fin de resolver el interrogante anterior, se identificó, en cada pozo analizado, las fechas en las que tuvo lugar la estimulación con vapor y las fechas de inicio y finalización de la coinyección de nitrógeno (Cuadro 2).

Cuadro 2. Determinación de las fechas de inicio y finalización de la inyección de nitrógeno y la estimulación con vapor en cada pozo.

Pozo	Inicio ciclo vapor	Fin ciclo vapor	Inicio inyección N ₂	Fin inyección N ₂	Metodología coinyección	Tiempo inyección N ₂ (días)	Tasa inyección N ₂ (m ³ /d)	Tipo unidad N ₂
01	20-Sep-19	27-Sep-19	19-Sep-19	22-Sep-19	Inicial	3	17,953	Rentada
02	16-Sep-19	25-Sep-19	15-Sep-19	19-Sep-19	Inicial	4	19,422	Rentada
03	15-Aug-19	18-Aug-19	12-Aug-19	16-Aug-19	Pre+Inicial	4	19,435	Rentada
04	15-Aug-19	23-Aug-19	16-Aug-19	20-Aug-19	Inicial	4	19,744	Rentada
05	13-Jun-19	22-Jun-19	13-Jun-19	18-Jun-19	Inicial	5	21,065	Rentada
06	10-Sep-19	20-Sep-19	11-Sep-19	15-Sep-19	Inicial	4	22,745	Rentada
07	26-Dec-19	3-Jan-20	31-Dec-19	2-Jan-20	Final	2	24,825	Propia
08	4-Jun-20	13-Jun-20	9-Jun-20	13-Jun-20	Final	4	25,966	Propia
09	12-Jan-20	16-Jan-20	15-Jan-20	17-Jan-20	Final	2	26,205	Rentada

De esta manera, se encontró que dentro de la metodología de coinyección se pueden encontrar varias sub-metodologías como: Pre+Inicial, Inicial, Media, Final, Final+post, así:

Pre+Inicial : La inyección de nitrógeno empieza uno o dos días antes de la estimulación con vapor y, posteriormente, coexisten juntas durante varios días más.

Inicial : La estimulación con vapor arranca el mismo día de la inyección de nitrógeno; después de unos días, la inyección de nitrógeno termina y la estimulación con vapor continúa hasta terminar el ciclo programado.

Media : La coinyección de nitrógeno se desarrolla en la mitad del ciclo de estimulación con vapor.

Final : La coinyección de nitrógeno empieza unos días antes de finalizar la estimulación con vapor y las dos inyecciones terminan el mismo día.

Final+post : La coinyección de nitrógeno empieza antes de finalizar la estimulación con vapor y se prolonga uno o dos días después de terminado el ciclo de estimulación con vapor, es decir, abarca también el ciclo de remojo del pozo.

6.1 INYECCIÓN DE POZOS HORIZONTALES

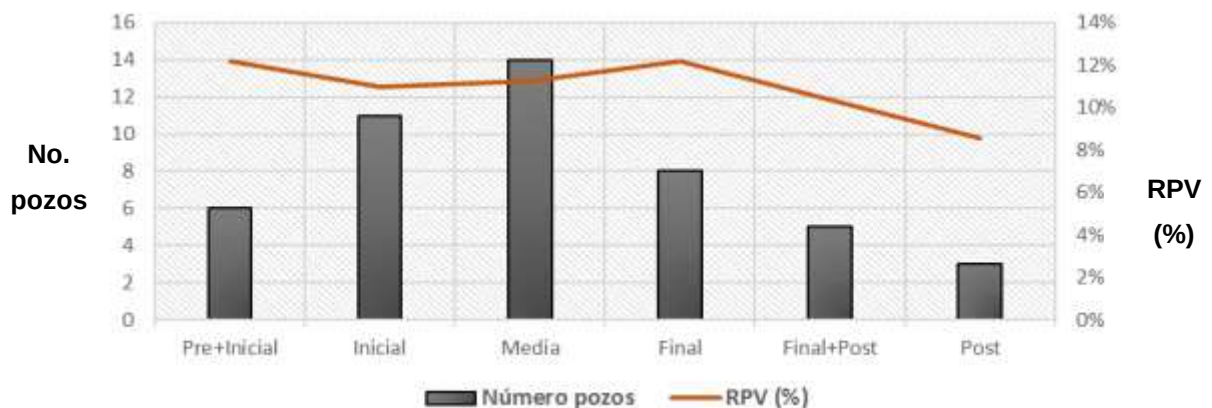
Después de realizar la discriminación de las fechas en las cuales se realizó la inyección de nitrógeno, con respecto a la estimulación con vapor, se procedió a realizar el análisis de la información en cada tipo de geometría de pozo inyectado. Para los pozos horizontales, se encontró que el comportamiento de la RPV era

homogéneo a lo largo de todas las sub-metodologías, con una leve tendencia al descenso a medida que el nitrógeno era inyectado más tardíamente.

Este fenómeno se puede observar en la figura 10, donde la relación petróleo-vapor fluctúa entre el 8% y el 14%, mostrando picos en las sub-metodologías pre+inicial y final. Por el contrario, la peor respuesta parece mostrarse en la metodología post-inyección. La mayor cantidad de pozos horizontales fueron inyectados con la sub-metodología de coinyección media.

Si se realiza el análisis del comportamiento de la eficiencia de inyección, con respecto al ciclo inmediatamente anterior, se obtienen unos resultados mucho más visibles y contundentes. En definitiva, el efecto del nitrógeno como aditivo ocasiona que, en algunos casos, en lugar de presentarse una lógica depleción en la producción del pozo representado en una disminución de la RPV, se dé un claro aumento del petróleo producido después de la estimulación, en relación con la cantidad de calor inyectado (Figura 11).

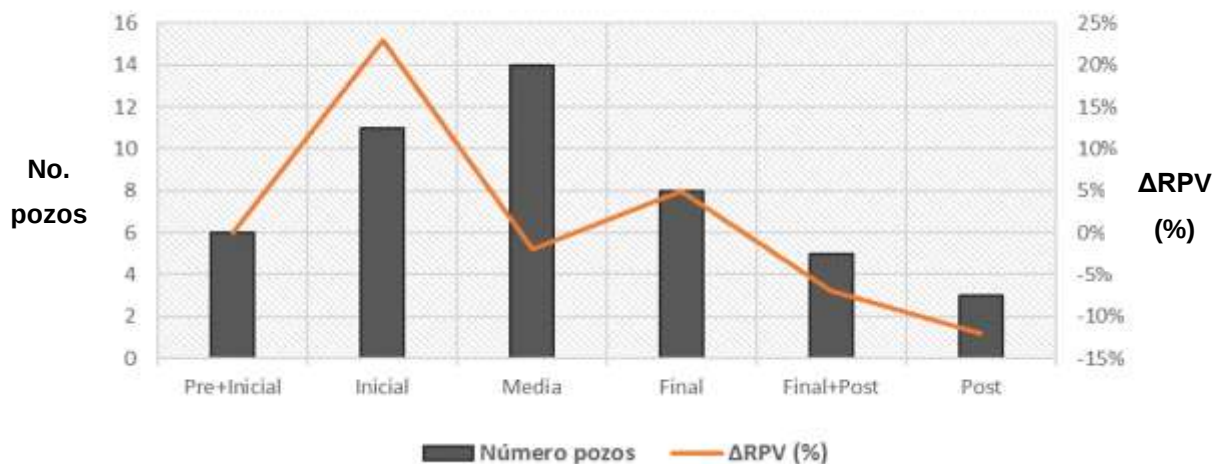
Figura 10. RPV actual en pozos horizontales comparada con el número de pozos por metodología de inyección de nitrógeno y vapor.



