

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS



Screening Técnico para Seleccionar Yacimientos Colombianos Óptimos en la Aplicación de Inyección de Nitrógeno como Método de Recobro Mejorado

Luisa Fernanda Amaya Sabogal

Ronaldo Enrique Cárdenas Díaz

Trabajo de Grado para Optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director

MSC. Julio Cesar Pérez Angulo

Magister en Ingeniería con énfasis en Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos Bucaramanga

2024

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

Dedicatoria

Primero a Dios, que nos guio en todo el proceso para poder desarrollar y terminar en su totalidad el trabajo de grado, a nuestros padres Luis Amaya y Cecilia Sabogal, Carlos Cárdenas y Betty Díaz, que nos permitieron estudiar en una universidad tan prestigiosa, que nunca nos abandonaron y siempre estuvieron presentes durante toda nuestra carrera, a nuestras tías Carmenza Amaya y Carmen Palomino que sin importar las circunstancias siempre estuvieron aconsejándonos y apoyándonos en lo que siempre necesitamos y por último a nuestras abuelas Carmen Rozo y Gladys Sepúlveda que desde el cielo siempre estuvieron dándonos las fuerzas, ánimos para nunca rendirnos y por siempre inculcarnos la importancia de estudiar.

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

Agradecimientos

A Dios que nos permitió estar donde estamos, llenándonos de ánimos para nunca rendirnos sin importar las circunstancias, a nuestras familias que incondicionalmente nos apoyaron y nos brindaron siempre su compañía, a mi hermana Paula Amaya que me apoyo, me dio alientos para estar donde estoy y nunca me dejó sola, a mi tía Carmenza que fue mi guía, mi amiga y apoyo, a mi abuela Gladys y a mi mamá Betty Díaz, a nuestros amigos que durante la carrera siempre estuvieron y fueron incondicionales cuando los necesitamos, a nuestros profesores por darnos las bases y los conceptos necesarios para ser quienes somos hoy día, a nuestro director de tesis el Ing. Julio Cesar Pérez quien nos acompañó a lo largo del desarrollo de nuestro trabajo de grado brindándonos sus conocimientos y poniendo a disposición toda su experiencia y por último a la Universidad Industrial de Santander que nos abrió las puertas y nos dio los espacios adecuados para poder finalizar con éxito nuestra etapa estudiantil.

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

Tabla de Contenido

Glosario	9
Resumen.....	12
Abstract.....	13
Introducción	14
1. Estado del Arte	16
1.1. Antecedentes Internacionales.....	16
1.2. Antecedentes Nacionales.....	18
1.3. Antecedentes Regionales.....	20
1.4. Marco conceptual.....	21
1.4.1. Screening Técnico en la Industria Petrolera	22
1.4.2. Métodos de Recobro.....	27
1.4.3. Inyección de Nitrógeno como Método de Recobro Mejorado.....	31
1.5. Marco Referencial.....	35
1.5.1. Composición del crudo pesado	35
1.5.2. Características del crudo pesado	36
1.5.3. Crudo pesado en Colombia	38
2. Metodología	40
2.1. Enfoque de la Investigación.....	40
2.2. Tipo de investigación	40

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

2.3. Diseño de la investigación.....	41
2.4. Población y Muestra	41
2.5. Método de la Investigación.....	42
3. Resultados y Análisis de Información.....	43
3.1. Inyección de Nitrógeno como método de recobro mejorado	43
3.1.1. Mecanismos de recuperación (EOR).....	43
3.1.2. Consideraciones para definir método EOR a utilizar	45
3.1.3. Inyección de Nitrógeno	48
3.2. Parámetros técnicos de yacimientos que han aumentado la producción con inyección de nitrógeno	50
3.2.1. Generalidades	51
3.2.2. Tipos de desplazamiento.....	53
3.2.2.1. Miscible	53
3.2.2.2. Inmiscible	53
3.2.3. Pureza del Nitrógeno	55
3.2.4. Comportamiento de la fase nitrógeno-petróleo del reservorio	57
3.2.5. Efectos del Nitrógeno en las propiedades físicas de los fluidos del reservorio	57
3.2.6. Efectos del Nitrógeno en el OPEX y el CAPEX	58
3.2.7. Planta Productora de Nitrógeno	58
3.2.8. Ventajas.....	60

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

3.2.9. Desventajas	61
3.2.10. Costos.....	62
3.3. Metodología de Screening para selección de yacimientos potenciales	62
3.3.1. Recopilación de la Información	62
3.3.2. Selección del Enfoque.....	64
3.3.3. Desarrollo de modelos conceptuales de simulación	65
3.4. Yacimientos colombianos candidatos a la inyección de nitrógeno utilizando metodología de Screening	67
3.4.1. Campos Jazmín y Girasol.....	68
3.4.2. Campos del Grupo Chuspas.....	69
3.4.3. Campos Rubiales y Campo Castilla.....	71
3.4.4. Campo Yarigui- Cantagallo.....	72
3.4.5. Campo Casabe	73
3.4.6. Campo Chichimene	75
4. Conclusiones.....	77
5. Recomendaciones.....	80
Referencias.....	82
Apéndices	88

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

Lista de Tablas

Tabla 1. Valores promedios para screening de selección método EOR.....	24
Tabla 2. Tabla guía para propiedades de roca y fluido	25
Tabla 3. Tabla guía para realizar screening técnico y seleccionar método de recobro	27
Tabla 4. Características del Nitrógeno	32
Tabla 5. Propiedades térmicas del Nitrógeno.....	33
Tabla 6. Generalidades de la Inyección de Nitrógeno.....	51
Tabla 7. Criterios de selección para procesos de Inyección de Nitrógeno.....	54
Tabla 8. Características deseables para el uso de Nitrógeno.....	55
Tabla 9. Aplicaciones del Nitrógeno según porcentaje de pureza	56
Tabla 10. Recopilación de información primaria de los campos	63
Tabla 11. Información sobre las características del yacimiento.....	63
Tabla 12. Propiedades PVT.....	64
Tabla 13. Tabla de selección para determinar el proceso de inyección de Nitrógeno	65
Tabla 14. Tabla de selección para determinar viabilidad EOR con Nitrógeno.....	69
Tabla 15. Criterios de selección Campos Grupo Chuspas	70
Tabla 16. Criterios de selección Campos Castilla y Rubiales	71
Tabla 17. Caracterización pozos Yarigui y Cantagallo	72
Tabla 18. Caracterización Campo Casabe.....	73
Tabla 19. Caracterización campo Chichimene	75

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

Lista de Figuras

Figura 1. Selección del esquema óptimo	24
Figura 2. Limitaciones de viscosidad para métodos EOR térmicos.....	26
Figura 3. Rangos de viscosidad del aceite según método de recobro	26
Figura 4. Tendencia en publicaciones sobre métodos de recobro.....	29
Figura 5. Bibliometría publicaciones EOR con inyección de Nitrógeno.....	29
Figura 6. Clasificación de los métodos de recobro	30
Figura 7. Producción y derivados del crudo.....	37
Figura 8. Producción vs. derivados del crudo en Colombia	39
Figura 9. Métodos de recobro mejorado	45
Figura 10. Proceso de Inyección de Nitrógeno	52
Figura 11. Planta de separación criogénica del aire	59
Figura 12. Planta de separación por membranas.....	60
Figura 13. Metodología de screening para selección de métodos de recobro con inyección de Nitrógeno.....	66
Figura 14. Metodología para evaluar predicciones	67
Figura 15. Campos Girasol y Jazmín	68

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

Lista de Apéndices

Apéndice A. Modelo conceptual de simulación screening para campo Jazmín	88
Apéndice B. Potencial petrolero en Colombia por cuencas de producción	89
Apéndice C. Columna Estratigráfica generalizada del Valle del Magdalena Medio	90

Glosario

Corrosividad: es el proceso de deterioro de materiales metálicos mediante reacciones químicas y electroquímicas.

Crudo Liviano: crudo con gravedades mayores a $31,1^\circ$

Crudo Pesado: es cualquier licuado de petróleo con un índice API inferior a 20° , y una densidad relativa superior a 0,933.

Factor de Recobro: corresponde al porcentaje del crudo original que se puede recuperar de un yacimiento.

Gravedad API: denominado igualmente grado API determina si el crudo es un producto pesado o liviano lo cual permite también calcular las toneladas de éste desembarcadas.

Métodos de Recobro: corresponden en esencia a técnicas de extracción y recuperación de la materia sobre el total disponible y demostrado en un yacimiento y que se lleva a cabo a través de técnicas exploratorias.

Mojabilidad de la Roca: corresponde a la habilidad o tendencia de la fase de un fluido de adherirse preferencialmente a una superficie sólida, en presencia de una segunda fase inmisible.

Porosidad de la Roca: es definida para efectos prácticos como el volumen de espacios vacíos en el volumen total de la roca, estimada en términos porcentuales (%).

Pozo Inyector: corresponde al pozo donde los fluidos se inyectan en vez de producirse, con el fin de mantener la presión de yacimiento. En este caso se pueden inyectar indistintamente

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

gas o agua. El gas separado que proviene de los pozos de producción o posiblemente el gas importado puede ser reinyectado en la sección superior de gas del yacimiento.

Pozo productor: este corresponde al pozo que permite el drenaje de hidrocarburos de un yacimiento

Presión mínima de miscibilidad (PMM): es la presión más baja a la cual se puede alcanzar la miscibilidad de primer contacto o de múltiple contacto.

Recobro Primario: El recobro primario se divide en dos, el mecanismo de producción original que se encuentra en el yacimiento, generando energía para que los hidrocarburos se produzcan de forma natural y también la implementación de un mecanismo artificial como ayuda extra que tenga el yacimiento para mantener su presión y su producción.

Recobro Secundario: El recobro secundario ocurre cuando la energía natural del yacimiento se agota y también el mecanismo artificial se vuelve ineficiente. Esta técnica se implementa para volver a proporcionar esa energía agotada en la producción del recobro primario manteniendo la presión del yacimiento. Además de restaurar la presión de la formación, también busca barrer el aceite que no pudo ser desplazado a superficie de forma convencional. Para ello se utilizan fluidos con características similares del yacimiento (agua y gas) desde un pozo inyector a un pozo productor.

Recobro Terciario: Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía un estimado de 60-80% del OOIP. Numerosos métodos han sido estudiados para la recuperación, al menos parcial, de estas grandes cantidades de crudo remanente en los pozos. Entre ellos se encuentran métodos consistentes en inyección de fluidos miscibles

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

con el petróleo y de gases a altas presiones, bien sea en forma separada o combinada, todos ellos como parte de la tercera etapa de la recuperación de crudos.

Recuperación de Petróleo: consiste en un proceso de estimulación artificial de un yacimiento con el fin de recuperar un mayor volumen de petróleo, cuando las técnicas de recuperación secundaria se vuelven ineficaces para poder sostener los volúmenes de producción deseados.

Relación Gas-Petróleo (GOR): GOR corresponde a la abreviatura de la relación gas-petróleo, es decir, relación del gas producido con respecto al petróleo producido.

Screening técnico: el screening técnico binario tiene como fundamento, comparar ciertas propiedades de la roca y fluidos de un determinado yacimiento estudiado contra los criterios que proponen ciertos autores, lo cual condice a seleccionar los métodos de recobro mejorado, técnicamente factibles de aplicar en este campo

Tensión Interfacial: corresponde a una propiedad de la interfaz entre dos fases inmiscibles. Cuando ambas fases son líquidas se denomina tensión interfacial.

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

Resumen

Título: Screening Técnico para Seleccionar Yacimientos Colombianos Óptimos en la Aplicación de Inyección de Nitrógeno como Método de Recobro Mejorado

Autor: Luisa Fernanda Amaya Sabogal - Ronaldo Enrique Cárdenas Díaz

Palabras claves: Extracción de petróleo, yacimientos colombianos, screening técnico, métodos de recobro, inyección de Nitrógeno.

Descripción:

Los avances tecnológicos en materia de la Industria del Petróleo a nivel mundial han propiciado desarrollos metodológicos con el fin de aumentar la eficiencia en los procesos de extracción de crudo, razón por la cual el screening, se ha consolidado como una etapa sensible para la planificación de proyectos EOR, a fin de incrementar el factor de recobro y por tanto la producción del yacimiento. El presente trabajo de investigación plantea como objetivo principal realizar un screening técnico para seleccionar yacimientos colombianos óptimos en la aplicación de inyección de nitrógeno como método de recobro mejorado. El estudio es de tipo -conceptual bajo un diseño no experimental, transeccional – descriptivo, para lo cual fue necesario recurrir a bases de datos donde se consultó información de estudios, artículos y documentos que respondieran a los objetivos planteados. Se propone la Inyección de Nitrógeno como método de recobro mejorado en yacimientos de crudo pesado, para lo cual se consideran los parámetros técnicos de campos que han aumentado la producción, dependiendo de factores tales como la presión y temperatura del reservorio, las características del fluido y las facilidades de superficie tenidas en cuenta para el proceso. La Metodología para selección de yacimientos potenciales, tuvo en cuenta la recopilación de información primaria de los campos con datos acerca de localización, cuenca a la cual pertenece, reservas estimadas, espesores totales y espesores netos entre otros, siendo los campos colombianos donde se podría aplicar la metodología: Jazmín y Girasol, Rubiales, Campo Castilla y Chichimene entre los más destacados.

Abstract

Title: Technical Screening to Select Optimal Colombian Deposits for the Application of Nitrogen Injection as an Improved Recovery Method

Author: Luisa Fernanda Amaya Sabogal - Ronaldo Enrique Cárdenas Diaz

Keywords: Oil extraction, Colombian fields, technical screening, recovery methods, Nitrogen injection.

Description:

Technological advances in the Petroleum Industry worldwide have led to methodological developments in order to increase efficiency in crude oil extraction processes, which is why screening has become consolidated as a sensitive stage for planning EOR projects, in order to increase the recovery factor and therefore the production of the deposit. The main objective of this research work is to carry out a technical screening to select optimal Colombian deposits for the application of nitrogen injection as an improved recovery method. The study is of a conceptual type under a non-experimental, transectional-descriptive design, for which it was necessary to resort to databases where information from studies, articles and documents that responded to the stated objectives was consulted. Nitrogen Injection is proposed as an improved recovery method in heavy crude oil fields, for which the technical parameters of fields that have increased production are considered, depending on factors such as the pressure and temperature of the reservoir, the characteristics of the fluid and the surface facilities taken into account for the process. The Methodology for selecting potential deposits took into account the collection of primary information from the fields with data about location, basin to which it belongs, estimated reserves, total thicknesses and net thicknesses among others, being the Colombian fields where it could be applied. the methodology: Jazmín y Girasol, Rubiales, Campo Castilla and Chichimene among the most notable.

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

Introducción

Debido a que agotado el proceso de extracción primaria, existen campos (particularmente de crudo pesado y extrapesado) que requieren para su aprovechamiento óptimo de los métodos EOR, los cuales pretenden drenar al máximo las reservas de gas y petróleo, desde un punto de vista económico, pero esencialmente técnico; se recurre a aplicar la inyección del gas nitrógeno para recuperar los hidrocarburos que aún se encuentran atrapados en el subsuelo, constituyéndose en una técnica que ha tomado mucha importancia en los últimos años. Siendo así, el presente trabajo de investigación aborda el screening técnico para selección de yacimientos óptimos, estudio realizado en el contexto de la ingeniería de petróleos, por lo cual el documento se divide en 4 capítulos que estructuran de manera coherente la investigación documental, a saber:

En el primer apartado se desarrolla el Estado del arte con los antecedentes internacionales, nacionales y regionales; el marco conceptual y referencial que fortalecen los aspectos teóricos de la investigación, auscultada a través de literatura disponible en bases de datos, donde se seleccionan estudios, artículos y tesis de grado que contemplan las categorías abordadas.

El segundo capítulo, describe la metodología que se selecciona para el estudio, con base en un paradigma cualitativo, una investigación de tipo teórico conceptual, no experimental, que recurre a una población para este caso referida a la literatura de diferentes fuentes secundarias, entre las cuales se encuentran Elsevier, Scopus, Google Académico, repositorios institucionales y algunos estudios internacionales, considerando criterios de selección de la muestra tales como la fecha de publicación y la pertinencia del documento

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

respecto a las categorías abordadas.

Posteriormente en el capítulo tercero, se realiza el análisis de resultados, donde se desarrollan los objetivos planteados: con respecto a la inyección de Nitrógeno se efectuó una descripción del proceso como método de recobro mejorado, a partir de datos obtenidos de yacimientos que han aplicado esta técnica, enunciando los mecanismos de recuperación y las consideraciones a tener en cuenta para su uso acorde a las características de los campos y los parámetros técnicos que experimentalmente han posibilitado un aumento de la producción de petróleo. Paso seguido se propone una metodología de Screening para selección de yacimientos potenciales con inyección de Nitrógeno como método EOR, para finalmente a través y de acuerdo a la información disponible, seleccionar los yacimientos colombianos, entre los que se destacan los campos Jazmín y Girasol, Campo Rubiales y Campo Castilla, los campos Yarigui- Cantagallo, el Campo Casabe y el Campo Chichimene.

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

1. Estado del Arte

En este apartado se refieren los antecedentes de la investigación en el contexto internacional, regional y nacional, correspondiente a estudios, artículos y trabajos de grado que involucran las categorías estudiadas. Posteriormente se detallan en el marco conceptual los principales aportes teóricos que fundamentan el estudio para luego referenciar algunos aspectos concernientes a la industria de hidrocarburos donde se sustenta este trabajo.

1.1. Antecedentes Internacionales

En el contexto internacional se destaca el trabajo de investigación titulado: “Screening de métodos de recuperación mejorada de petróleo con potencial de aplicarse en el campo Pungarayacu - bloque 20”, desarrollado por Julio Cesar Michelena y Eric Rafael Regalado, cuyo propósito fundamental se establece en realizar una evaluación teórica de ocho métodos de recuperación mejorada de petróleo factibles para aplicar en un campo petrolero del Ecuador.

Para su desarrollo utilizó como metodología una revisión documental técnica de la información que el Banco de Información Petrolera del Ecuador (BIPE) acopio sobre el campo en mención, utilizando para ello una detallada caracterización petrofísica, permeabilidad, poblamiento de porosidad y saturación de fluidos mediante un software denominado Petrel, para posteriormente luego de obtenerse la caracterización petrofísica, aplicar una metodología para seleccionar los métodos óptimos de recuperación mejorada desarrollada por J. J. Taber en los 29 pozos del campo mencionado, calculando finalmente los volúmenes que se podrían obtener basados en los factores de recuperación que la literatura recomienda (Michelena & Regalado, 2017).

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

Una de las conclusiones que arrojó el estudio se relacionó con los parámetros petrofísicos, afectación debida a la calidad y falta de datos disponibles en esta área, resaltándose la situación de los pozos antiguos donde además son deficientes los formatos, dispositivos y unidades de muestreo que se usaron, los registros modernos se vieron notablemente afectados por la presencia de minerales de uranio en la formación, lo cual impidió una resolución mayor, especialmente para identificar calizas por parte del registro Gamma Ray.

El trabajo de investigación denominado: “Desarrollo de software para la selección de métodos de recuperación mejorada de petróleo”, realizado por Eduardo Bolaños y Gustavo Pinto (2016) en el contexto de la Industria Petroquímica del Ecuador, se desarrolló un software experimental para seleccionar métodos de recuperación mejorada óptimo para yacimientos en consideración a las propiedades petrofísicas y de fluidos. Tomándose como base el análisis de los parámetros que establecieron Taber, Martin, & Seright para aplicar los métodos de recuperación mejorada, y determinándose los parámetros óptimos de trabajo para cada uno de los métodos.

El Software desarrollado, se programó con base en los criterios establecidos por Taber et al., denotando ocho métodos de recuperación mejorada de petróleo, selección que depende de los rangos que se establecieron para nueve 9 parámetros petrofísicos y de fluidos. Concluyéndose mediante la implementación de los datos analizados, respecto a los parámetros de operación sistematizados, cuatro rangos funcionales los cuales se logran representar por colores y estableciéndose también que relacionado con los datos recogidos en el estudio del Mar del Norte, la factibilidad de utilizar inyección de gases miscibles e inmiscibles en pozos cuya profundidad superó los 12.000 ft para crudos de un alto API y una

baja viscosidad (Bolaños & Pinto, 2022).

