

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN



Evaluación de la Inyección de Agua Inteligente Para el Aumento de la Producción en Crudo Pesado

Luisa Fernanda Cambindo Palacios

Yenny Carolina Suarez Barajas

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 Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga

2022

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

Dedicatoria

A nuestras familias, por acompañarnos en este largo proceso y ofrecernos su constante apoyo en este importante proyecto de vida.

A nuestros amigos, que estuvieron presentes hasta el final en esta importante etapa de nuestras vidas.

A nuestros docentes, quienes desde el comienzo de la carrera nos aportaron sus más valiosos conocimientos, permitiéndonos llegar hasta donde hoy estamos.

A todos aquellos, que en algún momento nos ofrecieron su apoyo incondicional para lograr la realización de este gran proyecto de vida.

Agradecimientos

A la Universidad Industrial de Santander, por ofrecernos la mejor formación en nuestra carrera profesional durante estos años y facilitarnos las distintas herramientas, enseñanza y elementos necesarios para este proceso.

A nuestro director, quien nos ha brindado asesoría oportuna para la realización del presente proyecto de investigación.

A todos aquellos profesionales que nos han facilitado elementos como libros, información y elementos que han sido clave en el desarrollo de esta investigación.

Tabla de Contenido

Contenido

Resumen.....	9
Descripción:	9
Abstract.....	10
Description:	10
Introducción	11
1. Objetivos	14
1.1. Objetivo General.....	14
1.2. Objetivos Específicos	14
2. Introducción	15
3. Estado del Arte.....	16
3.1. Antecedentes Internacionales.....	17
3.2. Antecedentes Nacionales.....	20
3.3. Antecedentes Regionales.....	22
3.4. Marco conceptual.....	23
3.4.1. Propiedades petrofísicas de la roca	23
Figura 1	24
Figura 2	25
Figura 3	26
Figura 4.....	28
Figura 5.....	29
3.4.2. Crudo Pesado	29
3.4.3. Potencial petrolífero en Colombia.....	31
Figura 6.....	32
3.5. Marco Referencial.....	34
3.5.1. Composición del crudo pesado.....	34
3.5.2. Características del crudo pesado	34
Figura 7.....	35
3.5.3. Crudo pesado en Colombia	36
3.6. Yacimientos de areniscas.....	37

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

3.6.2. <i>Características en yacimientos de areniscas</i>	38
3.7. Agua Inteligente	38
3.7.1. <i>Breve reseña histórica de inyección de agua inteligente en petróleos</i>	39
3.7.2. <i>Propiedades y composición del agua inteligente</i>	40
3.7.3. <i>Ventajas y desventajas del agua inteligente en el aumento de productividad de petróleo</i>	41
3.7.4. <i>Agua Inteligente en Yacimientos de Areniscas</i>	42
3.7.5. <i>Tratamiento y Proceso para Agua de Inyección</i>	43
4. Metodología	45
4.1. Enfoque de la Investigación.....	45
4.2. Tipo de Investigación	45
4.3. Diseño de la Investigación	46
4.4. Población y Muestra	46
4.5. Método de la Investigación.....	46
5. Análisis.....	47
5.1. Propiedades Fisicoquímicas del agua inteligente	47
5.1.1. <i>Conductividad del agua</i>	49
5.1.2. <i>pH</i>	49
5.1.3. <i>Gases Disueltos</i>	50
5.2. Comportamiento de la Mojabilidad de la Roca.....	51
Figura 11.....	52
5.2.1. <i>Mojantes</i>	53
5.2.2. <i>No Mojantes</i>	53
Figura 12.....	54
5.2.3. <i>Comportamiento de la Mojabilidad en las propiedades de la roca</i>	54
Figura 13.....	55
5.3. Comportamiento de la Inyección de Agua Inteligente en crudo pesado en yacimientosde arenisca 56	
5.3.1. <i>Tipos de Inyección</i>	56
Figura 14.....	57
Tabla No. 1.....	58
Figura 15.....	59
Tabla No. 2.....	60
5.4. Impacto Medioambiental de la Inyección de aguas inteligentes	62
Figura 16.....	64
Tabla No. 3.....	65

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

6. Conclusiones	66
Referencias.....	71

Lista de Tablas

Tabla 1 <i>Ventajas y desventajas de la Inyección Periférica o externa</i>	55
Tabla 2 <i>Ventajas y desventajas de la Inyección en arreglos o dispersa</i>	57
Tabla 3 <i>Impactos medioambientales identificados</i>	62

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

Lista de Figuras

Figura 1 <i>Porosidad de la Roca</i>	21
Figura 2 <i>Mojabilidad de la Roca</i>	22
Figura 3 <i>Porosidad de la Roca</i>	24
Figura 4 <i>Compresibilidad</i>	26
Figura 5 <i>Tortuosidad</i>	27
Figura 6 <i>Cuencas petroleras en Colombia</i>	30
Figura 7 <i>Producción y derivados del crudo</i>	32
Figura 8 <i>Producción crudo</i>	34
Figura 9 <i>Inyección de agua</i>	38
Figura 10 <i>Separador de tres fases</i>	41
Figura 11 <i>Comportamiento de la mojabilidad</i>	49
Figura 12 <i>Comportamiento de la mojabilidad</i>	51
Figura 13 <i>Comportamiento de la mojabilidad</i>	52
Figura 14 <i>Inyección periférica o externa</i>	54
Figura 15 <i>Inyección en arreglos o dispersa</i>	56
Figura 16 <i>Etapas para la identificación y valoración de impactos medioambientales</i>	60

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

Resumen

Título: Evaluación de la Inyección de Agua Inteligente Para el Aumento de la Producción en Crudo Pesado

Autor: Luisa Fernanda Cambindo Palacios, Yenny Carolina Suarez Barajas

Palabras claves: Agua inteligente, Agua de Inyección, Crudo pesado, Mojabilidad, Propiedades petrofísicas.

Descripción:

Durante los últimos años, la demanda en el mercado del petróleo y sus derivados se ha hecho cada vez más amplia y exigente, por lo que dicha industria se ha visto en la necesidad de buscar nuevas alternativas que permitan un aumento de la producción de este hidrocarburo. Sin embargo, también es necesario considerar que dichos procesos no pueden alterar el medio ambiente debido a la existencia de normativas que rigen dichos procesos con el fin de brindar protección a los ecosistemas, debido a lo cual se han propuesto y logrado métodos en los cuales se puede lograr un aumento en la producción de crudo sin causar un impacto negativo en la naturaleza. Por esta razón, el presente trabajo tiene como objetivo, evaluar la eficiencia de la inyección del agua inteligente en el aumento de la producción de crudo pesado y para esto el estudio es de tipo teórico conceptual, y se requiere para tal fin recopilar información de distintas fuentes bibliográficas que permiten analizar la eficiencia de la inyección de agua inteligente en el aumento de producción de crudo mediante el análisis de las propiedades físico químicas del agua inteligente, el comportamiento de la mojabilidad de la roca, el comportamiento de la inyección de agua inteligente en el crudo pesado y el impacto medioambiental del proceso.

Abstract

Title: Evaluation of Intelligent Water Injection to Increase Production in Heavy Crude Oil

Author: Luisa Fernanda Cambindo Palacios, Yenny Carolina Suarez Barajas

Keywords: Smart water, Injection water, Heavy crude, Wettability, Petrophysical properties.

Description:

In recent years, the demand in the market for oil and its derivatives has become increasingly broad and demanding, which is why the industry has seen the need to seek new alternatives that allow an increase in the production of this hydrocarbon. . However, it is also necessary to consider that these processes cannot alter the environment due to the existence of regulations that govern these processes in order to provide protection to ecosystems, due to which methods have been proposed and achieved in which can achieve an increase in crude oil production without causing a negative impact on nature. For this reason, the objective of this work is to evaluate the efficiency of intelligent water injection in increasing the production of heavy crude oil and for this the study is of a conceptual theoretical type, and for this purpose it is required to collect information from different sources. bibliographical sources that allow analyzing the efficiency of smart water injection in increasing crude oil production by analyzing the physicochemical properties of smart water, the behavior of rock wettability, the behavior of smart water injection in heavy crude oil and the environmental impact of the process.

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

Introducción

El petróleo se ha convertido durante los dos últimos siglos en uno de los recursos más importantes para el hombre y el desarrollo de sus actividades productivas, razón por la cual la demanda de sus derivados va cada día en aumento. De tal forma, a partir del crudo se elaboran productos de alto consumo para el hombre, como son la gasolina, importante para el funcionamiento automotriz o la elaboración de determinados elementos vitales para el desarrollo de las comunidades humanas, sin embargo, tal ha sido la dependencia de la sociedad hacia los productos derivados de los hidrocarburos, que el proceso de producción de petróleo cada vez se encuentra más amenazado por su declive.

Debido a lo anteriormente enunciado en consecuencia, dicha situación ha llevado a que científicos y expertos de diversas disciplinas replanteen una manera de lograr un aumento de este crudo por medio de distintos métodos convencionales y no convencionales, de modo que la sociedad no se vea afectada por la escasez de este derivado. Igualmente, otro de los motivos que aqueja a la industria del petróleo es el tema del medio ambiente, pues se sabe que, durante los últimos años, se ha evidenciado que los distintos métodos y prácticas de extracción de crudo, han traído como consecuencia la destrucción de los diferentes ecosistemas.

Con todo esto, las diferentes instituciones en defensa del planeta han contribuido a que se propongan nuevos proyectos que busquen satisfacer las necesidades de la sociedad, entre ellas, la demanda de hidrocarburos y al mismo tiempo, que dichas alternativas no generen o al menos, reduzcan notoriamente el daño posible que ocasiona el proceso de extracción a la naturaleza.

A partir de lo anterior, el presente proyecto de tipo teórico investigativo pretende hacer un análisis de la eficiencia de la inyección de agua inteligente en el aumento de la producción en

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

yacimientos de crudo pesado, lo cual se hace necesario conocer los conceptos claves de modo que los lectores del presente trabajo tengan una idea más clara sobre el tema. Dentro de este ámbito, también se analizan conceptos tales como el de las propiedades petrofísicas, características de los yacimientos, propiedades mineralógicas, características del crudo a usar, entre otros; conceptos que permitirán tener una comprensión amplia acerca de los procesos que intervienen en la producción de crudo y el método de la inyección de agua inteligente, hoy por hoy, uno de los métodos más utilizados para el aumento del crudo y que por ser amigable con el medio ambiente, se convierte en una de las alternativas más viables para dicha industria.

Para lograr alcanzar los objetivos trazados en el estudio, se recopilará y analizará una serie de trabajos, proyectos y propuestas que anteceden al presente trabajo, logrando con ello realizar un acercamiento al tema y permitir por ende la realización de un análisis acerca de la eficiencia del método de la inyección inteligente para el aumento del crudo pesado, conociendo por otra parte el avance de dicha metodología en el marco nacional.

Para el desarrollo de la investigación, el documento se estructura a partir de capítulos de la siguiente manera: En un primer momento se definen los objetivos general y específicos que han de orientar el estudio, en segundo lugar la Justificación dará cuenta del por qué se realiza el estudio, su pertinencia, importancia y aportes que puede hacer el tema para enriquecer el acervo de conocimiento en el ámbito de la ingeniería de petróleos.

En el tercer capítulo se estructura el Estado del Arte a partir de estudios realizados sobre el tema mencionado en este documento, posteriormente definido a raves de teorías científicas quedan cuenta de todo el conocimiento científico emanada de fuentes confiables en el marco teórico.

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

Por su parte, el marco conceptual asume conceptos relacionados con las propiedades petrofísicas de la roca, el crudo pesado, discriminándose igualmente un marco referencial donde se analizan la composición del crudo, características y particularidades de la explotación del crudo pesado en Colombia, complementándose también con la descripción de los yacimientos de areniscas, su mineralogía y características, concluyéndose con el Agua Inteligente como categoría principal del estudio: breve reseña histórica, propiedades, ventajas y desventajas, presencia en yacimientos de areniscas, tratamiento y proceso.

Se referirá luego la metodología del estudio y por último el análisis de cada uno de los temas que dé respuesta a los objetivos planteados.

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

1. Objetivos

Los objetivos de la Investigación planteados en el estudio son los siguientes:

1.1. Objetivo General

Determinar el grado de eficiencia de la inyección de agua inteligente como método de aumento de producción de crudo en yacimientos petrolíferos a través de una investigación de tipo teórico.

1.2. Objetivos Específicos

Analizar las propiedades físico - químicas del agua inteligente que permitan establecer la compatibilidad de los fluidos en el medio poroso para optimizar la producción de crudo a través de la recopilación de la teoría y antecedentes investigativos.

Evaluar el comportamiento de la mojabilidad de la roca, al interactuar con el agua inteligente mejorada y su incidencia en el factor de recobro a partir de los documentos investigados.

Estudiar el comportamiento de la inyección de agua inteligente en crudo pesado en yacimientos de arenisca para establecer los mecanismos de recuperación, partiendo de la información recopilada en las distintas fuentes de Internet.

Definir el impacto Ambiental que puede producir la aplicación de la tecnología de agua inteligente en el aumento de producción de petróleo.

2. Introducción

El tema de la extracción de crudo pesado mediante distintos métodos se ha convertido en una de las preocupaciones de la industria petrolífera, en especial durante los últimos años, ya que muchos expertos en el tema afirman que la producción de los hidrocarburos va en declive, por lo que se debe pensar en una manera de suplir dicha necesidad. Sin embargo, este es un tema que aún no se ha puesto del todo sobre la mesa, debido a que a pesar de la existencia de distintas propuestas en las que el hombre utilice otro tipo de recursos energéticos para su diario vivir, el proceso de adaptación conllevaría muchos años de investigación; por esta razón, han surgido alternativas en las que se propone la extracción y aumento de crudo mediante determinados procesos, unos convencionales y otros aun no comprobados por requerir de un alta costo financiero (Marzo, 2017).

Desde este punto de vista, uno de los caminos más viables en el aumento de la producción de los crudos, ha sido el del uso de la inyección inteligente en los yacimientos petrolíferos con el fin de recuperar y aumentar la producción de este. Pero es importante resaltar que dicho método no se puede aplicar a todo campo petrolífero, ya que existe una serie de condiciones y un proceso de estudio en dichos campos que definirán la factibilidad para llevar a cabo dicho proceso, o si, por el contrario, las condiciones del lugar no permiten dicho procedimiento. Así, a lo largo del presente trabajo se hará un análisis de la información obtenida de distintas fuentes con el fin de determinar en qué casos es viable la aplicación de este método y en qué casos no lo es. Finalmente, se hace necesario considerar que a pesar de la necesidad de acelerar la extracción de crudo en dicha industria y de satisfacer la demanda de hidrocarburos, se deben elegir procedimientos que no perjudiquen el medio ambiente y conlleven a la destrucción de los diferentes ecosistemas.

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

El aporte de los resultados de la misma permitirá fortalecer el conjunto de conocimientos en el campo de la ingeniería de petróleos, dar una mayor relevancia a la defensa del medio ambiente por encima de la satisfacción de las necesidades energéticas del hombre, lo cual se traduce por tanto en un tema de sostenibilidad e incentiva de igual forma a futuros investigadores para abordar otros tópicos de este estudio, igualmente importantes para el desarrollo de la industria petroquímica.

Por otra parte, la inyección de agua inteligente como método para el aumento de crudo pesado se ha convertido en uno de los recursos más viables para su producción debido a que este método no afecta en gran medida al medio ambiente y es un proceso que no requiere de altos costos como los que se incurre con la apropiación de otros métodos, lo cual hace necesario llevar a cabo un análisis de las distintas fuentes citadas con el propósito de estudiar la eficacia de dicho proceso de la mano con el análisis de los procedimientos a seguir y las condiciones que debe cumplir una superficie o yacimiento para que dicha aplicación sea posible (ESPOL, 2015).