El objetivo de la figura 11 es robustecer los resultados, al ser comparados con el ciclo anterior que, en la gran mayoría de los casos, no tuvo la influencia de una tecnología como la coinyección de nitrógeno. Otro aspecto para resaltar, es que al comparar la RPV con el ciclo anterior, no necesariamente se tienen resultados positivos en todos los casos, es decir, la utilización de la tecnología de coinyección de nitrógeno no asegura una buena respuesta en todos los pozos estimulados.

La coinyección del nitrógeno al final del ciclo de vapor o con metodología postinyección genera valores de ΔRPV negativos en los pozos horizontales analizados. Lo anterior quiere decir que, ni siquiera se alcanzó la RPV del ciclo de inyección anterior.

Figura 11. ΔRPV (ciclo actual – ciclo anterior) comparada con el número de pozos por metodología de inyección de nitrógeno y vapor.

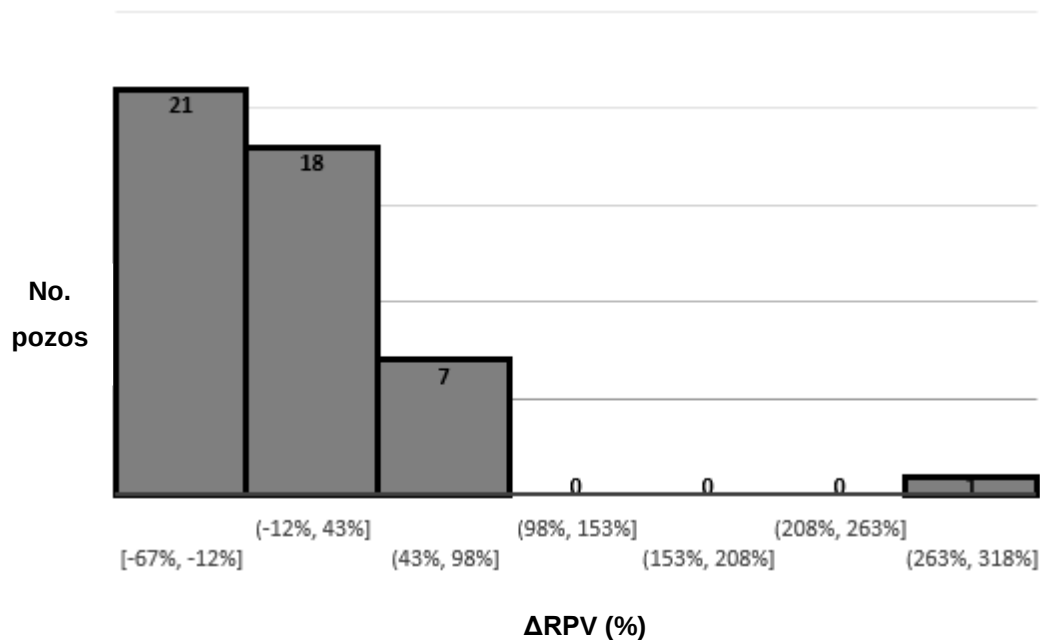


Otro aspecto importante para resaltar, se detalla en el Pareto de los pozos inyectados (Figura 12). La mayoría de los pozos presentaron una ΔRPV negativa, lo que denota, que la efectividad de la metodología de inyección de vapor más nitrógeno, no es tan buena aplicada a la geometría de pozos horizontales. Solo

ocho (8) de los cuarenta y siete (47) pozos inyectados mostraron un resultado contundentemente positivo; gran parte de los ocho pozos fueron inyectados, reposicionando la tubería de cola, que se encontraba anteriormente cerca al zapato del pozo y en el servicio de preinyección; se profundizó hasta ubicarla en frente de una zona, cuyo registro eléctrico mostró una mayor resistividad y buena navegación.

La práctica de reposicionar la tubería de cola de la sarta de inyección, no es nueva en la compañía operadora, y, por el contrario, se dejó de realizar debido a la ausencia de equipos varilleros que permitieran extender el servicio de preinyección más allá de sacar únicamente, la varilla del pozo como lo puede hacer un equipo “flush by”.

Figura 12. Pareto de la Δ RPV (ciclo actual – ciclo anterior) para los pozos horizontales inyectados con nitrógeno y vapor.



Cuando se profundiza la tubería de cola, se consigue un doble efecto en la inyección del pozo; por un lado, el nitrógeno irrumpe por el espacio anular, alcanzando el talón del pozo y la parte inicial de la arena navegada; mientras que, por otro lado, el vapor viaja por la tubería de inyección, llega a la cola y estimula, inicialmente, la zona ubicada en frente de la tubería de cola y, después, las zonas aledañas de la arena.

Uno de los 8 pozos inyectados presentó un efecto ampliamente positivo, con un incremento en la RPV del 300%, con respecto al ciclo anterior; la inyección de este pozo tuvo como características, además del reposicionamiento de la tubería de cola, una inyección de vapor de 11,122 MMBTU y 86,400 m³ de nitrógeno.

En general, se puede concluir que la metodología de coinyección de nitrógeno y vapor en pozos horizontales maduros —ciclo 12 aproximadamente—, debe contemplar la inyección de gas nitrógeno al inicio de la estimulación con vapor, es decir, que tanto la estimulación con vapor como la inyección de nitrógeno deben empezar de forma paralela, ojalá, iniciando con el nitrógeno para que este, inunde el espacio anular del pozo y cuando irrumpa el vapor por la tubería de producción, se tenga un completo aislamiento anular que impida las pérdidas de calor por el revestimiento hacia los estratos geológicos y las formaciones aisladas.

El reposicionamiento de la tubería de cola es clave en la respuesta de los pozos inyectados, ya que, esto permite que la arena navegada sea estimulada simultáneamente por diferentes flancos.