1.2. Antecedentes Nacionales

En el contexto colombiano, el trabajo de investigación denominado: “Evaluación técnica de la inyección de vapor en forma continua en un campo de crudo pesado con alta saturación de agua inicial y empuje hidráulico. Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia”, realizado por Claudia Fernanda Reina (2017), atiende las necesidades particulares para la extracción de crudo pesado en la Cuenca de los Llanos Orientales, debido a la presencia de un acuífero activo de fondo y las características particulares de las zonas productoras en su entorno.

Ante tales circunstancias, se asumen métodos extractivos más efectivos (Técnicas de recobro mejoradas), sin embargo surgen como obstáculos limitaciones económicas y sus consabidos riesgos, potenciando el uso de herramientas a bajo costo, dentro de las cuales la simulación de yacimientos permite una estimación aproximada de la viabilidad operativa y las condiciones del proceso. Este modelo de simulación planteado, como mecanismo predictivo para la producción en caliente (posterior a la inyección de vapor) y en frío, se construye partiendo de un modelo estático y la información histórica disponible del campo (Reina, 2017)

Las conclusiones del estudio permitieron evidenciar que las condiciones operacionales de la inyección de vapor se han mantenido constantes, sin que se presenten cambios en la presión de inyección, la calidad de vapor y la tasa de extracción. Al realizar variaciones en los arreglos (5 y 7 puntos invertido), las tasas de inyección, el espaciamiento de pozos y las más de 100 corridas realizadas para obtener los resultados presentados, se

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

determinó que la inyección de vapor de forma continua puede ser viable técnicamente como mecanismo de recobro mejorado en arenas de alta saturación de agua inicial y con un acuífero activo de fondo.

Con relación al contexto nacional el trabajo de investigación denominado: “Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extrapesados”, desarrollado por Carlos Espinoza y Kelly Torres (2021), realiza mediante una revisión bibliográfica relacionada con el recobro de hidrocarburos en campos de petróleo respecto a las múltiples variables involucradas tales como la temperatura, la viscosidad de los fluidos, la presión y las características de los yacimientos donde se extraen crudos livianos pesados y extra pesados, que se resisten a su extracción convirtiéndose así en un reto para la industria de hidrocarburos.

El estudio centra su atención en el factor de recobro, como categoría fundamental, donde en el ámbito mundial se encuentra entre el 40% y 60%; mientras que en Colombia (Ecopetrol) la mayor parte de los campos están en el rango de 23% y 29%, indicando con esto el notable desaprovechamiento de un gran porcentaje del crudo existente en los yacimientos. De tal forma, el mejoramiento del factor de recobro, posibilitar una extracción profunda y minimizar los impactos ambientales, da pie a la necesidad de implementar técnicas mejoradas de recobro.

El artículo de revisión, recopila información acerca de dichas técnicas que son utilizadas a nivel nacional tales como perforación avanzada (horizontales HASD o multilaterales), inyección cíclica de vapor (CSS), estimulaciones químicas (inyección de surfactante, polimérica), drenaje por gravedad asistida con vapor o sus siglas en ingles

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

SAGD, Inyección de Nitrógeno e inyección de agua y vapor de agua (VAPEX), para realizar un profundo análisis sobre las ventajas y desventajas de cada una, proveyendo información teórica que sea soporte de estudios y futuras investigaciones (Espinosa & Torres, 2021)

1.3. Antecedentes Regionales

En el contexto regional acerca de las técnicas de Screening, se consulta el trabajo de investigación denominado: “Evaluación técnico-financiera de la implementación del registro de producción IDAS (sensor de distribución acústica inteligente) en un pozo en el Campo Provincia”, realizado por Juan Sebastián Ardila y Sebastián López (2017), desarrollado en el Campo Provincia del municipio de Sabana de Torres, Santander, el cual posee 247 pozos perforados localizados en un área de 22 Km², región con un gran potencia de producción que ha sido explotado recurrentemente desde hace varios años.

Para el desarrollo de la investigación, se realizó inicialmente una caracterización geológica de la cuenca del Valle medio del Magdalena, en particular en detalle la historia del Campo Provincia, las formaciones que son atravesadas por los pozos y su columna estratigráfica. Consecuentemente se detalló el registro PLT y el sensor de distribución acústico inteligente, IDAS, describiendo su funcionamiento y componentes claves, para realizar también el detalle de la unidad de “slickline”, la forma como opera y las ventajas que arroja cuando se requieren tomar registros de producción, su utilización y descripción de componentes (Ardila & López, 2017)

Los resultados obtenidos, evidencian mediante el sensor de distribución acústica inteligente, IDAS, un monitoreo correcto sobre la integridad del pozo y determinó con un grado de precisión excelente las zonas adecuadas que permiten obtener una producción

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

óptima. La evaluación financiera del indicador VPE, comparó los costos operativos de la implementación de un registro PLT versus los costos asociados a la implementación del registro IDAS, determinando la viabilidad del proyecto.

En el mismo contexto se consulta la investigación denominada: “Evaluación financiera de la inyección de nitrógeno y vapor para recobro mejorado en pozos desviados y horizontales de un campo de crudo pesado”, desarrollada por Yesid Arturo Escobar (2021), con el objetivo de determinar a través de un análisis económico y estadístico, los tipos de pozos (horizontales o desviados) donde aumenta la rentabilidad con la inyección de vapor con nitrógeno en pozos maduros, aplicando la metodología de coinyección, para poder en consecuencia realizar una mejor orientación de los recursos técnicos y económicos.

Con la realización del estudio, se concluyó que la inyección con nitrógeno, alrededor del doceavo ciclo presenta una mayor eficiencia en pozos desviados que en pozos horizontales (Relación Petróleo-Vapor RPV), denotando con la coinyección de nitrógeno y vapor una rentabilidad mayor para los pozos horizontales (margen de contribución del 57.4%) mientras que para los pozos desviados fue del 43.7%. Se recomendó evitar la coinyección de nitrógeno en la parte final del ciclo de vapor para pozos horizontales dado que los mejores resultados se obtuvieron coinyectando el nitrógeno en la etapa inicial de la estimulación con vapor (Escobar, 2021).

1.4. Marco conceptual

En este ítem se contemplan los principales aportes teóricos sobre el concepto de las principales categorías abordadas en la investigación, tales como: Screening Técnico, Métodos de Recobro e Inyección de Nitrógeno como método mejorado.

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

1.4.1. Screening Técnico en la Industria Petrolera

La literatura y los documentos técnicos disponibles tratan de relacionar los proyectos de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR) en etapas a largo plazo, que se derivan de altos niveles de agotamiento energético en el yacimiento, y conectándolas necesariamente con los conceptos de recuperación secundaria o terciaria. Es así, como dicha afirmación no es solo y en el sentido estricto del término una sencilla regla, en la práctica existen campos (especialmente los yacimientos de petróleo pesado y extrapesado) que necesitan para su aprovechamiento óptimo de los métodos de Recuperación Térmica (Inyección Alternada, Inyección Continua, SAGD) desde la misma recuperación primaria, con el fin de drenar al máximo las reservas de gas y petróleo, desde un punto de vista económico, pero esencialmente técnico. De tal forma, debido a las altas densidades y viscosidades del crudo hacen inviable la extracción de petróleo mediante la aplicación de técnicas IOR convencionales como Pozos Horizontales, Pozos Multilaterales, Inyección de Solventes, etc. (EOR Associates, 2022).

El proceso de screening se ha consolidado en la industria petrolera mundial como una etapa sensible en la planificación del proyecto EOR, y básicamente corresponde en un proceso sistemático para seleccionar la tecnología óptima y adecuada que permita un incremento en el factor de recobro y por tanto de la producción del yacimiento. En este orden de ideas se hace necesario considerar cuatro aspectos claves tales como: Condición del Yacimiento (Temperatura y Presión), Madurez de la tecnología, Propiedades del fluido (Densidad y Viscosidad) y Propiedades petrofísicas (S_o , Espesor Neto, Φ , K). (Ver Figura 1).

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

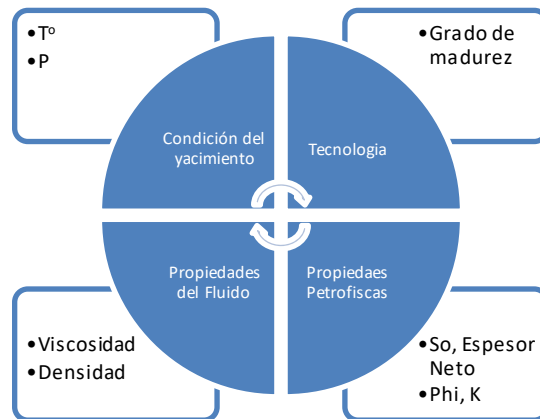
Los anteriores aspectos técnicos han sido profundamente abordados y validados por los estudios de investigadores como Taber & Martin, Dickson, Brashear & Kuuskraa, Lewin, Iyoho, Chu, Farouq Ali y Geflen, desarrollándose entonces una matriz de selección práctica, la cual utiliza valores promedios de los parámetros más críticos para los principales métodos térmicos. Con relación a los esquemas térmicos, estos son profundamente sensibles a los rangos de densidad y viscosidad, convirtiéndose así en las variables primarias en la matriz; recomendándose generalmente inyección alterna y continua para yacimientos de petróleo pesado y extrapesado, en tanto que la inyección alternada, inyección continua (SAGD) ser desarrollo con el propósito de lograr un máximo drenaje de las arenas bituminosas. La profundidad promedio, se convirtió en otro parámetro importante, lo cual permite controlar las pérdidas de calor y optimizar la calidad del vapor entregado al fondo del yacimiento.

Con relación a las tecnologías HASD o SAGD, deben considerarse algunas variables como la distancia de la roca sello, la continuidad de los cuerpos arenosos, la anisotropía de permeabilidad o la configuración de pozos. Una vez aplicada la matriz técnica, se procede a la evaluación y optimización de los escenarios con simulación numérica de yacimiento. La estimación de las variables económicas y operativas permitirá tomar la mejor decisión para implementar un método térmico específico acorde a las siguientes variables: Condiciones del Pozo, Instalaciones de Superficie, Fuentes de alimentación del sistema (Agua, Gas, Electricidad), Disponibilidad de Recursos, Fluctuaciones del Precio del Petróleo, Presupuesto de la compañía, e Indicadores Económicos (VPN, TIR, Período de Pago).

Los criterios para selección del esquema adecuado en una operación de campo se pueden resumir a continuación:

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

Figura 1. Selección del esquema óptimo



Nota: La Figura muestra los factores a considerar para seleccionar el esquema óptimo de acuerdo con el Screening Técnico. Fuente (EOR, Associates, 2022).

Igualmente, la Tabla 1 muestra los valores promedios para las principales propiedades según sugerencia del autor.

Tabla 1. Valores promedios para screening de selección método EOR

Propiedades	Unidad	Valores promedios
Presión	psi	≤ 1200
Densidad	°API	8 - 20
Viscosidad	cps	≥ 200
Porosidad	%	> 18
Permeabilidad	mD	≥ 200
Saturación (So)	%	> 50
Profundidad	Pies	≤ 5000
Espesor	Pies	>10

Nota: La Tabla muestra los valores promedios para la selección del método a partir de un Screening Técnico de Taber & Martin. Fuente (EOR, Associates, 2022).

Ahora bien, en consideración a los criterios de “screening” que han sido propuestos

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

para seleccionar de manera adecuada métodos de recobro mejorado, dichas guías se consultan inicialmente con el fin de evaluar y determinar la aplicabilidad de determinado proceso con base en la información disponible del yacimiento candidato a ser sometido a un proceso de EOR y requieren de registros pertinentes para la toma de datos y posterior comparación, considerando:

- a. Propiedades de la Roca y Fluidos
- b. Limitaciones de Viscosidad para EOR térmicos
- c. Rangos Preferidos de Viscosidad del aceite
- d. Tabla Guía para Screening Técnico

Tabla 2. Tabla guía para propiedades de roca y fluido

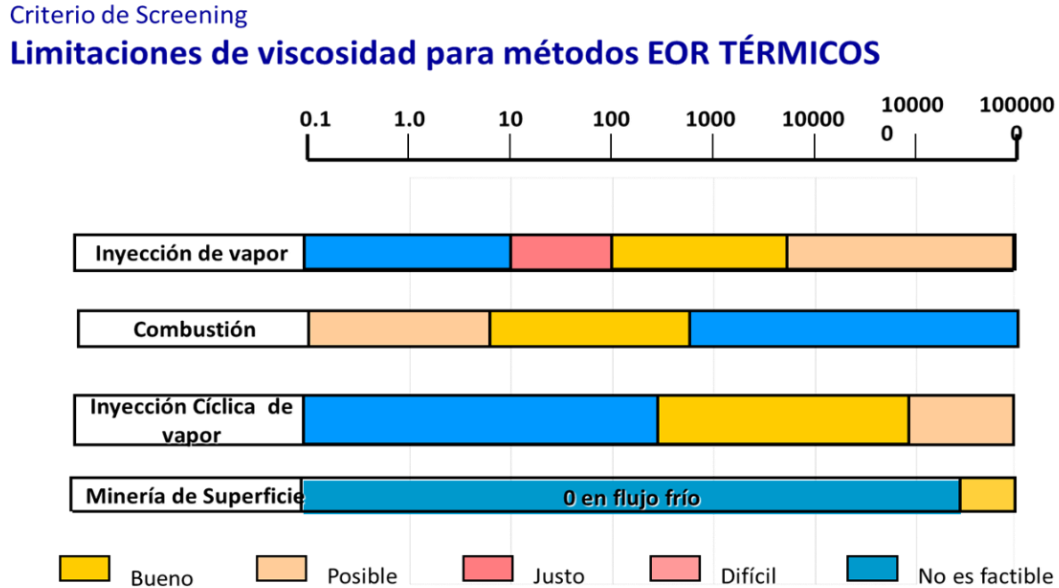
Parámetro	Rango
Espesor Neto	
Profundidad de la formación	
Porosidad	
Permeabilidad	
Viscosidad del crudo	
Saturación de Aceite	
Temperatura de Yacimiento	
Gravedad API	
Cantidad de crudo inicial	
Relación Bls Aceite – Bls Vapor Equiv. Limite	
Tipo de roca	
Presión yacimiento (Mec. Energía predominante)	

Nota: La Tabla muestra un instrumento para recopilar los datos de propiedades de roca y fluido para la selección del método a partir de un Screening Técnico. Fuente (EOR, Associates, 2022).

Por otra parte, deben considerarse los criterios de screening técnico en consideración a las limitaciones de viscosidad para los métodos EOR térmicos comparando la inyección de vapor, la combustión, la inyección cíclica de vapor y la minería de superficie.

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

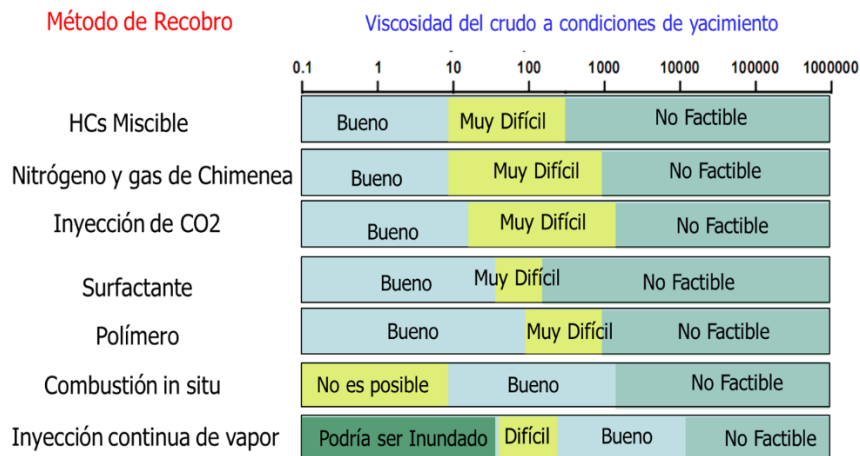
Figura 2. Limitaciones de viscosidad para métodos EOR térmicos



TABER, J-J.; MARTIN, F.D, SPE (12069 - 39234 – 35385) August 1997. AGUILLON DUARTE, Javier Orlando y GARCÍA RIBERO, Fredy Joane. Sistema Experto Para La Selección Técnica De Un Método De Recobro Mejorado Para Un Campo De Crudo. UIS. Bucaramanga, Santander. 2004.

Nota: La Figura muestra los criterios de screening considerando las limitaciones de viscosidad para métodos EOR TÉRMICOS. Fuente: Taber & Martin (2009).

Figura 3. Rangos de viscosidad del aceite según método de recobro



Nota: La Figura muestra los rangos preferidos para la viscosidad del aceite según método de recobro. Fuente: Taber & Martin (2009).

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

Tabla 3. Tabla guía para realizar screening técnico y seleccionar método de recobro

MÉTODO EOR	Propiedades del petróleo			Características del Reservorio					
	Gravedad (API)	Viscosidad (cp)	Composición	Saturación de petróleo (%)	Formación	Espesor neto	P. relativa (md)	Profundidad (ft)	Temperatura
MÉTODOS DE INYECCIÓN DE GAS MISCIBLE									
Inyección de nitrógeno y gas de combustión	>35 promedio 48	< 0,4 promedio 0,2	alto porcentaje de C1 a C7	>0,40 promedio 0,75	Carbonato y arenisca	Sin daño a la formación	No crítico	>6000	No crítico
Hidrocarburo	>23 promedio 41	<3 promedio 0,5	alto porcentaje de C2 a C7	>0,30 promedio 0,80	Carbonato y arenisca	Sin daño a la formación	No crítico	>4000	No crítico
CO2	>22 promedio 36	< 10 promedio 1,5	alto porcentaje de C5 a C12	>0,20 promedio 0,55	Carbonato y arenisca	Rango amplio	No crítico	>2500	No crítico
Gases Inmiscible	>12	< 600	No crítico	>0,35 promedio 0,70	No crítico	No crítica si hay buena permeabilidad vertical	No crítico	>1800	No crítico
INYECCIÓN DE AGUA, RECUPERACIÓN MEJORADA									
Inyección micelar/polimero, ASP y alcalina	>20 promedio 35	<35 promedio 13	ligero, intermedio. algunos ácidos orgánicos	>0,35 promedio 0,53	Carbonato y arenisca	No crítico	>10 Promedio 450	>9000 promedio 3250	>200
Inyección de polimero	>15, < 40	>10, <150	No crítico	>0,70 promedio 0,80	Carbonato y arenisca	No crítico	>10 Promedio 800	<9000	< 200
MÉTODOS TÉRMICOS									
Combustión	>10 promedio 16	>5000 promedio 1200	Algunos componentes asfálticos	>0,50 promedio 0,72	arenisca con alta porosidad	>10	>50	<11500 promedio 3500	> 0= 100
Vapor	>8 a 13.5 promedio 13.5	<200000 promedio 4700	No crítico	>0,40 promedio 0,66	No crítica	>20	>200	<4500 promedio 1500	No crítico

Nota: La Tabla muestra una guía para realizar un screening técnico. Fuente: Taber & Martin (2009).

1.4.2. Métodos de Recobro

A pesar de la pregonada transición energética, el gas y el petróleo siguen siendo los combustibles fósiles que representan las fuentes energéticas más importantes en todo el mundo (Speight, 2017). Generalmente, estos fluidos se hayan atrapados dentro de los lechos porosos, haciendo parte de formaciones geológicas naturales que producto de presiones y altas temperaturas logran descomponerse en materia orgánica rica en carbono (Onajite, 2015).

Este tipo de materiales se encuentran a grandes profundidades de la corteza terrestre por lo cual se hace necesario desarrollar al uso de técnicas exploratorias para contrarrestar las dificultades de acceso y poder recuperarlas, denominándose de esta manera técnicas de recobro secundarias y terciarias (Bian, y otros, 2015).

