



**UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL
DE LOS LLANOS OCCIDENTALES "EZEQUIEL ZAMORA"
VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL
PROGRAMA INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGÍA
SUBPROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

**EL USO DE POLIMEROS NATURALES (SABILA) COMO TECNICA DE
RECUPERACION MEJORADA EN YACIMIENTOS MADUROS EN EL
DISTRITO BARINAS.**

AUTORES:

Sandra Martínez Q.

C.I: 21549810

Kenverlyn Y Carrasquel P.

C.I: 24.688.829

Tutor Académico: Ing. Deivis González.

Barinas, Octubre de 2018



**UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL
DE LOS LLANOS OCCIDENTALES “EZEQUIEL ZAMORA”
VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL
PROGRAMA INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGÍA
SUBPROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

Trabajo Especial de Grado presentado como requisito parcial para optar por
el título de: Ingeniero de Petróleo.

**EL USO DE POLIMEROS NATURALES (SABILA) COMO TECNICA DE
RECUPERACION MEJORADA EN YACIMIENTOS MADUROS EN EL
DISTRITO BARINAS.**

AUTORES:

Sandra Martínez Q.

C.I: 21549810

Kenverlyn Y Carrasquel P.

C.I: 24.688.829

Tutor Académico: Ing. Deivis González.

Barinas, Octubre de 2018



**UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL
DE LOS LLANOS OCCIDENTALES "EZEQUIEL ZAMORA"
VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL
PROGRAMA INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGÍA
SUBPROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi carácter de Tutor (a) del Trabajo de Especial de Grado presentado por el ciudadano **Sandra Martínez Q,C.I. 21549810; Kenverlyn Y Carrasquel P, C.I: 24.688.829**, para optar al título de **Ingeniero de Petróleo**, considero que este reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a presentación pública y evaluación por parte del jurado examinador que se designe.

En la ciudad de Barinas a los _____ días del mes de _____ de _____

Tutor (a): Ing. Deivis González

C.I.: 16635218



**UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL
DE LOS LLANOS OCCIDENTALES “EZEQUIEL ZAMORA”
VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL
PROGRAMA INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGÍA
SUBPROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

**EL USO DE POLIMEROS NATURALES (SABILA) COMO TECNICA DE
RECUPERACION MEJORADA EN YACIMIENTOS MADUROS EN EL
DISTRITO BARINAS.**

POR AUTOR (ES): Sandra Martínez Q CI: 21549810
Kenverlyn Y Carrasquel PC.I: 24.688.829

Trabajo Especial de Grado aprobado en nombre de la Universidad Nacional Experimental de los Llanos Occidentales “Ezequiel Zamora” por el siguiente jurado, a los _____ días del mes de _____ de _____.

JURADO C.I.

JURADO C.I.

TUTOR C.I.

DEDICATORIA

Primeramente a Dios por ser el precursor de mis éxitos, por haberme otorgado salud, fuerza, paciencia y sustento durante la realización de mis estudios universitarios.

A mis padres Sandro Martínez y Zuleima Quirpa por su infinito apoyo y hacerme una mujer de bien. Gracias padres, este más que un logro mío, es un logro de ustedes.

A todos aquellos que se propongan una meta.

Sandra Martínez

RECONOCIMIENTO

A la universidad Nacional Experimental De Los Llanos Occidentales Ezequiel Zamora por ser mi casa de estudio por haberme abierto las puertas de sus aulas, comedor, Biblioteca, transporte y otros servicios. Infinitas gracias.

Al Aula Ambiente y Geografía por su apoyo y colaboración en conocimientos impartidos.

Al laboratorio de Análisis de agua por su colaboración en la realización de las pruebas y análisis de laboratorio.

A los profesores que compartieron sus conocimientos y siempre mantuvieron sus ganas de enseñar.

Al profesor José Lias por su apoyo, colaboración y dinamismo en la realización de las pruebas de laboratorio.

A mi tutor, amigo y profesor Deivis González por su infinito apoyo en la realización del trabajo de grado, por sus amables atenciones, le agradezco infinitamente y por el tiempo dedicado a mis inquietudes profesionales a lo largo de mi carrera universitaria.

A Carlos Pineda por su apoyo y cooperación al inicio de la carrera universitaria como coordinador del convenio indígena estudiantes de amazonas – UNELLEZ.