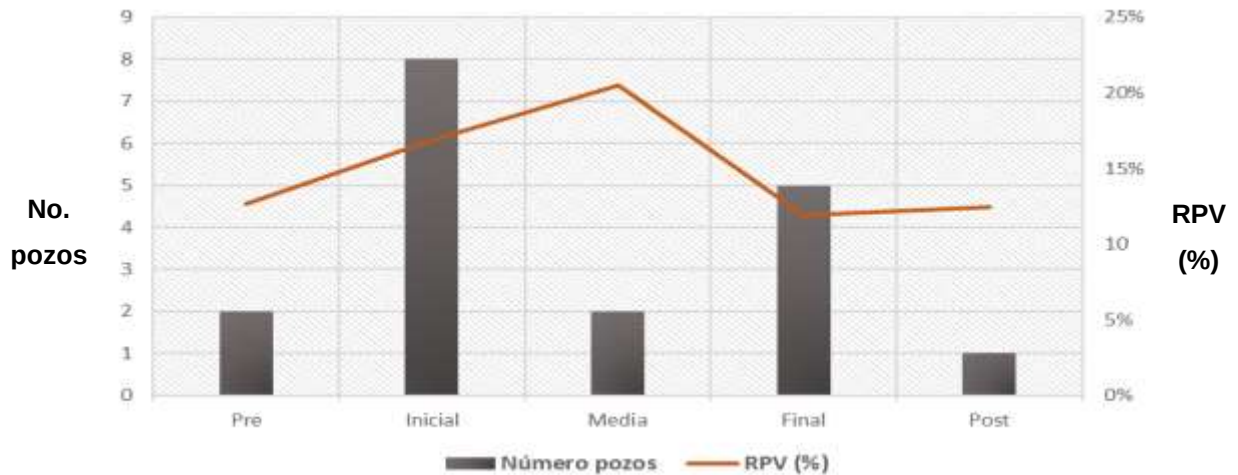
6.2 INYECCIÓN DE POZOS DESVIADOS

Aunque para el caso de los pozos desviados e inyectados con vapor y nitrógeno sólo se tuvieron 18 estimulaciones para analizar, los resultados no dejan de ser menos contundentes que para el caso de los pozos horizontales.

Los resultados sugieren que la coinyección del nitrógeno en las etapas finales de la inyección de vapor o hacerlo con metodología preinyección, no tiene tan buen resultado como al hacerlo en la etapa media de la coinyección de vapor (Figura 13).

Es posible que, en el caso de los pozos desviados, la geometría juegue un papel fundamental, ya que, se está hablando de un acceso tanto del vapor como del nitrógeno por un costado de la arena productora o, en otras palabras, sólo se tiene acceso a la arena por el área transversal de la misma, a diferencia de los pozos horizontales, donde la estimulación térmica irrumpe a lo largo de todo el tramo navegado por el pozo, contactando un área mayor.

Figura 13. RPV actual en pozos desviados comparada con el número de pozos por metodología de inyección de nitrógeno y vapor.

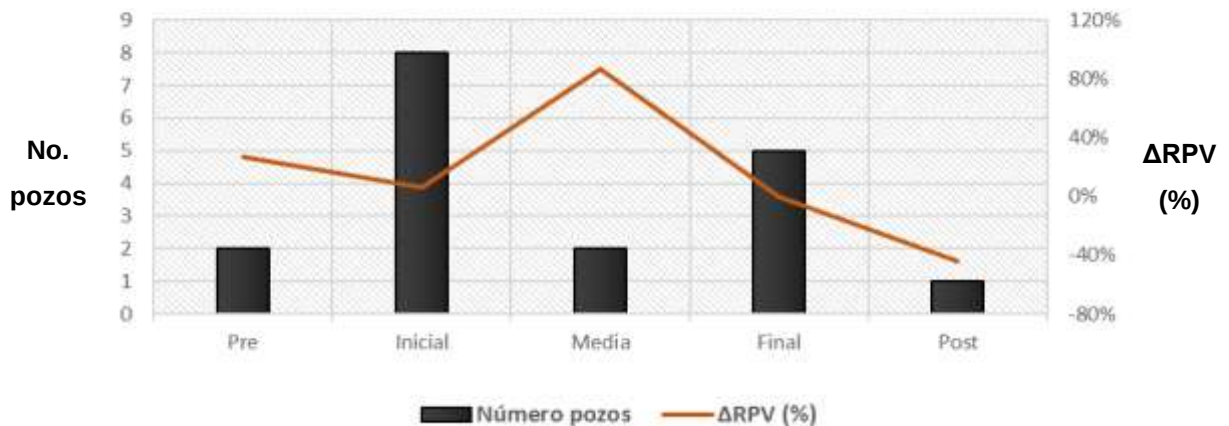


Si tan solo se imagina la estructura de un pozo desviado y el movimiento de los fluidos que irrumpen en él y, posteriormente, penetran en las arenas productoras, se puede concluir que el efecto del nitrógeno, en la parte temprana de la inyección de vapor, es fundamental, debido a que, por un lado, se accede con

facilidad a aquellas zonas de baja presión o depletadas, las cuales, posiblemente, tengan una saturación de agua mayor que el resto de zonas y, de forma simultánea, el nitrógeno tiene la oportunidad de presionar de primera mano, todas las arenas que contacte. La entrada tardía del nitrógeno difícilmente empujaría la cámara de vapor y agua condensada que se tendría en las arenas estimuladas.

Los resultados obtenidos al analizar las RPV de los ciclos actuales versus los ciclos inmediatamente anteriores de las inyecciones con vapor y nitrógeno, sugieren que la inyección del nitrógeno, en las etapas finales de la inyección de vapor, no tiene tan buen resultado como al hacerlo en la etapa media de la inyección de vapor o bajo la metodología de preinyección (Figura 14).

Figura 14. Δ RPV (ciclo actual – ciclo anterior) comparada con el número de pozos desviados por metodología de inyección de nitrógeno y vapor.