En el contexto global, se ha logrado concluir a partir de los estudios en materia de

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

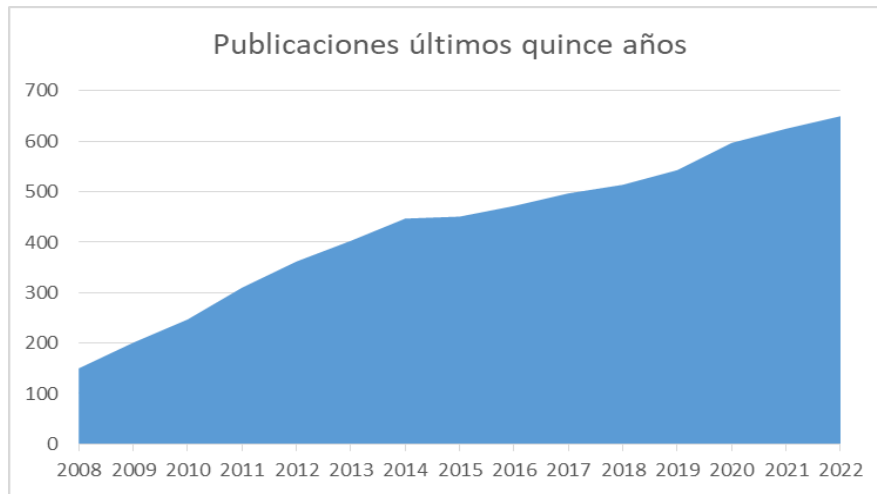
petróleos, que las reservas no logran explorarse al máximo de su capacidad a pesar de los avances tecnológicos en procesamiento de crudo y perforación, quedando remanentes significativos que son signo de bajas eficiencias en la explotación. De tal manera, los valores promedio del factor de recuperación de petróleo, característica en las reservas estudiadas en todo el planeta presentan variaciones entre 0,4 hasta 0,6 (Ahn & Yang, 2015).

Por su parte, Estados Unidos quien ha sido pionero en investigación en esta materia, ha logrado factores de recuperación de petróleo en aumento desde 0,35 a 0,6 desde 1990 hasta la actualidad (Cavanagh & Ringrose, 2015). Igualmente, se ha estimado que: “un aumento en el factor medio de la recuperación de petróleo para la industria mundial de sólo el 1% es equivalente a un aumento de las reservas mundiales de petróleo recuperables en aproximadamente 4,5 millones de toneladas” (Giacchetta, Leporini, & Marchetti, 2015, pág. 8)

Con relación a lo anterior, se ha propuesto como un objetivo para la industria, desarrollar eficientes formas para recuperar petróleo de los yacimientos, lo cual se refleja en el aumento del número de investigaciones tomadas en los últimos quince años de la base de datos Scopus, lo cual se puede apreciar en la Figura 4 y en la Figura 5, respecto e al método de inyección de Nitrógeno.

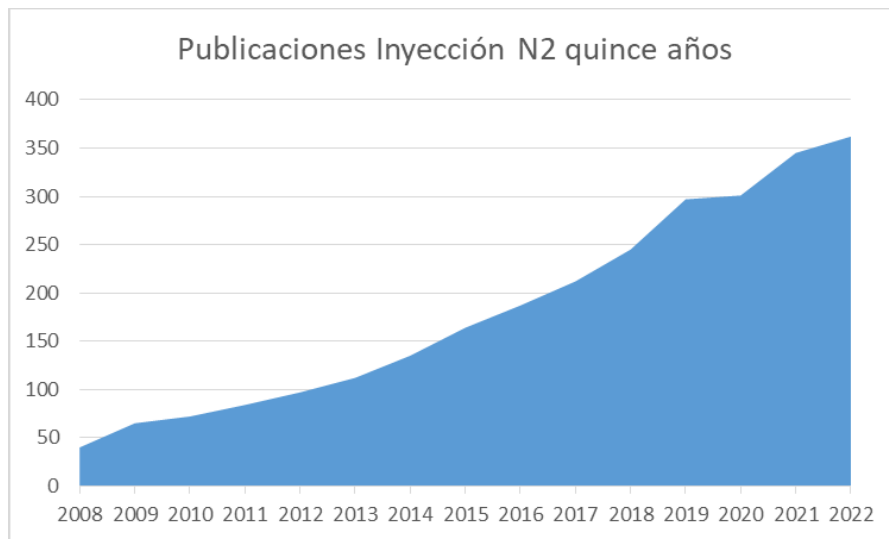
Las tendencias en publicaciones científicas evidencian la importancia de los métodos de recobro mejorado a fin de optimizar la producción de los yacimientos petroleros, acorde a sus características, lo cual determinará el EOR seleccionado y permite evidenciar también la importancia dada a la inyección de nitrógeno como categoría de investigación en temas de ingeniería de petróleos.

Figura 4. Tendencia en publicaciones sobre métodos de recobro



Nota: La Figura muestra el número de publicaciones sobre método de recobro realizadas durante los últimos quince años (Scopus). Diseño del autor sobre data analítica de Scopus (2023).

Figura 5. Bibliometría publicaciones EOR con inyección de Nitrógeno



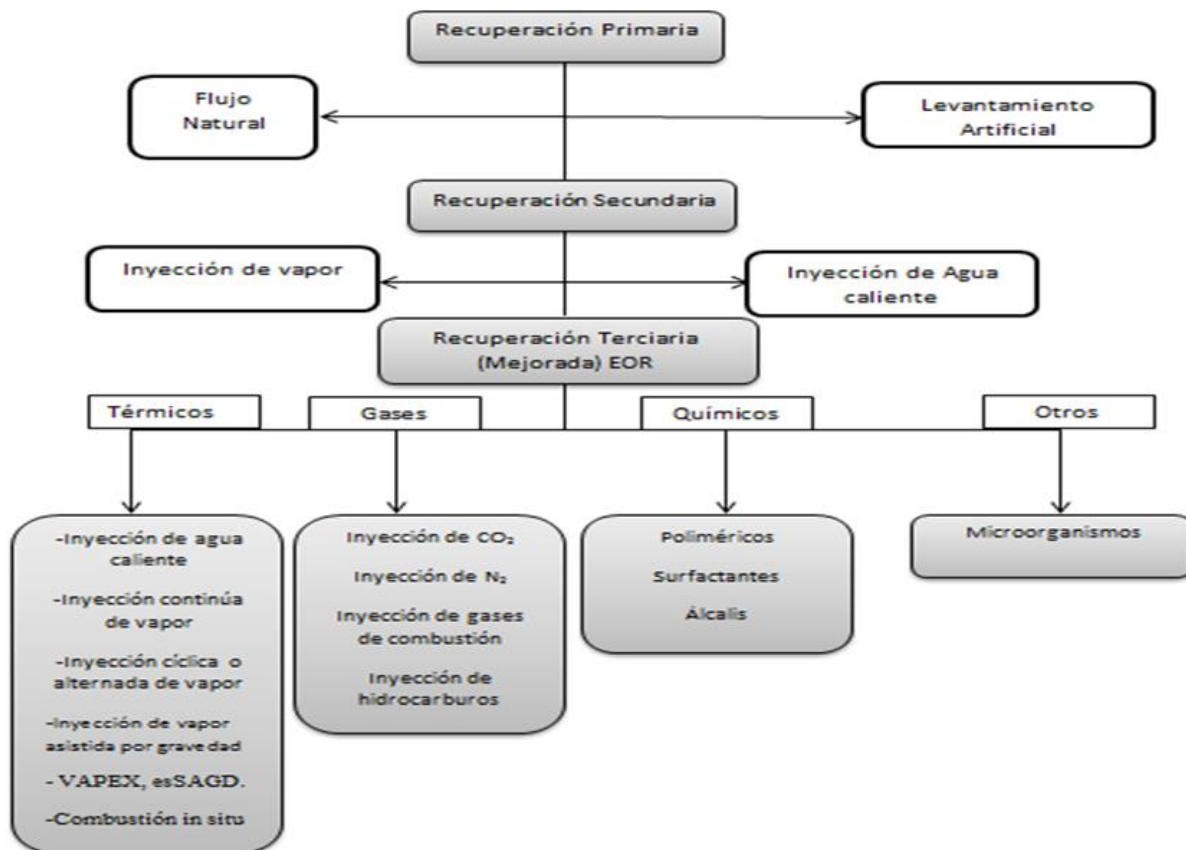
Nota: La Figura muestra el número de publicaciones sobre método de recobro utilizando inyección de Nitrógeno, realizadas durante los últimos quince años. Diseño del autor sobre data analítica de Scopus (2023).

Con relación a los métodos de recobro, la Figura 5 evidencia la clasificación general de las técnicas de recobro de acuerdo con el tipo de crudo que proviene de un yacimiento. Al

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

hablarse de recuperación primaria, se refiere al uso de tecnologías, las cuales se utilizan para extraer el crudo liviano (viscosidades bajas entre 1cP a 100 cP (centipoise), mientras que la recuperación secundaria y terciaria, está referida a crudos pesados y extrapesados, donde las viscosidades son fluctuantes y se encuentran en rangos entre 100 cP y 1, 000,000 cP (Félix, y otros, 2016).

Figura 6. Clasificación de los métodos de recobro



Nota. La Figura muestra la clasificación según de las técnicas según el tipo de crudo; Adaptado de: A. A. Olajire, "Review of ASP EOR: Prospects and challenges," Energy, vol. 77, pp. 963-982, Dec. 2015.

1.4.2.1. Recuperación Primaria

Este tipo de técnicas se aplican a los crudos livianos, desplazamiento logrado

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

mediante la energía natural del yacimiento. La salida del crudo se facilita durante cierto tiempo debido al gradiente de presión existente entre la salida y el fondo del pozo, en algunos casos la presión ejercida es mucho mayor que la hidrostática, por tanto, aquí el crudo puede llegar hasta la superficie con un mínimo aporte energético del yacimiento.

1.4.2.2. Recuperación Secundaria

En este caso se inyecta gas y/o agua con el objetivo de mantener o aumentar la energía y extracción de hidrocarburos del yacimiento. La función del agua inyectada es la de formar una barrera de separación, con respecto al crudo restante en el yacimiento, generándose tres etapas ampliamente diferenciadas: (1) periodo de respuesta inicial, (2) periodo de inclinación, (3) periodo de declinación, donde se realiza una drástica merme en la producción de petróleo, incrementándose en consecuencia el corte de agua propendiendo por una mayor eficiencia de barrido y una disminución de la saturación del petróleo remanente (Kulkarni & Rao, 2015).

1.4.2.3. Recuperación Terciaria

Se denomina también indistintamente técnica de recobro mejorado, abordando todos aquellos crudos cuya gravedad API es menor a 10° (extrapesados), su uso pretende lograr un aumento en el factor de recobro de un yacimiento que ha sido previamente explotado a través de técnicas secundarias. Las técnicas de recuperación terciaria se clasifican como: métodos microbiológicos y químicos, inyección de gases y térmicos. Dentro de la inyección de gases se ubica el uso de Nitrógeno que corresponde al objeto de estudio de esta investigación.

1.4.3. Inyección de Nitrógeno como Método de Recobro Mejorado

La inyección de nitrógeno se ha posicionado como una de las más atractivas

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

alternativas para desarrollar procesos de mantenimiento de presión al interior de yacimientos petroleros como un método de recobro mejorado, debido a sus características y propiedades fisicoquímicas, que lo convierten en un gas inerte, sumado los beneficios de su gran disponibilidad y bajo costo (Ruíz & Martínez, 2018).

1.4.3.1. Características del Nitrógeno

El Nitrógeno (N_2) es un gas incoloro e insípido, que compone el 78.09% del aire respirable, siendo un gas no inflamable por lo cual no sostiene la combustión. La Tabla 4 muestra las características del Nitrógeno.

Tabla 4. *Características del Nitrógeno*

Peso Molecular	28	g/mol
Temperatura De Fusión	-346	°F
Temperatura De Ebullición	-320,8	°F
Temperatura Critica	-232,6	°F
Presión Critica	492	psi
Volumen Critico	14.290	ft ³ /(lb* mol)
Solubilidad En Agua	20	mg/ l
Densidad Relativa Al Aire	0,97	kg/m ³
Factor De Compresibilidad	0.288	1/psi
Presión De Vapor A 20°C	No aplicable	
Apariencia Y Color	Gas incoloro	
Olor	Inodoro	

Nota. La Tabla muestra las características del Nitrógeno, según literatura disponible en (Ruíz & Martínez, 2018).

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

1.4.3.2. *Propiedades Termodinámicas del Nitrógeno*

Igualmente, importante es considerar las propiedades termodinámicas del Nitrógeno, las cuales se evidencian en la Tabla 5.

Tabla 5. Propiedades térmicas del Nitrógeno

Temperatura K	Densidad ρ (Kg/m ³)	Calor especifico kJ/Kg°C	Visc. dinám. (Kg/m.seg)	Visc. cinem. (m ² /seg)
100	3,4808	1,0722	6,86	1,97
200	1,7108	1,0429	12,95	7,57
300	1,1421	1,0408	17,84	15,63
400	0,8538	1,0459	21,98	25,74
500	0,6824	1,0555	25,7	37,66
600	0,5687	1,0756	29,11	51,19
700	0,4934	1,0969	32,13	65,13
800	0,4277	1,1225	34,84	81,46
900	0,3796	1,1464	37,49	91,06
1000	0,3412	1,1677	40	117,2
1100	0,3108	1,1857	42,28	136
1200	0,2851	1,2037	44,5	156,1

Nota. La Tabla muestra las propiedades termodinámicas del Nitrógeno, según literatura disponible en (Ruíz & Martínez, 2018).

Tal como se ha mencionado en este documento, la inyección de Nitrógeno es un método limitado a yacimientos profundos con altas presiones, debido a que se realiza con el fin de desplazar verticalmente el petróleo con el efecto de la gravedad, su objetivo es entonces, establecer la zona de miscibilidad deseada en los pozos de inyección para que el nitrógeno pueda inyectarse a una menor velocidad a la introducida en hidrocarburos ligeros.

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

1.4.3.3. Tipos de Inyección de Nitrógeno

Para todos los métodos de recuperación mejorada de hidrocarburos por inyección de gas, el fluido desplazante empuja al fluido desplazado creando un frente de desplazamiento, el cual es de tipo miscible o inmisible, las mismas se definen de la siguiente manera:

Para los procesos de desplazamiento Inmisible con Nitrógeno, en este caso el agua y el aceite no se mezclan. Cuando estos son vertidos en un recipiente y logran estabilizarse se evidencian dos fases distintas de líquido las cuales se separan por una interfase. De igual forma, el aceite y el gas natural son también inmiscibles, aunque el gas natural tiene alguna solubilidad en el aceite. Dicha solubilidad dependerá del nivel de presión, por tanto, cuando se exceda el límite de solubilidad se formarán dos fases (una líquida y otra gaseosa), separadas por una fase intermedia.

El desplazamiento inmisible surgirá al no existir una zona de transición entre el fluido desplazante y desplazado, es decir, no existe miscibilidad entre ambos en el frente de desplazamiento, por tanto, se configuran:

- a. Respecto a la saturación de los fluidos del yacimiento, a medida que avanza el frente de desplazamiento, disminuye continuamente hasta que se alcanza la saturación residual, una vez alcanzado este valor de saturación, no existe ningún cambio de saturación posterior.
- b. La composición de los fluidos no desplazados es esencialmente la misma que la composición de los fluidos presentes en el yacimiento al inicio del proceso. Existe la misma composición de gas, componentes intermedios y pesados tanto en el aceite residual como en los fluidos del yacimiento que están más allá del frente

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

de desplazamiento

De tal forma, se determina un proceso de desplazamiento Miscible con Nitrógeno, en consideración a que la miscibilidad de dos fluidos permite que estos se mezclen en todas proporciones y estas puedan permanecer en una sola fase. Por tanto, al resultar solo una fase de la mezcla de los fluidos miscibles, no existirá una interfase por lo cual no se puede hablar de tensión interfacial entre ellos.

Dicho proceso requiere un fluido (solvente), que solubilizará de forma completa al aceite del yacimiento con el que se pone en contacto, logrando eliminar las fuerzas causantes de la retención de aceite en la matriz de la roca, y barriendo la mezcla solvente-aceite hacia el pozo productor. El solvente puede corresponder a hidrocarburos refinados, intermedios, alcohol, gases del petróleo condensado, Nitrógeno o gases de combustión.

1.5. Marco Referencial

En este sentido tratándose del recobro de crudo pesado mediante la técnica particular de inyección de nitrógeno se enuncian a continuación sus aspectos fundamentales desde la composición, sus características y las particularidades en el contexto colombiano. El marco referencial expuesto refiere aspectos generales del crudo, enunciando su composición química, las características físicas (viscosidad y densidad) y las particularidades del crudo pesado en la industria de hidrocarburos de Colombia.

1.5.1. Composición del crudo pesado

El crudo pesado se compone de una cantidad considerable de nitrógeno, azufre, asfáltenos y metales pesados que actúan como contaminantes. Posee igualmente una

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

acidez alta, razón por la cual se presentan algunas dificultades para su refinación industrial, lo que igualmente conlleva a generar considerables cantidades de residuos o fracciones pesadas. Las partículas que se encargan de generar fracciones sedimentarias son los asfáltenos por ser las cargas pesadas, también son responsables de los sólidos que provienen de la precipitación y aglomeración, cuya concentración aumenta en los crudos pesados. Por su parte, el azufre, oxígeno y nitrógeno se hallan en los asfáltenos del crudo pesado, la concentración de nitrógeno es de 0.9% y la de azufre es de 5.0% (Ruggeri, 2015)

Desde la investigación en el área de la ingeniería de petróleos, se pueden establecer mejoras en la optimización de los métodos de procesamiento, el diseño de catalizadores, optimización de los modelos de procesamiento y la reducción de fallas que derivan en baja calidad del producto final coadyuvante de procesos al margen de las especificaciones técnicas óptimas lo que podría resolverse con mayor facilidad (Méndez, 1999).

1.5.2. Características del crudo pesado

En consideración a las características del crudo pesado, se deben considerar varios criterios importantes a saber:

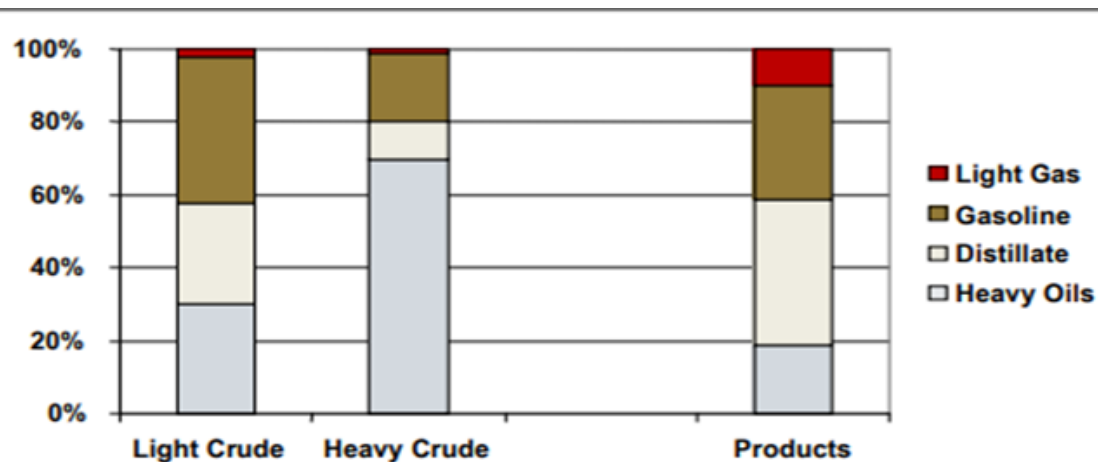
- a. La densidad, según la American Petroleum Institute (API) clasifica al crudo pesado por un rango de densidad entre 10 °API y 23 °API.
- b. La viscosidad tiene variaciones en rangos entre 100 y 1000 cP medidos a temperatura de yacimiento.

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

En consideración a lo expuesto, el petróleo pesado posee entonces un porcentaje mayor de fracciones de densidad y viscosidad que el petróleo convencional (liviano), lo cual implica así mismo, un mayor requerimiento de tratamientos físicos o químicos para volverlo más liviano, incrementando en consecuencia los costos de producción. Respecto a la estimación de los costos de refinación, se requiere realizar una detallada descripción respecto a su composición, la clasificación de sus propiedades, dos de las cuales (las principales) se definieron en este apartado, útiles para comparar y clasificar como son la gravedad API (medida de densidad) y el contenido de azufre (Ortiz, 2018)

Ahora bien, otra característica del crudo es su contenido alto en azufre (en términos porcentuales) y la posibilidad de tener alto contenido de sales y metales como Vanadio y Níquel, en otros casos es posible encontrar cierta cantidad de sulfuro de hidrógeno, el cual también es muy corrosivo y venenoso (Soar, 2021), tal como puede apreciarse en la Figura 7, que determina además el porcentaje, la producción y derivados del crudo.

Figura 7. Producción y derivados del crudo



Nota: La figura muestra la producción natural de crudos livianos y pesados. Fuente: ICCT (2011).