De esta manera, la presente investigación pretende tener un alcance teórico investigativo, la cual en un futuro sea de utilidad para futuras investigaciones en este campo y logre llevar a cabo un análisis de los aspectos más importantes sobre dicho procedimiento y que permita evaluar la viabilidad de la inyección de agua inteligente en yacimientos de crudo, determinando las ventajas y desventajas de esta para la industria petrolífera y para el medio ambiente.

3. Estado del Arte

A continuación, en este apartado se definen los antecedentes de la investigación relacionados con la categoría de estudio, desde los ámbitos Internacional, Nacional y Regional.

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

3.1. Antecedentes Internacionales

En el contexto Internacional se consulta el estudio denominado: “*Método Combinado Computarizado para predecir el comportamiento de un yacimiento sometido a inyección de agua*” desarrollado por Andrés Estuardo Lalama (1998) en Guayaquil, Ecuador con el objetivo de poner en práctica diversos procedimientos para predecir el comportamiento de un yacimiento debido a inyección de aguas inteligentes mediante una metodología basada en revisión de la literatura disponible en bases de datos científicas y revistas indexadas.

Las conclusiones del estudio dan cuenta que este método en su totalidad posee muchas características de un “método perfecto” el cual debe poseer una información muy detallada de la estructura del yacimiento, se aplica para arreglos de cinco pozos (semejante a la mayoría de arreglos existentes), siendo interesante la aplicación de algoritmos para lograr una generalización del procedimiento. Por otra parte, el procedimiento logra considerar información preestablecida de las tablas de propiedades de permeabilidad y valores introducidos en la entrada del programa (Lalama, 1998).

Otro estudio denominado: “Análisis técnico económico de la implementación de completaciones inteligentes, para pozos de inyección de agua en reservorios con baja producción y alto corte de agua, en la Amazonía Ecuatoriana”, desarrollado por (Alarcón, C), el cual desarrolla un análisis a fin de realizar la implementación de completaciones inteligentes en la aplicación de un sistema Dump Flood. Para tal fin, los investigadores revisan un historial de producción de campo Paka Sur el cual es facilitado por el área de producción de la ARCH (Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos), el cual determina el comportamiento de del campo respecto a su presión y poder adicionalmente revisar alternativas económicas que permitan mantenerlo a una presión estable.

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

Al revisarse el historial de producción se evidenció una disminución en la producción y también en la presión del reservorio T Principal, además de esto pudieron identificarse dos pozos que cumplían con los criterios para una completación inteligente, y el de mejor perfil fue el pozo Paka Sur A-008 debido a que cumple con las características necesarias que demanda un sistema Dump Flood.

El sistema Dump Flood permite aprovechar la presión del reservorio Hollín Principal para inyectar fluido hacia la formación T Principal. El mecanismo de este sistema se basa en producir agua de formación e inyectarlo inmediatamente hacia una formación receptora sin la necesidad de tratar el fluido en superficie. El monitoreo y control se lo realiza desde superficie y se lo puede variar por medio de líneas hidráulicas y eléctricas.

En el mismo contexto Internacional se revisa la investigación denominada: “*Proceso de inyección de agua para la recuperación secundaria en la industria petrolera*”, desarrollado por Christian Chuzón (2020) en el Estado de Piura, Perú con el objetivo de realizar un análisis sobre el proceso de inyección de agua para facilitar la recuperación secundaria de crudos; el método seleccionado es de una investigación documental mediante un diseño no experimental.

Las conclusiones del estudio permitieron definir la situación actual del proceso de inyección de agua que facilita la recuperación secundaria en la industria petrolera, teniendo en cuenta las aplicaciones que se han dado en contextos diversos de acuerdo a la ubicación de los yacimientos, la morfología del terreno, las características del agua y el crudo y la problemática de los pozos, igualmente respecto a las características del yacimiento para la recuperación secundaria en la industria petrolera se requiere de una precisa descripción de porosidad, profundidad, geometría, permeabilidad y magnitud de los pozos para la extracción petrolera.

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

Por último respecto a los lineamientos para un acertado proceso de inyección de agua para la recuperación secundaria en la industria petrolera, requirieron considerar aspectos como las características de los yacimientos, y características del crudo a partir de lo cual se expone el tipo de proceso de inyección de agua necesario para un desarrollo más rentable (Chuzón, 2020).

Otro estudio en el contexto Internacional, denominado: “Aspectos fundamentales del proceso de recuperación mejorada de hidrocarburos por inyección de aguas inteligentes”, desarrollado Por Luis Alberto Muñiz Cedillo (2019), el estudio pretende promover el cambio de mojabilidad de agua de la superficie mineral de la roca del yacimiento y explicar de manera detallada el proceso que se da.

De tal forma, la investigación logra analizar el cambio de mojabilidad en un sistema ideal recurriendo para ello a la acidificación de una fase acuosa por medio de un ácido carboxílico, considerando que este disuelve la superficie de la roca y genera un cambio en la mojabilidad y como consecuencia de lo anterior se obtendrá una recuperación mejorada de aceite (Muñiz, 2019)

Para el desarrollo de la investigación en una primera etapa se realizó la revisión bibliográfica de los conceptos básicos referidos a una exhaustiva búsqueda de los conceptos: ángulo de contacto, agua inteligente y mojabilidad, donde además se realizó un análisis de la composición iónica de las salmueras seleccionado por ende los ácidos carboxílicos utilizados en esta investigación.

En el mismo contexto Internacional y referido a las operaciones que se realizan en un campo petrolero, se consulta la investigación denominada: “Manual para el procesamiento de agua de inyección en un campo petrolero”, realizado por José Luis Izquierdo L, Raúl Fernando Vélez C, Carlos Andrés Game C. y Ricardo Gallegos Orta, con el objetivo de resumir las operaciones más comunes realizadas en un campo petrolero para el análisis de aguas de río en un proyecto de inyección de aguas.

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

El estudio demostró que para el caso de los reservorios del oriente ecuatoriano las medidas recomendables para realizar la recuperación mejorada es a través de inyección de soluciones alcalinas debido entre otros factores a las altas temperaturas de la zona y a los crudos pesados y medianos que caracterizan el territorio y con lo cual se propicia un menor daño al crear estos surfactantes naturales con ciertos componentes del crudo lo que a su vez se convierte en menor cantidad de agentes extraños en el volumen poroso, y por último porque el costo de los álcalis es considerablemente menor que el de los surfactantes (Izquierdo, Velez, Game, & Gallegos, 2018).

3.2. Antecedentes Nacionales

En el contexto Nacional, se consulta el trabajo de investigación denominado: *“Optimización del sistema de inyección de agua de un PAD del campo Rubiales mediante la evaluación del potencial de los pozos y el rediseño de los equipos de Bombeo”* realizado por María Paula Betancourt (2019) en la ciudad de Bogotá D.C. con el objetivo de proponer alternativas que faculten el incremento del límite económico de los activos mediante la optimización de los diferentes procesos llevados a cabo en el campo, identificando el manejo del agua de producción como uno de los factores más críticos para el éxito de la operación.

Metodológicamente el estudio asume dos estrategias de optimización para el sistema de inyección de agua de uno de los 7 PAD's del Campo Rubiales, que requieren un rediseño de los equipos usados para el bombeo y un sistema de homogenización: siendo la primera alternativa el ajuste de las condiciones de inyección y una segunda la separación de la inyección de los pozos. Utilizando el software PIPESIM para modelar el sistema de inyección de agua del PAD desde el CPF (fuente) hasta los pozos de inyección (sumideros) teniendo en cuenta la información de parámetros operativos (Betancourt, 2019).

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

Igualmente se consulta la investigación denominada: “*Evaluación Técnica de los patrones de inyección de agua mediante simulación analítica en cinco pozos del bloque V Centro del Campo Yariguí-Cantagallo mediante el software Sahara*”, desarrollada por Brandol Monroy y José David Pérez (2017) en la ciudad de Bogotá D.C. El estudio plantea como objetivo realizar una evaluación técnica de los patrones de inyección de agua mediante la simulación analítica tomando como muestra cinco pozos petroleros.

Dicho estudio realiza una breve reseña histórica de este campo, resalta sus características geológicas, los datos de producción que ha tenido este desde su aparición. Además, su trabajo se centra en evaluar la viabilidad y eficacia de la inyección de agua inteligente mediante un sistema de simulación analítica, antes de llevar a cabo este procedimiento en dicho campo (Monroy & Pérez, 2017)

Igualmente se consulta la investigación titulada: “*Proyecto de Recobro con Smart Water en un Campo maduro del Magdalena Medio*”, desarrollada por Gualteros (2018), con el fin de determinar la viabilidad en el proceso de inyección de agua inteligente en un campo Maduro del Magdalena Medio e identificar el impacto socioambiental a través de una matriz de impactos. La metodología del estudio asume por una parte la metodología CONESA para identificar y evaluar las actividades y los impactos asociados el medio construyendo una matriz de riesgos y una simulación numérica de yacimientos utilizando el software CMG y el módulo STARS.

Realizada la simulación mediante el software CMG se logra determinar cómo óptima la concentración y tasa óptima de inyección en 2727ppm y 1000 bl/d por cada patrón de inyección del campo. El incremental entre el caso base (a 30.000 ppm) y la inyección de agua inteligente (a 2727 ppm) es de 17%, valor que se ha referido en el marco teórico por varios autores como óptimo

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

y una salinidad entre el rango de los 1.000 – 3.000 ppm, lo cual coincide con lo reportado en otros proyectos alrededor del mundo (Gualteros, Aranguren, & Vargas, 2018).

3.3. Antecedentes Regionales

En el contexto Regional se consulta el trabajo de investigación denominado: “*Metodología integrada para el diseño de un monitoreo de inyección de agua desarrollado en un campo petrolero*”, realizado por Johana Blanco y Claudia Delgadillo (2006) en la ciudad de Bucaramanga con el objetivo de integrar el monitoreo, seguimiento y control de un proceso de inyección de agua, en una metodología general de revisión de fuentes Bibliográficas de carácter secundario indexadas en estudios y revistas especializadas.

El estudio permite concluir que los programas de monitoreo permiten mantener un control integrado del proceso de inyección de agua, lo cual requiere un detallado análisis de muestras que representen todo el sistema y su implementación se enfoca principalmente a lograr la identificación de problemas en conjunto de la mano con el seguimiento del proceso, para posteriormente aplicar las soluciones adecuadas. La implementación del monitoreo, seguimiento y control al inicio del proceso de inyección proporciona una visión integral de todos los procesos desarrollados en el campo (Blanco & Delgadillo, 2006)

A través de trabajos como los anteriormente mencionados y de una vasta lista de literatura hallada en las distintas fuentes de Internet y Bibliotecas virtuales, se pretende dar inicio a un proceso de análisis que buscará determinar la viabilidad de la inyección de agua inteligente en el aumento de producción de crudo, teniendo en cuenta aspectos como la mojabilidad, las características de un yacimiento y comprobar que dicho método no cause daños tanto en el campo petrolífero, como en el medio ambiente.

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

Siendo el uso del agua inteligente un método para la recuperación de crudo, es importante comprender el funcionamiento de la alteración de la mojabilidad de la formación por medio del fluido inyectado y consecuentemente analizar el efecto que tiene ese durante dicho proceso, así como las reacciones fisicoquímicas que hacen posible dicho resultado. De esta manera, a través de la consulta de una serie de trabajos, estudios, artículos e investigaciones es posible analizar la viabilidad del proceso mencionado; a continuación, se emplean los principales aportes desde la consulta de literatura relacionada.

3.4. Marco conceptual

A continuación, se describen las propiedades de la roca, fundamentales para entender el comportamiento de la interacción del suelo con los fluidos.

3.4.1. Propiedades petrofísicas de la roca

Las propiedades o parámetros petrofísicos de las rocas son obtenidas por medio de un estudio técnico de las rocas y de la forma como estas interactúan con los diversos fluidos. Estas propiedades se clasifican en: porosidad, permeabilidad, saturación del agua, mojabilidad, y resistividad. Su obtención no es de forma directa, sino que se deducen con base en el estudio de las características de la formación y medidas consecuentemente mediante diversas herramientas de registros geofísico (Arias, 2020). Teniendo en cuenta lo anterior, a continuación, se definirá cada una de las anteriores características con el fin de tener una mejor comprensión de estas y su importancia en un campo petrolífero.

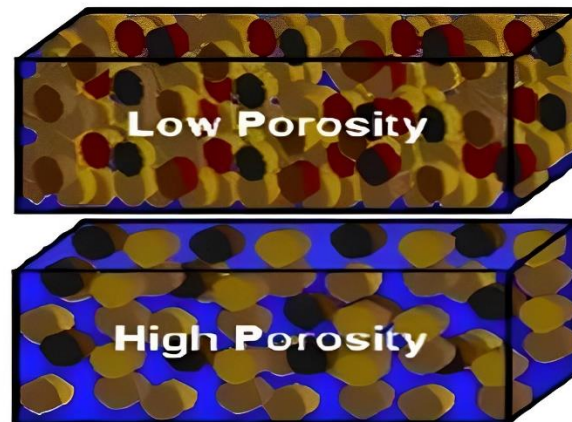
3.4.1.1.Porosidad. Se define como la capacidad de una roca para almacenar fluidos (agua, petróleo o gas). Igualmente, esta característica es definida como la fracción que representa la relación que existe entre el volumen del espacio poroso o el volumen de la roca que contiene o no fluidos con respecto a su volumen uñita, el cual se mide directamente en un laboratorio utilizando

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

muestras denominadas core (plugs de laboratorio) o de forma indirecta mediante el registro de pozos (Biden, 2015). La misma se aprecia gráficamente en la Figura 1 a continuación:

Figura 1

Porosidad de la Roca



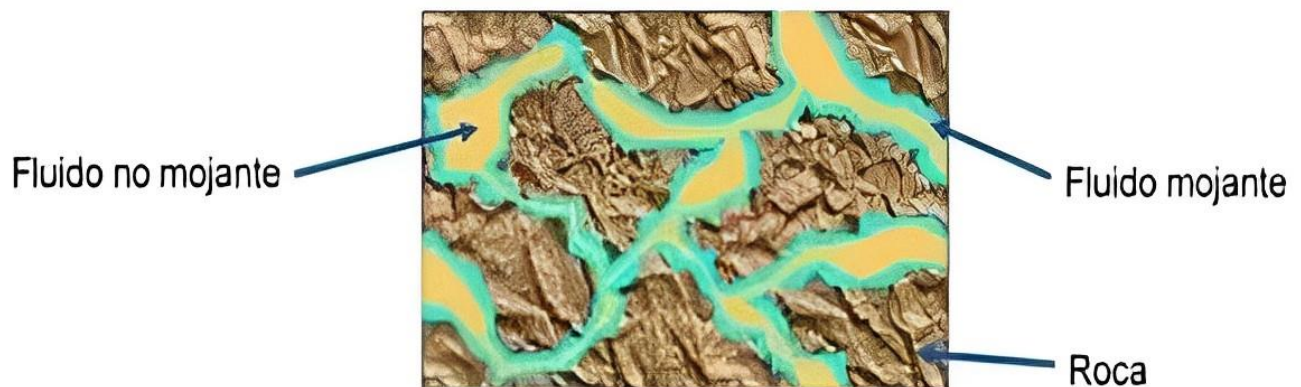
Nota: La figura representa el grado de porosidad de la roca. Tomado de Propiedades Petrofísicas de la Roca de Biden (2015). Mc Graw Hill Education.

Respecto a su clasificación debe anotarse que para tal caso se han de considerar procesos tales como el tiempo geológico donde se logró depositar el material y la conexión existente entre las porosidades; para esta segunda se consideran procesos como: La porosidad primaria la cual se origina en el periodo durante el cual se deposita el material y generan yacimientos con porosidad uniforme. La porosidad secundaria se desarrolla a través de varios procesos químicos y geológicos que ocurren posteriormente a la depositación de la roca que pueden ser fracturamiento, fisuramiento o lixiviación (Arias, 2020).