Sandra Martínez

DEDICATORIA

A Dios, por permitirme llegar a este momento tan especial en mi vida, al creador de las cosas, el que me ha dado vida, salud y sobre todo fortaleza para continuar con este ciclo de mi formación profesional.

A la mujer que me dio la vida, la cual a pesar de haberla perdido a muy temprana edad, ha estado siempre cuidándome y guiándome desde el cielo, siempre teniéndola presente en mi vida. Y sé que está orgullosa de la persona en la que me he convertido.

A mi padre que con sus consejos ha sabido guiarme para culminar mi carrera profesionalmente, por la confianza y el apoyo brindado que sin duda alguna en el trayecto de mi vida me ha demostrado su amor, corrigiendo mis faltas y celebrando mis triunfos.

A mis abuelas hermosas Celia y Jovita, por su apoyo incondicional y por demostrarme la gran fe que tienen en mi.

Kenverlyn Carrasquel

RECONOCIMIENTO

En primer lugar le doy infinitamente gracias a Dios, por el valor dado para culminar esta etapa de mi vida.

A mi novio, Luis Rodrigo Muchacho, por su apoyo incondicional en el transcurso de este proyecto, por compartir momentos de alegrías, tristezas y demostrarme que podré contar con él.

Al Lic. José Lías, por su ayuda y sobre todo paciencia al ofrecernos sus conocimientos a nivel de laboratorio.

Especialmente al amigo, profesor, tutor, Ingeniero Deivis González, por su gran e incondicional ayuda hiciera posible llegar al éxito de este proyecto, estoy totalmente agradecida por todo lo que usted ha hecho por nosotras, por entendernos y sobre todo enseñarnos muchas cosas académicamente.

Finalmente a mi amiga Sandra Martínez Quirpa porque con sus valiosas aportaciones hizo posible este proyecto y por la gran calidad humana que ha demostrado ser, gracias por tu bella amistad.

Kenverlyn Carrasquel

ÍNDICE GENERAL

	pp.
LISTA DE TABLAS	XI
LISTA DE FIGURAS	XII
RESUMEN.....	XIII
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I: EL Problema.....	3
Planteamiento del Problema.....	3
Objetivos de la Investigación.....	4
Objetivo General.....	4
Objetivos Específicos.....	4
Justificación de la Investigación.....	5
Alcances y Limitaciones	6
Alcances.....	6
Limitaciones.....	6
CAPÍTULO II: Marco Contextual	7
Área de la Investigación.....	7
Antecedentes del Estudio.....	7
Marco Teórico.....	11
Aplicación de los polímeros.....	31
Evaluación De Eficiencia.....	32
Toma De Muestra De Los Fluidos.....	33
El Aloe Vera.....	35
Sistema de Variables.....	36
Mapa de Variables.....	38
Normativa y Aspectos Legales.....	39
CAPÍTULO III: Marco Metodológico	43
Tipo de Investigación.....	43
Metodología.....	45
Población y Muestra.....	46
Técnicas, Instrumentos y Materiales aplicados en la recolección de datos.....	46
CAPÍTULO IV: Análisis de los Resultados.....	48
Campo Borburata.....	48
Parámetros En Los Campos Maduros.....	49
Método Experimental.....	50
CAPÍTULO V: Conclusión y Recomendaciones.....	55
Conclusión.....	55
Recomendaciones.....	56
Referencias Bibliográficas.....	57

Anexos.....	58
-------------	----

LISTA DE TABLAS

	pp.
1. Principales Propiedades Y Petrofísicas.....	16
2. Principales Propiedades De Los Fluidos.....	16
3. Criterio Técnicos Para La Inyección De Los Polímeros.....	30
4. Mapa De Variables.....	38
5. Parámetros De Los Campos.....	49
6. Sistema Gelante A Temperatura Ambiente.....	51
7. Sistema Gelante A Temperatura De 95°C.....	51
8. Formulación Del Espaciador.....	52
9. Sistema Gelante A Temperatura Ambiente Con Espaciador...	52
10. Sistema Gelante Con Espaciador A Temperatura De 95°C.....	53
11. Sistema Gelante Con Crudo.....	54

LISTA DE FIGURAS

	pp.
1. Perfil De Producción.....	13
2. Ciclo De Vida De Un Campo.....	14
3. Etapa De Explotación.....	25
4. Campo Borburata.....	48



**UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL
DE LOS LLANOS OCCIDENTALES "EZEQUIEL ZAMORA"
VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL
PROGRAMA INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGÍA
SUBPROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

**EL USO DE POLIMEROS NATURALES (SABILA) COMO TECNICA DE
RECUPERACION MEJORADA EN YACIMIENTOS MADUROS EN EL
DISTRITO BARINAS**

POR AUTOR: Sandra Martínez CI: 21549810
Kenverlyn Carrasquel C.I: 24.688.829
TUTOR (Académico): Ing.Deivis González
Mayo, 2018

Resumen

La cuenca Barinas Apure posee un acuífero activo el cual mantiene la presión de los yacimientos relativamente estable, pero uno de los problemas que presenta con el acuífero es la entrada del agua a los pozos, esta agua de producción debe ser tratada en la superficie. La movilidad del agua en el espacio poroso es mayor que la del crudo por lo que con este trabajo se quiere aumentar la viscosidad del agua en el yacimiento para que la del crudo sea mayor y así poder aumentar la producción del crudo. Los polímeros nos permiten aumentar la viscosidad del agua, por lo que se quiere usar la sábila como agente que nos permita incrementar la viscosidad del agua en el medio poroso para que su movilidad sea más que la del crudo y así poder tener mayor producción de crudo. Durante el desarrollo de la investigación se utilizó la metodología descriptiva donde se logró describir por completo el proceso realizado para la obtención del polímero a base de sábila, el cual pudo aumentar la viscosidad del agua la misma estuvo alrededor de 20 cp, esto permitió analizar o dar como resultado que un polímero a base de sábila puede aumentar la viscosidad del agua en una muestra de crudo del Campo Borburata específicamente del pozo Bor 3, los que nos presume que puede ser efectivo en los yacimientos. Como conclusión se puede expresar que se obtuvo el polímero a base sábila, también se logró aumentar la viscosidad del agua y obtener buenos resultados de la viscosidad (20 cp)

Descriptorios o palabras claves: viscosidad, agua de producción, yacimiento, crudo

E-mail del autor o autores: laly2037@gmail.com , kenverlyn_20@hotmail.es

INTRODUCCIÓN

Venezuela es un país favorecido dentro de la industria petrolera mundial debido a su alto volumen de reservas de hidrocarburos. Con el paso de los años nuestro país se ha transformado en uno de los países productores y exportadores de petróleo a nivel mundial por lo cual se ha visto en la obligación de aumentar cada vez más la producción, exportación y tratamiento del mismo para poder cumplir con el mercado petrolero mundial.

En ese mismo sentido al transcurrir el tiempo la producción petrolera tiende a disminuir debido a los altos corte de agua y tiempos altos de producción de los yacimientos; de igual manera la presión también disminuye debido a la explotación del campo, a tal magnitud que los pozos productores dejan de fluir de forma natural y es allí donde se debe implementar una técnica de recuperación mejorada acorde a las características del campo y de esta forma mejorar la tasa de producción de hidrocarburos.

Dentro de los métodos actualmente empleados para reducir la producción de agua en yacimientos petroleros se encuentran los métodos químicos entre los que destacan la utilización de polímeros entrecruzados, reticulados o sistemas gelificantes, dichos sistemas normalmente están conformados por polímeros solubles en agua.

Existen geles poliméricos sintéticos y naturales como el gel de sábila. El producto principal que se desea extraer de las hojas de la planta de aloe vera; este se encuentra en la zona inferior, protegida por una gruesa y robusta piel cubierto por el mucilago, contiene de 0.3-4% de sólidos totales consistente de aproximadamente 75 compuestos, y 96 – 99.7% de agua.

Según se ha visto la sábila o aloe vera tiene amplios usos en la industria alimentaria, farmacéutica y cosmética; así mismo, la parte que más se usa de esta planta es el gel debido a sus propiedades funcionales, antioxidantes y terapéuticas. No obstante no existen antecedentes del uso del gel para mejorar la razón de movilidad del hidrocarburo, sin embargo de acuerdo a sus características de ser un gel polimérico natural se decidió formular a nivel de laboratorio un sistema gelificante a base sábila(ALOE BARBADENSIS) capaz de controlar las tasas de producción de agua, tomando en cuenta que al principio de este sistema está constituido por polímeros naturales biodegradables, que en el caso de permanecer en la formación posiblemente no ocasionaría daño o contaminación a las zonas productoras.