1.5.3. Crudo pesado en Colombia

A nivel global América Latina es la región continental que posee mayores concentraciones de crudo pesado con un volumen equivalente a 2 billones de barriles, lo cual le confiere una participación aproximada del 48% de las reservas mundiales. De los países que lo conforman, después de Brasil y Venezuela, Colombia es el tercer productor, con un volumen de 2 millones de barriles que representan el 0.6% del total estimado para el mundo (ONU, 2018).

De esta manera, puede denotarse la importancia de la producción de estos recursos, en países donde su economía está estrechamente ligada a su explotación, tal como es el caso colombiano. Este crudo pesado se halla en este territorio en 4 de las 9 cuencas productoras de hidrocarburos, siendo estas cuencas el Valle del Magdalena Medio y los Llanos Orientales donde se localizan los campos Castilla, Chichimene y Rubiales, encabezando el ranking, además de un segundo lugar conferido a Teca, Quifa, Jazmín y Nereuy quienes acaparan una participación aproximada del 30% de la producción nacional.

Regionalmente es el departamento del Meta, el encargado de aportar un 46% de las reservas probadas del país (936,8 Mbls), Casanare con el 20% (413 Mbls) y Santander con un 10% del total (201,9 Mbls). La Asociación Nacional de Hidrocarburos (ANH), mediante varios estudios, ha expresado la posibilidad de encontrar reservas importantes en el Pacífico y Caribe colombianos costa afuera (VALORA ANALITIK, 2021)

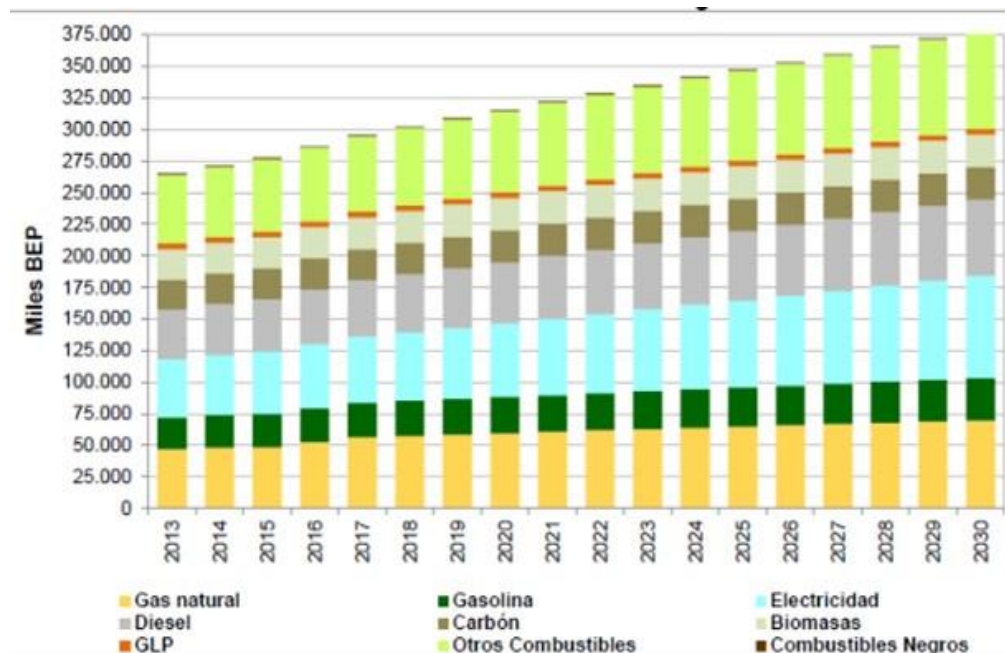
Con respecto a la demanda de energía final, se realizan predicciones analíticas que estiman en un 2.32% la tasa promedio de crecimiento anual para el periodo 2013-

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

2030, lo que representaría un aumento de aproximadamente 126 millones de barriles equivalentes de petróleo, destacando por igual un aumento en la generación de energía eléctrica y de consumo en el gas natural con crecimientos estimados entre 3,46% y 2.88%, mientras que para el ACPM se prevé un incremento del 2.63% (Arenas, 2017)

Las cifras aportadas anteriormente, dan realce a este estudio y es así como los métodos de recobro mejorado pueden aportar un mayor volumen de barriles extraídos adicionalmente que los obtenidos por métodos primarios. La Figura 8 presenta tendencias de crecimiento anual en el contexto colombiano, respecto a la demanda de energía, en concordancia con el acelerado aumento en la demanda de dichos productos, lo cual jalona otras industrias y mejora los indicadores de la economía local.

Figura 8. Producción vs. derivados del crudo en Colombia



Nota: La figura muestra la estimación de la demanda energética en Colombia. Se evidencia una tendencia de aumento constante en la demanda de energía combustible. Fuente: UPME.

2. Metodología

De acuerdo con los objetivos planteados para el presente estudio, al tratarse de una investigación documental se deberá recopilar información de diferentes fuentes bibliográficas para determinar un screening técnico que permita seleccionar pozos óptimos donde se pueda aplicar el método de inyección de Nitrógeno como recobro mejorado, lo cual conduzca a un aumento en la producción de crudos pesados. La Metodología propuesta se expone a continuación:

2.1. Enfoque de la Investigación

De acuerdo a los objetivos y la naturaleza de la investigación, con el fin de seleccionar un método adecuado para optimizar la extracción de petróleo, el paradigma utilizado es de tipo cualitativo dado que se consideran aspectos teóricos surgidos en un contexto (industria de hidrocarburos) recurriéndose a analizar estudios previamente realizados a partir de los cuales este trabajo se convierte en una extensión de ellos que pretende aumentar el acervo del conocimiento (Hernández, Fernández, & Baptista, 2014)

2.2. Tipo de investigación

Considerando la investigación documental como un proceso de indagación en fuentes de información secundaria, tales como: estudios, documentos técnicos, tesis de grado y otros relacionados con el tema, el tipo de investigación que se asume es teórico conceptual. Para tal fin se consideran las categorías principales del estudio como son: screening técnico, métodos de recobro e inyección de Nitrógeno en el contexto de la ingeniería de petróleos, la extracción de crudos y la caracterización de los pozos petroleros en el contexto colombiano, lo cual

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

permite estructurar esta investigación de acuerdo con los objetivos que se han planteado.

2.3. Diseño de la investigación

En concordancia con el tipo de estudio seleccionado anteriormente, se trata entonces de una investigación no experimental, dado que aquí no se realiza un trabajo de campo para la obtención de datos, ni se manipulan variables que conduzcan a realizar un análisis para generar unos resultados determinados. Puede referirse también desde el punto de vista de un diseño transeccional – descriptivo, porque en su desarrollo para cumplir los objetivos enmarcados en la propuesta se ha de indagar sobre métodos que se utilizan para una o más variables estudiadas en un proceso técnico cual es la extracción de crudo.

2.4. Población y Muestra

La población es este caso, está referida a la literatura de diferentes fuentes secundarias, entre las cuales se encuentran Elsevier, Scopus, Google Académico, Repositorios Institucionales de universidades colombianas y otros estudios a nivel internacional que contengan información pertinente sobre el campo de la Industria de Hidrocarburos, la Ingeniería de petróleos o avances en materia de extracción mejorada. Para seleccionar la muestra, esta corresponde a varios criterios de inclusión para los estudios tales como:

- a. Fecha de publicación de estudios base del año 2015 en adelante (aquí se excluyen algunos aspectos correspondientes a literatura clásica en el campo específico de la Ingeniería de petróleos).
- b. Se requiere que los estudios sean validados, de fuentes confiables y que contengan

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

en la descripción de su título las categorías principales del tema investigado.

2.5. Método de la Investigación

En esta investigación se realizará el análisis de la información, considerando las siguientes etapas:

- a. Resumen de estudios donde se describa la inyección de nitrógeno como un método de recobro mejorado, para lo cual es necesario que esta técnica haya sido aplicada en yacimientos y se cuente con datos al respecto.
- b. Recopilar a partir de estas fuentes los parámetros que han permitido de manera experimental aumentar la producción de petróleo con el método de inyección de nitrógeno.
- c. Proponer una metodología de un screening técnico que permita seleccionar los yacimientos potenciales en el territorio colombiano donde se pueda aplicar la técnica descrita en el ítem anterior.
- d. Con base en la información anterior y a la literatura disponible sobre la caracterización de los yacimientos en Colombia, se propondrán cuáles de ellos son candidatos para la utilización del método.

3. Resultados y Análisis de Información

En este capítulo se desarrollan los objetivos específicos que han sido planteados para este estudio, tratando por tanto de dar respuesta a los mismos mediante una revisión documental de estudios, artículos científicos y otra literatura disponible de fuentes fidedignas según el marco metodológico propuesto.

3.1. Inyección de Nitrógeno como método de recobro mejorado

Es necesario realizar una descripción del proceso de inyección de nitrógeno como método de recobro mejorado, información obtenida con base a datos de yacimientos que han aplicado esta técnica. Para tal fin se enuncian los mecanismos de recuperación para el crudo, enfatizando en los métodos de recobro mejorado entre los que se encuentra la utilización de gas Nitrógeno y las consideraciones que deben tenerse en cuenta para su uso acorde a las características de los pozos en el territorio colombiano.

3.1.1. Mecanismos de recuperación (EOR)

La experiencia en la Industria de los Hidrocarburos ha demostrado que nunca se logra extraer todo el petróleo que se encuentra (in situ) en un yacimiento. En el mundo, en promedio, el factor de recobro es del 15% al 50%, sin embargo, dependiendo de la tecnología que se aplique, se puede lograr hasta el 65%. Por tal razón, existen métodos de “recobro mejorado” para lograr la mayor extracción posible de petróleo en yacimientos sin presión natural o que llevan varios años de producción (Ecopetrol S.A., 2014)

De tal forma, como respuesta a la necesidad de incrementar la recuperación de petróleo luego de su etapa de producción natural, surgieron nuevas técnicas, las cuales han

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

permitido mantener la sostenibilidad de la extracción de este; antes del abandono de un pozo suelen aplicarse procesos que permiten por medio de mecanismos químicos o físicos aumentar la recuperación del crudo. Con el fin de extraer la mayor cantidad del petróleo in situ de un yacimiento los procesos EOR comúnmente permiten la modificación de propiedades como la tensión interfacial, viscosidad e incluso se tiene en cuenta el comportamiento de fases.

Sin embargo, estos procesos suelen tener costos elevados y requieren de estudios previos que permitan dar certeza de que el aumento de la recuperación o producción del petróleo supla la inversión realizada y no ocurran daños a la formación como consecuencia de una mala técnica realizada. La mayoría de los procesos de recobro mejorado se basan en la inyección de fluidos en el yacimiento para extraer el aceite remanente después de la producción primaria (Muñoz, Palacios, & Trigos, 2016)

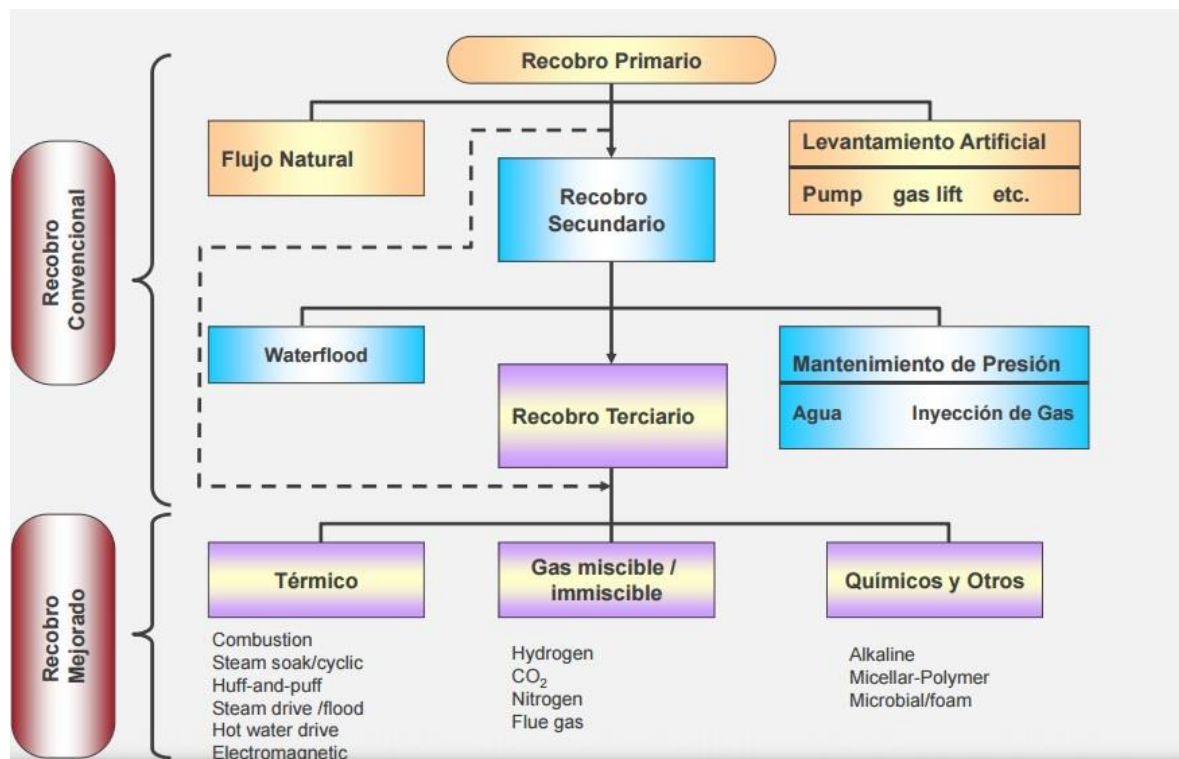
Dentro de estos la inyección de gas ha sido la técnica más representativa debido a que no presenta mayores limitantes como sí ocurre por ejemplo con la inyección de polímeros o surfactantes, además, suelen actuar reduciendo la tensión interfacial, expansión y posterior mantenimiento de la presión del yacimiento. Por lo general estos mecanismos son los que actúan principalmente en este tipo de inyección permitiendo la recuperación del petróleo atrapado en el medio poroso.

Los gases que normalmente se usan en la industria son el gas natural, el dióxido de carbono y el nitrógeno, sin embargo, este último ha sido uno de los descubrimientos más innovadores que han logrado suplir limitaciones de los demás gases en cuanto a su economía, disponibilidad y problemáticas incluso ambientales que involucran daño a la formación o

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

problemáticas físicas como la corrosión. En la industria se utilizan diferentes métodos para dicha recuperación, entre los más comunes encontramos: inyección de agua, inyección de vapor, inyección de gas inerte (N₂), combustión in situ entre otros. Se distinguen, por tanto, métodos de recobro convencional y métodos de recobro mejorado, tal como se evidencia en la Figura 8, los cuales determinan recobros primarios, secundarios y terciarios.

Figura 9. Métodos de recobro mejorado



Nota: La figura muestra la clasificación de los Métodos de Recobro, especificándose en los mismos los convencionales y los mejorados. Fuente: Métodos de Recobro, manual Pacific Rubiales (2020).

3.1.2. Consideraciones para definir método EOR a utilizar

Para conocer cuál o cuáles de los métodos se van a utilizar es necesario conocer cierta información sobre el yacimiento como información petrofísica, geológica, cual es el comportamiento de la producción y algunos estudios de simulación. Siendo posible clasificar

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

la información obtenida del yacimiento en propiedades físicas del petróleo y gas, propiedades de la roca, disponibilidad de fluido para inyección y tipo y geología del reservorio (Alvarado , 2020)

3.1.2.1. Propiedades físicas del petróleo y gas

En este punto, es necesario determinar algunas propiedades físicas del petróleo y del gas que deben considerarse al definir el método EOR que se vaya a utilizar, entre las cuales se mencionan:

- La Gravedad API nos permite determinar según la densidad del crudo que tan pesado o liviano puede ser clasificado.
- Un dato fundamental que incide en la presión mínima de miscibilidad (PMM) del nitrógeno es la relación Gas-Petróleo (GOR) puesto que su valor disminuye una vez existe el contacto con el nitrógeno en yacimiento.
- La profundidad de un yacimiento determinará en medida las posibles condiciones a las cuales se encuentra atrapado el crudo que serán tenidas en cuenta junto a su geometría.
- La porosidad se define como la relación entre el volumen vacío de la roca y su volumen total como respuesta a la capacidad de almacenamiento.

En cuanto a la presión del yacimiento cuando se inyecta un gas en este el objetivo principal radica en incrementar o mantener la presión del yacimiento con el fin de garantizar la producción de este. Cuando se trata de inyección inmisible de nitrógeno especialmente en pozos favorecidos por la segregación gravitacional, se busca mantenerla por encima de su

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

presión de burbuja, de igual forma un dato preciso de la presión es requerido para una inyección miscible del nitrógeno (Gil, 2017).

3.1.2.2. Propiedades de la Roca

Respecto a las propiedades de la roca, deben considerarse entre otras: la saturación de agua, petróleo y gas, la saturación irreducible, permeabilidad, temperatura, mojabilidad, porosidad, movilidad y presión.

3.1.2.3. Disponibilidad del fluido para la Inyección

Para la inyección los fluidos comúnmente usados en la industria son el agua y el gas natural; para poder utilizar alguno de estos fluidos se debe tener en cuenta la disponibilidad tanto en volumen como en calidad que se tenga en el lugar donde está ubicado el yacimiento. Es así como para hacer uso del agua primero debe realizarse un tratamiento para que quede libre de bacterias y oxígeno, y evitar tener problemas de precipitación de sales o carbonatos y cloruros, mientras que el gas natural se podrá usar dependiendo del remanente que exista en el lugar, considerando que el gas tiene un valor comercial.

3.1.2.4. Tipo y Geología del Reservorio

Para poder aplicar la recuperación EOR el reservorio debe ser candidato por su morfología, entre ellos se pueden encontrar los anticlinales, los de segregación gravitacional y los que tienen capa de gas, también considerando la conductividad del reservorio, con el fin de encontrar la ubicación de los pozos inyectores y productores y por último el buzamiento de los estratos y el tipo de roca.

3.1.3. Inyección de Nitrógeno

El nitrógeno, es un elemento químico de símbolo N y número atómico 7. A condiciones normales, forma un gas biatómico que constituye el 78% del aire atmosférico. El punto de ebullición del nitrógeno es a una temperatura de $-195,8^{\circ}\text{C}$. (Aguirre & Hidalgo, 2017). Además, es considerado un gas inerte, lo que significa que es nula o imperceptible su reacción frente a otros productos o elementos químicos; dentro de sus características principales, el nitrógeno es un gas incoloro, inodoro, de baja conductividad térmica que además ha sido de gran utilidad en la industria agrícola y química, encontrándose en equilibrio en el medio ambiente, por tanto, no es un gas invasivo que altera un ecosistema y no representa una amenaza frente al efecto invernadero como si lo hacen otros gases relacionados o provenientes de la actividad humana.

Desde que se supo a finales del siglo XVIII, que la molécula del amoníaco estaba formada por un átomo de nitrógeno y tres de hidrógeno, los químicos lucharon por obtener haciendo reaccionar estos dos gases elementales (Gasque, 2019). Los intentos por obtener nitrógeno y compuestos derivados fueron aumentando debido a que en el siglo XIX se determina que el nitrógeno tiene mayor influencia en el crecimiento de las plantas y se convierte en un elemento potencial de industrias en diversas ramas de producción.

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 y el nitrógeno (Roser, 2021), su inyección está altamente relacionada con su costo, disponibilidad y efectos o reacciones dependiendo del campo a considerar.

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

Con el aumento del precio del crudo en la década de los 70, ya se volvió económico inyectar otra cosa que agua con el propósito de aumentar la recuperación final y se realizaron numerosas investigaciones en este sentido (Salaguer, 2017). A partir de este momento el nitrógeno se vuelve un pilar fundamental en la recuperación mejorada del petróleo, y su estudio en Colombia prevalece debido a que la producción que efectuaba el país comenzaba a presentar caídas numéricas.

En 1982, más de 500 millones de pies cúbicos por día de nitrógeno se inyectaban en los yacimientos de petróleo a nivel mundial, aumentando hasta 800 millones de pies cúbicos por día en más de cuarenta yacimientos de petróleo y gas en 1990, para proyectos que se encontraban en el rango entre 2 millones y 120 millones de pies cúbicos por día. Durante la década de los 80, los proyectos de gases inertes eran convertidos en proyectos de nitrógeno criogénico (Durán & Franco, 2017).