3.4.1.2.Mojabilidad. Se define como la tendencia de una roca a permitir que un fluido se adhiera preferentemente o moje su superficie en presencia de otro fluido inmiscible, influyendo notoriamente en la distribución de fluidos en el medio poroso y en el comportamiento de flujo (Cruz, 2020). Posteriormente, la mojabilidad es crucial en la recuperación de crudo y la productividad, en ocasiones se pueden cometer errores al no saber si el yacimiento es mojado por agua o por aceite y en el comportamiento del yacimiento ya sea la saturación; por esto mismo es viable el uso del agua modificada para la alteración de la mojabilidad de manera que esta tenga un efecto positivo en el aumento de la productividad (ver Figura 2). De igual forma, el término describe una cualidad por la cual un sólido prefiere estar en contacto con un fluido en particular en contraposición a otro; en las rocas de un yacimiento el sólido está compuesto por granos minerales, y los fluidos presentes en el espacio poroso típicamente constituyen una combinación inmisible de gas, petróleo y agua (Nolen , 2016)

Figura 2

Mojabilidad de la Roca



Nota: La figura representa la mojabilidad, la acción del fluido mojante sobre la roca.

Tomado de *Mojabilidad de la Roca de Cruz* (2020). Pub. Cient. Mexicanas.

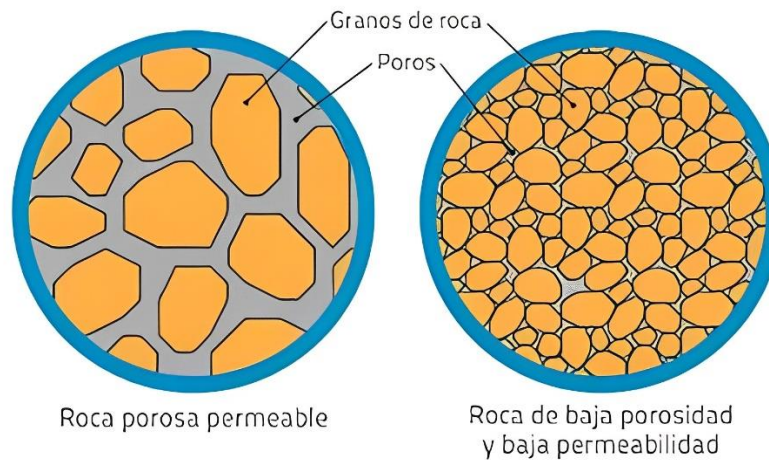
INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

3.4.1.3. Permeabilidad. Se define como una propiedad de la roca que otorga una capacidad para posibilitar un flujo de fluidos a través de ella al someterse a un gradiente de presión sin desplazar sus partículas o afectar su estructura interna, es expresada en milidarcies y se la simboliza k . (Arias, 2020)

Por tanto, la permeabilidad es una propiedad petrofísica definida como la capacidad que posee una roca para permitir que a través de ella circulen fluidos; esta propiedad tiene una fuerte relación con la porosidad, para que exista permeabilidad es necesario que los poros de la roca estén comunicados entre sí (Cruz, 2020), la misma puede representarse gráficamente en la Figura 3:

Figura 3

Porosidad de la Roca



Nota: La figura representa la relación establecida entre porosidad y permeabilidad, mostrando la diferencia entre una roca de baja porosidad y una roca porosa permeable. Evidencia igualmente los granos de roca y los poros. Tomado de *Propiedades Petrofísicas*. La Paz: Publicaciones de la Escuela Militar de Ingeniería.

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

3.4.1.4. Presión capilar. Se define a partir de la diferencia establecida entre las presiones de dos fluidos en un medio poroso, se genera por medio del efecto combinado de las tensiones interfacial y superficial, el tamaño del poro, la geometría y la mojabilidad presente, esta medida es importante para el desplazamiento de fluidos, para obtener la presión capilar se utilizan dos mecanismos drenaje e inhibición por medio de una muestra de roca. Se establece como la diferencia de las presiones existentes en ambos lados inmediatos a la interfaz que se forma entre dos fluidos no miscibles que saturan el espacio poroso de una roca, siendo uno de ellos el fluido mojante (Vargas, 2019).

3.4.1.5. Saturación de fluidos. Se considera como el porcentaje o fracción del volumen de poros que toma un determinado fluido, la saturación es afectada por las condiciones en las que se encuentra el yacimiento y por los diferentes fluidos en el lugar. Por medio de esta propiedad se obtiene la cantidad relativa de fluidos (agua, aceite, gas) presentes en el espacio poroso de la roca en el yacimiento (Anton, 2022).

3.4.1.6. Compresibilidad. Es la capacidad que posee un material para disminuir su tamaño o volumen por medio de una presión o compresión efectuada, manteniendo constantes otros parámetros como la temperatura. El gas tiene mayor compresibilidad que el líquido (aceite y agua), ya que posee un mayor espacio entre sus moléculas. La compresibilidad se divide en varios tipos de matriz, de roca, de poros, formación y yacimiento.

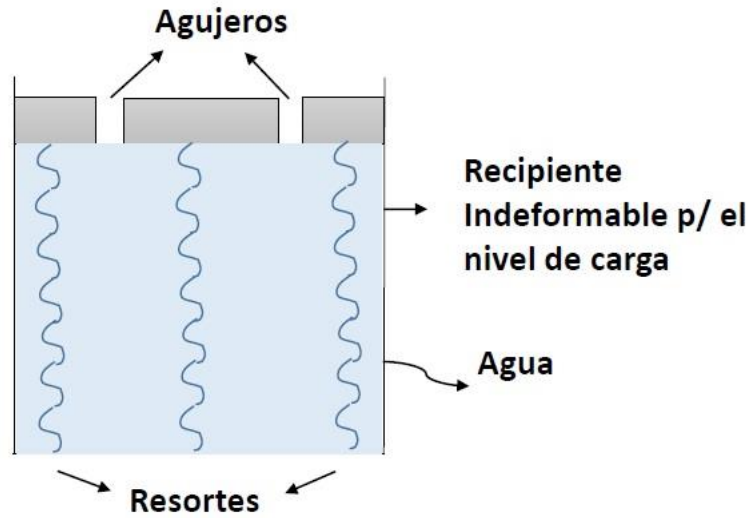
Se define igualmente como la propiedad que tiene los materiales que presentan una disminución en su volumen al ser sometidos a acción de fuerzas externas de diferente índole, para el caso de este estudio una de las principales causas que deben considerarse son los

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

asentamientos producidos con la compresibilidad del suelo (Vargas, 2019), una representación gráfica de esta propiedad puede observarse en la Figura 4.

Figura 4

Compresibilidad



Nota: La figura muestra una forma experimental para medir la compresibilidad de un líquido, para este caso el agua. Tomado de *Compresibilidad*, en *Mecánica de los fluidos*, Mac Graw Hill, 3ª Edición.

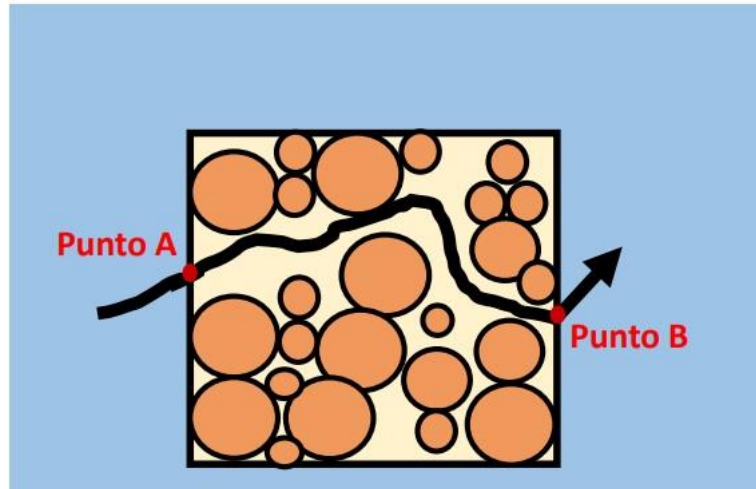
3.4.1.7. Tortuosidad. Es la medida de la complejidad de una trayectoria o desviación, dando una longitud real de un fluido atravesando la roca en un yacimiento determinado desde un punto A que posee mayor energía a un punto B considerado de menor energía; esta propiedad es de gran importancia a fin de conocer la trayectoria y por ende realizar un adecuado análisis de registro de pozo. De tal forma, cuando se generan los fluidos, estos suelen viajar a través de la roca desde el yacimiento hasta el pozo, es decir, desde un punto de mayor energía hasta uno de menor energía. La ruta seguida por los fluidos para nada se gesta a través de un camino recto dado que la

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

geometría que tiene el espacio poroso lo hace sinuoso o curvilíneo (Meza, 2013). La Figura 5 evidencia la tortuosidad entre dos puntos:

Figura 5

Tortuosidad



Nota: La figura muestra un líquido y la tortuosidad entres dos puntos A de mayor energía y B de menor energía, Tomado de *Propiedades de los fluidos* de Meza (2013).

3.4.2. *Crudo Pesado*

El petróleo es un hidrocarburo de origen fósil compuesto por átomos de carbono (C) e hidrógeno (H). Dependiendo de las condiciones de presión y temperatura del reservorio los fluidos se pueden encontrar en fase líquida (aceite) o gaseosa (gas), como también clasificar en crudo liviano, mediano, pesado, extrapesado y bitumen. El 70% de las reservas mundiales del petróleo corresponden a recursos no convencionales el 45% corresponde a crudo extrapesado y el 25% a crudo pesado, es un tipo de hidrocarburo asfáltico, caracterizado químicamente por su contenido de asfaltos (alto contenido de azufre y metales). Este tipo de crudo es difícil de producir y refinar;

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

en cuanto más pesado y viscoso sea el crudo su valor comercial es menor y los costos de producción y refinación son mayores (Hernández & Ortega, 2018)

Los yacimientos de crudo pesado son caracterizados por producirse en formaciones geológicamente jóvenes por ende tienden a ser someros por los cual carecen de rocas de cubierta poco efectivas denominada roca sello. Las compañías petroleras debido al aumento en demanda y alto volumen que tiene el crudo pesado tienen el interés de implementar tecnologías para su extracción por dos principales razones, la primera es que con el aumento en las tecnologías para la producción de este crudo pueden ser explotados de manera rentable y segundo estos recursos son abundantes representando aproximadamente 9 a 13×10^{12} (trillones) de barriles [1.4 a 2.1 trillones de m³] de los recursos mundiales de petróleo.

Los principales métodos de producción de crudo pesado se dividen en dos grupos, según la temperatura del yacimiento debido a que la viscosidad del fluido depende significativamente de la temperatura el cual son métodos de recuperación en frío y térmicos (ICCT, 2011).

En su estado natural, el petróleo es llamado de indistinta manera como “crudo”, debido a que al ser extraído de su medio natural no es posible asignarle uso alguno y para ser útil debe pasar por un proceso determinado para poder ser usado y es a partir de procesos como el de la refinación, que puede ser utilizado para diversos fines y productos como el alquitrán, la gasolina o el asfalto (EITI- Colombia, 2017)

Las formas naturales en las cuales puede hallarse el petróleo son los estados líquido o gaseoso, el primero de los cuales puede variar de liviano, pesado o extrapesado de lo cual dependerá su clasificación en distintos grados apetecidos por la American Petroleum Institute., de tal forma que cuantos más grados API posea el crudo, será necesaria menor refinación para obtener

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

los productos más costosos, que son los llamados “blancos”; entre los cuales se encuentran la gasolina; otra clasificación del crudo son los “dulces” (que contienen menos del 0,5 % de azufre) y “agrios” (con más del 1,0 % de azufre). Al efectuarse un proceso de refinación los petróleos dulces y livianos producen un mayor volumen de gasolina y generan menor contaminación. En Colombia, la empresa estatal ECOPETROL, lo relaciona con su gravedad API y los clasifica en las siguientes categorías:

- Liviano con gravedades mayores a 31,1°;
- Mediano, con gravedades entre 22,3 y 31,1°;
- Pesado, entre 10° y 22,3°,
- Extrapesado, con gravedades API menores a 10°.

Sin embargo, en la legislación colombiana se define el “crudo pesado” como aquel que tiene una gravedad API igual o inferior a 15°, para efectos de regalías.

3.4.3. Potencial petrolífero en Colombia

En el territorio colombiano se consideran 23 zonas geológicas, donde existen depósitos sedimentarios con potencial de hidrocarburos, los cuales se denotan como cuencas, de este número nueve se dedican a la producción de hidrocarburos: siete a la extracción de petróleo, y dos a la producción de gas (ECOPETROL, 2014). Por otra parte, una cuenca corresponde en esencia a un hundimiento en una zona, el cual hace millones de años se produjo y en el cual se ubicaron sedimentos fósiles que tienen la facultad de convertirse en hidrocarburos. De estas siete cuencas enunciadas y que se dedican a la producción de crudo, solo unas tres concentran un porcentaje superior al 90% de la producción de petróleo colombiano y en orden de importancia son:

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

3.4.3.1.Llanos Orientales, porosidad de roca media, saturación del agua del 37,3 al 76,9 % y una densidad API que oscila entre 12,1 a 18,6°;

3.4.3.2.Valle Medio del Magdalena, porosidad de roca media, una densidad API entre 17,2 y 24,5°, y un tipo de petróleo que es 65 % pesado y 25 % mediano

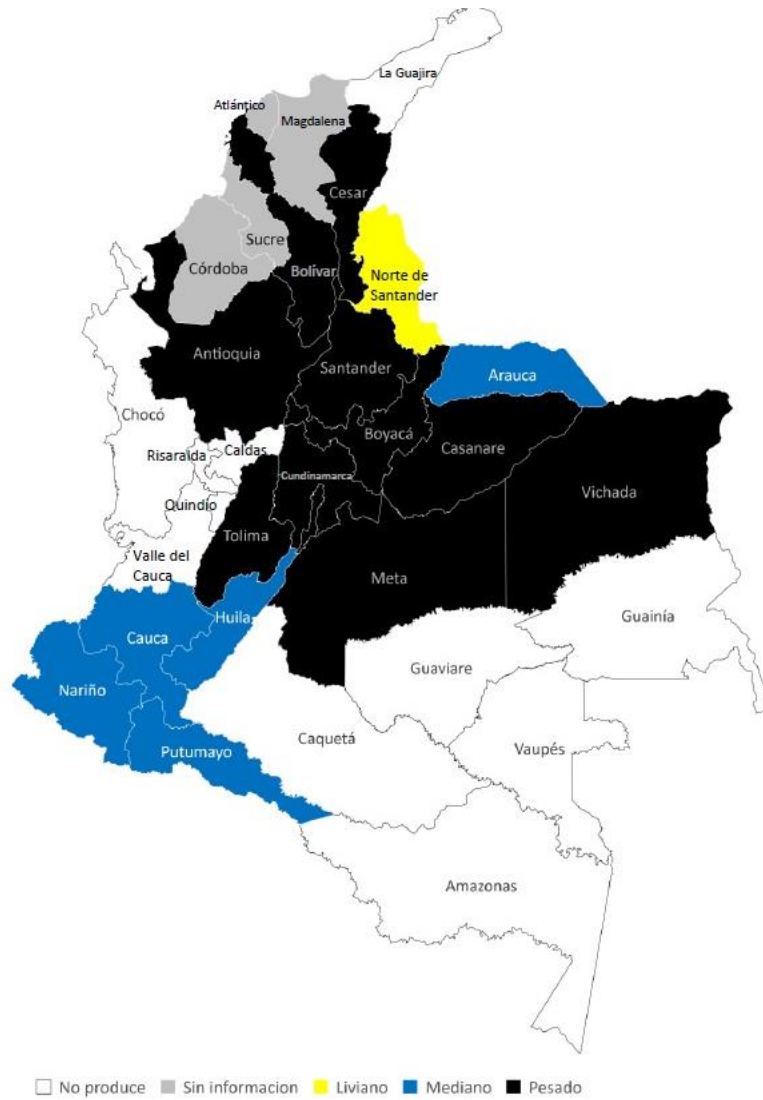
3.4.3.3.Valle Superior del Magdalena, con un tipo de crudo que es 57,8 % mediano, 29,5 % pesado y 10,8 % liviano.