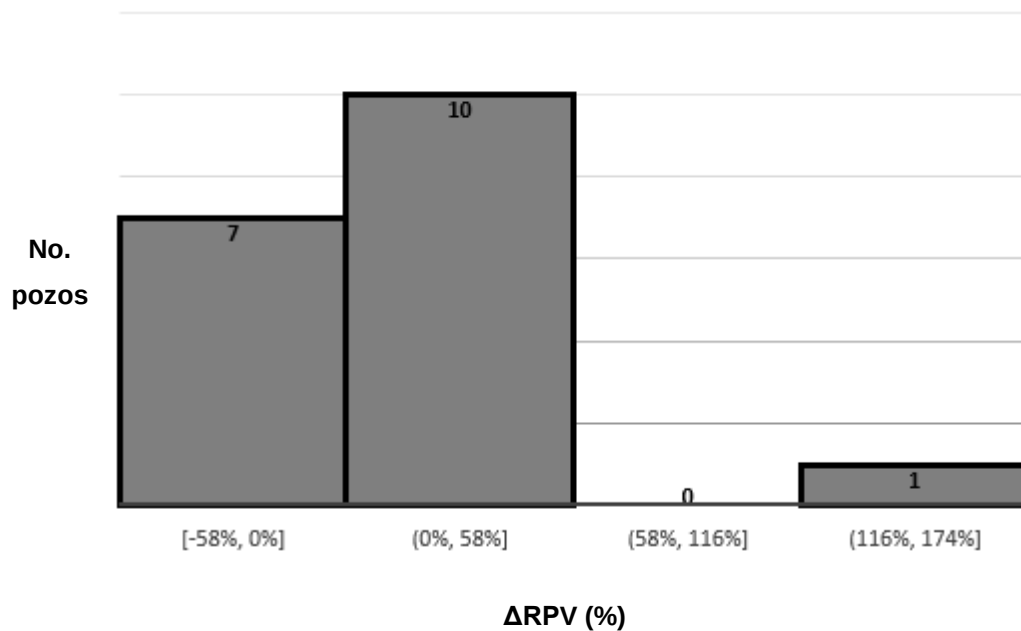


Es importante recordar que se está analizando la respuesta en términos de eficiencia de las inyecciones de vapor y nitrógeno en el ciclo actual, comparadas con las inyecciones de cada pozo en el ciclo inmediatamente anterior, el cual, pudo haber sido influenciado también por nitrógeno o tener rezagos de otra tecnología anterior como por ejemplo la inyección selectiva con aislamiento por gel.

A diferencia del Pareto de los pozos horizontales, en el caso de los pozos desviados, el 56% de los pozos inyectados muestran un excelente desempeño en su ΔRPV —entre 0% y el 58%—, comparado con el ciclo inmediatamente anterior (Figura 15). Hay un pozo que sobresale con una diferencia de RPV en el rango de 116-174% con respecto al ciclo anterior. En este pozo se inyectaron en el ciclo actual 53,435 m³ de nitrógeno, pero con la singularidad de que, en el ciclo anterior, se realizó una inyección selectiva utilizando gel como aislante.

Se puede pensar que, posiblemente, el efecto del gel aislante perduró y que la selectividad, sumada al efecto del nitrógeno, ocasionó un efecto más atenuado en la buena respuesta del pozo.

Figura 15. Pareto de la ΔRPV (ciclo actual – ciclo anterior) para los pozos desviados inyectados con nitrógeno y vapor.



Una pregunta importante por resolver es: ¿cuál es la cantidad apropiada de nitrógeno que se debería inyectar? para lograr el mejor resultado, en términos de eficiencia. Esta pregunta no es fácil de resolver, ya que, se pensaría que, entre

mayor sea el volumen de nitrógeno inyectado, mejor será la respuesta; pero, no se puede inyectar nitrógeno en un pozo infinitamente o al menos durante todo el ciclo de vapor, debido a que, por un lado, existen otros pozos donde también se requiere el uso de la tecnología y, por otro lado, grandes cantidades de nitrógeno ocasionan el bloqueo de gas en las bombas de subsuelo a la hora de poner el pozo en producción. Adicionalmente, el nitrógeno podría afectar las propiedades térmicas del vapor, por ejemplo, reducir la temperatura de saturación.

Los bloqueos por gas en las bombas mecánicas de subsuelo ocasionan: la intermitencia del pozo, continuas entradas del equipo varillero al pozo, así como el desvío de recursos como las cuadrillas de re-espacimientto de las bombas mecánicas de subsuelo para lograr que el sistema de bombeo mecánico opere de forma correcta. Si un pozo no bombea de manera adecuada durante el periodo posterior a su estimulación, la energía que ganó el yacimiento o la zona estimulada, se va a perder por disipación y la respuesta del pozo no será la esperada.

Lo que sí se puede determinar, es el promedio del volumen de nitrógeno inyectado en los pozos de mejor respuesta, que, para el caso de pozos horizontales, está en 100.000 m³ y para los pozos desviados, está en 70.000 m³; estas cantidades son menores a las utilizadas en la actualidad y, por ende, deberían ser ajustadas en aras de poder utilizar ese nitrógeno remanente en más pozos.

Como parte del presente trabajo, se llevó a cabo un análisis de la relación de variables como el volumen de nitrógeno o el calor inyectado en el pozo con su respuesta, es decir, con la ΔRPV de los dos últimos ciclos. Se utilizó el método de los mínimos cuadrados⁸ y se encontró una relación directa y visible de la

⁸ Se utilizó el software Gretl, versión gratuita disponible en la página: <http://gretl.sourceforge.net/#dl>.

respuesta de los pozos inyectados, con respecto a tres variables: la cantidad de vapor en términos de barriles de agua inyectados en el ciclo actual, el petróleo producido en el ciclo anterior y el agua producida en el ciclo anterior, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\Delta RPV = 0.896975 + \beta_1 * X_1 + \beta_2 * X_2 + \beta_3 * X_3 \quad (3)$$

En donde:

X_1 : vapor inyectado en el ciclo actual (bbl)

X_2 : petróleo producido en el ciclo anterior (bbl)

X_3 : agua producida en el ciclo anterior (bbl)

Los valores de las constantes son:

β_1 : $-4.30161e^{-5}$

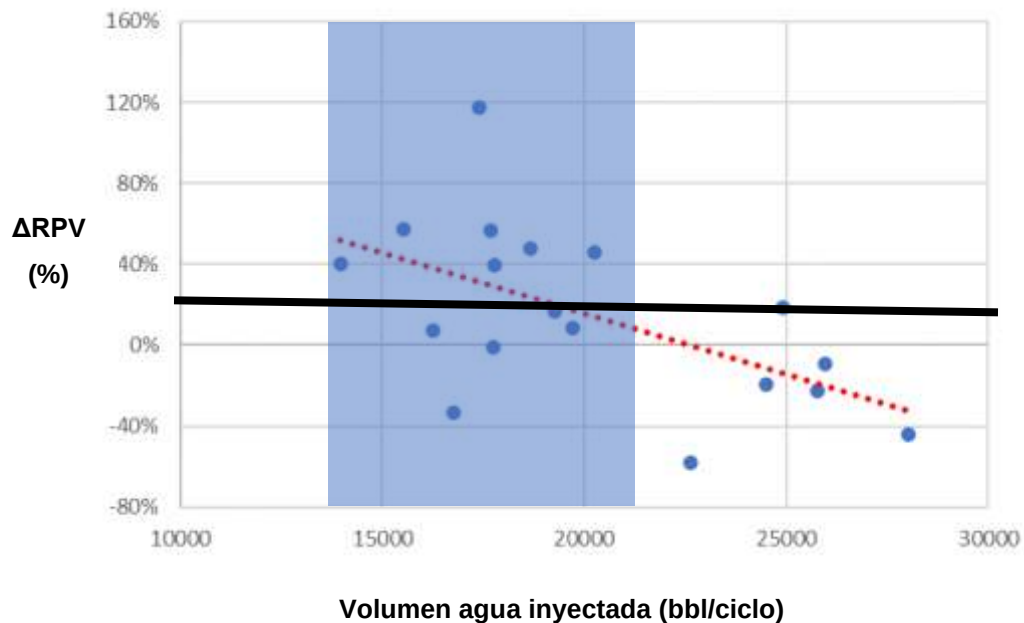
β_2 : -0.000205721

β_3 : $4.82721e^{-5}$

La relación de la ΔRPV con respecto al petróleo y el agua producida en el ciclo anterior son obvias, ya que, entre menores sean los valores del ciclo anterior, mayor es la diferencia de la RPV con respecto al ciclo actual. Sin embargo, la relación de la ΔRPV , en cuanto al calor inyectado en el ciclo actual, resulta muy útil para determinar cuál es la cantidad óptima de vapor asociado a la coinyección de nitrógeno que permite una mejor respuesta en los pozos desviados. Una ΔRPV positivo representa un buen resultado del uso de la tecnología de coinyección de Nitrógeno y sugiere que no habría destrucción de valor.

La figura 16 muestra en la franja azul, una zona de ΔRPV para pozos desviados, que varían desde -40% hasta el 120%. Por fuera de esta franja se tienen únicamente valores por debajo del 20% o negativos, lo que sugiere que no se debería inyectar una cantidad de vapor reflejado en barriles de agua superior a 20,000 barriles. La tendencia de la gráfica pareciera indicar que, a medida que se aumenta la cantidad de agua inyectada por encima de los 20,000 barriles, habría una tendencia a que los pozos disminuyan su respuesta en términos de la diferencia de la relación petróleo-vapor, con respecto al ciclo anterior.

Figura 16. Relación de la ΔRPV con la cantidad de vapor inyectado en pozos desviados.



En síntesis, no se debería inyectar más de 20,000 barriles de agua por ciclo, los cuales, equivalen a unos 7,400 MMBTU. Cantidades superiores a este valor simplemente causarían destrucción de valor, dado que, la sobre inyección de los pozos, es un tema crítico que, si bien puede ayudar al calentamiento del

yacimiento o de las zonas alejadas al área de drenaje, la mayor parte de este calor se pierde o se disipa y no se ve reflejado en la respuesta de los pozos inyectados.

El análisis anterior daría pie a establecer un RPV o un Δ RPV crítico según los indicadores financieros de la compañía operadora.

7. ANÁLISIS FINANCIERO

Se habla de evaluación financiera en vista de que el proyecto de inyección de vapor y nitrógeno, ya se ejecutó. El objetivo es maximizar las ganancias para los accionistas privados de la empresa operadora y para el socio estatal, considerando su aporte económico o inversión. Se tiene un enfoque microeconómico, utilizando precios del mercado —*Netback*— e incluyendo el pago de transporte, impuestos y regalías.

Existen muchos métodos de evaluación financiera, entre los cuales, se encuentran el valor presente neto VPN, la tasa interna de retorno TIR y el período de recuperación o *Pay Back*. Sin embargo, para este caso particular, en el cual se está evaluando qué tan rentable fue el proyecto petrolero de inversión, es preciso considerar un método que se adapte mejor, teniendo en cuenta que se trata de un negocio de producción y venta de hidrocarburos, donde los precios del barril de petróleo y del dólar fluctúan, de manera constante, y son susceptibles al panorama político internacional. Adicionalmente, se cuentan con indicadores globales como el EBITDA y el Lifting Cost que reflejan de manera general las ganancias de la compañía.

Se sabe que la inyección cíclica de vapor sumada a la inyección de nitrógeno bajo las condiciones actuales de precio del barril de petróleo y dólar, es rentable; sin embargo, cuando se requiere evaluar únicamente la tecnología de inyección de nitrógeno, la situación es incierta. Lo anterior sugiere que el método de margen de contribución, el cual consiste en realizar un cálculo del punto de equilibrio financiero, es la mejor opción para evaluar el proyecto.

El margen de contribución de un proyecto petrolero, a lo largo de un periodo de tiempo, se calcula con la diferencia entre el costo de venta del petróleo incremental menos los costos variables que, para el presente caso,

corresponderían al costo de la inyección de nitrógeno. Si se compara el margen de contribución con los costos fijos, se puede determinar qué tan rentable es el proyecto de inversión.

Inicialmente, se debe considerar el costo de levantamiento del barril de petróleo del campo, el cual, está por el orden de los 15 USD/bbl; de ahí que se requiera calcular el costo de producir 1 MMBTU, que es la unidad base de calor utilizada en la inyección cíclica de vapor. Para esto, se deben considerar diferentes factores que influyen en los costos como son: el precio del gas natural utilizado en las calderas, el costo de la producción y tratamiento del agua requerida, el costo del recurso humano necesario para la operación y los costos de los equipos implicados en el proceso, incluyendo también, los costos de mantenimiento preventivo y correctivo de los mismos.

El costo del gas natural utilizado en la generación de vapor corresponde al 86% del costo total del calor generado; de ahí que, cualquier proyecto de utilización del gas de campo en las calderas o generadores, tenga gran impacto en la rentabilidad de los métodos de recobro térmico. El gas de campo, por lo general, no es un gas rico, pero, mezclado con gas natural, puede ser utilizado sin ningún problema en los equipos de generación.

El gas de campo que ingresa a los compresores y, posteriormente, a los generadores de vapor, debe estar deshidratado y endulzado; la presencia de humedad o condensados en el gas combustible puede generar taponamiento de las líneas de entrada a las calderas y problemas de combustión. Igualmente, si existe presencia de H_2S en el gas (> 1 ppm), esto puede generar ácido sulfúrico y el compresor puede sufrir daños graduales en sus mecanismos internos, a mediano y largo plazo. Para el caso del gas del campo de estudio, se retiran los condensados por medio de scrubbers que, a su vez, se utilizan como trampas secuestrantes de sulfuro de hidrógeno.

En la tabla 3 se pueden ver los principales factores que afectan el costo de generar 1 MMBTU para el período de tiempo de evaluación de la metodología.

Tabla 3. Discriminación de costos asociados para producir 1 MMBTU en el periodo de evaluación (Enero 2019-Julio 2020).

Variable	Costo (USD/MMBTU)
Tratamiento químico	0.0075
Recursos humanos	0.0929
Uso de generadores	0.1096
Facilidades tratamiento agua	0.0414
Tanques de agua	0.0274
Potencia eléctrica	0.4187
Precio de gas combustible	4.6300
Líneas de transporte de gas	0.0326
Costo Total	5.3601

Otro aspecto para tener en cuenta, es el tratamiento del agua de alimentación para los generadores de vapor; el agua debe estar suavizada y también debe estar desoxigenada para evitar incrustaciones y corrosión al interior de las líneas de flujo y los equipos involucrados en el transporte del agua, desde el sistema de tratamiento hasta los generadores de vapor.