El uso del nitrógeno en la industria aplicado a la recuperación mejorada de petróleo fue uno de los descubrimientos más exitosos puesto que sus costos y limitaciones no son tan relevantes respecto al dióxido de carbono o el gas natural. Al ser un gas inerte disminuyen los posibles efectos de daño a la formación o reacciones químicas, además, al no tener efectos corrosivos lo que facilita el uso de equipos que no requieren de condiciones especiales que incrementan el valor de su inyección, sin embargo, para que esto no ocurra es importante asegurar la pureza del nitrógeno y enfocar el estudio de las variantes que determinan una inyección exitosa.

Por otro lado, otra investigación importante de los efectos relacionados con las condiciones de inyección de nitrógeno, concluyó tras nueve experimentos en laboratorio que

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

el recobro de crudo es directamente proporcional al incremento de la temperatura y al incremento de la relación gas-aceite y que 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 (Alcocer & Menzie, 2017)

En el panorama colombiano, se puede referir la experiencia realizada en el Magdalena Medio, donde se han logrado implementar diferentes 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 río del mismo nombre con resultados exitosos y logrando una recuperación óptima, lo cual ha sido un valioso aporte a la industria (Roser, 2021).

3.2. Parámetros técnicos de yacimientos que han aumentado la producción con inyección de nitrógeno

Para el desarrollo de este ítem, es necesario recopilar parámetros de los yacimientos que experimentalmente han aumentado la producción de petróleo mediante la utilización de la técnica de inyección de nitrógeno. Para la recuperación del petróleo remanente, el interés en el nitrógeno se enfoca principalmente en un gas con gran energía disponible a costos razonables en función de la producción (Aguirre & Hidalgo, 2017). Este método EOR se ha utilizado en yacimientos de petróleo en todo el mundo desde mediados de 1960 con el aumento del costo del gas natural, técnica que involucra la inundación miscible o inmisible dependiendo de la presión de inyección, la presión y temperatura del yacimiento, y la

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

composición del fluido de yacimiento (Fahandezhsaadi, 2019).

3.2.1. Generalidades

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, metodología 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 (Roser, 2021). Dentro de las generalidades de la inyección del nitrógeno se deben tener en cuenta diversas variables que permitan deducir la aplicación de este, relacionadas con la gravedad, la viscosidad, la composición del crudo, la saturación del petróleo y otras que pueden apreciarse en la Tabla 6.

Tabla 6. Generalidades de la Inyección de Nitrógeno

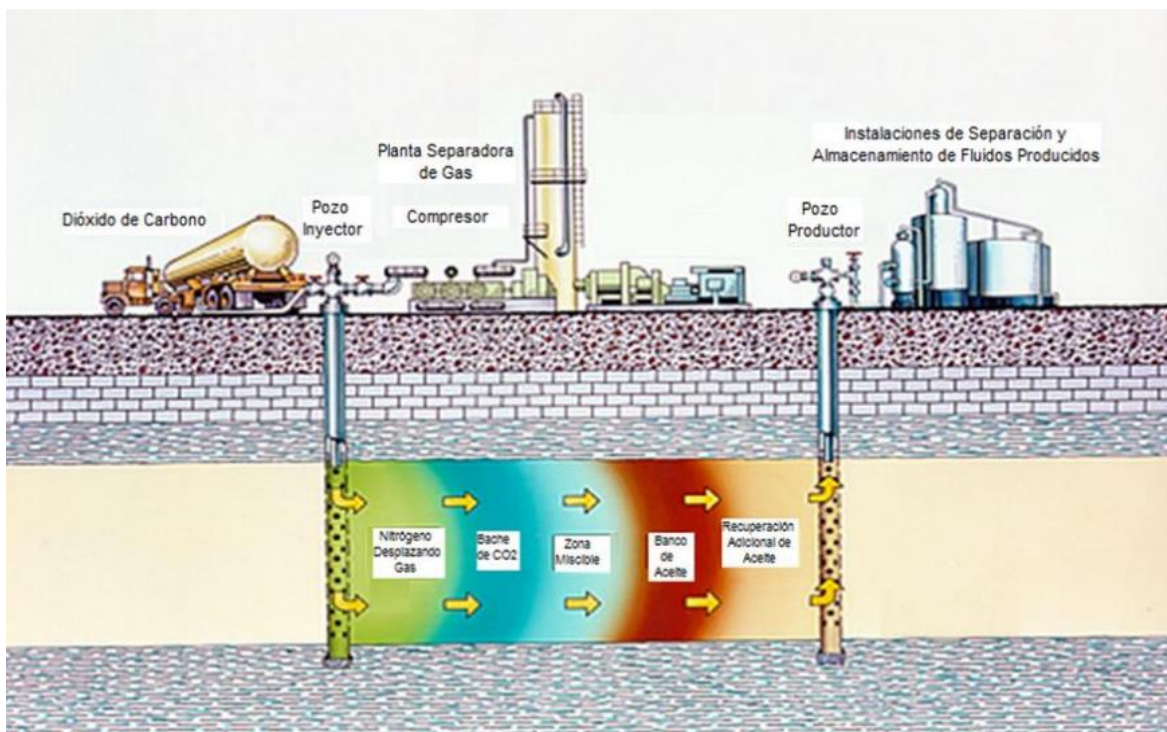
INYECCIÓN DE NITRÓGENO	Good Lett, G.O., Honar Pour, F. T., Chung, F.T., Sarathi, P.S.		Taber, J.J., Martin, F.D., and Seright, R.S.	
Gravedad (° API)	Mayor	35	Mayor	35
Viscosidad del petróleo (cp)	Menor	10	Menor	0,4
Composición del crudo	C1 a C7		C1 a C7	
Saturación del petróleo (%)	Mayor	30	Mayor	40
Salinidad del agua (ppm)	No crítico			
Temperatura del reservorio (°F)	No crítico			
Tipo de roca	Areniscas o carbonatos			
Permeabilidad (mD)	No crítico			No crítico
Profundidad (ft)	Mayor	4500	Mayor	6000
Espesor neto (ft)	Delgada			
Porosidad (%)	No crítico			

Nota: La Tabla muestra las generalidades para el uso de Inyección de Nitrógeno para el aumento de la Producción en pozos. Fuente: Roser (2021).

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

En términos generales, la inyección de nitrógeno ha sido exitosa en pruebas piloto que han permitido establecer criterios generales en su aplicación y su registro se ha llevado teóricamente por diversos autores. En este documento en las figuras 4 y 5 se puede evidenciar la data analítica de estudios disponibles en bases de datos donde se contempla la tendencia creciente en publicaciones sobre métodos EOR y particularmente la inyección de Nitrógeno como método de recobro mejorado. La figura 10 permite apreciar el proceso de inyección de Nitrógeno considerando las cinco zonas que se derivan desde el pozo inyector hasta el pozo productor que permiten realizar exitosos recobros con el sistema mencionado.

Figura 10. Proceso de Inyección de Nitrógeno



Nota: La Figura evidencia que una vez es inyectado el nitrógeno al yacimiento en general se evidencia 5 zonas, del pozo inyector al pozo productor comprenden la zona de inyección de nitrógeno, una zona opcional comprendida por un bache que separará la zona miscible de la zona de nitrógeno, posterior a esta el banco de aceite y por último la zona de recuperación adicional. Fuente: (Fahandezhsaadi, 2019).

3.2.2. Tipos de desplazamiento

El tipo de desplazamiento depende de diferentes parámetros como la temperatura y presión del reservorio, las características del fluido y las facilidades de superficie tenidas en cuenta para el proceso. De tal forma, mediante un estudio detallado es posible seleccionar la técnica adecuada para desarrollar un plan de inyección (Cipagauta & Gómez, 2019).

3.2.2.1. Miscible

El desplazamiento miscible como método de recobro es comúnmente utilizado en la industria dado que permite por medio de la inyección de un agente miscible con el petróleo reducir la tensión interfacial entre las fases involucradas, manteniendo la presión del yacimiento y permitiendo que el proceso de desplazamiento del crudo sea más eficiente a medida que se mueve en el medio poroso, después de múltiples contactos y transferencias de masa generadas como resultado de la mezcla del nitrógeno con los componentes hidrocarburos.

En los sistemas gas-líquido la miscibilidad dependerá de la similitud química entre los fluidos, la presión y temperatura de los sistemas. La similitud química implica que los hidrocarburos serán más solubles en hidrocarburos que en soluciones acuosas. (Yenque, 2009).

3.2.2.2. Inmiscible

Cuando el gas es inyectado por debajo de la presión de miscibilidad mínima MMP, se conoce como inyección inmiscible, caracterizado por el desplazamiento del crudo y el nitrógeno en dos fases separadas debido a la tensión interfacial existente entre ellas. Dentro

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

de los factores que se deben considerar en un desplazamiento inmisible encontramos la saturación del fluido, la tensión interfacial, la permeabilidad relativa y la geometría de los poros. En un proceso de recuperación de petróleo por desplazamiento, el fluido inyectado desplaza solo una porción del petróleo en contacto. Una mayor saturación residual permanece en el medio poroso posterior a un desplazamiento inmisible. (Yenque, 2009).

Para lograr la recuperación del petróleo bajo este mecanismo se inyecta el nitrógeno en la capa de gas del reservorio o en su defecto en la zona del crudo a altas presiones mejorando la movilidad a través de los poros del yacimiento y reduciendo la tensión interfacial. El petróleo debe poseer un contenido de C5 a C30 no menor al 30% para lograr un proceso de inyección exitoso (Cipagauta & Gómez, 2019).

El uso de nitrógeno en procesos de recuperación mejorada es una de las técnicas más apropiadas para aumentar la capacidad productiva en un Campo de crudo pesado

Tabla 7. Criterios de selección para procesos de Inyección de Nitrógeno

Parámetro	° API	Presión	Profundidad	Viscosidad
Método EOR		(psi)	(ft)	(cp)
N₂ Miscible	>30	>3000	1800 - 9000	<10
N₂ Inmisible	>10	>500	550 - 1800	<600

Nota: Se muestran los parámetros técnicos para seleccionar procesos de inyección de Nitrógeno.

Fuente: (Heucke, 2015)

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

Igualmente existen unas características deseables para el uso adecuado del Nitrógeno, las cuales se exponen en la Tabla 8.

Tabla 8. Características deseables para el uso de Nitrógeno

Costo	Relativamente bajo en comparación con el Dióxido de carbono.
Componentes livianos del nitrógeno	Se vaporizan los componentes livianos del nitrógeno en el crudo permitiendo desplazar el petróleo hacia los pozos productores.
Corrosividad	No es corrosivo, por lo tanto, no se requieren grandes modificaciones en las instalaciones.
Formación	Se usa en formaciones que contengan areniscas o carbonatos con pocas fracturas y altas permeabilidades.
Presión	Yacimientos con presiones altas.
Temperatura	Yacimientos con temperaturas altas.

Nota: Se muestran las características deseables para el uso de Nitrógeno en pozos. Fuente: (Andrade & Cruz, 2015).

3.2.3. Pureza del Nitrógeno

En consideración a que el nitrógeno a utilizar puede encontrarse en estado gaseoso o líquido para operaciones offshore y onshore; las aplicaciones del gas se enfocan a desplazar sistemas de tratamiento nitrificado, espumado y atomizado, con el fin de reducir la presión hidrostática creada por la columna de fluidos y energizar el pozo. Dicha técnica requiere que el nitrógeno que se va a utilizar para iniciar la producción en un pozo tenga unas condiciones de pureza, lo cual es respaldó de la eficiencia del método de recobro (Dynadrill, 2022).

Para obtener el nitrógeno y minimizar los costos de producción, se estima utilizando el método de Peter & Timmerhaus, el cual considera los costes referentes a las materias primas, los servicios y la mano de obra. De tal forma, el coste de la materia prima es nulo,

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

dado que se obtiene el aire aspirado proveniente de la atmósfera, respecto a los servicios se trata en este caso de la electricidad necesaria para que los compresores generen la potencia total de 360 kW para comprimir un caudal de aire de 3.695,42 Nm³ por hora y el agua que se necesita para enfriar los intercambiadores de calor. Por último, respecto a la mano de obra se requieren dos operarios para realizar las operaciones técnicas de obtención de nitrógeno, con lo cual aplicando el método se obtiene un costo total de producción de U\$ 0.203 / Nm³ (Expósito, 2021). Pese a la existencia de varios mecanismos de obtención del nitrógeno el nivel de pureza de este incide en los costos, siendo un nitrógeno más puro más costoso de obtener.

Tabla 9. Aplicaciones del Nitrógeno según porcentaje de pureza

Aplicaciones	Grado de pureza del N ₂
Procesamiento de alimentos -Almacenamiento de vinos -Dispensador de cerveza -Almacenamiento de aceite -Almacenamiento de frutas	99,0 % a 99.9 %
Prevención de incendios	95%
Prevención de explosivos	95% a 98%
Recubrimientos de químicos	95% a 99,9%
Pruebas de presión	95%
Modelos por inyección	99% a 99,5%
Soldadura electrónica	99,5% a 99,995%
Cortadura por láser	99,95% a 99,995%
Industria farmacéutica	99,95% a 99,999%

Nota: Se muestran en la Tabla los diferentes usos del Nitrógeno, especificándose su grado de pureza. Para el caso de los modelos de inyección se especifica una pureza del 95% al 99%. Fuente:

<https://www.omega-air.es/noticias/noticias/aplicaciones-del-nitrogeno>

La inyección de nitrógeno pese a ser un método económico requiere ser muy preciso, dentro de los factores que se deben tener en cuenta al momento de evaluar su uso es la obtención de nitrógeno con altos niveles de pureza que oscilan entre el 95 y el 97%. Por otro lado, debido a que el nitrógeno actúa como un agente de protección ante la posible reacción del oxígeno que pueda estar presente en el medio se debe asegurar menos de 10 ppm de oxígeno y un máximo total de 0.5% de otros contaminantes, donde el oxígeno podría ocasionar un efecto corrosivo o al interactuar con las demás impurezas crear residuos sólidos que se depositan en yacimiento y provocan el taponamiento del mismo (Durán & Franco, 2017).

3.2.4. Comportamiento de la fase nitrógeno-petróleo del reservorio

Debe considerarse que el nitrógeno es un gas inerte que de forma natural se presenta en el aire, siendo la composición natural del aire a condiciones normales (1 atm. de presión y 25 °C) es: Nitrógeno 78% Oxígeno 21% Argón 1%. El Nitrógeno, por tanto, se ha de presentar en forma de una molécula de N_2 , comportándose como un gas noble (incapaz de reaccionar con otros elementos, salvo en condiciones donde se apliquen altas presiones y altas temperaturas) (Flórez, 2019). Para el comportamiento de fase de un reservorio de petróleo las características tienen cambios significativos cuando este entra en contacto con el nitrógeno.

3.2.5. Efectos del Nitrógeno en las propiedades físicas de los fluidos del reservorio

Cuando los fluidos del reservorio entran en contacto con el nitrógeno, tiene cambios notorios, estos cambios afectan a las propiedades como: el factor volumétrico de formación,

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

GOR, la densidad, viscosidad y gravedad del gas en solución. Las propiedades que decrecen al entrar en contacto con el nitrógeno son el factor volumétrico de formación y el GOR y las que se incrementan son la densidad y la viscosidad del petróleo.

3.2.6. Efectos del Nitrógeno en el OPEX y el CAPEX

En consideración a que el acrónimo CAPEX, es derivado de “Gastos de Capital” y, está referido a todos los gastos e inversiones asociados con bienes físicos, para el montaje de una planta de nitrógeno para el proceso de inyección, determina de hecho un incremento considerable en los costos de inversión, en términos económicos una planta tipo para esta operación puede estar en el rango de U\$ 100.000.

Respecto al OPEX (Gasto Operativo), al estar relacionado con las operaciones y servicios, el incremento en los costos totales para una planta de nitrógeno utilizada en la industria petrolera para inyección de nitrógeno no es tan significativa como el CAPEX con un incremento estimado del 10% en los costos totales, pero que en relación costo/beneficio es ampliamente positiva (Juez & Ruiz, 2021)

3.2.7. Planta Productora de Nitrógeno

Cuando se realiza una inyección de nitrógeno en yacimientos, es necesario producirlo en forma económica. Para esta producción se utilizan 2 plantas de separación de gases de aire las cuales pueden ser de 2 tipos: Plantas criogénicas y planta Onsite de separación por presión (PSA), cuyo uso va a depender del volumen y caudal de nitrógeno que se deba inyectar.

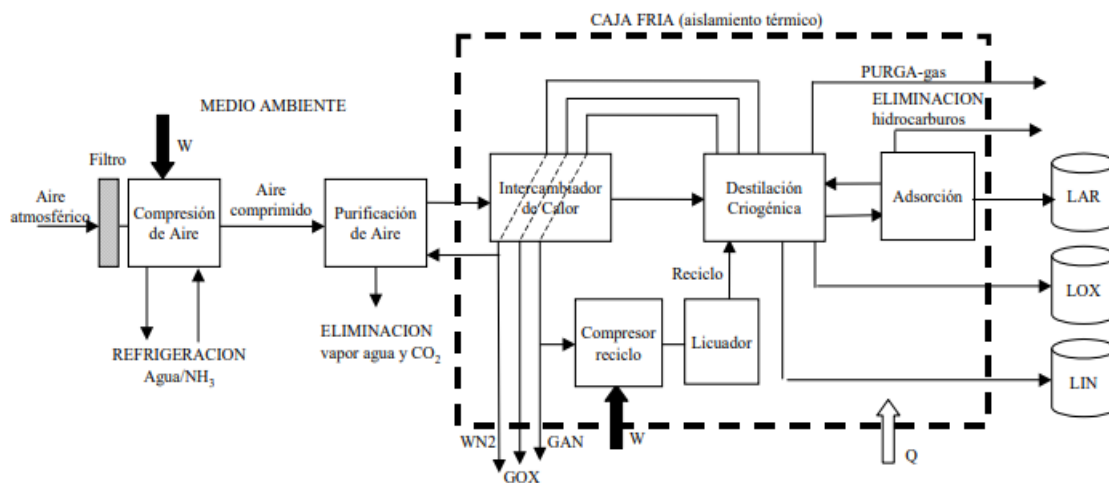
3.2.7.1. Planta de separación criogénica de gases del aire

Las plantas de separación criogénica del aire (ver Fig. 11) constituyen un tipo especial

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

de plantas químicas, basadas en procesos de licuefacción y destilación del aire. La destilación criogénica se utiliza principalmente para la obtención de nitrógeno, oxígeno y argón en cantidades elevadas (>100 Tm/día), ya sea como producto líquido o gaseoso, o bien cuando se requiere una alta pureza de oxígeno (>95%) o producir argón (Vila, Serrano, & Sánchez, 2019)

Figura 11. Planta de separación criogénica del aire



Nota: La Figura muestra el diseño de la planta de separación criogénica de gases del aire para su uso en la industria petroquímica. Fuente: (Vila, Serrano, & Sánchez, 2019).

El aire luego de ser comprimido es tratado en una planta que trabaja a temperaturas extremas por medio de intercambiadores de calor, puesto que se requiere alcanzar el punto de ebullición de este el cual es aproximadamente -182°C con el fin de tener licuefacción parcial de este, permitiendo el cambio de la fase gaseosa a líquida y por último las columnas de destilación permiten obtener los elementos deseados.

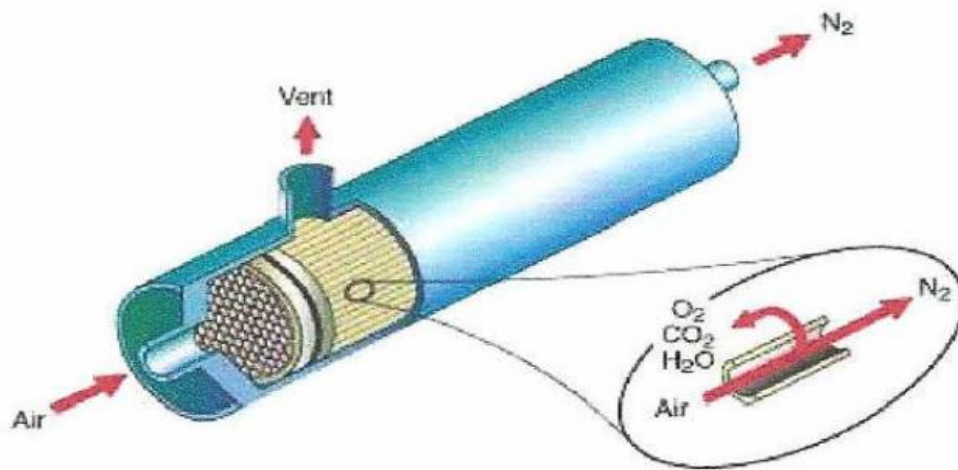
3.2.7.2. Planta de separación por membranas

Este proceso no requiere de extremas temperaturas para su funcionamiento, ya que se usan membranas selectivas especiales para filtrar los componentes que se encuentran en el

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

aire, para esto se requiere aire comprimido y seco que fluirá a través de la estructura que contiene pequeñas fibras que permiten remover selectivamente el oxígeno, vapor de agua y el dióxido de carbono, bajo el proceso conocido como permeación para el cual se difieren y separan los componentes dependiendo de la velocidad de penetración de esto, como resultado se obtiene una corriente de nitrógeno puro de forma inmediata.