Igualmente, de veinte departamentos dedicados en Colombia a la producción de petróleo solo en Norte de Santander se extrae petróleo liviano, 5 extraen petróleo mediano (Arauca, Cauca, Huila, Nariño, Putumayo) y los demás 10 extraen petróleo pesado (Montoya, 2016)

Figura 6

Cuencas petroleras en Colombia

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN



Nota: La figura muestra las cuencas petroleras en territorio colombiano de acuerdo al tipo de crudo extraído, en *Peak Oil Colombia*, de Word Press.com (2021).

3.5. Marco Referencial

3.5.1. Composición del crudo pesado

El crudo pesado está compuesto principalmente por una alta cantidad de asfáltenos, azufre, nitrógeno y metales pesados que son sus contaminantes, también posee una alta acidez; esto produce dificultades en su refinación y generan altas cantidades de fracciones pesadas o residuos. Los asfáltenos ubicados en las cargas pesadas del petróleo son causantes de los sedimentos, también son responsables del depósito de sólidos proveniente de la precipitación y aglomeración de los asfáltenos, su concentración aumenta en los crudos pesados. El nitrógeno, el oxígeno y el azufre se encuentran dentro de los asfáltenos del crudo pesado, la concentración de azufre es de 5.0%, nitrógeno es de 0.9%, metales pesados es de (alta concentración en metales pesados) (Ruggeri, 2015)

Por otra parte, desde la investigación en ingeniería de petróleos pueden establecerse mejoras en el diseño de catalizadores, optimización de los modelos de procesamiento e igualmente todo lo que se relaciona con las fallas de producto final y los procesos fuera de las especificaciones técnicas optimas lo que podría resolverse con mayor facilidad (Méndez, 1999). Ahora bien, si el crudo es más denso (pesado, la proporción de C/H será mayor y en consecuencia ante los tratamientos químicos a que es sometido el crudo en los procesos de refinación los costos de producción se aumentarían para lograr la producción de ciertos volúmenes de combustibles destilados y gasolina (ICCT, 2011).

3.5.2. Características del crudo pesado

El crudo pesado se caracteriza por varios criterios importantes. El primero es la densidad, según la API (American Petroleum Institute) clasifica como crudo pesado con densidades entre 22,3 °API y 10 °API. Como segundo criterio, la viscosidad del crudo varía en rangos entre 100 y

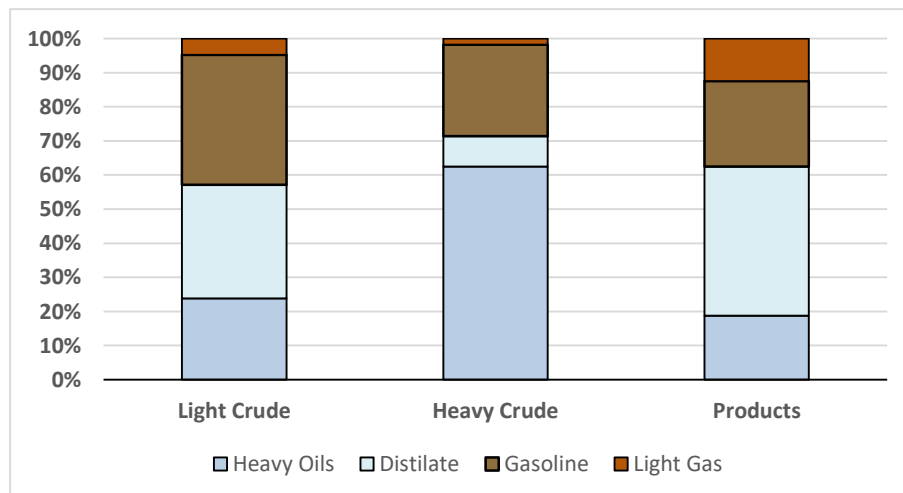
INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

1000 cP medidos a temperatura de yacimiento. El petróleo pesado tiene mayor porcentaje de fracciones de alta viscosidad y densidad que el petróleo convencional (liviano), por lo tanto, se necesita mayor cantidad de químicos o tratamientos para volverlo más liviano, debido a esto es más costoso su producción. Este tipo de crudo se caracteriza por tener un color de oscuro a negro y una alta volatilidad. Con relación a la valoración de los costos de refinación para el petróleo crudo se hace necesaria su completa descripción respecto a sus componentes, detallando la clasificación de todas sus propiedades, dos de las cuales se consideran las más importantes y útiles para comparar y clasificar como son la gravedad API (medida de densidad) y el contenido de azufre (Ortiz, 2018)

Por otra parte, otra de las características de estos crudos es que tienen un alto contenido porcentual de azufre, al igual la posibilidad de tener un alto contenido de sal y metales como el níquel, vanadio y otros. En otras ocasiones pueden tener cierta cantidad de sulfuro de hidrógeno, el cual también es muy corrosivo y venenoso (Soar, 2021). La Figura 7 determina el porcentaje, la producción y derivados del crudo.

Figura 7

Producción y derivados del crudo



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

3.5.3. Crudo pesado en Colombia

América Latina es el continente que tiene una mayor concentración de crudo pesado con un volumen de 2 billones de barriles equivalentes de petróleo con una participación del 48% de las reservas mundiales. De los países que componen esta región, Colombia es el tercer productor de crudo después de Venezuela y Brasil representando el 0.6% contando aproximadamente con un volumen de doce millones de barriles de petróleo equivalente (ONU, 2018)

A partir de estos estadígrafos, se puede inferir la importancia de la producción de estos recursos y más en países donde su economía depende de ellos como lo es el caso colombiano; donde se halla crudo pesado principalmente en cuatro de las nueve cuencas productoras de hidrocarburo, siendo estas cuencas los Llanos Orientales y el Valle Medio del Magdalena, en los campos Rubiales, Chichimene y Castilla, quienes encabezan la lista seguido a Quifa, Teca, Nare y Jazmin con una participación del 30% de la producción nacional. A nivel regional, el departamento del Meta aporta un 46% de las reservas probadas del país (936,8 Mbls), seguido por Casanare el 20% (413 Mbls) y Santander con un 10% del total (201,9 Mbls), además con investigaciones realizadas la ANH reporta el hallazgo de áreas con posibles oportunidades en descubrir crudo pesado es en el Caribe y el Pacífico costa afuera y tierra y en los Llanos Orientales (VALORA ANALITIK, 2021)

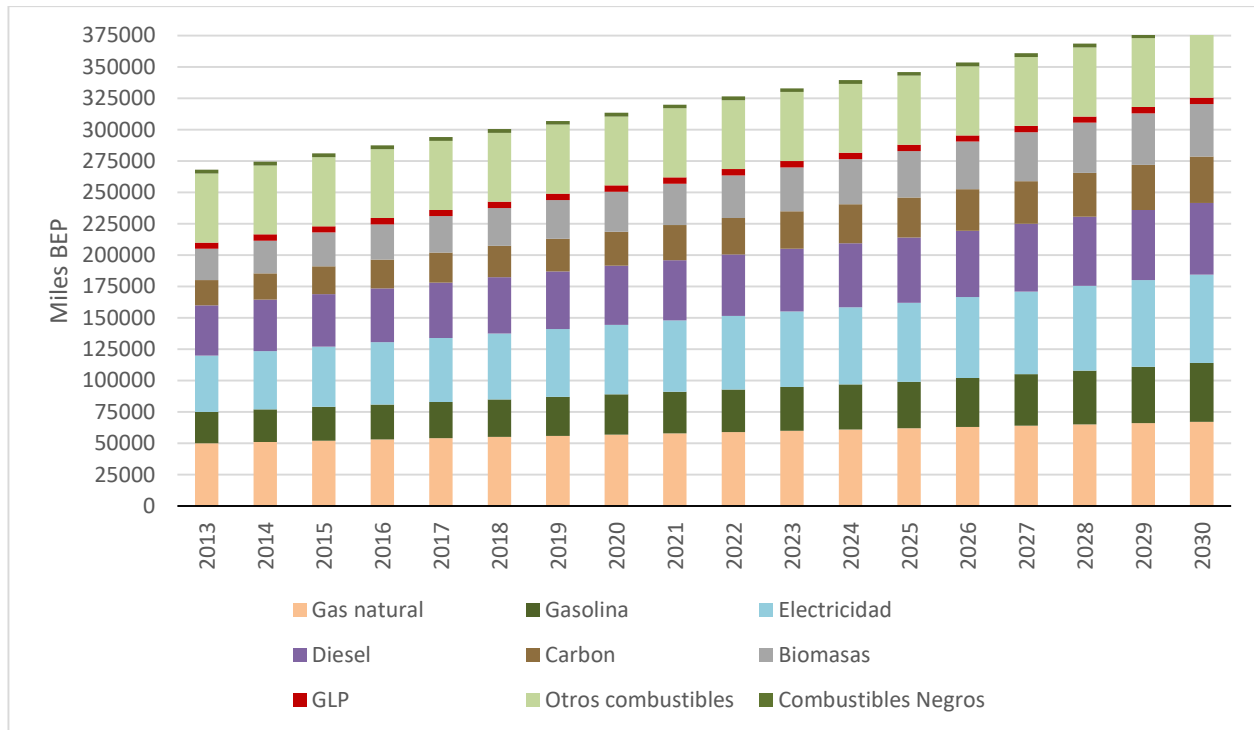
Igualmente, la demanda de energía final se prevé con un crecimiento a una tasa del 2.32% promedio anual en el período 2013-2030, valor que corresponde a un aumento de aproximadamente ciento veintiséis millones de barriles equivalentes de petróleo, destacándose el aumento de la electricidad y del gas natural con un crecimiento promedio anual de 3,46% y 2,88%, respectivamente, seguidos por el ACPM, cuyo incremento se sitúa alrededor de 2,63% (Arenas,

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

2017). De tal forma, la Figura 8 evidencia el crecimiento anual en Colombia respecto a la demanda de energía combustible y el acelerado aumento del consumo de dichos productos.

Figura 8

Producción y derivados del crudo



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.

3.6. Yacimientos de areniscas

En este punto se hace necesario describir algunas características de las areniscas respecto a

Su mineralogía y características:

3.6.1. Mineralogía en reservorios de Areniscas

Las areniscas son rocas sedimentarias detríticas formadas por los depósitos de materiales clásticos, compuesta principalmente de cuarzo junto a otros minerales como feldespato, mica, fragmentos líticos, partículas biogénicas y minerales pesados. Los ambientes más comunes para la

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

deposición de arena que eventualmente forman areniscas son desiertos, playas, llanuras aluviales y los deltas, siendo ambientes donde se deposita alta energía. El tamaño de grano de las areniscas está entre 0.0625 y 2 mm de diámetro, el cual varía según el ambiente depositacional y transporte, siendo importantes para la acumulación de petróleo, gas y agua y es considerada como la roca más porosa y permeable.

Las areniscas suelen tener una porosidad primaria, que es el espacio vacío entre granos que con la diagénesis es disminuida. Estas poseen un diámetro inferior a 2 mm, se trata de arenas cementadas en una matriz que, aunque puede ser de naturaleza muy variada, es generalmente silíceo (Cordero, 2016)

3.6.2. Características en yacimientos de areniscas

El origen y distribución de las areniscas en un reservorio de petróleo dependen principalmente de los procesos y el ambiente mediante el cual se depositaron como también su contenido de minerales. feldespato, cuarzo, minerales pesados. Otras de las características más importantes son: el tipo de trampas, la roca de sello, los acuíferos, los poros interconectados, la temperatura, el tipo de fluidos que contengan, la clasificación mineralógica y las profundidades de esta (Gonzalez , 2020).

3.7. Agua Inteligente

El agua inteligente, también conocida como “Smart Water EOR” es una técnica de bajo costo, fácilmente implementable en la mayoría de los yacimientos de petróleo y accesible con el medio ambiente debido a que no requiere de la adición de químicos. Esta tecnología ha sido estudiada por más de 20 años en Noruega por el grupo de investigación Smart Water EOR de la Universidad de Stavanger, mediante el análisis de varios escenarios en yacimientos de arenisca y carbonatos (Bassani, 2017)

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

Esta tecnología se puede aplicar durante la fase productiva del yacimiento como método de recuperación secundaria o terciaria. El agua inteligente consiste en la modificación iónica del agua diseñada para inducir la alteración de la mojabilidad de la roca con el objetivo de mejorar la recuperación del petróleo. Previamente a la implementación de esta tecnología como método de recuperación es importante comprender la mojabilidad inicial del reservorio, mineralogía del yacimiento, composición del agua de formación, componentes tensoactivos del crudo y temperatura del yacimiento como también conocer los factores y procesos importantes para evaluar el potencial EOR del agua inteligente.

El agua como método de empuje del petróleo no debe ser corrosiva, no debe ser incrustante y, además, deben ser libres de sólidos suspendidos y disueltos. Finalmente, deben tener compatibilidad con el agua de formación que está presente en el yacimiento (Ochoa, 2018).

3.7.1. Breve reseña histórica de inyección de agua inteligente en petróleos

La primera inyección de agua inteligente se originó de forma accidental en el momento que el agua proveniente de acumulaciones de aguas superficiales o arenas acuíferas poco profundas se desplazaba a través de las formaciones petrolíferas, ingresando al intervalo productor en los pozos perforados y consiguiendo un considerable aumento en la producción petrolera de pozos vecinos. En ese momento se pensó que la principal función de la inyección de agua inteligente era mantener la presión del yacimiento, dicho concepto prevalece hasta los años ochenta, sin embargo, los operadores notaron que el agua que había entrado a la zona productora había mejorado la producción.

El método descrito se expandió lentamente a otras poblaciones productoras de petróleo a causa de varios factores, particularmente al poco entendimiento que existía sobre el tema y a la oposición que muchos operadores presentaron en contra de la inyección de agua dentro de la arena.

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

Paralelamente, a la inyección de agua, se desarrolló la inyección de gas, generándose en algunos yacimientos un proceso competitivo entre ambos métodos (Paris, 2001)

Anteriormente en el año 1921, la invasión circular fue sustituida por un arreglo en línea, donde una fila doble de pozos productores se alternó en ambos lados con una línea igual de pozos inyectoros. Para el año 1928, el patrón de línea fue reemplazado por uno de cinco pozos y para mediados de 1940 la práctica de inyección de agua se expandió rápidamente lográndose mayores tasas de inyección.

El método de inyección de agua es el más conocido actualmente entre los de recuperación secundaria, situándose en lugar preferencial como el proceso que más ha contribuido al recobro del petróleo extra, logrando hoy en día un aumento en la producción de petróleo con el aporte de las diferentes técnicas de inyección de agua inteligente la cual no solo produce un aumento considerable en este, sino que optimiza su calidad.