CAPITULO I

EL PROBLEMA

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la actualidad, la industria petrolera a nivel mundial ofrece un escenario idóneo para la búsqueda de alternativas periódicas que permitan optimizar procesos dentro de la cadena productiva lógica del rubro, entre estas áreas de mayor impacto destaca el sector de extracción de crudo, ya que genera demanda de mayor cantidad de recursos en muchos proyectos. Igualmente, cabe señalar que nuestro país no escapa de esta realidad debido a las condiciones que se presentan en el mercado petrolero mundial, a causa de los bajos precios del crudo.

Por ello, el Estado Venezolano ha adelantado proyectos en diversas áreas de la geografía nacional en aras de satisfacer la demanda de crudo en el mundo, y mantener óptimas cuotas de producción, destacando la implementación de nuevas tecnologías en función de las características de los yacimientos a explotar. En tal sentido, En el Distrito Barinas actualmente se presentan varios problemas entre los cuales figuran: altos cortes de agua, tiempos altos de producción de los yacimientos los que lo convierten en arenas petrolíferas maduras, lo que se conoce como “campos maduros”, lo cual conlleva a tener crudos remanentes es decir, petróleo que no se puede extraer solo con la aplicación de métodos de producción, trayendo consigo problemas operacionales y por lo tanto económicos; es allí donde se debe aplicar una técnica de recuperación mejorada. Con la perspectiva de restaurar la presión en las zonas previamente depletadas, así como el desarrollo de proyectos EOR, pero que igualmente resultan insuficientes en

muchos casos ante los altos volúmenes de crudo remanentes, que posibilitarían tasas de producción e índices de recobros mayores a los actuales

En tal sentido durante la ejecución del presente trabajo surgieron las siguientes interrogantes: ¿Cuáles son las características de la sábila en procesos de recuperación mejorada? ¿Qué beneficios puede generar la aplicación de un polímero natural a base de sábila en pozos del Distrito Barinas? ¿Cuál es el procedimiento para la aplicación de un polímero natural a base de sábila como proceso de recuperación terciaria en yacimientos maduros? ¿Qué pozos del Distrito Barinas son candidatos a la aplicación de polímero natural a base de sábila como recuperación mejorada?

OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

OBJETIVO GENERAL

Presentar el uso de un polímero natural (sábila) como técnica de recuperación mejorada en yacimientos maduros en el Distrito Barinas.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

1. Identificar la ubicación de los campos maduros en el Distrito Barinas para seleccionar los pozos que pueden ser candidatos a la aplicación de polímero natural a base de sábila
2. Caracterizar los parámetros de los campos maduros para determinar la aplicación polímero natural a base de sábila.
3. Realizar las pruebas del uso de un polímero natural base sábila en laboratorio de muestras de cabezal de campos maduros, a fin de observar su comportamiento.

JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La necesidad de nuevas alternativas de desarrollo de campos maduros en la nación suponen la oportunidad idónea para la concepción del presente trabajo, el cual tiene como premisa central la constitución de una propuesta de ejecución de proyectos de inyección de un polímero natural a base de sábila en aras de mejorar los índices de productividad en pozos del Distrito Barinas, este polímero debido a sus propiedades interfaciales modifica el entorno a nivel de subsuelo a favor de la fase no acuosa.

En tal sentido, cabe señalar que este tipo proyecto se ha ejecutado con éxito en una gran cantidad de países productores del rubro debido al mecanismo de acción de los polímeros, los cuáles en el caso de proyectos de recuperación mejorada actúan como sellante en estratos con considerable heterogeneidad para así facilitar un barrido más eficiente, además de ello ofrecen un escenario bastante interesante debido a que pueden fomentar la disminución de las tensiones interfaciales agua-crudo mejorando la movilidad del hidrocarburo para aumentar la producción a través de la recuperación terciaria mediante la aplicación de geles, los cuales actúan como agente viscosificante para que el crudo se desplace con mayor facilidad.

Cabe señalar, que el Distrito Barinas ofrece reservas remanentes, por lo cual el desarrollo de un proyecto de inyección de polímeros naturales. Supondría un mejor factor de recobro del crudo residual presente en los yacimientos maduros del Distrito Barinas, traduciéndose esto en un aumento de la producción y por ende mayor divisas al país.