El costo del personal implicado en la operación y supervisión, también se debe considerar; asimismo, los costos amortizados de la planta de tratamiento de agua, los generadores de vapor, los tanques de almacenamiento de agua y el gasoducto con el respectivo *city gate*.

En relación con el consumo eléctrico, se debe considerar, básicamente, el costo del Kwh —aproximadamente 292 COP/Kwh— con la potencia de los motores del generador —blower, bomba quintuplex de inyección de agua—, se obtiene el costo de la energía eléctrica involucrada en el proceso de generación de vapor que corresponde, aproximadamente, al 8% del costo total.

Es claro que el costo de generar el calor involucrado en la estimulación térmica, es el principal componente de los costos operativos y, por lo tanto, este incide en un costo de levantamiento elevado en los campos sometidos a recobro térmico. Para el caso del campo de estudio, el costo de levantamiento está alrededor de 15 USD/bbl, el cual, es un valor muy elevado, teniendo en cuenta que el costo promedio de levantamiento en Colombia se encuentra cercano a los 8 USD/bbl.

Si se multiplica el costo de producir 1 MMBTU por el calor utilizado en la estimulación térmica de los 65 pozos objeto del presente estudio, se observa que se inyectaron 134,377 MMBTU en los pozos de geometría desviada, correspondientes a USD 720,274; mientras que, en los pozos horizontales, se inyectaron 451,318 MMBTU, equivalentes a USD 2.419,110. Para un costo total de USD 3.139,110.

En consecuencia, si se divide el costo total del calor inyectado entre el petróleo producido (USD 3.139,110/191,370 bbl), se encuentra un valor similar al costo de levantamiento (Tabla 4). El valor calculado de USD 16.4, da una idea de la incidencia del costo del calor inyectado en el costo de levantamiento del campo; obviamente, este cálculo está sesgado por la producción en frío de todos los pozos del campo.

Tabla 4. Costo del calor utilizado en la inyección de los pozos desviados y horizontales, y su respuesta en términos de producción total.

Tipo de pozo	MMBTU	petróleo incremental (bbl)	USD/bbl
Desviado	134,377	54,637	13.18
Horizontal	451,318	136,733	17.69
Total	585,695	191,370	16.40

Los costos adicionales a la inyección de vapor que hacen parte del costo de levantamiento son: la energía eléctrica, el tratamiento químico, servicios de apoyo a producción, los salarios del personal, etc. Otro aspecto para tener en cuenta, es el gas de campo que también se utiliza en la generación de vapor y que disminuye, en cierta medida, el consumo de gas natural externo. El costo del transporte esta por el orden de los 2 USD/bbl y se aplica posterior al costo de levantamiento.

En la tabla 5 se ve discretizado, el costo promedio anual del barril de petróleo Brent para los años 2019 y 2020. Como se puede observar, el *Netback* del crudo del campo, que se obtiene al restar los costos de transporte e impuestos al precio oficial, corresponde aproximadamente al 74% de la cotización oficial del crudo en el año 2019 y al 53% en el año 2020. Esta reduccigón en el valor del barril de petróleo, está fuertemente influenciada por la calidad y gravedad API del crudo producido. Las Regalías se calculan sobre la producción, es decir, se toma el precio *Netback* y se multiplica por los barriles ya descontados de las regalías.

Tabla 5. Precio promedio de crudo Brent en el periodo enero 2019 – julio 2020.

Precio crudo (USD/bbl)	2019	2020
Brent	64.2	43.2
Calidad y transporte	17	20.2
Netback	47.2	23.0

En general, se considera que el *Netback* es muy dependiente del precio internacional del petróleo. Como se pudo detallar anteriormente (Tabla 5), para un precio de barril de 43 USD/bbl, se tendría un *Netback* de aproximadamente USD 23, cifra que genera un margen muy pequeño, en comparación, con el costo de levantamiento del campo. De esta forma, se puede deducir que, un precio de barril inferior a los USD 40, difícilmente podría generar algún beneficio económico al inyectar un pozo con alguna tecnología o aditivo adicional al vapor.

Sin duda, el impacto del precio del barril de petróleo en el mercado internacional es un factor muy importante para apalancar proyectos asociados al recobro mejorado como la inyección de nitrógeno. Durante el año 2019, se realizaron 47 trabajos de estimulación con nitrógeno y vapor, que corresponden a 192 días de inyección de nitrógeno (Cuadro 3).

El costo promedio por cada trabajo de estimulación con nitrógeno fue de USD 27,539 y el costo unitario por barril fue de 18.85 USD/bbl. Esta cifra refleja el costo del barril extraído con la tecnología de coinyección de nitrógeno. Sin embargo, no

todos los trabajos de inyección de nitrógeno se realizaron con unidades contratadas, sino que también se utilizó la unidad de Nitrógeno propia.

Cuadro 3. Costo total de la inyección de nitrógeno tanto para pozos desviados como para pozos horizontales en el año 2019.

Tipo de Pozo	Días de inyección	Número de trabajos	Días por trabajo	OPEX (USD)	Producción (bbl)	OPEX por trabajo	OPEX unitario (USD/bbl)
Horizontal	137	31	4.4	\$907,784	52,131	29,283	\$17.41
Desviado	55	16	3.4	\$386,527	16,536	24,158	\$23.37
Total	192	47	4.1	\$1,294,310	68,667	27,539	\$18.85

En el año 2020, el costo del barril producido por la coinyección de nitrógeno se redujo prácticamente a la mitad (Cuadro 4), debido a la disminución del número de trabajos por los bajos precios del crudo, la reducción de las tarifas del servicio de inyección por renegociación y por la buena respuesta de los pozos inyectados, a finales del año 2019. De nuevo, se puede observar que, la inyección de pozos horizontales resulta más viable en términos de costos, ya que, el costo por barril de petróleo incremental en los pozos desviados, es más alto que en el caso de los pozos horizontales.

Cuadro 4. Costo total de la inyección de nitrógeno tanto para pozos desviados como para pozos horizontales en el periodo de enero a julio de 2020.

Tipo de Pozo	Días de inyección	Número de trabajos	Días por trabajo	OPEX (USD)	Producción (bbl)	OPEX por trabajo	OPEX unitario (USD/bbl)
Horizontal	58	16	3.6	\$212,334	25,293	13,271	\$8.39
Desviado	6	2	3.0	\$23,763	1,586	11,881	\$14.98
Total	64	18	3.6	\$236,096	26,879	13,116	\$8.78

En la tabla 6 se presentan los resultados de la evaluación financiera de las coinyecciones de nitrógeno en cada tipo de pozo. Las ganancias brutas resultan de multiplicar el petróleo incremental producido por el precio del barril de petróleo después de impuestos y transporte (*Netback*).