3.7.2. Propiedades y composición del agua inteligente

El proceso de inyección de agua inteligente como método de recuperación de crudo debe alterar la composición química del agua y según estudios realizados, se ha podido recuperar una cantidad significativa de crudo a comparación de inyectar agua tradicional (Yousef, 2014). Igualmente debe considerarse para los reservorios de areniscas es necesario bajar el nivel de salinidad de agua inyectada modificada. El sistema de agua de baja salinidad de Clair Ridge está compuesto por un sistema de membranas de filtración / desalinización para la producción de 145 Kbpd (23,053 m³/ d) de agua de baja salinidad

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

3.7.3. Ventajas y desventajas del agua inteligente en el aumento de productividad de petróleo

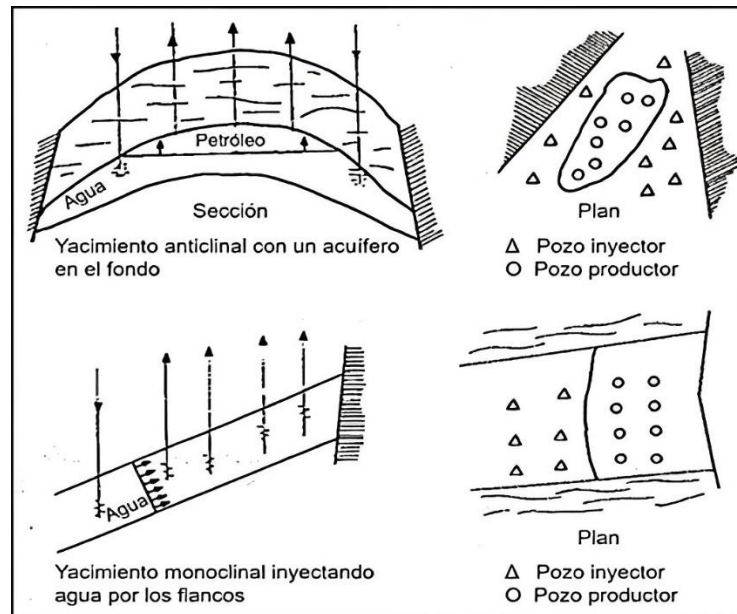
Son consideradas ventajas las siguientes:

- Requieren la utilización de pocos pozos
- No hace necesaria la perforación de pozos extra debido a que los pozos viejos pueden cumplir la función de inyectores, disminuyendo consigo la inversión en áreas que disponen de pozos perforados irregularmente o con espacios entre pozos muy grandes.
- Se genera un alto recobro de petróleo con mínima producción de agua (Madrid, 2020).

En la Figura 9 se evidencia la Inyección de agua

Figura 9

Inyección de agua



Nota: La figura muestra la *Inyección de agua externa o periférica*. Fuente: Madrid, M. (2016).

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

Igualmente son consideradas como las principales desventajas:

- Suele ocurrir que una porción de agua que es inyectada no logra desplazar el petróleo
- No es posible realizar un detallado seguimiento del frente invasivo, caso que si es posible con la inyección de agua en arreglos.
- Pueden surgir fallas al tenerse deficiencias en la comunicación desde afuera y dentro del yacimiento.
- El proceso de desplazamiento e invasión es lento y de tal forma la recuperación de la inversión se da a largo plazo (Madrid, 2020).

3.7.4. Agua Inteligente en Yacimientos de Areniscas

Una de las características más relevantes de los yacimientos de areniscas es el poseer un núcleo heterogéneo teniendo en cuenta que el núcleo en un yacimiento puede ser muy diferente a otro del mismo depósito, de tal forma para la debida implementación del agua inteligente en yacimiento de arenisca se han realizado estudios de interacción química entre la salmuera y los minerales presentes en los núcleos, probados mediante la evaluación química del agua producida a la par de realizar diversas interacciones entre petróleo, salmuera y núcleo mediante pruebas de adsorción e inundación (Aceros, 2015)

Según estudios realizados para aumentar el factor de recobro en la producción de crudo en yacimientos de areniscas, de debe de realizar una alteración en la humectabilidad de la roca para que los componentes de crudo absorbidos inicialmente puedan ser resorbidos por la roca. Teniendo en cuenta esto, la presencia de minerales como el feldespato puede alterar el pH de la salmuera y afectar la eficiencia del cambio de mojabilidad de la roca y, por ende, la no absorción de los componentes orgánicos adheridos a la roca; de tal forma y a fin de predecir los cambio de

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

mojabilidad en el reservorio se hace necesario poseer un detallado conocimiento de la mojabilidad de la roca y la mineralogía propia del yacimiento.

Siendo así, la implementación de Smart water en yacimientos de arenisca como método de recuperación es compleja debido a la variación en las interacciones químicas líquido-sólido; igualmente, es necesario recordar que el agua inteligente también puede ser inyectada con intención en los yacimientos con el fin de ser parte integral de proyectos de recuperación secundaria o bien para mantener la presión; es así como en un proyecto de mantenimiento de presión, el agua es inyectada a la capa freática o fase acuosa del pozo a fin que la presión general del depósito no disminuya (Yosuef, 2014).

3.7.5. Tratamiento y Proceso para Agua de Inyección

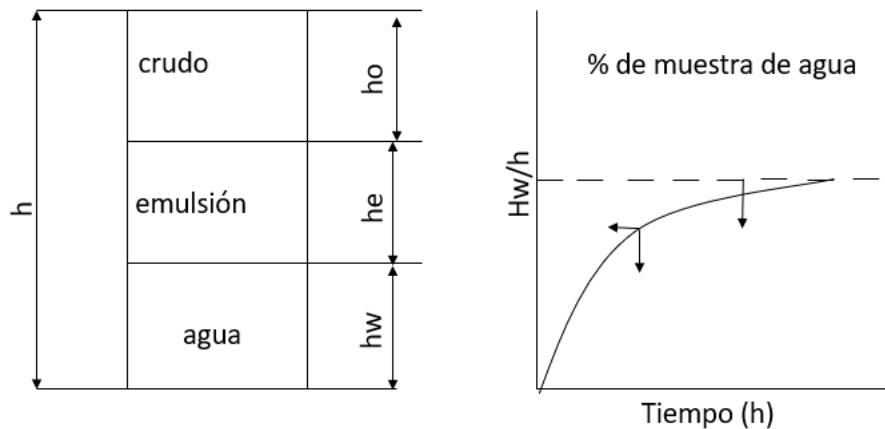
El proceso para el tratamiento de fluidos producidos depende de su origen, su condición y el método de descarga elegido para la salmuera; los tratamientos conocidos incluyen separadores de tres fases y tratadores para quitar el agua del aceite y establecer una corriente de agua primaria, igualmente, se han continuado proponiendo y evaluando métodos adicionales de tratamiento y estas nuevas técnicas incluyen el uso de centrifugadoras y filtrado por membranas. No obstante, estas aún no han sido probadas ni están en el mercado; la separación de aceite y agua debe ser positiva (Madrid, 2020); entre los métodos ya existentes se encuentran:

3.7.5.1. Deshidratadores mecánicos y separadores de tres fases. Se aplica en donde las caídas de presión en el pozo a través de estranguladores no han emulsionado el agua. La separación de aceite y agua ocurre inicialmente en una cámara de gravedad con salidas separadas para el aceite y el agua. La Figura 11 muestra de manera abreviada la operación del deshidratador.

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

3.7.5.2. Remoción del petróleo disperso. Dentro de este proceso entran otros procedimientos como son, los tanques desnatadoras, separadores de placas paralelas, celdas de flotación con gas, coalescedores, hidrociclones.

Figura 10
Separador de tres fases



Nota: La figura muestra un separador de tres fases, comúnmente conocido como knockouts (deshidratadores mecánicos) de agua libre, son utilizados para separar y remover cualquier fase de agua libre que pueda existir. Tomado de *Proyectos Piping* (2014).

3.7.5.3. Remoción gas disuelto. En este proceso, se encuentran algunos procedimientos entre los que están la remoción del oxígeno, el cual cuando se inyecta el agua; es más económico retirar este o usar cañería y tubería recubierta de plástico resistente a la corrosión (De Viana, 2014).

3.7.5.4. Remoción de sólidos en suspensión. Dentro de este proceso se hallan los filtros de lecho graduado convencionales, filtros de alta velocidad, lecho profundo y flujo ascendente; filtros de alta velocidad, lecho profundo y flujo descendente, filtros de tierra diatomácea, filtros cartucho, sedimentación y selección.

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

3.7.5.5. Uso de Biocidas. Para este sistema, el producto que se use debe ser compatible con el agua, aplicación, enjuague y esterilización; el biocida más común es el cloro.

4. Metodología

Con la realización de este trabajo de investigación, se pretende recopilar información de las distintas fuentes bibliográficas mediante las cuales se analizará la eficiencia de la inyección de agua inteligente en el aumento de producción de crudo. Con el fin de garantizar el cumplimiento de los objetivos planteados se describe a continuación la metodología a seguir:

4.1. Enfoque de la Investigación

La investigación, dada la naturaleza de la misma aborda temas relacionados a un proceso que debe seguirse para aumentar la producción en yacimientos de petróleo; por tal razón se enmarca en un paradigma cualitativo, considerando que la teoría que es analizada en contexto es generada con base en la comparación de investigaciones previas con los resultados del estudio, convirtiendo el trabajo actual como una extensión de las investigaciones antecedentes (Estado del Arte) (Hernández, Fernández, & Baptista, 2014)

4.2. Tipo de Investigación

La investigación es de tipo Teórico conceptual, dado que lo que se realizará es la indagación en fuentes de información secundaria (bases de datos, documento, tesis y estudios) para analizar información referida a una categoría principal del estudio como es agua inteligente de las cual se piensan exponer sus características físico-químicas y su aporte a los procesos de extracción de crudos.

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

4.3. Diseño de la Investigación

Evidentemente se trata de una investigación no experimental dado que aquí no existe manipulación de las variables; se parte entonces de estudios ya realizados por otros investigadores y el objeto es compilar la información y analizarla bajo unos objetivos previamente planteados, igualmente el diseño es transeccionales descriptivos, debido a que el objetivo planteado en el estudio permite indagar la incidencia de modalidades y niveles de una o más variables en un proceso técnico como es la extracción de crudo.

4.4. Población y Muestra

La población para la presente investigación se define como la literatura disponible de diversas fuentes que considere información acerca de la Ingeniería de Petróleos, los métodos de extracción y en general la producción de pozos petroleros; la muestra por su parte será la literatura disponible que en sus alcances contemple el método de inyección de agua inteligente para el proceso de extracción.

4.5. Método de la Investigación

La presente investigación realizará un análisis a partir de dicha información, que se realizará en cuatro etapas, las cuales son: la identificación de las características petrofísicas del fluido en el yacimiento para aplicar la tecnología de agua inteligente mediante revisión bibliográfica, analizar las propiedades fisicoquímicas del agua inteligente que permitan establecer la compatibilidad de los fluidos para optimizar la producción de crudo por medio de revisión teórica, investigar el comportamiento de la mojabilidad de la roca al interactuar con el agua inteligente mejorada y finalmente definir el posible impacto ambiental que puede producir la aplicación de la tecnología de agua inteligente en el aumento de producción de petróleo.

5. Análisis

Los modelos desarrollados EOR (Método de Recuperación Mejorada de Petróleo) con agua inteligente para yacimientos de areniscas implementan información petrofísica de los fluidos y características del yacimiento con el objetivo de obtener amplio conocimiento de las fases presentes en el yacimiento. De esta forma, es importante considerar los factores importantes que deben tenerse en cuenta antes de implementar esta tecnología, desde las propiedades fisicoquímicas del agua inteligente y su grado de compatibilidad de los fluidos en el medio poroso para optimizar la producción de crudo.

Igualmente se evalúa el comportamiento de la mojabilidad de la roca al interactuar con agua inteligente mejorada, realizar un análisis del comportamiento de la inyección de agua inteligente en crudo pesado en yacimientos de arenisca para establecer los mecanismos de recuperación y por últimos los posibles impactos medioambientales en el proceso. Los mismos se tratan puntualmente en el presente apartado.

5.1. Propiedades Fisicoquímicas del agua inteligente

Para comprender el tratamiento de aguas inteligentes en la extracción de petróleos, se hace necesario recordar algunos conocimientos básicos de la química aplicada a la inyección entre los cuales vale la pena recordar entre otros: las moléculas y su peso molecular, la diferencia entre elementos y compuestos, pesos atómicos y átomos, las moléculas que lo conforman, los pesos equivalentes y los iones radicales. Así mismo debe considerarse las diferencias básicas entre ácidos, bases y sales, y el método para expresar sus concentraciones (Izquierdo & Velez, 2020).

El agua presente en los yacimientos petroleros, emulsionada o no con el crudo, se denomina agua de formación, esta agua debajo de cierta profundidad, por lo general todas las rocas porosas

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

se encuentran llenas de algún tipo de fluidos, el cual en la mayoría de los casos es agua y es precisamente en estas rocas porosas es donde se asientan los hidrocarburos después de su formación y posterior desplazamiento (Aramburo, 2013), dicha agua ocupa los espacios Inter sedimentarios presentes en los fondos de los océanos y los antiguos lagos, pudiendo haberse quedado allí desde su desaparición o haber fluido hasta allí como aguas de infiltración en sistemas hidrogeológicos (QUIMICA.ES, 2020)

Con el fin de realizar un análisis óptimo, el primer paso para caracterizar un agua de formación es el muestreo, lo cual obliga a asegurar que la muestra no se contamine antes de llegar al laboratorio, en consideración a que la calidad de los resultados de la integridad de las muestras que ingresan al mismo (Montiel, 2019); por otra parte dicha agua de formación contiene gases disueltos, combinaciones orgánicas y sales minerales entre otras por lo cual en los procesos de exploración de pozos petroleros e agua sale junto al crudo cambiando sus condiciones de temperatura y presión.

En las plantas de tratamiento de aguas de inyección el proceso a seguir dependerá del tipo de agua empleada y también de las características del yacimiento donde será sometida la inyección; de tal forma factores a tener en cuenta deben los valores de calidad final de agua a partir de su calidad inicial; esto no es más que el control de la calidad de sólidos en suspensión, el tipo de bacterias presentes y su tendencia a ser incrustante o corrosiva. Siendo de esta forma, el número de controles que debe hacerse para garantizar un adecuado estado de los equipos o la calidad del agua de inyección es una tarea diaria en las zonas consideradas como mayormente problemáticas como son lineras, tanques y separadores.

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

Igualmente se hace necesario conocer a fondo la composición y los efectos de diferentes variables en su comportamiento, lo cual requiere un estudio básico de las aguas que servirán para el proceso de inyección, composición que tendrá en últimas efectos positivos o negativos en la optimización de la producción de crudo. De tal forma los efectos de la composición del agua para tener en cuenta respecto a la compatibilidad de los fluidos en el medio poroso y que optimicen la producción de crudo son básicamente las siguientes:

5.1.1. Conductividad del agua

La conductividad de las aguas de inyección es muy importante, tanto que no se recomienda la utilización de dichas corrientes como agua de lavado en casos cuando se utilizan los desoladores debido a que un variado nivel de cloruros afectará el proceso de transferencia de masa en la sal de la fase oleosa a la acuosa, disminuyendo por tanto el efecto de la electrocoalescencia por un significativo aumento de conductividad en la mezcla.

La variación en la conductividad aumenta la pérdida de hidrocarburo arrastrado en el agua, pues en teoría el proceso de electrocoalescencia no tendrá efecto alguno sobre emulsiones de crudo en agua llamadas comúnmente emulsiones inversas, sin embargo, a temperaturas altas la solubilidad del hidrocarburo en la fase acuosa aumentará promovida a su vez por la ya existente concentración de crudo en el agua (Parra, 2020).

5.1.2. pH

Mediante la adición de ácidos o bases inorgánicos se genera un cambio radical en la formación de películas de resinas y asfáltenos, encargados de estabilizar las emulsiones agua-aceite, de tal forma con un ajuste de pH puede minimizarse la rigidez de la película estabilizante de la emulsión para aumentar la tensión superficial; igualmente con la estabilización de la tensión

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

interfacial la cual depende del pH de la fase acuosa, la adsorción en la interfase presenta una histéresis que indica que las diferentes moléculas emulsionantes (surfactantes naturales que contienen grupos ácidos y bases) poseen cinéticas de equilibración muy diferentes (Marfisi & Salager, 2015)

5.1.3. Gases Disueltos

En el proceso de extracción con aguas inteligentes, los gases que causan mayores preocupaciones son el dióxido de carbono (CO_2), el sulfuro de hidrogeno (H_2S) y el oxígeno (O_2), de tal manera con respecto al Sulfuro de Hidrógeno, las aguas producidas que lo contienen son conocidas como aguas amargas y en consecuencia pueden producir yacimientos de petróleo amargos por acción de las bacterias sulfato reductoras en la formación de la producción con concentraciones que pueden llegar a varios cientos de mg/l.