ALCANCES Y LIMITACIONES

ALCANCES

El proyecto de investigación estudiara la reacción de polímero natural a base de sábila en aguas de producción de campos maduros en el Distrito Barinas, además el estudio servirá como fuente referencial para otros proyectos de investigación ya sean de campo (experimentales) o teóricamente (documentales) ya que se identificarán los pozos que cumplen con los parámetros de aplicación de polímero natural a base de sábila como técnica de recuperación mejorada.

LIMITACIONES

La limitante del trabajo de grado fue que las muestras fueron sometidas a un solo intervalo de temperatura (95°C) debido a que los laboratorios de la UNELLEZ no poseen un equipo que permita elevar la temperatura >95°C sin perder la fase acuosa del sistema.

CAPITULO II

MARCO CONTEXTUAL

ÁREA DE LA INVESTIGACIÓN

La investigación tiene como área de estudio el Campo Borburata, el cual se encuentra ubicado a 20 km, al Suroeste de la ciudad de Barinas

ANTECEDENTES DEL ESTUDIO

Los antecedentes más relevantes que describen esta investigación son los presentados a continuación:

Vega R. (2015) En un artículo titulado **FORMULACIÓN DE UN SISTEMA GELIFICANTE BASE SÁBILA (*ALOE BARBADENSIS*) PARA EL AISLAMIENTO DE ARENAS DE AGUA, EN POZOS PRODUCTORES.** Realizaron pruebas del laboratorio, mediante un proceso de centrifugado obtuvieron cuatro componentes: Mucílago, Cristal, Fase sólida y Fase líquida. A cada uno de estos geles se les realizó una prueba de viscosidad a diferentes temperaturas (80 ° F, 120 ° F, 150 ° F y 180 ° F), para reflejar la degradación de los geles naturales con respecto a la adición de calor. Para la formulación de los geles se prepararon dos soluciones, la primera contuvo el polímero hidratado (geles en estudio) en agua más silicato y la segunda solución compuesta por una salmuera que representó el agente entrecruzante. La mezcla de las dos soluciones constituyó el sistema. Preparadas las muestras de cada uno de los sistemas se vaciaron en envases de vidrio y se les colocó una canica a cada uno, se llevaron a baño de María a la temperatura establecida (180 °F), para así determinar la

consistencia de los geles a través de la prueba de la botella. Finalmente se procedió a contaminar los sistemas gelificantes base sábila seleccionados con menor cantidad de sólidos, con un agente espaciador (fase acuosa, goma xantica, óxido de magnesio, biocida CaCO_3), un fluido de perforación base agua lignosulfonato y agua sintética de formación (todos juntos). A las cuatro muestras: Mucílago, Cristal, Fase sólida y Fase líquida, se les midió la viscosidad, las mismas mostraron un comportamiento similar, al ser sometidas a la aplicación de calor. No obstante, se observó que los geles Mucilago, Fase líquida y Cristal se degradaron con mayor facilidad que la Fase sólida que a su vez permaneció de manera más estable.

El Mucilago fue un gel limpio sin sólidos, pero se degradó con facilidad ocasionando un cambio en los valores de la viscosidad de manera considerable. El Cristal presentó sólidos en suspensión, al someterlo a cambios de temperatura se degradó hasta llegar a mantenerse estable, su viscosidad no siguió disminuyendo quizás por los sólidos en suspensión que contiene el mismo. Con respecto a la fase sólida está compuesto por sólidos en su mayoría, fue un gel que presentó más estabilidad, esto ocurrió quizás por la fricción que hay entre las partículas sólidas y la poca fase líquida que aún se encuentra en el gel, manteniendo así una viscosidad plástica casi constante. Finalmente la Fase líquida presentó pocos sólidos en suspensión y al ser sometida gradualmente a temperaturas más elevadas se degradó con facilidad. Cabe destacar que todos los fluidos exhiben un cambio en la viscosidad al aumentar la temperatura, esta conducta en mayor o menor grado depende tanto de la temperatura como de la presión.

Concluyendo que Las bases obtenidas: Mucilago y Fase líquida, pueden emplearse para formular un sistema gelificante.