Figura 12. Planta de separación por membranas



Nota: La Figura muestra un esquema simplificado del proceso de separación por membranas para una planta de Nitrógeno. Fuente: (Yenque, 2009)

3.2.8. Ventajas

El uso del nitrógeno en la industria ha representado múltiples ventajas en su aplicación, y ha logrado posicionarse en diversos procesos relacionados como lo es el cañoneo, mantenimiento y abandono de pozos. Como se mencionó anteriormente su principal ventaja radica en la economía de su aplicación debido a las facilidades que brinda su uso. Desde la obtención del nitrógeno, se aplican procesos que gracias a la evolución tecnológica han permitido que en su proceso se obtengan grandes volúmenes requeridos para su inyección.

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

Como se expuso anteriormente el nitrógeno es un gas inerte que incluso ha demostrado que los aceros inoxidable de alto contenido de nitrógeno presentan mejor resistencia al desgaste y a la corrosión que aceros equivalentes libres de nitrógeno, lo que hace de estos materiales una alternativa interesante para ser usados en sistemas que sufren acciones combinadas de estos fenómenos, como bombas centrífugas y líneas de transporte de lodos (Mesa, López, & Tschiptschin, 2016)

Por tanto, incluso su inyección no influye en la disponibilidad de equipos tanto en yacimiento o en superficie especiales para su aplicación y lo cual incide positivamente en el balance económico final. Los generadores de nitrógeno eliminan los problemas de logística y abastecimiento de nitrógeno líquido, mientras proporcionan nitrógeno a menor costo que remolcar una unidad de nitrógeno líquido (Energy, 2022). Además, cuando existen generadores de nitrógeno en plantas móviles se puede asegurar su traslado cercano a pozo para evitar costos de transporte y aplicación en pozo.

3.2.9. Desventajas

Debe asegurarse el suministro continuo de energía eléctrica en plantas de obtención de nitrógeno, lo cual presenta un aumento en el consumo de energía y en los costos asociados, por otro lado, también se debe contar con un espacio apto para que estas plantas puedan operar. Pese a que se ha relacionado el nitrógeno como un gas inerte, a condiciones muy altas de presión y temperatura el nitrógeno puede reaccionar con otros elementos y formar compuestos conocidos como NO y el NO_2 .

Sin embargo, precisamente una de las limitantes de su aplicación es la preferencia a yacimientos de temperaturas y presiones muy altas y su estudio depende de condiciones

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

alternas que aseguren una correcta inyección. Debido a que es uno de los métodos de recuperación más recientes, su aplicación ha sido exitosa principalmente en campos de crudos livianos en su mayoría.

3.2.10. Costos

Cuando se requiere hacer un análisis de equilibrio financiero evaluando los costos que se deben asumir al momento de realizar la inyección de nitrógeno se deben tener en cuenta tanto los precios de venta del petróleo como los costos variables de producción.

Un ejemplo claro del análisis financiero fue realizado por (Andrade & Cruz, 2015) quienes determinaron según el tipo de pozo y los días de inyección los costos relacionados como días trabajados, producción, y los correspondientes a los costos de servicio integral de la inyección del nitrógeno, teniendo en cuenta la unidad generadora y compresora tanto propia como rentada y encontrado un margen operativo entre el 51.7% y el 73,4%.

3.3. Metodología de Screening para selección de yacimientos potenciales

En este punto, en el contexto de los yacimientos que se encuentran en el territorio colombiano se puede plantear una metodología de screening, donde sea factible aplicar inyección de nitrógeno como método de recobro mejorado. Para este ítem es necesario considerar los parámetros técnicos teóricos base y las características de los pozos colombianos, en consecuencia, se proponen las siguientes fases:

3.3.1. Recopilación de la Información

Dado que la metodología pretende investigar los efectos de la inyección de nitrógeno que permita el desplazamiento del petróleo; en una primera instancia es importante

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

desarrollar un estudio previo de las causas por las cuales ha disminuido la producción en los campos estudiados, esto con el fin de recopilar información suficiente para la solución deseada, seleccionado el tipo de enfoque óptimo asociado a los métodos EOR. Esto comprende las siguientes etapas:

3.3.1.1. Descripción y antecedentes de los campos

Se requiere levantar la siguiente información:

Tabla 10. Recopilación de información primaria de los campos

Parámetros/Información	Descripción
<i>Localización</i>	
<i>Cuenca</i>	
<i>Reservas Estimadas</i>	
<i>Espesores Totales</i>	
<i>Espesores Netos</i>	

Nota: Diseño propio de los autores para recopilar información principal de los yacimientos para aplicar inyección de nitrógeno como método de recobro mejorado

3.3.1.2. Características del yacimiento

Tabla 11. Información sobre las características del yacimiento

Parámetros/Información	Descripción
<i>Estratigrafía</i>	Edad: Formaciones de Interés: Espesor (pies) Litología:
<i>Información Petrofísica</i>	Volumen de arcilla: Porosidad efectiva: saturación de agua irreducible: Saturación residual de petróleo:

Nota: Diseño propio de los autores para recopilar información sobre las características del yacimiento para aplicar inyección de nitrógeno como método de recobro mejorado. Parámetros técnicos según

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

estudios base de (Cuadros, y otros, 2018).

3.3.1.3. *Propiedades PVT*

Con el fin de caracterizar el fluido del yacimiento, la información PVT proporciona las propiedades más importantes, debido a que definen su comportamiento dentro medio poroso. Como parte fundamental del análisis del comportamiento de yacimientos, diseño de equipos y cálculo de reservas, deben considerarse conjuntamente mediante pruebas de laboratorio las propiedades físicas de los fluidos.

Tabla 12. Propiedades PVT

Parámetro	Temperatura	Pb	Rs @ pB	Bo @ Pb	μ_o @Pb
<i>Valor</i>					
<i>Unidad</i>	° F	Psi	PCN/BY	BN/BY	cp

Nota: Diseño propio de los autores para recopilar información sobre las propiedades PVT del yacimiento para aplicar inyección de nitrógeno, con base en estudios de (Bernal, 2014).

3.3.2. Selección del Enfoque

Heucke (2015) determinó algunos criterios que deben considerarse para poder determinar el potencial de la inyección de nitrógeno en procesos de recuperación mejorada, considerando algunos parámetros de selección los cuales definirán el tipo de proceso a desarrollar y el comportamiento del yacimiento.

3.3.2.1. *Criterios de Selección*

Los criterios de selección fueron expuestos en la Tabla No.1 de este informe, considerando las siguientes variables: Grados API Presión (psi) – Profundidad (ft)- Viscosidad (cp), considerando N2 Miscible y N2 Inmiscible.

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

3.3.2.2. Resultados y Análisis de Selección

Se propone una tabla para estimar el método a seleccionar según la Tabla 13.

Tabla 13. Tabla de selección para determinar el proceso de inyección de Nitrógeno

Campo			Método EOR	
Nombre	Parámetro	Valor	N ₂ Miscible	N ₂ Inmiscible
	°API			
	Presión (psi)			
	Profundidad (ft)			
	Viscosidad (cp)			

Nota: Diseño propio de los autores para determinar el proceso de inyección de Nitrógeno según screening realizado para yacimientos donde es factible aplicar métodos de recobro mejorado. Basado en estudios de (Clancy, Gilchrid, Cheng, & Bywater, 2015).

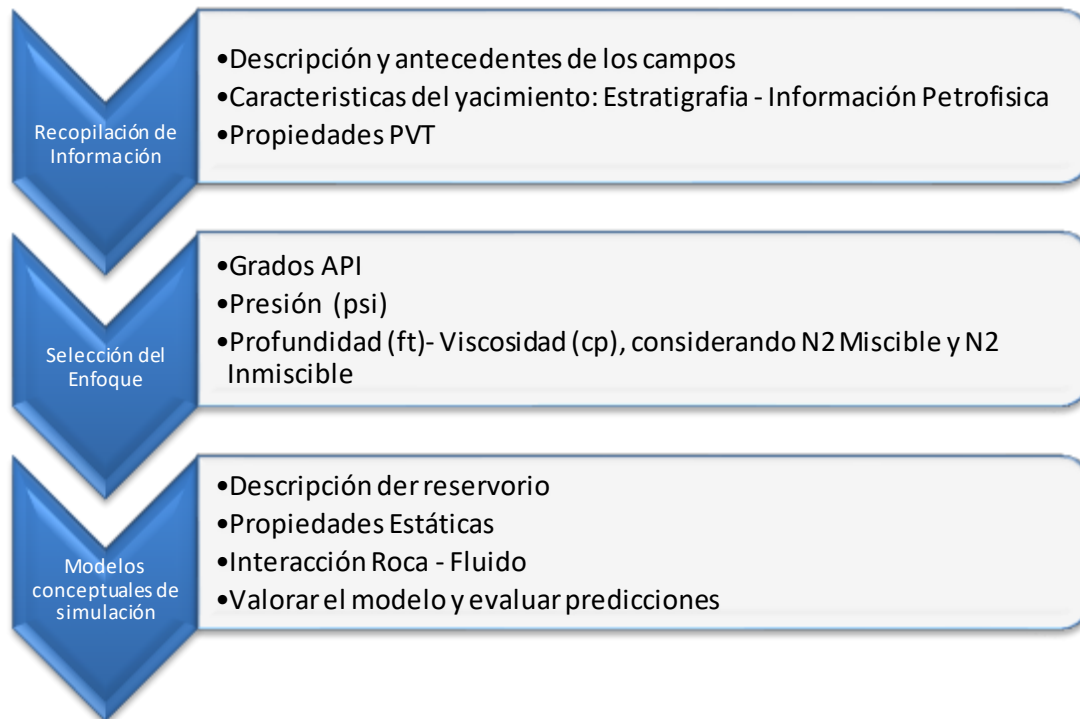
3.3.3. Desarrollo de modelos conceptuales de simulación

Como complemento al screening, una vez se ha seleccionado el método, se procede a la simulación a través de un software. Uno de los más comunes y ampliamente usado en la industria petroquímica es el STARS, que pertenece al grupo CMG (Computer modelling Group), el cual es ideal para simular procesos especiales, como lo es el comportamiento de yacimientos sometidos a recuperación mejorada de petróleo como la inyección de nitrógeno, inyección de vapor, inyección de polímeros, etc. (Cipagauta & Gómez, 2019).

Para la utilización adecuada de este recurso, se debe recolectar la información suficiente de acuerdo con lo descrito anteriormente en la metodología, lo cual permite desarrollar un adecuado modelo de simulación (anexo A). La Metodología de Screening para selección de yacimientos potenciales puede resumirse en la Figura 13.

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

Figura 13. Metodología de screening para selección de métodos de recobro con inyección de Nitrógeno

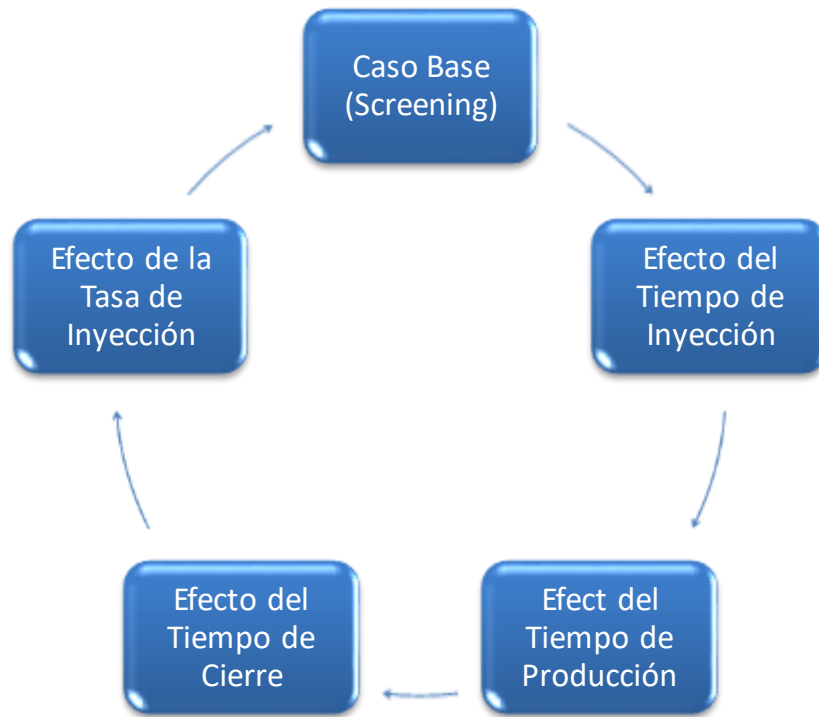


Nota: Diseño propio de los autores para proponer una metodología de screening para un proceso de inyección de Nitrógeno.

Ahora bien, tal como se enunció en el numeral 4.3.3 luego que el modelo conceptual se desarrolla y valida, se realizan una serie de predicciones considerando el efecto que ejercen aspectos operacionales como el tiempo de inyección, tiempo de remojo, tiempo de producción y tasa de inyección, para de esta manera poder seleccionar el esquema de explotación óptimo y consecuentemente un análisis financiero para determinar la viabilidad económica el proyecto.

Siendo así, la metodología para evaluar las predicciones puede resumirse en la Figura 14.

Figura 14. Metodología para evaluar predicciones



Nota: Diseño propio de los autores para proponer una metodología que permita evaluar las predicciones en un simulador para procesos de inyección de Nitrógeno .

3.4. Yacimientos colombianos candidatos a la inyección de nitrógeno utilizando metodología de Screening

En el presente ítem se procede a consultar la información disponible de la caracterización de los yacimientos colombianos que eventualmente pueden ser candidatos a la inyección de nitrógeno como método de recobro mejorado utilizando la metodología screening. En este sentido es importante en consecuencia con los parámetros establecidos por la Tabla 1, considerar los parámetros de ° API, Presión (psi), Profundidad (ft) y Viscosidad (cp), lo cual permitirá definir el método EOR pertinente a cada uno de los yacimientos propuestos. Se retoman en consecuencia los criterios expuestos en la Tabla 7 de este

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

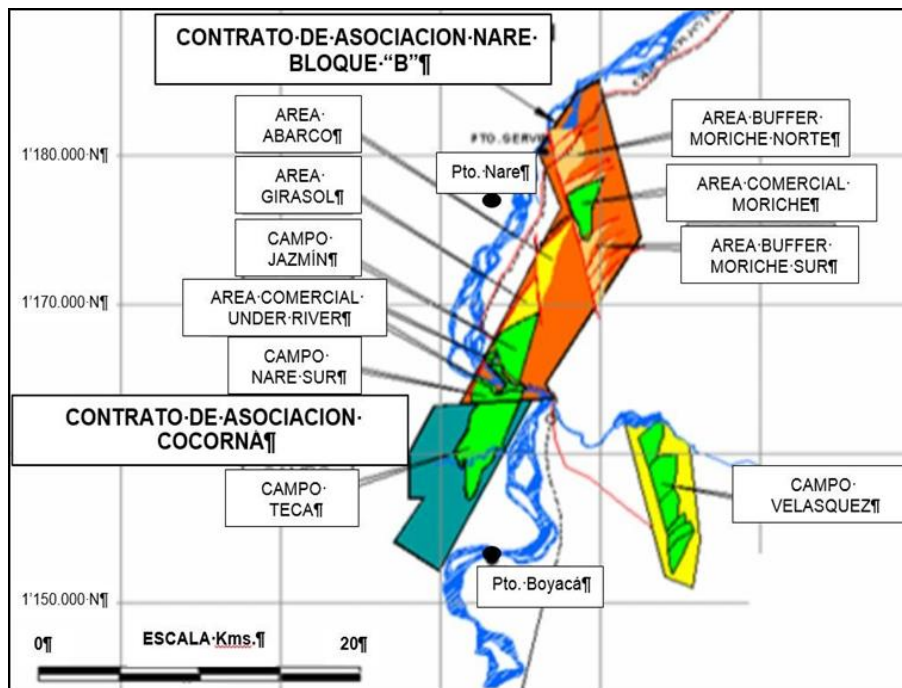
documento.

De acuerdo con lo anterior se enuncian los yacimientos candidatos a los métodos EOR con N2 Miscible o N2 Inmiscible; esgrimiendo sus características principales y especificando su ubicación geográfica.

3.4.1. Campos Jazmín y Girasol

Pertenecientes a la cuenca del Valle Medio del Magdalena, municipio de Puerto Boyacá, departamento del mismo nombre, forman parte del Contrato de Asociación Nare integrando el bloque B (Ver Figura 20), con unas reservas aproximadamente 464 MMBbl de petróleo, de los cuales 92.8 MMBbl son recuperables (FUNANMBIENTE, 2015). Los Campos en mención iniciaron su producción a mediados del 2002.

Figura 15. Campos Girasol y Jazmín



Nota: La Figura muestra plano de los pozos Jazmín y Girasol, Bloque B como parte del Contrato de Asociación Nare. Fuente: Funanbiente (2015).

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

Tabla 14. Tabla de selección para determinar viabilidad EOR con Nitrógeno

Campo	Parámetro	Valor	Método EOR	
			N2 Miscible	N2 Inmiscible
Campo Girasol	°API	11		X
	Presión (psi)	650		X
	Profundidad (ft)	1400		X
	Viscosidad (cp)	300-500		X
Campo Jazmín	°API	13		X
	Presión (psi)	870		X
	Profundidad (ft)	1600		X
	Viscosidad (cp)	200-450		X

Nota: La Figura muestra los criterios de selección para el método EOR. Diseño propio de los autores con base a literatura disponible.

El yacimiento presenta espesores netos promedio de 40 pies y totales de entre 150 pies a 200 pies, sus arenas productoras se encuentran separadas por arcillolitas delgadas en promedio de 3 a 5 pies y los supra yacentes cuentan con alta saturación de agua. Una gran mayoría de los pozos del campo se completaron en hueco abierto con liner ranurado empaquetado con grava y algunos con mallas para el control de arena

Los pozos de estos campos son relativamente económicos de perforar, generando alrededor de 40 b/d con producción primaria en frío y se estima en 100 b/d después de la inyección de vapor. Como puede apreciarse en la Figura anterior, de acuerdo con los parámetros técnicos, el Campo Girasol puede utilizar la inyección de Nitrógeno como método de recobro mejorado, igual caso para el Campo Jazmín, con base en los parámetros °API, Presión (psi), Profundidad (ft) y Viscosidad (cp) se encuentran en los rangos de referencia para ser candidatos potenciales al método EOR con Nitrógeno inmiscible.

3.4.2. Campos del Grupo Chuspas

Corresponde a un campo petrolero de crudo pesado ubicado en la cuenca del Valle

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

Medio del Magdalena en Colombia; dicho yacimiento limita por el sur con otro campo petrolero y por el norte con dos fallas geológicas. El campo se desarrolló por parques de pozos en dos etapas: una comercial con 609 acres y otra o área norte con 286 acres, la cual se desarrolló posteriormente. Los criterios de selección del campo se determinan de acuerdo con la siguiente Tabla

Tabla 15. Criterios de selección Campos Grupo Chuspas

Campo	Parámetro	Valor	Método EOR	
			N2 Miscible	N2 Inmiscible
Campo Chuspas	°API	11.5		X
	Presión (psi)	660		X
	Profundidad (ft)	1200 a 1.700		X
	Viscosidad (cp.)	400-600		X

Nota: La Figura muestra los criterios de selección para el método EOR. Diseño propio de los autores con base a literatura disponible Funambiente (2020).