En muchas zonas del país se utilizan sistemas mecánicos elaborados capaces de remover este gas del agua que se produce antes de inyección debido a que dicho gas (H_2S) al ponerse en contacto con el hierro produce Sulfuro de Hierro, capaz de servir como agente incrustante o acelerador de los procesos corrosivos; debe considerarse igualmente que los sulfuros de la mayor parte de los metales son insolubles en agua y tienden a precipitarse. El H_2S Igualmente puede producirse también en el sistema de manejo de agua por las bacterias sulfatoredutoras, debido a lo cual un aumento en la concentración del H_2S a través del sistema de agua que no haya sido causado por el mezclado se considera como indicación de actividad bacteriana.

En resumen, para la realización del tratamiento del agua del inyección se considera un proceso ordenado para mejorar su calidad el cual se enuncia como: Desbaste – Desarenado – Clarificación – Filtración – Desaeración - Tratamiento Bacteriológico - Tratamiento anticorrosivo;

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

por otra parte para la realización de un tratamiento adecuado para las aguas de inyección los parámetros necesarios a medir son: Cationes y aniones - Ph – Bacterias - Solidos Suspendidos y Turbidez (Izquierdo & Vélez, 2020)

5.2. Comportamiento de la Mojabilidad de la Roca

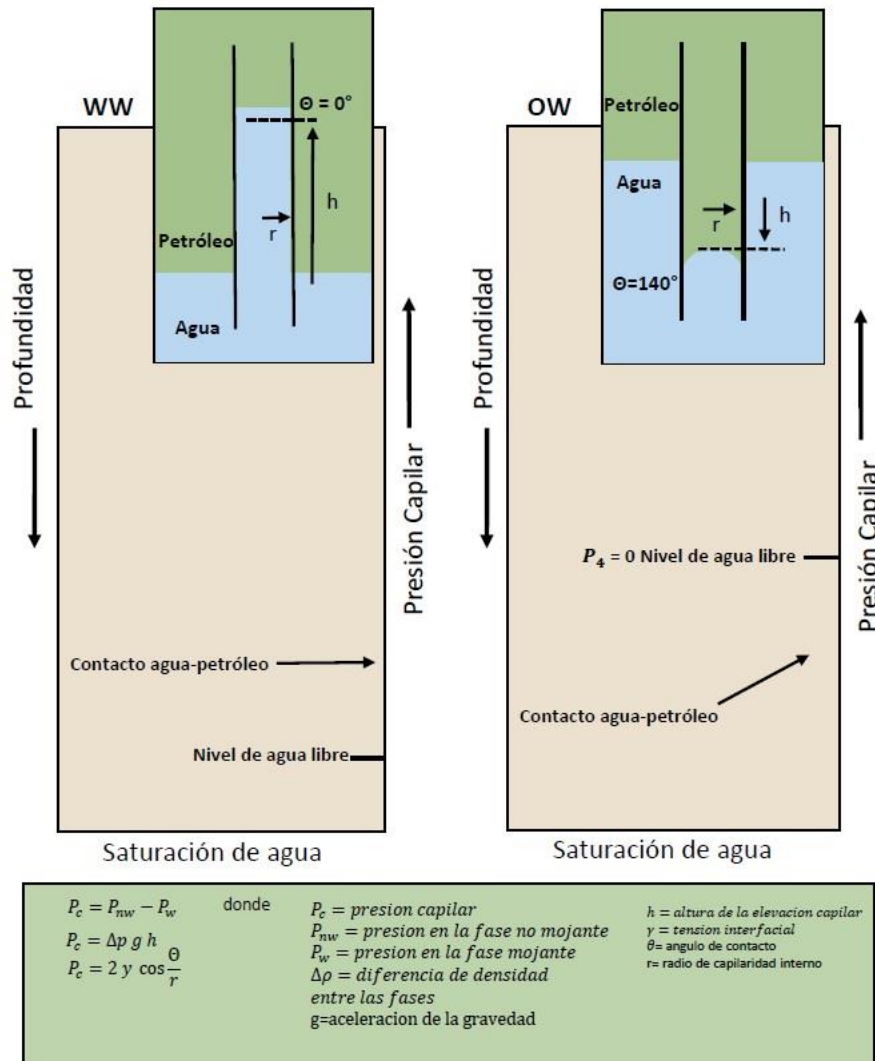
La mojabilidad afecta el desempeño de los proyectos de inyección de agua, lo que también puede implicar una inversión inicial significativa. Incluso en un yacimiento de gas, la mojabilidad o su alteración pueden afectar la recuperación porque la obturación de los poros en las vecindades del pozo producto de la formación de condensado disminuye la productividad de gas (Madrid, 2020).

Por otra parte, las rocas yacimiento comprenden distintos tipos de minerales que actúan como complejas estructuras, donde cada mineral tiene una mojabilidad distinta, lo cual hace difícil de describir el carácter de mojabilidad de la roca, por lo cual el factor de la mojabilidad se considera como una característica compleja que determina la viabilidad del método de inyección de agua inteligente. La Figura 12 determina el proceso anterior.

El comportamiento de la mojabilidad de la roca, se puede definir desde la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles y particularmente para la ingeniería de yacimientos, se considera que la superficie sólida es la roca del yacimiento: arenisca, caliza, dolomita (y frecuentemente, un material, detrítico, un cementante o ambos). Los fluidos que existen en los espacios de los poros de la roca durante la inyección de agua son petróleo, agua y gas. Sin embargo, puesto que las condiciones en las cuales el gas moja preferentemente la superficie de la roca en lugar del líquido están más allá del rango encontrado en rocas con inyección de agua, solamente se considerará al petróleo y al agua como posibles fases mojantes. Dicho comportamiento puede apreciarse en la Figura 11.

Figura 11

Comportamiento de la mojabilidad



Nota: La figura muestra la *Formación de una zona de transición*. Fuente: Wael, 2007, p.3

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

De acuerdo a lo anterior, la mayoría de los yacimientos son mojables anterior a la migración del crudo, exhibiendo una larga zona de transición y en cuyo recorrido la saturación de forma gradual va cambiando desde una fase donde existe un predominio de petróleo más agua irreducible en el tope de la zona de transición hasta la presencia de agua en la base (Wael, 2007).

En la mojabilidad los fluidos pueden clasificarse de la siguiente manera:

5.2.1. Mojantes

Se denominan así aquellos que presentan una mayor tendencia a adherirse a la roca, de estos el más común es el agua debido a que la mayoría de las rocas en yacimiento son mojadas de manera preferencial por el agua.

5.2.2. No Mojantes

Se denominan así aquellos que se adhieren parcial o nulamente la roca

La mojabilidad se determina mediante un ángulo θ denominado ángulo de contacto, que se define como aquel que se forma entre la superficie y la línea tangente al punto de contacto entre la gota de líquido con la superficie (Arias, 2020). Dicha representación gráfica puede verse en la Figura 12.

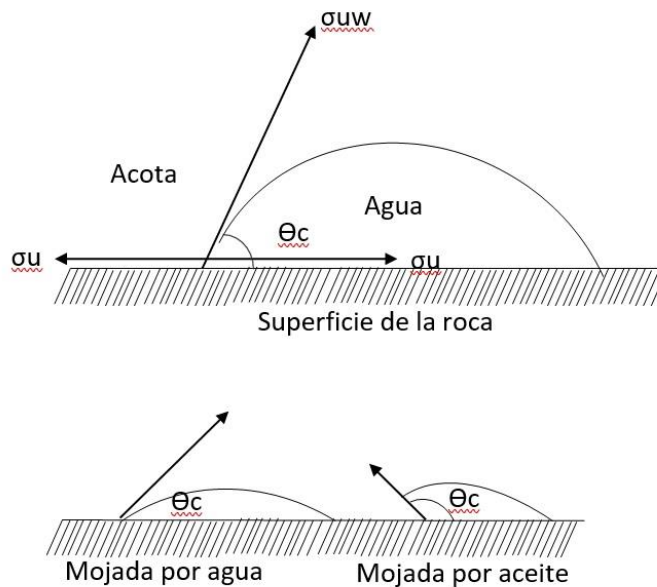
En conclusión, el grado de mojabilidad en un yacimiento de petróleo puede afectar en mayor o menor medida el proceso de extracción de este, por lo que es necesario en primera medida, estudiar el alcance de dicho aspecto. En ocasiones, el nivel de mojabilidad puede afectar el objetivo de aumento de crudo mediante el proceso de inyección de agua inteligente, generando altos costos durante este procedimiento, por lo que es importante tener en cuenta el estudio del suelo, los antecedentes existentes en la extracción de crudo en dicho suelo y los procedimientos de otro tipo

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

que se hayan aplicado en dicho yacimiento para el aumento de producción de crudo. Un estudio detallado y eficiente, responderá al interrogante de si se puede llevar a cabo el método de inyección inteligente o si, por el contrario, se corre el riesgo de generar pérdidas económicas durante dicho proceso.

Figura 12

Comportamiento de la mojabilidad



Nota: La figura muestra un ángulo θ denominado ángulo de contacto Fuente: Arias (2020)

5.2.3. Comportamiento de la Mojabilidad en las propiedades de la roca

En el estudio de la mojabilidad se consideran dos parámetros principales, ambos muy importantes debido a que generan respuestas a múltiples inquietudes acerca del tema como son la Expansión y la Adhesión.

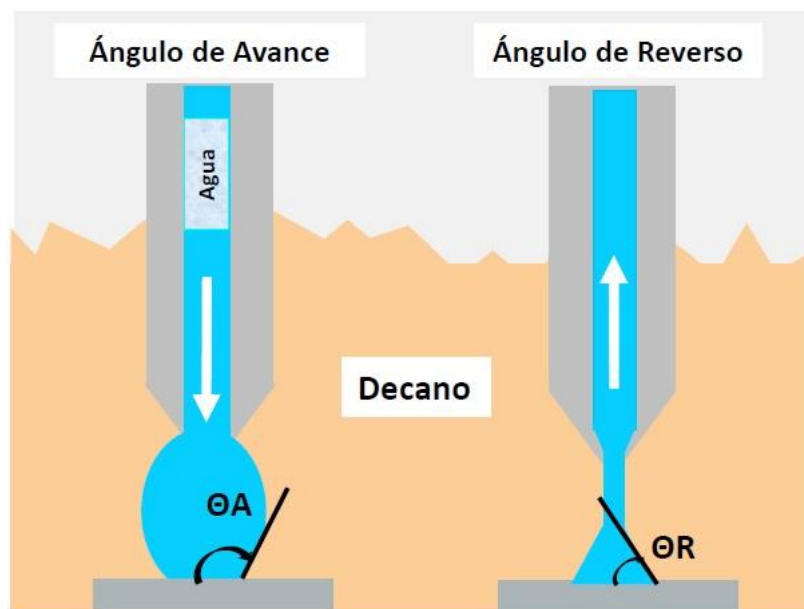
De tal forma en la fase no mojante o de expansión del aceite sobre la superficie sólida, se origina en forma de un desplazamiento, para lo cual es necesario un retroceso del agua, lo que permite relacionar el término con el ángulo de reverso mencionado anteriormente, esto es posible de analizar si se observa la Figura 13 donde al configurarse un ángulo muy pronunciado da cuentas

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

de un gran desplazamiento del aceite sobre el agua, lo cual no es necesariamente un indicador ni necesario para concluir en una adherencia del aceite a la superficie de la roca. De manera contraria, la adhesión se asocia al ángulo de avance, correspondiente entonces al avance del agua, sobre un área de superficie sólida que ha sido ocupada previamente por aceite (Imbibición), lo que puede apreciarse de igual forma en la Figura 13, donde es posible observarse un ángulo de avance alto, correspondiente a un gran desplazamiento del agua; por lo mismo una adhesión fuerte del aceite a la roca, que podría ser síntoma de una ruptura de la capa mojante de agua sobre la superficie sólida dejando ésta expuesta a agentes hidrocarburos, responsables del cambio de mojabilidad (Salgado & González, 2015).

Figura 13

Comportamiento de la mojabilidad



Nota: La Figura representa un ensayo experimental donde se realiza la medida del ángulo de avance y reverso. Tomado de: "Asphaltene Precipitation and Alteration of Wetting. (2015)

5.3.Comportamiento de la Inyección de Agua Inteligente en crudo pesado en yacimientos de arenisca

Aunque hasta hace algunos años, la inyección de agua era considerada un proceso poco eficiente en campos de crudo pesado, y dado que la viscosidad se haya en rangos entre 200 y 800 cP, y debido a que los campos enfocaron sus planes de desarrollo en mecanismos de recobro que aunque más modernos resultaban mucho más costosos como lo son los procesos térmicos o químicos. Sin embargo, debido a la teoría de flujo fraccional y la aplicación básica de la ley de Darcy las cuales de la mano con operaciones basadas en la producción de cortes de agua superiores al 70%, han demostrado que los campos de crudo pesado pueden realizar recuperaciones exitosas con la aplicación de la tecnología de la inyección de agua (Beliveau, 2008).

La inyección de agua se ha consolidada como la de mayor uso en los procesos de recuperación secundaria por las siguientes razones:

- Cuando el agua está disponible ampliamente para el proceso
- Porque el costo del agua es bajo en comparación con otros procesos
- Debido a que el agua tiene una propagación fácil a través del medio poroso.
- Debido a que se tiene una eficiencia alta a la hora de lograr el desplazamiento de aceites livianos y medianos.

5.3.1. Tipos de Inyección

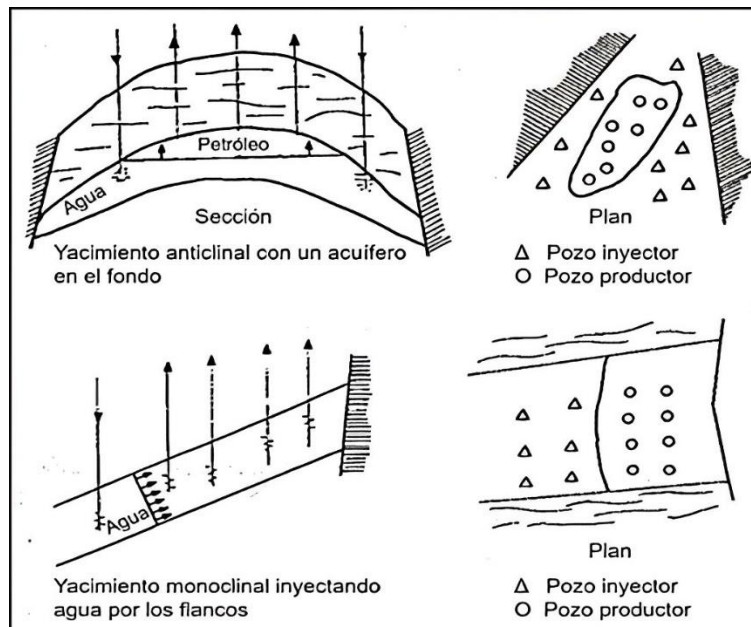
Considerando la posición de los pozos productores e inyectores, el proceso de inyección de agua puede llevarse a cabo de dos formas diferentes, periférica o en arreglos (De Ferrer, 2001).

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

5.3.1.1. **Inyección periférica o externa.** En este tipo de Inyección el agua se inyecta fuerade la zona de petróleo, desde los flancos del yacimiento, se conoce igualmente como “inyección tradicional”, dado que esta res realizada en la zona del acuífero cerca del contacto agua – petróleo, tal como se aprecia en la Figura 14. Vale la pena destacar que este es utilizado al no tenerse una descripción adecuada de la estructura o descripción del yacimiento, en el cual se favorece de gran forma la inyección de agua.

Figura 14

Inyección periférica o externa



Nota: La Figura representa el mecanismo de inyección periférica o externa . Tomado de: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. p.