Los costos del servicio integral de inyección de nitrógeno están considerados en el Opex total; estos costos corresponden a la tarifa diaria del servicio en el caso de las inyecciones con unidad rentada y a los costos de tarifa diaria de operación de las máquinas; el valor del combustible consumido por las unidades generadora y compresora y su respectivo mantenimiento, en el caso de los trabajos realizados con la unidad de nitrógeno propia. Estos costos se multiplican por los días totales de inyección.

El overhead corresponde a todos los costos indirectos que resultan de la inyección con nitrógeno como sueldos del personal de ingeniería, yacimientos, finanzas y personal de apoyo; el overhead se estima en aproximadamente un 4% del Opex total. Las ganancias operativas o beneficios operacionales corresponden a la utilidad o ganancia antes del Overhead.

Es así como se obtiene el margen de contribución del proyecto, el cual, se calcula en un 57.4% para el caso de los pozos horizontales y un 43.7% para el caso de los pozos desviados. Bajo esta óptica, el margen es muy amplio en ambos casos (buen margen de contribución > 30%), pero, se debe considerar que un pozo horizontal requiere muchas más horas de servicio a pozo en la preinyección, más días de inyección de nitrógeno por pozo y más tiempo del pozo parado por su ciclo de estimulación —más producción diferida—.

Tabla 6. Evaluación de la inyección de nitrógeno por tipo de pozo.

Evaluación por tipo de pozo	Horizontal	Desviado
Recobro petróleo (Mbbl)	77.4	18.1
Recobro neto (Mbbl)	72.8	17.0
Ganancias brutas (KUSD)	2,862	769
Opex total (KUSD)	1,173	416
Opex unitario (KUSD/bbl)	15.2	22.9
Overhead (KUSD)	46.9	16.6
Ganancias operativas (KUSD)	1,689	353
Margen operativo	59%	46%
Ganancias operacionales después de Overhead (KUSD)	1,642	336
Margen de contribución después de Overhead	57.4%	43.7%

En esta línea, surge una inquietud y es saber qué tan amplio es el margen de contribución, si se inyecta nitrógeno con una unidad rentada, en comparación con hacerlo, con una unidad propia. En el cuadro 5 se muestran los costos

discretizados por tipo de unidad de nitrógeno para el año 2019; se hace visible que, el costo unitario de la inyección por barril producido, usando la unidad propia, es mucho menor que al hacerlo con una unidad rentada. Es importante aclarar que esta evaluación incluye la depreciación de la unidad de nitrógeno propia.

Cuadro 5. Costos de las inyecciones de nitrógeno por tipo de unidad de nitrógeno en el año 2019.

Tipo de Unidad	Días de inyección	Número de trabajos	Días por trabajo	OPEX (USD)	Producción (bbl)	OPEX por trabajo	OPEX unitario (USD/bbl)
Propia	17	5	3.4	\$42,881	8,479	8,576	\$5.06
Rentada	175	42	4.2	\$1,251,429	60,188	29,796	\$20.79
Total	192	47	4.1	\$1,294,310	68,667	27,539	\$18.85

El costo de producir un barril de petróleo incremental con la tecnología de coinyección de nitrógeno es de aproximadamente USD 5 para el caso de la unidad propia y de USD 21 para el caso de la unidad contratada. Se debe considerar que el servicio de inyección de nitrógeno cuesta alrededor de USD 7,000 diarios incluyendo IVA. Este costo depende de la cantidad de unidades contratadas y del tipo de contrato que se maneje.

En el cuadro 6, se presentan los costos correspondientes al año 2020. Para el caso de la unidad propia, los costos por barril corresponden a una tercera parte de los costos generados con el servicio de unidades rentadas; mientras que, en el año 2019, el costo del barril incremental por la tecnología de coinyección de nitrógeno correspondía a una cuarta parte del costo, usando el servicio de las unidades rentadas.

Cuadro 6. Costos de las inyecciones de nitrógeno por tipo de unidad de nitrógeno en el periodo de enero a julio de 2020.

Tipo de Unidad	Días de inyección	Número de trabajos	Días por trabajo	OPEX (USD)	Producción (bbl)	OPEX por trabajo	OPEX unitario (USD/bbl)
Propia	46	12	3.8	\$101,525	17,840	8,460	\$5.69
Rentada	18	6	3.0	\$134,572	9,039	22,429	\$14.89
Total	64	18	3.6	\$236,097	26,879	13,117	\$8.78

En la tabla 7 se muestran los resultados de la evaluación financiera, teniendo en cuenta, los trabajos hechos con las unidades de nitrógeno rentadas y los trabajos realizados con la unidad de nitrógeno propia.

Tabla 7. Evaluación de la inyección de nitrógeno por tipo de unidad de nitrógeno.

Evaluación por tipo unidad	Propia	Rentada
Recobro petróleo (Mbbl)	26.3	69.2
Recobro neto (Mbbl)	24.7	65.1
Ganancias brutas (KUSD)	762	2,868
Opex total (KUSD)	203	1,386
Opex unitario (KUSD/bbl)	7.7	20.0
Overhead (KUSD)	8.1	55.4

Tabla 7. (Continuación).

Ganancias operativas (KUSD)	559	1,482
Margen operativo	73.4%	51.7%
Ganancias operacionales después de Overhead (KUSD)	551	1,427
Margen de contribución después de Overhead	72.3%	49.7%

Los resultados de la evaluación financiera muestran un fuerte descenso de los costos de inyección con las unidades rentadas en el año 2020, en comparación con el año 2019. Este descenso es atribuible a la renegociación de las tarifas del servicio de inyección, debido a las caídas del precio del barril en el año 2020.

Mientras que, para la unidad propia, el Opex unitario permanece inmóvil, debido a que sus costos dependen de la variación del precio interno del combustible que se utiliza a diario para su operación y de la tarifa mensual de operación que está amarrada a un contrato tipo *Lump Sum* (tarifa global fija). Claramente, el margen de contribución para la unidad propia es muy superior que el margen de las unidades rentadas.

8. CONCLUSIONES

La inyección con nitrógeno y vapor alrededor del ciclo doceavo es más eficiente en pozos desviados que en pozos horizontales, hablando en términos de relación petróleo-vapor RPV.

Bajo las condiciones del presente estudio —barril de petróleo Brent promedio a 56 USD/bbl y gas natural a 4.63 USD/MMBTU—, la coinyección de nitrógeno y vapor presenta mayor rentabilidad en los pozos horizontales con un margen de contribución del 57.4%, en comparación con un 43.7% de los pozos desviados.

Para pozos horizontales se debería evitar la coinyección de nitrógeno en la parte final del ciclo de vapor o con metodología post-inyección. Los mejores resultados se obtuvieron coinyectando el nitrógeno en la etapa inicial de la estimulación con vapor.

En pozos desviados se observó que la mejor estrategia de coinyección de nitrógeno es en la mitad del ciclo de estimulación con vapor. Definitivamente, la post-inyección de nitrógeno no arroja buenos resultados.