La parte superior del Grupo Chuspas, contiene en su área superior la formación Colorado, la cual consta predominantemente de arcillas de color moteado de rojo, púrpura y gris claro, con intercalaciones de areniscas en bancos de espesor variable con estratificación cruzada (Alcaldía de Barrancabermeja, 2018) y además se destacan algunas propiedades petrofísicas como son: Porosidad (\emptyset) 24-30%, Permeabilidad (k) 200-2,000 mD, Saturación de agua (S_w) 34-40%, Espesor neto (h) 85-170 pies (TVD) y profundidad de la formación 1,200-1,700 pies (TVD) (Escobar, 2021).

De acuerdo a la información técnica del campo, respecto a los parámetros expuestos se puede concluir que los campos del Grupo Chuspas son candidatos a inyección con Nitrógeno como método EOR.

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

3.4.3. Campos Rubiales y Campo Castilla

En los últimos veinte años, las investigaciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos han evaluado el potencial exploratorio asociado a los crudos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales (Torres, 2020), el cual determinó 40 oportunidades exploratorias con un tamaño de campo correspondiente al percentil 50 (P50) de 914 millones de barriles de petróleo original en sitio. Las características para los campos se describen en la siguiente Tabla.

Tabla 16. Criterios de selección Campos Castilla y Rubiales

Campo	Parámetro	Valor	Método EOR	
			N2 Miscible	N2 Inmiscible
Campo Rubiales	°API	12.9	X	
	Presión (psi)	3200	X	
	Profundidad (ft)	2400 - 2900	X	
	Viscosidad (cp)	310-370	X	
Campo Castilla	°API	12.5	X	
	Presión (psi)	3300	X	
	Profundidad (ft)	2400 - 2900	X	
	Viscosidad (cp)	140-150	X	

Nota: La Figura muestra los criterios de selección para el método EOR. Diseño propio de los autores con base a literatura disponible (Torres, 2020).

El Campo Rubiales, dada su ubicación, las condiciones meteorológicas y la complejidad de su geología hacen que sea un campo difícil pero gráficamente apto para producir con métodos de recobro. El yacimiento está constituido por areniscas de la formación carbonera de edad Eoceno Tardío-Oligoceno Temprano (Arenas Basales) depositadas en un ambiente predominantemente fluvial (Naranjo, Vega, Barragán, & Becerra, 2018).

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

El Campo Castilla por su parte, posee un espesor petrolífero original de 25 a 45 pies, un índice de productividad de 0.1 a 2 bopd/psi, una porosidad del 19%, una permeabilidad de 1.180 md, gravedad API de 12.5°, una temperatura del yacimiento de 198 °F y una presión promedio de 3.300 psi (Díaz, Velandia, Pedraza, & Martínez, El Campo Castilla, 2018). De acuerdo con los parámetros expuestos en la Tabla 16 para los campos Castilla y Rubiales, estos son candidatos para Inyección con Nitrógeno Miscible como método de recobro mejorado.

3.4.4. Campo Yarigui- Cantagallo

El campo en mención tiene un área aproximada de 8 km², contando con un mecanismo de empuje por gas en solución, cuya producción procede de las formaciones Lizama y La Paz. Cuenta con 93 pozos perforados, 2 de los cuales fueron abandonados. Son crudos pesados de alta calidad (Sánchez, 2018).

Tabla 17. Caracterización pozos Yarigui y Cantagallo

Campo	Parámetro	Valor	N2 Miscible	N2 Inmiscible
Campo Yarigui	°API	19		X
	Presión (psi)	520		X
	Profundidad (ft)	1700		X
	Viscosidad (cp)	420		X
Campo Cantagallo	°API	21		X
	Presión (psi)	530		X
	Profundidad (ft)	1750		X
	Viscosidad (cp)	420		X

Nota: La Figura muestra los criterios de selección para el método EOR para los campos Yarigui y Cantagallo. Diseño propio de los autores con base a literatura disponible (Sánchez, 2018).

Los pozos en mención, en su etapa inicial produjeron por flujo natural en un corto periodo, debido a la baja relación gas-aceite original y por el escaso empuje hidráulico, por

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

lo cual fue necesario producir los yacimientos por sistemas artificiales tales como gas lift, bombeo mecánico, bombeo hidráulico y actualmente existen 4 pozos con sistema de bombeo electro sumergible (Palacios & Acosta, 2015).

Igualmente, respecto a las propiedades petrofísicas y de fluidos se pueden mencionar una estructura monoclinical con buzamiento hacia el S.E, Tipo de trampa estructural, litología de areniscas, espesor total máximo de 2000 ft, espesor neto de 300 ft, porosidad entre 17 al 32%, permeabilidad de 3 md a 674 md, gravedad especifica 0.931, temperatura del yacimiento 139 °F (Ocampo, 2017). La Tabla 17 evidencia de acuerdo a los parámetros técnicos de los pozos Yarigui y Cantagallo, que efectivamente estos son candidatos a inyección de Nitrógeno inmisible, dados los valores auscultados para °API - Presión (psi) - Profundidad (ft) y Viscosidad (cp).

3.4.5. Campo Casabe

Cuenta con 1043 pozos (10 secos), se ubica al margen izquierdo del rio Magdalena, cuya producción corresponde a las formaciones Toro, Colorado, La Paz y Mugrosa. Se considera como un yacimiento volumétrico cuyo mecanismo principal de producción de expansión del gas en solución (Sánchez, 2018). Las principales características para determinar el método de recobro se muestran en la Tabla 18.

Tabla 18. Caracterización Campo Casabe

Campo	Parámetro	Valor	N2 Miscible	N2 Inmisible
Campo Casabe	°API	21.66		X
	Presión (psi)	510		X
	Profundidad (ft)	1800		X
	Viscosidad (cp)	400		X

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

Nota: La Figura muestra los criterios de selección para el método EOR del campo Casabe. Diseño propio de los autores con base a literatura disponible (Sánchez, 2018).

La formación característica del Campo Casabe es una estructura anticlinal asimétrica con moderado buzamiento orientado hacia el este, afectado por fallas transpresionales que incluyen secuencias sedimentarias del Paleógeno y el Cretáceo, lo que ocasionó fallas inversas y normales, que llevan a definir en el campo un total de ocho bloques operativos. Como características relevantes, es posible resaltar las desfavorables relaciones de movilidad, la limitada continuidad areal de los yacimientos y la alta heterogeneidad de yacimientos no consolidados producidos en conjunto (Navas, y otros, 2020).

Debido a la longevidad del campo, hasta el año 2021, la producción se realizaba mediante recuperación secundaria, debido a que el yacimiento ha perdido las condiciones de presión inicial, lo cual amerita que se utilicen métodos de recobro mejorado dentro del cual es posible la inyección de nitrógeno inmiscible (Rodríguez, 2021). El petróleo en la cuenca donde está ubicado el Campo Casabe, proviene principalmente de las Shales y Calizas de las formaciones Tablazo-Simiti (200 m. de espesor) y la Luna 300m de espesor local aproximado), encontrándose estas en una ventana de generación de gas al sur y de aceite norte de la cuenca, con un TOC entre el uno y el seis por ciento, el tipo de kerógeno predominante en la roca es de tipo II.

Los reservorios en su mayoría pertenecen a areniscas de origen continental correspondientes al periodo entre el Paleoceno y el Mioceno (Moreno & Vargas, 2019). Dados los parámetros del Campo casabe, se puede evidenciar que el método de inyección de Nitrógeno inmiscible es pertinente para este yacimiento, lo cual es concordante con lo estimado en los valores de referencia para selección de EOR.

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

3.4.6. Campo Chichimene

Este campo se ubica en la jurisdicción del municipio de Acacías, Meta. Pertenece a la cuenca de los llanos Orientales, descubierto en el año de 1969 por la compañía Chevron, iniciando su producción mediante el Contrato Cubarral que culminó en el mes de enero del año 2000, fecha en la cual Ecopetrol asumió por contrato su explotación, implementando importantes acciones de trabajos en los pozos existentes y perforando otros nuevos, manteniendo e incluso aumentando su producción (ANH, 2018).

A fin de determinar si el campo es candidato a la inyección de nitrógeno como método de recobro mejorado se analizan los parámetros técnicos disponibles en la literatura para estimar según su valor si se utiliza N₂ miscible o inmisible

Tabla 19. Caracterización campo Chichimene

Campo	Parámetro	Valor	N2 Miscible	N2 Inmiscible
Campo Chichimene	°API	10 – 12.2		X
	Presión (psi)	850		X
	Profundidad (ft)	1750		X
	Viscosidad (cp)	520		X

Nota: La Figura muestra los criterios de selección para el método EOR del campo Chichimene, Diseño propio de los autores con base a literatura disponible (Sánchez, 2018).

El campo Chichimene posee dos troncales las cuales transportan tipo de fluido diferente, la troncal T2 transporta crudo extrapesado con gravedades API entre 10-12.2 del cual se realiza el análisis dada la caracterización de la Tabla 19 y la troncal K1-K2 transporta crudo pesado con gravedades API entre 18-24. En la actualidad el campo tiene 153 pozos perforados, de los cuales 20 producen crudo de 17,9 °API de las unidades K1-K2 y 117 pozos

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

de 12,2 °API producen de la unidad T2. En este momento se encuentran 16 pozos inactivos en la formación San Fernando (Olarte , 2016)

Con respecto a las propiedades petrofísicas de la arena, se encuentra compuesta por sedimentos tipo braided con cambios de éstos hacia el tope y base con influencia marina, mientras que los de carácter fluvial están comprendidos por tipos de rocas de mayor importancia, incrementándose los sedimentos de lago en la zona de la subunidad t2-50, cuya característica es una discontinuidad entre las capas de shale que generan cambios de comunicación vertical. Respecto a la porosidad, esta es de naturaleza primaria y en menor cantidad secundaria, existiendo microporosidad asociada a descomposición de algunos fragmentos de origen lítico y caolinita (López & Uricoechea, 2019). Se observa que, dados los parámetros del campo en mención, este es candidato a inyección con Nitrógeno inmisible.

4. Conclusiones

El screening, se ha consolidado en la industria petrolera mundial como una etapa sensible para la planificación de proyectos de recobro mejorado (EOR), esencialmente como un proceso sistemático para seleccionar la tecnología óptima y adecuada que permita un incremento en el factor de recobro y por tanto de la producción del yacimiento. De acuerdo con los objetivos planteados en el estudio se pudo concluir lo siguiente:

La Inyección de Nitrógeno como método de recobro mejorado en yacimientos de crudo pesado tiene como objetivo principal recuperar los hidrocarburos que aún se encuentran atrapados en el subsuelo, convirtiéndose de tal manera en una técnica vanguardista en los últimos años, para tal fin debe considerarse algunas variables como costo del gas, disponibilidad en el campo, condiciones del reservorio y requerimientos de medios ambientales.

Aunque es necesario afirmar que ante los diferentes mecanismos de recuperación (EOR), nunca es posible lograr la extracción completa (al 100%) del petróleo que se encuentra *In Situ* en un yacimiento, por lo cual estudios globales han demostrado que el factor de recobro a nivel mundial es del 15% al 50%, sin embargo, con la aplicación de tecnologías de punta puede lograrse un factor hasta del 65%, empleando métodos de “recobro mejorado” que permitan aumentar la eficiencia en la extracción posible de petróleo en yacimientos sin presión natural o que llevan varios años de producción

Respecto a los parámetros técnicos de yacimientos que han aumentado la producción con inyección de nitrógeno, vale la pena mencionar que la inyección de nitrógeno en frío es una metodología que consiste en inyectar este gas por el tubing o por el anular del pozo,

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

después de haber suspendido la producción de este, ideal para pozos que después de haber recibido una gran cantidad de ciclos de inyección de vapor, han disminuido su capacidad de respuesta a la estimulación térmica o que, por su ubicación geográfica, no pueden acceder a un generador de vapor cerca, ni disponen de las materias primas para generar vapor como son el agua o el combustible. Es así como el tipo de desplazamiento dependerá de factores diversos tales como la presión y temperatura del reservorio, las características del fluido y las facilidades de superficie tenidas en cuenta para el proceso, por lo cual a fin de un estudio detallado es posible seleccionar la técnica adecuada para desarrollar un plan de inyección

Respecto a la Metodología de Screening para selección de yacimientos potenciales, es importante considerar que ésta pretende investigar los efectos de la inyección de nitrógeno que permita el desplazamiento del petróleo; entonces se sugieren una serie de etapas tales como: Recopilación de información primaria de los campos con datos acerca de localización, cuenca a la cual pertenece, reservas estimadas, espesores totales y espesores netos. Posteriormente se deben registrar algunas características del yacimiento tales como Estratigrafía que incluye edad, formaciones de Interés, espesor (pies) y litología.

Por último, para el screening se recopilan datos sobre propiedades PVT, las cuales definen su comportamiento dentro medio poroso. Como parte fundamental del análisis del comportamiento de yacimientos, diseño de equipos y cálculo de reservas, deben considerarse conjuntamente mediante pruebas de laboratorio las propiedades físicas de los fluidos. Ahora bien, para seleccionar el enfoque requiere definir con precisión los criterios de selección, que consideran las variables: Grados API, Presión (psi), profundidad (ft)- Viscosidad (cp.), considerando N2 Miscible y N2 Inmiscible con base en la cual se seleccionan los yacimientos colombianos candidatos a la inyección de nitrógeno utilizando metodología de

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

Screening entre los que se destacan:

Los campos Jazmín y Girasol que pertenecen a la cuenca del Valle Medio del Magdalena, municipio de Puerto Boyacá, Boyacá e integran el Contrato de Asociación Nare integrando el bloque B, los Campos Rubiales y Campo Castilla, ubicados en la cuenca de los Llanos Orientales donde se estimaron 40 oportunidades exploratorias con un tamaño de campo correspondiente al percentil 50 (P50) de 914 millones de barriles de petróleo original en sitio, los campo Yarigui- Cantagallo con un área aproximada de 8 km², contando con un mecanismo de empuje por gas en solución, cuya producción procede de las formaciones Lizama y La Paz, con 93 pozos perforados.

Otros campos caracterizados candidatos para aplicar este método son el Campo Casabe, que cuenta con 1043 pozos, ubicado al margen izquierdo del río Magdalena, cuya producción corresponde a las formaciones Toro, Colorado, La Paz y Mugrosa, considerado como un yacimiento volumétrico cuyo mecanismo principal de producción de expansión del gas en solución y por último el Campo Chichimene, ubicado en la jurisdicción del municipio de Acacias, Meta, perteneciente a la cuenca de los Llanos Orientales, descubierto en el año de 1969 por la compañía Chevron y actualmente explotado por Ecopetrol como candidato a inyección de Nitrógeno como método de recobro mejorado.

5. Recomendaciones

Concluido el estudio el investigador se permite recomendar:

Respecto a las que se derivan de la realización del trabajo, los insumos de este estudio pueden tomarse como fuente de consulta para grupos disciplinares en la ingeniería de petróleos que asuman como tema los métodos EOR no solo para la orientación en investigación sino para desarrollos curriculares como tareas de pregrado. Se sugiere igualmente establecer espacios de socialización y discusión de los resultados y alcances de estos informes dentro de la dinámica de trabajo en grupo para los estudiantes que inician su carrera.

El estado del arte de la investigación evidencia un volumen importante de trabajos relacionados con la aplicación de las tecnologías para métodos EOR, sin embargo, en el panorama colombiano se identifican tangencialmente algunos intentos de universidades y el desarrollo propio de entidades como ECOPETROL para fundamentar la trazabilidad de la inyección de Nitrógeno.

Con respecto a la continuación de la investigación, se recomienda la realización de estudios que puedan realizar estudios comparativos entre diferentes métodos EOR, para lo cual la inyección de Nitrógeno pueda ser la base a partir de la cual se investiguen otros métodos y su incidencia real en la efectividad de recobro.

El incipiente hallazgo de casos que han optado para implementar la inyección de Nitrógeno denota la existencia de un fértil terreno que permitan explorar nuevas opciones de aplicación y desarrollo de estas tecnologías al contexto colombiano, apropiado para campos

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

tradicionales y longevos que han cumplido con los ciclos de recuperación primaria y secundaria.

Para futuros proyectos de investigación, se sugiere que las unidades establecidas en los parámetros de cada método se describan en los mismos términos que los del pozo, con el fin que el criterio de selección se use y apropie de la mejor manera posible y que esta data no proporcione un error de interpretación.

Por otra parte, dada la dificultad para encontrar todos los parámetros técnicos de los yacimientos sometidos a screening, es imprescindible que se cuente con la información necesaria como es el historial del pozo candidato para el análisis, de manera que podamos identificar la factibilidad del método que se aplicara en el pozo. También recomendar que futuros proyectos, incluyan en sus objetivos la evaluación del análisis de los costos de la implementación de cada método EOR, a fin de estimar su rentabilidad.

Por último, a los tutores en investigación estos insumos pueden además de nutrir el bagaje en el conocimiento científico, orientar a otros grupos que desarrollan su quehacer en investigación formativa.

Referencias

- Aguirre, M., & Hidalgo, A. (2017). *Estudio técnico economico en pozos con sistema de recobro* . México D.F.: UNAM .
- Ahn, J., & Yang, C. (2015). Determination of recovery factor for simulation of non-equilibrium sedimentation in reservoir. *Int. J. Sediment Res.*, vol. 30, no. 1, 68-73.
- Alcaldia de Barrancabermeja. (2018). *Estudios de caracterización geofísica*. Barrancabermeja: Ediciones Técnicas.
- Alcocer, T., & Menzie, J. (2017). Pruebas de laboratorio para determinar inyección de nitrógeno en pozos petroleros. *Rev. Ciencia y Tecnología Vol. 12 No. 7*, 115-124.
- Alvarado , J. (2020). *Caracterización Petrofísica de un Yacimiento*. México D.F.: Ed. Instituto Politécnico Nacional .
- ANH. (2018). *Historial del campo Chichimene y perspectivas de explotación*. Villavicencio: Ediciones de Ecxpetrol.
- Ardila, J., & López, S. (2017). *Evaluación técnico-financiera de la implementación del registro de producción IDAS (sensor de distribución acústica inteligente) en un pozo en el Campo Provincia*. Bogotá D.C.: Trabajo de Investigació, Facultad de Ingeniería de Petróleos, Universidad de América.
- Arenas, E. (2017). *Caracterización de crudos pesados*. Bogotá D.C.: Ed. Universidad Sergio Arboleda.
- Bernal, W. (2014). *Evaluación técnico-financiera del comportamiento del yacimiento frente a la calidad de vapor* . Bogotá D.C.: Repositorio Institucional Fundación Universidad de América.
- Bian, H., Tian, Z., Wu, Y., Pan, X., Tong, X., & Zhang, X. (2015). Characteristics and potential of reserve growth of the discovered giant oil fields in the Middle East. *Rev. Pet Explor. Vol. 41 No. 2*, 267-271.
- Bolaños, J., & Pinto, G. (2022). Desarrollo de software para la selección de métodos de recuperación mejorada de petróleo”. *Rev. Investigación y Desarrollo , Vol. 1 No. 4*,

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

115-124.

- Cavanagh, A., & Ringrose, P. (2015). "Improving Oil Recover and Enabling CCS: A Comparison of Offshore Gas-recycling in Europe to CCUS in North America. *Energy Procedia*, vol. 63, 79-84.
- Cipagauta, D., & Gómez, J. (2019). Evaluación técnico-financiera de la inyección alternada de nitrógeno con generación in situ como mecanismo de recuperación mejorada de petróleo en un pozo de los campos Jazmín Y Girasol. *Repositorio Institucional Universidad de América* , 120-145.
- Clancy, J., Gilchrid, R., Cheng, L., & Bywater, D. (2015). Analysis of Nitrogen Injetction projects to develop Screening Guides and Offshore Design Criteria. *JPT. Vol. 12 No. 5*, 127-147.
- Cuadros, J., Salamanca, A., Amado, N., Cuadros , G., Rojas, E., & Viramonte, J. (2018). "Horizontal Well Placement for Heavy Oil Production in Colombia". *Artículo SPE 157926-MS*, 46-52.
- Díaz, Y., Velandia, M., Pedraza , L., & Martínez, C. (2016). *Caracterización del campo Castilla*. Bucaramanga: Trabajo publicado en Repositorio Institucional UIS.
- Díaz, Y., Velandia, M., Pedraza, L., & Martínez, C. (2018). *El Campo Castilla*. Bucaramanga: Unidades Tecnológicas de Santander.
- Durán, P., & Franco, W. (2017). El Futuro del Nitógeno en la Industria . *Rev. Técnicas Vol. 4 No. 15*, 14-24.
- Dynadrill. (2022). *Empleo del petroleo en pozos petroleros* . Bogotá D.C.: Pub. Técnicas .
- Ecopetrol S.A. (2014). *El petróleo y su mundo*. Bogotá D.C.: Grupo OP Gráficas S.A.
- Energy. (2022). *Generadores de Nitógeno para la Industria Petrólera*. Bogotá D.C.: Pub. técnicas de Ingeniería.
- EOR Associates. (2022). *Metodos de Screening: Etapa Critica en la Planificación de Proyectos EOR*. Texas: Nakasawa Inc.
- Escobar, Y. (2021). *Evaluación Financiera de la Inyección de Nitrógeno para recobro mejorado en pozos desviados y horizontales de un campo de crudo pesado*.