13

Este tipo de Inyección presenta una serie de ventajas y desventajas comparativas las cuales pueden observarse en la Tabla No. 1:

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

Tabla No. 1

Ventajas y desventajas de la Inyección Periférica o externa

Ventajas	Desventajas
Se requieren pocos pozos	Una porción del agua inyectada no es utilizada para lograr desplazar el petróleo.
No es necesaria la perforación de pozos adicionales, en cambio viejos pozos productores pueden usarse como inyectoras.	Respecto del frente de invasión, no es posible realizar un detallado seguimiento como si puede hacerse en la inyección de agua en arreglos.
No es necesaria una detallada descripción del yacimiento para iniciar el proceso de invasión con agua.	La Inyección periférica en algunos yacimientos no mantiene constantemente la presión en la parte central del mismo.
En el proceso se genera un alto recobro de petróleo con mínima producción de agua.	El proceso de Inyección puede presentar fallas al no darse una buena comunicación entre el centro del yacimiento y la periferia

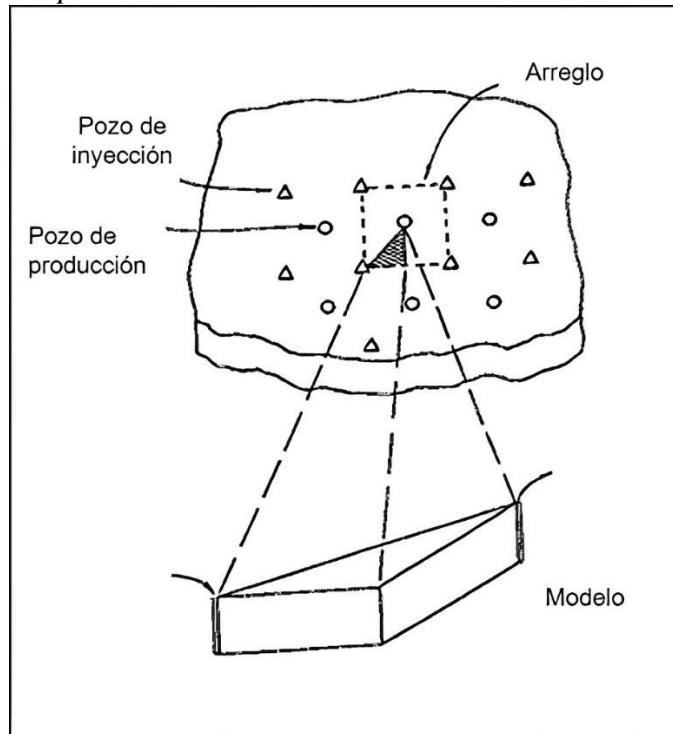
Nota: El anterior análisis se realiza con base en PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. p. 12 -13

5.3.1.2. **Inyección en arreglos o dispersa.** En este tipo de Inyección el agua invade la zona del petróleo desplazando los fluidos equivalentes al volumen invadido y dirigiéndolo hacia los pozos productores. Este tipo de inyección se conoce igualmente como inyección de agua interna debido a que el fluido es inyectado en la zona del petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectoras los cuales forman un arreglo geométrico con los pozos productores, lo cual puede observarse en la Figura 15.

La selección del arreglo en este tipo de inyección depende de factores como son los límites del yacimiento, la estructura, la permeabilidad, la porosidad, la continuidad de las arenas y el número y posición de los pozos existentes. Respecto a los casos en los cuales se emplea, es necesario aclarar que es empleado en aquellos yacimientos que poseen poco buzamiento y una gran extensión areal. En este caso los pozos inyectoras se distribuyen uniformemente entre los pozos productores con el fin de obtener un barrido uniforme y eficiente.

Figura 15

Inyección en arreglos o dispersa



Nota: La Figura representa el mecanismo de inyección Tomado de: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. p. 14

En este tipo de arreglos descrito anteriormente, es posible establecer un control uniforme de la inyección de agua en el yacimiento, considerando un adecuado con base en patrones definidos. Dichos patrones se organizan de manera tal que el área de influencia, tanto de los pozos productores como los inyectores no se afecten por la presencia de otros pozos en la zona. Uno de los problemas que suelen presentarse a la hora de establecer un proceso de inyección de agua se denomina “principio de Interferencia” debido a que la mayoría de pozos sufren una restricción fuerte en la producción o en la inyección según corresponda. Las principales ventajas y desventajas de este tipo de inyección se encuentran definidas en la Tabla No. 2.

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

Tabla No. 2

Ventajas y desventajas de la Inyección en arreglos o dispersa

Ventajas	Desventajas
El yacimiento genera una respuesta rápida al arreglo.	
Se generan eficiencias elevadas del barrido areal.	Existe un mayor seguimiento y control y, por tanto, mayor cantidad de recursos humanos
Se produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos, de bajos buzamientos y bajas permeabilidades efectivas con alta densidad de pozos, debido a que la distancia inyector – productor es pequeña.	En este método se requiere de mayores inversiones dado que se utilizan un alto número de pozos inyector.
En este tipo de arreglos es posible un control bueno del frente de invasión y del factor de reemplazo.	
Es posible la disminución del efecto negativo de las heterogeneidades sobre el recobro	

Nota: El anterior análisis se realiza con base en PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. p. 15

A fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyector se distribuyen entre los pozos productores, para lo cual se convierten los pozos productores existentes en inyectores, o se perforan pozos inyectores interespaciados. En ambos casos, el propósito es obtener una distribución uniforme de los pozos, similar a la utilizada en la fase primaria de recobro (Madrid, 2020). Desde este punto de vista, la calidad de la inyección de agua definirá la eficiencia de esta en el aumento y recuperación en la extracción de crudo, es decir, un mal procedimiento en el que el agua no sea compatible con las condiciones del pozo puede causar graves daños en este y lograr el efecto contrario.

Factores como el estudio de las características de un yacimiento, juegan un papel esencial en el éxito de la extracción y la recuperación del crudo, así como su optimización. También, se debe tener en cuenta una serie de factores al hacer uso de la técnica de Smart Water, como los minerales que se encuentran en la superficie del medio poroso, la composición iónica del agua de

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

formación, las propiedades de las salmueras y de los minerales presentes en el petróleo en el yacimiento; también, la mojabilidad inicial y la temperatura en la se encuentra el yacimiento.

Cuando se altera la composición iónica del agua de inyección diferente al agua de formación para generar un aumento en la recuperación de crudo en los yacimientos, el proceso a realizar es mediante la perturbación de la mojabilidad, generando un equilibrio químico por medio de la inyección de una salmuera con baja salinidad con efecto positivo en el aumento del pH, generando el aumento deseado en el factor de recobro. Cuando se trabaja con la mojabilidad, se debe tener conocimiento de los diferentes aspectos como la composición orgánica polar que se encuentran en el petróleo, la composición del agua de formación FW, los minerales de la superficie y la temperatura del yacimiento. Desde este punto de vista, se han desarrollado varios estudios para la determinación de las composiciones iónicas de las salmueras de inyección.

Finalmente, el factor fundamental en la eficiencia de la inyección de agua inteligente en un yacimiento de crudo depende del equilibrio que exista entre los distintos elementos que conforman el suelo. Si bien, todo esto sugiere un arduo trabajo en el que se debe realizar análisis e inspección de los componentes fisicoquímicos del pozo, también es importante que se tengan en cuenta los diferentes tipos de inyección de agua y seleccionar el método más conveniente durante dichos procedimientos. Así, en la exploración y extracción de crudo en un campo petrolífero, entran en juego distintos aspectos como la mojabilidad, la temperatura, las características del suelo, el tipo y calidad de agua con la que se pretende hacer el mencionado procedimiento, los anteriores trabajos (si los hay) de extracción en dicho yacimiento y los métodos más pertinentes de recuperación de crudo.

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

También, se sabe que anterior a la extracción de petróleo, este contiene diferentes sustancias que pueden ser tóxicas o no, por lo cual, es tarea de los expertos clasificar y separar dichas sustancias en el procesamiento del crudo puesto que son muchos los productos derivados de este y que son de utilidad para el ser humano. De esta forma, el tipo de inyección de agua definirá la eficiencia en dicho proceso, por lo que la extracción de crudos se hace una tarea más ardua y compleja donde participan diferentes factores que pueden alterar positiva o negativamente la calidad del petróleo, dependiendo del procesamiento que se le otorgue y de los estudios minuciosos de cada uno de los elementos que hacen parte de este y los que entrarán a ser parte de este.

5.4. Impacto Medioambiental de la Inyección de aguas inteligentes

En la actualidad en el territorio colombiano no existe una regulación específica para el desarrollo de proyectos de recobro mediante la utilización de inyección de aguas inteligentes, sin embargo, cuando se requiere iniciar alguno de estos proyectos debe cumplirse con la Resolución 40048 de 2015 del Ministerio de Minas y Energía, la cual establece las técnicas que deben aplicarse a los yacimientos con el fin de mantener o incrementar su energía o la recuperación final de hidrocarburos.

Por otra parte mediante la Resolución 181495 de 2009 del Ministerio de Minas y Energía, se establecen pautas para que todo proyecto piloto o ensayo de mantenimiento de presión por inyección de fluidos y sus modificaciones, requieren de una aprobación previa por parte del Ministerio de Minas y Energía. De tal forma, para la aplicación de técnicas de recobro donde el agua juega un papel importante, debe garantizarse el cumplimiento del Decreto 3930 de 2010, que en su artículo 27 establece que:

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

“(…) con respecto a la reinyección de residuos líquidos. Solo es permitida la reinyección de aguas que provengan de la exploración y explotación petrolífera, de gas natural y recursos geotérmicos, siempre y cuando no se impida el uso actual o potencial del acuífero. El Estudio de Impacto Ambiental requerido para el otorgamiento de la licencia ambiental para las actividades de exploración y explotación petrolífera, de gas y de recursos geotérmicos, cuando a ello hubiere lugar, deberá evaluar la reinyección de las aguas provenientes de estas actividades, previendo la posible afectación al uso actual y potencial del acuífero” (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2010, p. 15)

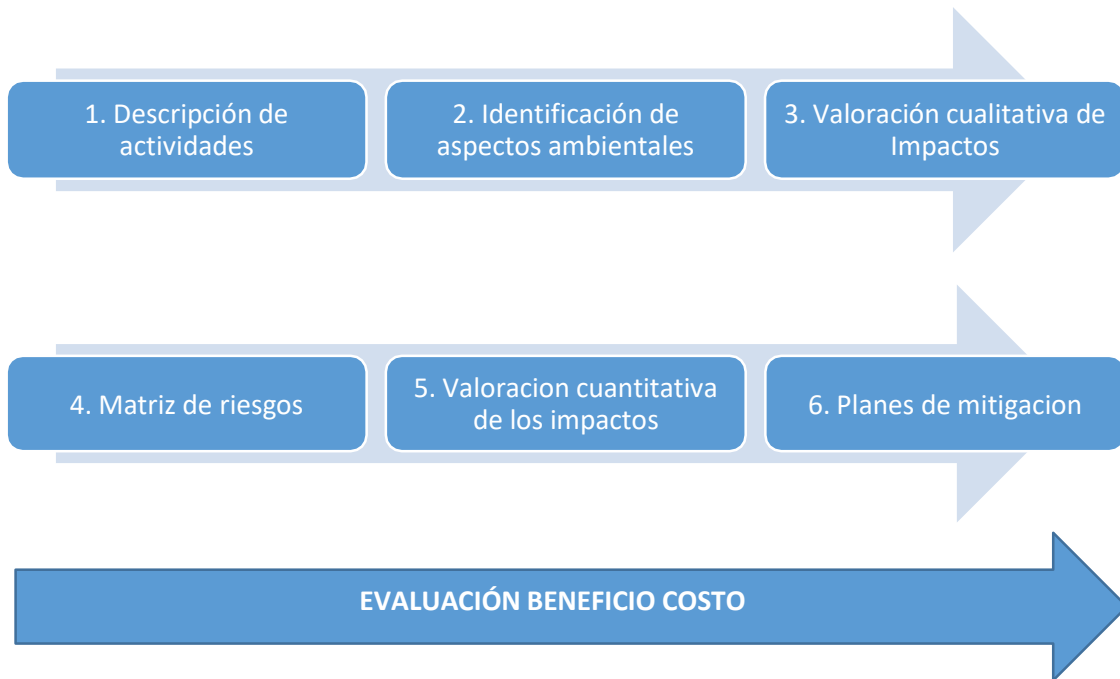
Ahora bien, en consideración a la Guía ambiental para el desarrollo de campos petroleros, la legislación colombiana establece como necesaria la obtención de permisos para el uso racional de los recursos naturales que el proyecto, actividad u obra requiera para su total ejecución, de tal forma en el Decreto 1076 de 2015, se especifican los requerimientos, tramites y permisos del impacto medioambiental y la consecuente licencia ambiental global.

Por su parte por medio de la licencia ambiental se deja constancia de cuáles son los permisos, concesiones o autorizaciones requeridos para el uso y/o afectación de los recursos naturales renovables, necesarios durante el tiempo de vida útil del proyecto, obra o actividad, los cuales deben estar identificados en el PMA, y deben especificar igualmente todas las actividades y medidas que han de orientarse a mitigar, prevenir, corregir o compensar los efectos ambientales e impactos que se originen por el desarrollo de una actividad, proyecto u obra.

Con respecto a la metodología que está definida en el marco regulatorio medioambiental para la identificación y valoración de impactos tienen en cuenta la apropiación de un modelo numérico, cualitativo y de estimación de costos que busca reducir la subjetividad a la valoración de los impactos y comprende las etapas que se describen en la figura 16.

Figura 16

Etapas para la identificación y valoración de impactos medioambientales



Nota: La Figura representa las etapas necesarias para identificar y valorar los impactos medioambientales en la Inyección de agua para incrementar la producción de crudos, Tomado de: Evaluación de los impactos ambientales de las técnicas de recobro: Inyección de agua, inyección de polímeros e inyección de vapor. Por Nubia Solanlly Reyes Avila, Lexy Mirella Quintero y Paula Andrea Tamayo Ramírez. Universidad de los Andes, Facultad de Ingeniería de Petróleos (2020)

En consecuencia, para el método de Inyección de agua en pozos inyectoros, la actividad consiste en introducir dentro de la formación productora de petróleo, a través de pozos inyectoros, fluidos a alta presión, los cuales hacen un desplazamiento del aceite hacia zonas de menor presión, que corresponden a los pozos productores. La distancia entre pozos puede ser hasta de 600 metros. Operaciones de poca estabilidad en presión poseen alto riesgo de rotura de tuberías. Las actividades asociadas a esta etapa son la captación, conducción del agua hasta el sistema de

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

inyección, aumento de presión con sistemas de bombeo, y transporte de los fluidos hasta los pozos inyectoros. Los principales factores identificados en el proceso se describen en la Tabla 3.