Si se utiliza la unidad de inyección de nitrógeno propia se tiene un margen operacional del 72.3% comparado con 49.7% para la inyección de nitrógeno con las unidades rentadas.

9. RECOMENDACIONES

En pozos horizontales se recomienda reposicionar la tubería de cola en frente de una sección de la arena, con muy buena resistividad y en donde no se haya inyectado recientemente, ya que, el vapor puede enfocarse en una zona de buena saturación y por ende, generar buena respuesta; mientras que el nitrógeno tendría una doble acción entrando por el anular, cumpliendo el papel de aislante térmico y también, presionando la sección de la arena ubicada en el talón del pozo, la cual, regularmente, está saturada por agua, debido a las inyecciones anteriores y además presenta una baja presión de formación.

Se recomienda realizar una simulación, con el fin de poder corroborar, la teoría anterior y que permita definir la mejor estrategia de inyección, de acuerdo con la cantidad de calor y volumen de nitrógeno, teniendo en cuenta la madurez de los pozos.

Se recomienda evaluar de forma constante la cantidad de nitrógeno a inyectar a lo largo de la vida útil de los pozos, ya que, para pozos nuevos o poco estimulados —1 a 3 ciclos de inyección de vapor— puede ser suficiente con algunas horas de inyección de nitrógeno, es decir, $12,000 \text{ m}^3 - 25,000 \text{ m}^3$; mientras que, para pozos maduros de más de cinco ciclos de inyección, se pueden requerir más de un día de inyección de nitrógeno, es decir, $30,000 \text{ m}^3 - 40,000 \text{ m}^3$. Para pozos de aproximadamente doceavo ciclo se recomienda un volumen de $70,000 \text{ m}^3$ en pozos desviados y $100,000 \text{ m}^3$ en pozos horizontales.

Para pozos desviados maduros —12 ciclos de inyección aproximadamente— no se deberían inyectar más de 7,400 MMBTU/ciclo, ya que, de acuerdo con los resultados obtenidos, una cantidad superior de calor no garantiza ΔRPV superiores al 20% en los pozos estimulados con vapor y nitrógeno.

Se recomienda el uso de elementos de alivio de gas en la bomba de subsuelo, como las camisas de circulación o los nipples “shear pin”, a la hora de producir un pozo inyectado con nitrógeno; sin embargo, estos accesorios del BHA del pozo deben volver a su condición inicial, cada vez que el pozo se vuelva a inyectar; en otras palabras, la camisa de circulación se debe cerrar de nuevo y el “shear pin” debe cambiarse por uno nuevo, de lo contrario, el vapor se redireccionará por una de estas ventanas y se afectará la estimulación de las zonas requeridas.

Reducir los tiempos muertos de operación y stand by de la unidad de nitrógeno propia en vista del impacto positivo que esta tiene en el incremento de la rentabilidad de la metodología de inyección de nitrógeno y vapor.

Establecer un RPV o Δ RPV crítico de acuerdo con los indicadores financieros de la compañía operadora.

BIBLIOGRAFÍA

ALCOCER, C. F. y MENZIE, D.E. Enhanced oil recovery by nitrogen injection: The effect of increased temperature and the amount of gas in solution. En: *SPE Enhanced Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers, 1984.

AYALA, Diego y ANDRADE, Mayra. Factibilidad analítica de la aplicación de la recuperación mejorada de petróleo, caso de estudio Ecuador. En: Fuentes, el reventón energético. 2017, vol. 15, no 2, p. 19-30.

AL-ANAZI, Bandar Duraya. Enhanced oil recovery techniques and nitrogen injection. *CSEG recorder*. 2007, vol. 32, no 8, p. 29-33.

CONGRESS OF THE UNITED STATES . Enhanced Oil recovery Potential in the United States. Washington: Office of technology assessment, 1978, p. 26-30.

FLORES YENQUE, Luis Alberto. Recuperación mejorada de petróleo (EOR) mediante inyección de nitrógeno en el noroeste peruano [en línea]. Trabajo de grado ingeniería de petróleo. Lima: Universidad Nacional de Ingeniería. Facultad de Ingeniería de Petróleo y Petroquímica. Ingeniería de Petróleo, 2010.

HEUCKE, Ulrich. Nitrogen injection as IOR/EOR solution for North African oil fields. En: SPE North Africa technical conference and exhibition. El Cairo: Society of Petroleum Engineers, 2015.

JABBOUR, C., et al. Oil recovery by steam injection: three-phase flow effects. En: Journal of Petroleum Science and Engineering, 1996, vol. 16, no 1-3, p. 109-130.

MARÍN, Rodolfo. Nitrogen as Additive for improving Cyclic Steam Injection Performance in Highly Stratified Heavy Oil Reservoirs from Middle Magdalena Basin, Colombia. CMG Technical Symposium. 2012.

NAVARRO GARCÍA, William. Perfiles de inyección de aire para mantener un frente de combustión estable en régimen hto a escala conceptual para crudos pesados. Tesis Doctoral. Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Ingeniería de Petróleos, 2017.

PÉREZ, Romel, *et al.* Improving CSS Performance with Preformed Foam: Teca-Cocorna Field Case. En: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference (27-31, julio). Society of Petroleum Engineers: 2020.

RODRÍGUEZ CASTEBLANCO, Astrid Xiomara. determinación de los parámetros operacionales, de diseño y de yacimiento para la implementación de la técnica de drenaje gravitacional asistida con vapor SAGD en crudos pesados móviles. Tesis Doctoral. Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Ingeniería de Petróleos, 2014.

SEBASTIAN, H. M., *et al.* Nitrogen minimum miscibility pressures. En: SPE/DOE enhanced oil recovery symposium (22-24, abril: Tulsa, Oklahoma). Oklahoma: Society of Petroleum Engineers, 1992.

TRIGOS, E.; LOZANO, M. E. y JIMÉNEZ, A. M. Cyclic Steam Stimulation Enhanced with Nitrogen. En: IOR 2019–20th European Symposium on Improved Oil Recovery (8-11, abril: Pau, Francia). Pau, Francia: European Association of Geoscientists & Engineers, 2019. p. 1-12.

WAN, Tao, *et al.* Gas injection assisted steam huff-n-puff process for oil recovery from deep heavy oil reservoirs with low-permeability. En: Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, vol. 185, p. 106613.

WUENSCHÉ, Rolf, *et al.* Nitrogen injection for enhanced oil recovery. En: Annual Technical Meeting. Petroleum Society of Canada (12-15, junio: Calgary, Alberta). Alberta: Petroleum Society of Canada, 1978.

YARBOROUGH, Lyman, *et al.* Solvent and driving gas compositions for miscible slug displacement. En: Society of Petroleum Engineers Journal, 1970, vol. 10, no 03, p. 298-310.