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

Bucaramanga: Investigación en UIS.

Escobar, Y. (2021). *Evaluación financiera de la inyección de nitrógeno y vapor para recobro mejorado en pozos desviados y horizontales de un campo de crudo pesado*.

Bucaramanga: Trabajo de maestría en Ingeniería de Petróleos, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, UIS.

Espinosa, C., & Torres, K. (2021). Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extrapesados. *Rev. de Investigación Universidad de San Buenaventura de Cartagena, Vol. 15 No. 7, 15-27*.

Expósito, L. (2021). *Obtención de nitrógeno a partir del aire atmosférico para uso comercial e industrial*. Madrid: Publicación de la U. de la Laguna .

Fahandezhsaadi, M. (2019). Laboratory evaluation of nitrogen injection for enhanced oil recovery: Effects of pressure and induced fractures. *Shahid Bahonar University of Kerman · Department of Petroleum Engineering, 27-47*.

Félix, J., Bremner, B., Brough, B., Baker, A., Pattison, K., Brown, G., . . . De Cardenas, L. (2016). "La importancia del petróleo pesado. *Oilf. Rev Vol. 18 , 38-59*.

Flórez, L. (2019). *Recuperación Mejorada de Petróleo mediante inyección de Nitrógeno*. Lima: Univ.Nacional de Ingeniería.

FUNANMBIENTE. (2015). *Estudio de impacto ambiental para la perforación de pozos de producción y sus linras de flujo en el camp Jazmin-Nare*. Bogotá D.C.: Ediciones Técnicas .

Gasque, I. (2019). *Obtención de Nitógeno con fines industriales*. México D.F.: Mac Graw Hill.

Giacchetta, G., Leporini, M., & Marchetti, B. (2015). "Economic and environmental analysis of a Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) facility for oil recovery from Canadian oil sands. *Appl. Energy, vol. 142, 1-9*.

Gil, L. (2017). *Inyección de agua por flujo cruzado natural y asistido: una estrategia de recuperación mejorada inmediata en un campo de crudo extra pesado*. Medellín : Trabajo final de maestría presentado como requisito parcial para optar al título de:

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

Mg en Ing. de Petroleo publicado por Universidad Nacional de Colombia.

Hernández, R., Fernández, C., & Baptista, P. (2014). *Metodología de la Investigación*. México D.F.: Mc Graw Hill.

Heucke, U. (2015). Nitrogen Injection as IOR/EOR. *North Africa Technical Conference*, 27-29.

Juez, J., & Ruiz, R. (2021). *Evaluación de un proyecto de inyección de nitrógeno en el Campo Ancon*. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral.

Kulkarni, M., & Rao, D. (2015). "Experimental investigation of miscible and immiscible Water-Alternating-Gas (WAG) process performance. *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 48, no. 1-2, 1-20.

López, A., & Uricocha, N. (2019). *Diseño de una metodología para la Inyección de agua en el Campo Chichimene*. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de America, Facultad de Ingeniería de Petróleos.

Mesa, D., López, D., & Tschiptschin, A. (2016). Efecto del nitrógeno en el desgaste erosivo y corrosivo del acero inoxidable. *Rev.Ciencia y Técnica*, Vol. 3 No. 32, 225-230.

Michelena, J., & Regalado, E. (2017). "Screening de métodos de recuperación mejorada de petróleo con potencial de aplicarse en el campo Pungarayacu - bloque 20". Quito: Tesis de maestría publicada por la Universidad Central del Ecuador, Facultad de Ingeniería de Petroleos.

Moreno, M., & Vargas, L. (2019). *Determinación de la configuración del estado mecánico de completamiento. Campo Casabe*. Bogotá D.C.: Fundacion Universidad de América, Facultad de Ingeniería de Petróleos.

Muñoz, S., Palacios, C., & Trigos, E. (2016). Procesos de desplazamiento miscibles y su incidencia en la inyección de vapor. *Rev. Fuentes. Reventón Energético* Vol. 6 No. 2, 57-58.

Naranjo, R., Vega, S., Barragán, E., & Becerra, S. (2018). *Campo Rubiales, Meta*. Bucaramanga: Unidades Tecnológicas de Santander.

Navas, E., Jiménez, R., Caldera, G., Ortíz, J., Agudelo, O., Hernández, M., . . . Mora, G.

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

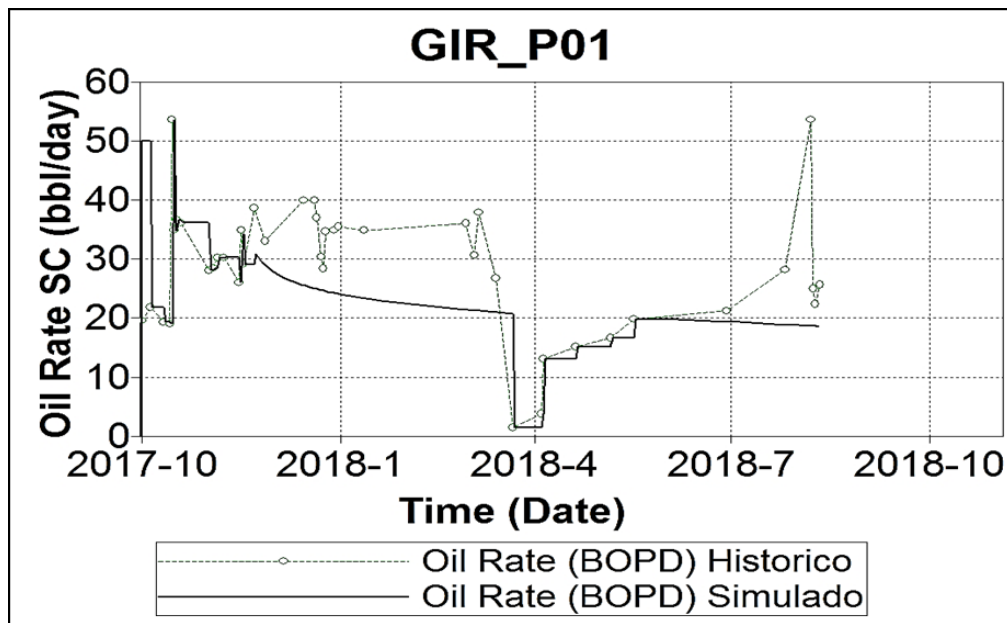
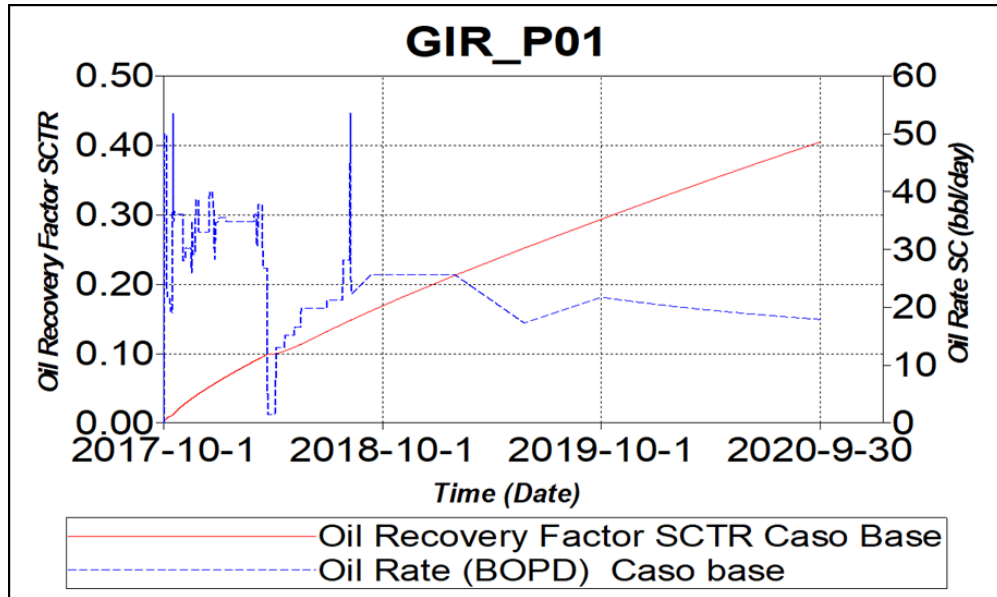
- (2020). Análisis integrado del proceso de inyección para el campo Casabe. *Rev. Fuentes, Vol. 18 No. 2*, 123-134.
- Ocampo, Z. (2017). *Oportunidades de recobro mejorado para los Campos Yarigui y Cantagallo*. Bogotá D.C.: Investigación en UniAndes, Maestría en Ingeniería.
- Olarte, I. (2016). *Análisis conceptual de la selección de alternativas para aprovechamiento del Campo Chichimene*. Bucaramanga: Universidad Autónoma de Bucaramanga.
- Onajite, E. (2015). Data Analysis Techniques in Hydrocarbon Exploration. *Elsevier Vol. 15 No. 12*, 3-16.
- ONU. (2018). *Perspectivas de la Industria Petrolera en America Latina*. New York: Publicaciones ILR.
- Ortiz, A. (2018). *Ingeniería de Petroleos*. Quito: Ediciones Técnicas.
- Palacios, Z., & Acosta, J. (2015). *Desarrollo de una metodología para optimizar la interpretación de las pruebas SDT, SRT y MINIFRAC en trabajos de fracturamiento hidráulico de los pozos Yarigui y Cantagallo*. Bucaramanga: Investigación en UIS. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas.
- Reina, C. (2017). *Evaluación técnica de la inyección de vapor en forma continua en un campo de crudo pesado con alta saturación de agua inicial y empuje hidráulico. Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia*. Bogotá D.C.: Trabajo de maestría Universidad Nacional de Colombia. Disponible en Repositorio Institucional.
- Rodríguez, J. (2021). *Caracterización Técnica del Campo Casabe - Ecopetrol*. Bucaramanga: Universidad Autónoma de Bucaramanga. Práctica Empresarial.
- Roser, L. (2021). *Inyección de gas como método de recobro en pozos petroleros*. Texas: Inc. Petroleum.
- Ruggeri, J. (2015). *Enciclopedia de Energía Vol 3 Tomo 2*. Bogotá D.C.: SALVAT EDITORES.
- Ruíz, L., & Martínez, J. (2018). *Inyección de Nitrógeno en Yacimientos*. Bucaramanga: Repositorio Institucional UIS. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petroleos.

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

- Salaguer, P. (2017). Metodlogia para la evaluación y selección de pozos con métodos de recobro. *Rev. Ciencias d ela Ingenieria Vol. 14 No. 10*, 25-40.
- Sánchez, L. (2018). *Yacimientos de crudo pesado en Colombia* . Bucaramanga: Repositorio UIS.
- Speight, J. (2017). *Subsea and Deepwater Oil and Gas Science and Technology. Chapter 1. Occurrence and Formation of Crude Oil and Natural Gas*. Texas: OIG.
- Torres, C. (2020). *Evaluación de la viabilidad económica para la exploración y desarrollo de crudos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia*. Bogotá D.C.: Universidad Nacional de Colombia.
- VALORA ANALITIK. (2021). *Reservas Petroleras para la autosuficiencia en Colombia*. Bogotá: Publicaciones de la ANH.
- Vila, L., Serrano, M., & Sánchez, P. (2019). *Separación Criogénica del aire*. Barcelona : Paidós.

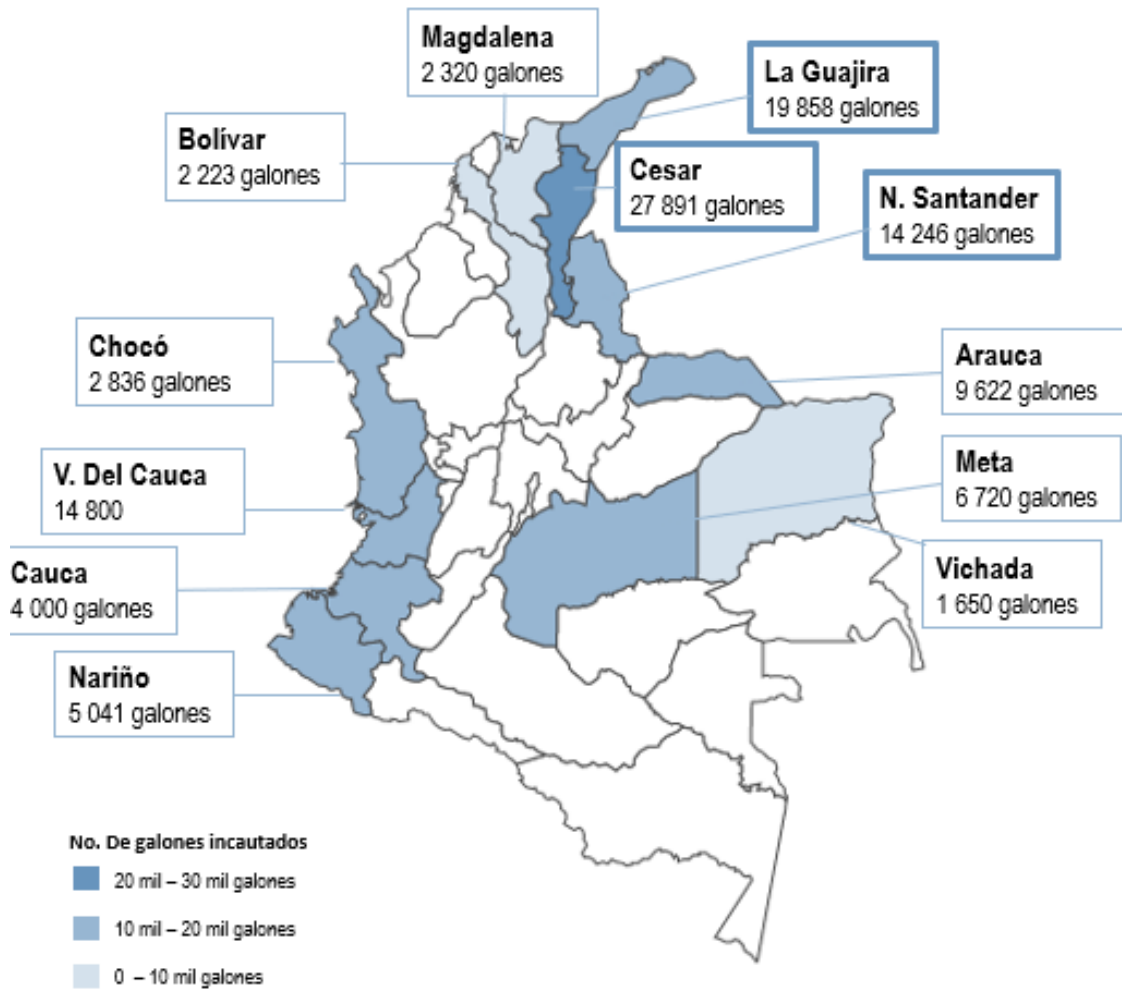
Apéndices

Apéndice A. Modelo conceptual de simulación screening para campo Jazmín



Nota: La Figura muestra el Ajuste de tasa de petróleo y predicción caso base para el campo Jazmín en el proceso de screening para recuperación mejorada con inyección de Nitrógeno (Cipagauta & Gómez, 2019).

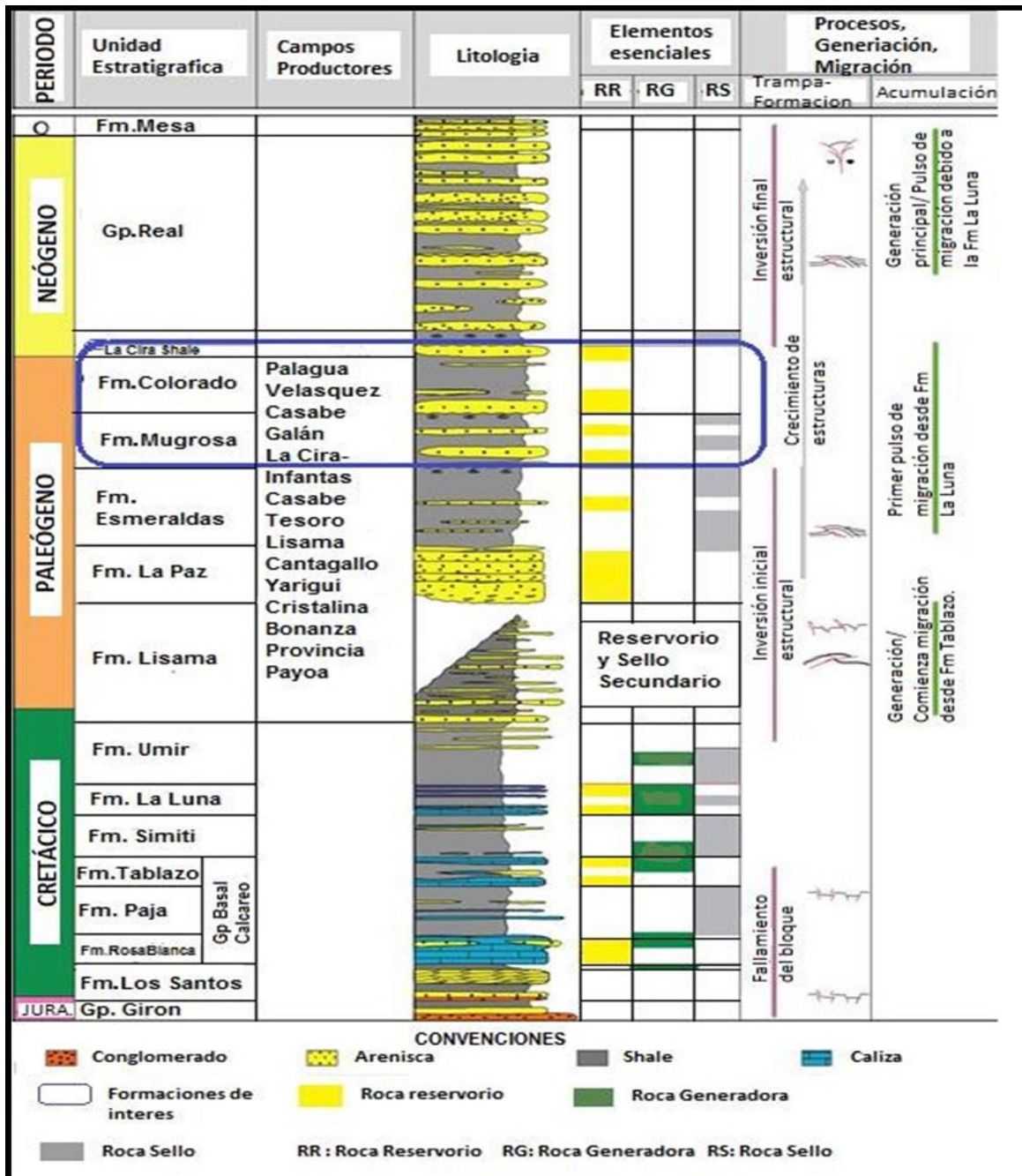
Apéndice B. Potencial petrolero en Colombia por cuencas de producción



Nota: Se muestra en la Figura el potencial de producción de los pozos petroleros por departamento en el territorio colombiano. Tomado de Pulso Petrolero Regional, Balance 2019.

SCREENING TÉCNICO PARA SELECCIÓN DE YACIMIENTOS ÓPTIMOS

Apéndice C. Columna Estratigráfica generalizada del Valle del Magdalena Medio



Nota: La Figura expone la Columna Estratigráfica generalizada para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, donde se encuentra localizado el campo Jazmín. **Fuente:** AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombia Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Colombia, 2007. p. 79. Modificado por autores.