Tabla No. 3
Impactos medioambientales identificados

Riesgos	Descripción
Pérdida de integridad del pozo inyector	Si ocurriera un evento de pérdida por integridad de pozo, las consecuencias al ambiente y las personas serían: impacto ambiental en el mediano plazo serio (+3 años), daño irreversible al ambiente. Los pozos no convencionales son los más estudiados en este tema de integridad y su relación con los acuíferos, en Pensilvania los pozos presentan fallas entre el 3 y el 7%, pero este porcentaje es altísimo si se evalúa en función de la antigüedad de los pozos: 2008 a 2013 (Fierro, 2015). Datos de Australia, Austria, Bahrain, Brasil, Canadá, Holanda, Polonia, el Reino Unido y los Estados Unidos muestran que (...) el porcentaje de pozos con fallas en su integridad es muy variable (1,9 a 75%). De 8300 pozos revisados en el Marcellus Shale en Pensilvania entre 2005 y 2013, el 6,3% fueron reportados como defectuosos (Davies, 2014).
Agotamiento del Acuífero	De acuerdo al informe realizado por la Oficina de Responsabilidad del Gobierno de los Estados Unidos (GAO, por sus siglas en inglés) en el año 2012, la extracción extensiva de aguas para las diferentes operaciones petroleras puede abatir los niveles freáticos. Esto podría traer consecuencias para el medio ambiente, generando un impacto ambiental severo de largo plazo, alteración permanente de la función del ecosistema y un daño extensible e irreversible. En cuanto a la probabilidad de ocurrencia, de acuerdo con estudios y fotografías recientes de la NASA, 21 de 37 de los acuíferos más grandes del mundo – en las poblaciones desde India y China a los Estados Unidos y Francia – han pasado sus puntos de inflexión de sostenibilidad. Trece acuíferos disminuyeron a tasas que los ponen en la categoría más problemática (NASA, 2017).
Vertimiento de agua fuera de parámetros	Las consecuencias en el medio ambiente por vertimiento de agua fuera de parámetros, podrían ser volúmenes de la sustancia derramada (barriles): entre 100 y 1.000, o área superficial impactada (m ²): entre 5.000 y 50.000, o la generación de un derrame de Hidrocarburo o sustancia en cuerpo de agua superficial que genera una restricción temporal del uso de agua menor de 90 días, y/o con mortandad de especies. En cuanto a la salud de las personas, las consecuencias podrían ser fatalidad, incapacidad temporal mayor a 1 día o afectación a la comunidad. En cuanto a la probabilidad en el periodo de enero de 2015 a agosto de 2016, la ANLA emitió 277 autos relacionados con sancionatorios ambientales, de los cuales para el sector de hidrocarburos corresponde el 18%. En los primeros ocho meses del 2016, se impusieron 14 multas de 136 procesos coactivos (ANLA, 2016)

Nota: El anterior análisis se realiza con base en Evaluación de los impactos ambientales de las técnicas de recobro: Inyección de agua, UniAndes (2020).

6. Conclusiones

El método de inyección de agua inteligente se ha constituido como una de las técnicas adecuadas para recuperar y aumentar la producción de crudo dada una acertada relación de costo/beneficio, convirtiéndose igualmente en un método que no reviste mayores riesgos para el medio ambiente. La viabilidad de su aplicación desde esta investigación ha sido posible gracias a la revisión de estudios, publicaciones, artículos y otros documentos que han permitido analizar los procedimientos a seguir y las condiciones que una superficie o yacimiento deben cumplir para hacer posible la implementación de este método.

La eficiencia del método ha sido comprobada en diferentes latitudes, sin embargo, es necesario resaltar que dicho método no puede aplicarse a todo campo petrolífero debido a que es necesario atender una serie de condiciones y un estudio previo de campo y laboratorio, los cuales definirán la factibilidad de empleo del método o si por el contrario son las condiciones del lugar las que no permiten dicho procedimiento.

Dentro de las razones para utilizar el método de inyección de agua como la más viable en los procesos de recuperación secundaria se encuentran: la facilidad de disponibilidad, el bajo costo, su fácil propagación a través de un medio poroso y su comprobada eficiencia al momento de lograr desplazar aceites livianos y medianos.

Con relación a las propiedades fisicoquímicas del agua inteligente que permiten establecer la compatibilidad de los fluidos para optimizar la producción de crudo, se parte del agua en formación que es aquella que emulsionada o no con el crudo se encuentra presente en los yacimientos petrolíferos; todas las rocas porosas contienen fluidos que en su gran mayoría corresponde a agua y en esas rocas es precisamente donde se asientan los hidrocarburos.

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

La caracterización del agua de formación es realizada en una primera etapa mediante un muestreo para lo cual es necesario garantizar que la muestra no se contamine con el fin de considerar la calidad de los resultados en relación directa con su integridad. De tal manera es indispensable conocer profundamente la composición y los efectos de diversas variables sobre las aguas que servirán para el proceso de inyección las cuales tendrán efectos favorables o desfavorables para la optimización de la producción de crudo.

Para realizar el tratamiento del agua de inyección se sigue un proceso ordenado para potenciar su calidad: Desbaste – Desarenado – Clarificación – Filtración – Desaeración - Tratamiento Bacteriológico - Tratamiento anticorrosivo; por otra parte, para la realización de un tratamiento adecuado para las aguas de inyección los parámetros necesarios a medir son: Cationes y aniones - Ph – Bacterias - Solidos Suspendidos y Turbidez

Uno de los factores que más afecta el desempeño de los proyectos de inyección de agua es la mojabilidad, considerando que de todas formas la mayoría de los yacimientos son mojables anterior a la migración del crudo, mostrándose una zona larga transicional en cuyo recorrido la saturación de forma gradual va cambiando desde una fase donde predomina el petróleo más agua irreducible en el tope de la zona de transición hasta la presencia de agua en la base.

Los fluidos se clasifican como mojantes cuando presentan una mayor tendencia a adherirse a la roca aclarándose que la mayoría de rocas en yacimiento son mojadas de manera preferencial por el agua y caso contrario los fluidos no mojantes son aquellos que se adhieren parcial o nulamente la roca, de tal forma el grado de mojabilidad en un yacimiento de petróleo puede afectar en mayor o menor medida el proceso de extracción de este, por lo que es necesario en primera medida, estudiar el alcance de dicho aspecto.

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

Ocasionalmente el nivel de mojabilidad puede afectar el objetivo de aumento de crudo mediante el proceso de inyección de agua inteligente, lo cual genera altos costos durante el procedimiento, lo que hace necesario realizar un estudio del suelo, análisis de los antecedentes existentes sobre extracción en dicho suelo y otros procedimientos aplicados con éxito anteriormente.

Diferentes experimentos han demostrado que existen algunos factores que posibilitan la mojabilidad de un sistema mojado por aceite a ser mojado por agua a través de agua inteligente, esto se da a través del paso de los ácidos de cadena corta que aportan iones H^+ y provocan un cambio en el log D del ácido, lo cual permite al laurato de sodio que está presente en la roca, cambiar su afinidad hacia la fase oleosa y separarlo de la superficie de la roca; por otra parte se encarga de disolver parte de la superficie de la roca, modificando la mojabilidad obteniendo una recuperación mejorada de aceite.

Lo anterior es igualmente posible y se lleva a cabo dentro de un yacimiento, para lo cual es necesario determinar los aspectos fundamentales que promueven este cambio de mojabilidad por inyección de agua inteligente, por lo que, al analizar la composición iónica de las salmueras se ha observado en este paso una mayor cantidad de Ca^{2+} en el agua de formación sintética la cual promueve un mayor desplazamiento del ácido hacia la fase oleosa y con base en este resultado, se elige el agua de mar sintética, ya que es el agua que retiene mayor cantidad de ácido en la fase acuosa, para disminuir la salinidad mediante una dilución y así promover la transferencia de los ácidos carboxílicos encargados de aportar iones H^+ .

Con el fin de establecer los mecanismos de recuperación es necesario establecer el comportamiento de inyección de agua inteligente en crudo pesado en yacimientos de arenisca se deben reconocer dos tipos de Inyección: la Periférica o externa donde el agua es inyectada fuera de la zona de petróleo, desde los flancos del yacimiento y la dispersa o en arreglos donde el agua

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

invade la zona del petróleo desplazando los fluidos equivalentes al volumen invadido y dirigiéndolo hacia los pozos productores.

Respecto a la Periférica sus ventajas refieren la utilización de pocos pozos sin requerir perforar pozos adicionales, lográndose un alto recobro de petróleo con mínima producción de agua y sus desventajas están referidas a que una porción de agua inyectada no se utiliza para desplazar el petróleo y el seguimiento no resulta muy detallado y no es posible mantener una presión constante en el centro del yacimiento.

La inyección dispersa por su parte tiene las ventajas del yacimiento generando una rápida respuesta al arreglo, la eficiencia en el barrido areal es alta y la invasión es rápida en yacimientos homogéneos posibilitando un control bueno del frente invasivo con una disminución significativa del efecto negativo de las heterogeneidades en el recobro, sus desventajas están referidas se relacionan con la necesidad de contar con una mayor cantidad de recursos humanos debido a la existencia de un mayor seguimiento y control requiriéndose una mayor inversión ante la necesidad de utilizar un mayor número de pozos inyectores.

Concluir la preferencia de uno de los dos métodos no es excluyente y depende en gran medida por las características del proyecto.

Con relación al impacto ambiental que puede generarse debido a la aplicación de la tecnología en el territorio colombiano no existe una regulación específica para el desarrollo de proyectos de recobro mediante la utilización de inyección de aguas inteligentes por lo cual en este tipo de proyectos se debe atender el marco normativo que incluye entre otros la Resolución 40048 de 2015 del Ministerio de Minas y Energía, la Resolución 181495 de 2009 del Ministerio de Minas y Energía Decreto 3930 de 2010 en su artículo 27.

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

Por otra parte, con relación a la Guía ambiental para el desarrollo de campos petroleros, la legislación colombiana dispone la obligatoriedad de obtener licencias para el uso racional de los recursos naturales atendiendo los lineamientos contenidos en el Decreto 1076 de 2015.

La identificación de los impactos medioambientales identificados se realiza con base en la consulta de literatura internacional que enuncia tres tipos de riesgos mayores como son la pérdida de integridad del pozo inyector (impacto ambiental en el mediano plazo serio (+3 años), daño irreversible al ambiente), el agotamiento del acuífero (un impacto ambiental severo de largo plazo, alteración permanente de la función del ecosistema y un daño extensible e irreversible) y el vertimiento de agua fuera de parámetros que puede ocasionar restricción temporal del uso de agua menor de 90 días, y/o con mortandad de especies.

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

Referencias

- Alarcón, C. (2018). *Análisis técnico económico de la implementación de completaciones inteligentes, para pozos de inyección de agua en reservorios con baja producción y alto corte de agua, en la Amazonía Ecuatoriana*. Quito: Universidad Técnica Equinoccial.
- Anton, R. (2022). Tensión Interfacial. *Revista U. de los Andes. Mérida* 3(4), 25-54.
- Aramburo, C. (2013). *Aguas de Formación*. México D.F.: Mc Graw Hill.
- Arenas, E. (2017). Caracterización de crudos pesados. *Prime Noticias, Investigación en Unisergio*, 25-45.
- Arias, W. (2020). *Propiedades Petrofísicas*. La Paz: Publicaciones de la Escuela Militar de Ingeniería.
- Bassani, M. (2017). Agua inteligente. *Rev especializada smart water Vol. 3 No. 4*, 25-45.
- Beliveau, D. (2008). Waterflooding Viscous Oil Reservoirs. *SPE Ed. No. 3*, 1-4.
- Betancourt, M. (2019). *Optimización del sistema de inyección de agua de un PAD del campo Pacific Rubiales mediante la evaluación del potencial de los pozos y el rediseño de los equipos de Bombeo*. Bogotá D.C.: Revista de Investigaciones Universidad de América.
- Biden, C. (2015). *Propiedades Petrofísicas de la Roca*. México D.F.: Mc Graw Hill.
- Blanco, J., & Delgadillo, C. (2006). *Metodología integrada para el diseño de un monitoreo de inyección de agua desarrollado en un campo petrolero*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Chuzón, C. (2020). *Proceso de inyección de agua para la recuperación secundaria en la Piurá, Perú*: Universidad Cesar Vallejo.
- Cordero, W. (2016). Rocas y Reservorios. *Investigación en geología Vol. 2 No. 1*, 1-17.
- Cruz, J. (2020). Mojabilidad de la Roca. *Publicaciones científicas mexicanas Vol 1 No. 3*, 12-37.
- De Ferrer, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela: Edic. Petroleum.
- ECOPETROL. (2014). *Cuencas Petrolíferas en Colombia*. Barrancabermeja: Publicaciones de Ecopetrol.
- EITI- Colombia. (2017). *Perfiles del Petróleo Crudo*. Bogotá D.C.: Publicaciones Técnicas EITI.
- ESPOL. (2015). *Métodos de extracción De hidrocarburos no convencionales*. Quito: ESPOL
- González, A. (2020). Yacimientos de Areniscas. Madrid: Portal del Petroleo.
- Gualteros, M., Aranguren, C., & Vargas, A. (2018). *Potencial de un proyecto de recobro con Smart Water en un campo maduro del Magdalena Medio*. Bogotá D.C.: Universidad de Los Andes.

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

- Hernández, A., & Ortega, A. (2018). *Optimización en la Producción de Crudos*. Cartagena DTC: Universidad de Buenaventura.
- Hernández, R., Fernández, C., & Baptista, P. (2014). *Metodología de la Investigación, 6a ed.* México D, F, Mc Graw Hill.
- Izquierdo, J., & Vélez, F. (2020). *Manual para el procesamiento de agua de inyección en un campo petrolero*. Guayaquil: ESPOL Ed.
- Lalama, A. (1998). *Método combinado computarizado para predecir el comportamiento de un yacimiento sometido a inyección de agua*. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Ecuador.
- Marfisi, S., & Salager, J. (2015). *Principios y Tecnología de la deshidratación de crudos*. Bogotá D.C.: Uniandes Ed.
- Marzo, M. (2017). Recursos Convencionales y No Convencionales de gas y petróleo. *Rev. Petroleo y Recursos Naturales Vol 4 No. 5, 15-27.*
- Montoya, S. (2016). *Explotación de Petróleos en Colombia*. Bogotá D.C.: Voluntad.
- Muñiz, L. (2019). Aspectos fundamentales del proceso de recuperación mejorada de hidrocarburos por inyección de aguas inteligentes. México D.F.: UAM
- Méndez, A. (1999). Crudos pesados. *Investigación en petróleos Vol 1 No. 3, 1-3.*
- Monroy, B., & Pérez, J. (2017). *Evaluación Técnica de los patrones de Inyección de agua mediante simulación analítica en cinco pozos del bloque V, Centro del campo Yarigui-Cantagallo medianye el Software Sahara*. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América.
- Montiel, M. (2019). Metodología para la caracterización del agua de formación en pozos de gas en aguas profundas. *Investigación y Ciencia Vol. 59 No. 3, 45-85.*
- Muñiz, L. (2019). *Aspectos fundamentales del proceso de recuperación mejorada de hidrocarburos por inyección de aguas inteligentes*. México D.F.: UAM.
- Nolen, S. (2016). Mojabilidad en rocas sedimentarias. *Texca 1(2), 14-17.*
- Paris, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petroleros*. Maracaibo, RBV: Ediciones Astro.
- Parra, J. (2020). *Propuesta para la separación de agua y petróleo crudo en los procesos de extracción*. Bogotá D.C.: FUA Ed.
- ONU. (2018). *Perspectivas de la Industria Petrolera en América Latina*. New York: Publicaciones ILR.
- Ortiz, A. (2018). *Ingeniería de Petróleos*. Quito: Ediciones Técnica

INYECCIÓN DE AGUA INTELIGENTE PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

QUIMICA.ES. (2020). El "agua inteligente" puede ayudar a la recuperación del petróleo. *Rice University Vol. 4 No. 5*, 15-35.

Ruggeri, J. (2015). *Enciclopedia de Energia Vol 3 Tomo 2*. Bogotá D.C.: SALVAT EDITORES.

Salgado, B., & González, L. (2015). *Efecto de la Mojabilidad en las Propiedades Petrofísicas y Operaciones de Recobro Secundario*. Bucaramanga: Ediciones UIS.

Soar, Y. (2021). Características de crudos pesados y extrapesados. *Investigación en Petroquímica Vol. 1 No. 2*, 15-32.

VALORA ANALITIK. (2021). *Reservas Petroleras para la autosuficiencia en Colombia*. Bogotá: Publicaciones de la ANH

Vargas, L. (2019). *Dinámica de los fluidos*. Buenos Aires: Grijalbo.

Wael, A. (2007). Fundamentos de la mojabilidad. *Oilfield Review Vol. 2 No. 10*, 15 - 35.

Yousef, A. (2014). *Aguas Inteligentes*. El Cairo: Kasaj.