Ramos. D (2017). Trabajo especial de grado titulado **APLICACIÓN DE TECNOLOGÍA ALCALINO-SURFACTANTE-POLÍMERO EN CAMPOS MADUROS DE LA DIVISIÓN BOYACÁ.** El objetivo principal fue Evaluar el uso de la inyección Alcalino-Surfactante-Polímero como alternativa de producción de crudos medianos y livianos en campos maduros de la División Boyacá. Determinando que técnica puede ser factible de aplicar en estos yacimientos, ya que presentan pocos factores que afectan el desempeño del proceso, se llegó a la conclusión que los yacimientos de la División Boyacá cumplen con los parámetros de la ventana de aplicación de la técnica de recuperación mejorada y el rango de los parámetros de los yacimientos son: Porosidad (24%), Permeabilidad (3000mD), Viscosidad (2,84cp), Temperatura (199.8°F) lo que hace viable el uso de la técnica.

Después de lo anterior expuesto cabe mencionar que el antecedente citado sustenta el trabajo de investigación ya que determino que puede ser factible la aplicación de polímeros en campos maduros del Distrito Barinas.

Irima. D (2014). Trabajo especial de grado titulado **DETERMINACIÓN DE FORMULACIONES BASE/POLÍMEROS (BP), CON POTENCIAL APLICACIÓN COMO MÉTODO QUÍMICO EN LA RECUPERACIÓN MEJORADA DEL CRUDO EXTRAPESADO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.** El objetivo principal fue Evaluar el efecto de un compuesto polimérico sobre las propiedades interfaciales de formulaciones con diferentes tipos de Bases para la activación de los Surfactantes Naturales presentes en el crudo extrapesado Pílon, como método químico potencialmente aplicable para la recuperación mejorada, el cual examina busca formulaciones químicas base polímero que puedan ser potencialmente aplicable para el crudo pesado del pozo PC- 42

provenientes del campo Pílon, situado en la Faja Petrolífera del Orinoco. Para tal efecto se evalúan las propiedades interfaciales de los sistemas Crudo/ agua/ formulación.

Posteriormente la viscosidad de las formulaciones en presencia y ausencia de las bases. Se estudian las soluciones que posean las características ideales en términos de mejorar la razón de movilidad entre los fluidos contenidos en el yacimiento (crudo/agua) y aumentar el número capilar, lo cual provocara que la saturación residual de crudo debido al entrapamiento por fuerzas capilares y por adedamiento, se traslade hacia los hoyos perforados y de esta manera inhibir la producción de agua y aumentar la producción de crudo. Para el análisis del efecto que posee el fluido de inyección en el factor de recobro, se procedió a realizar pruebas de desplazamiento, con la formulación que fue seleccionada como optima, con lo cual se pudo establecer que la formulación de alcanolamina- 1000ppm de HPAM lograron desplazar la mayor cantidad de crudo frente a los otras bases utilizadas, por otra parte la solución polimérica con 3000 ppm de HPAM aumentó en mayor proporción el factor de recobro total del yacimiento lográndolo incrementar aproximadamente en un 90% del factor de recobro actual en el yacimiento.

Sobre la base de las consideraciones anteriores es relevante la determinación de formulaciones base polímeros como método de recuperación mejorada; ya que enfoca al estudio a evaluar que tipo de solución es más acorde a inyectar para mejorar la razón de movilidad del hidrocarburo.

MARCO TEÓRICO

En esta sección se define los conceptos, establecidos a través de la realización del estado del arte de los estudios previos a esta investigación, así como los fundamentos por los cuales se rige la misma.

CAMPOS MADUROS

En general los campos maduros son aquellos que han alcanzado el pico de su producción y comienza la etapa de declinación, se caracterizan porque llevan operando más de 20 años, muestran una declinación constante en la producción y una recuperación de crudo cercano al 30%. Estos campos aportan un 70% de la producción mundial. Con las coyunturas actuales de un alto precio y una demanda creciente, se hace más viable económicamente invertir en estos campos para aumentar el recobro y así extender su vida útil. Debido a que cada vez es menos probable encontrar yacimientos con grandes reservas, se hace importante obtener reservas adicionales de los campos existentes. Así como se habla de la „eficiencia energética“ como una nueva fuente de energía, el aumento de la productividad en los campos maduros resultaría en un incremento real de las reservas al aumentar el factor de recuperación por encima de los valores históricos de 35% para crudos y 70% para gas. Si se piensa en los altos volúmenes de hidrocarburos que quedan remanentes se puede apreciar el inmenso potencial que presentan estos campos para adicionar reservas, lo cual aparece difícil de alcanzar con nuevos descubrimientos.

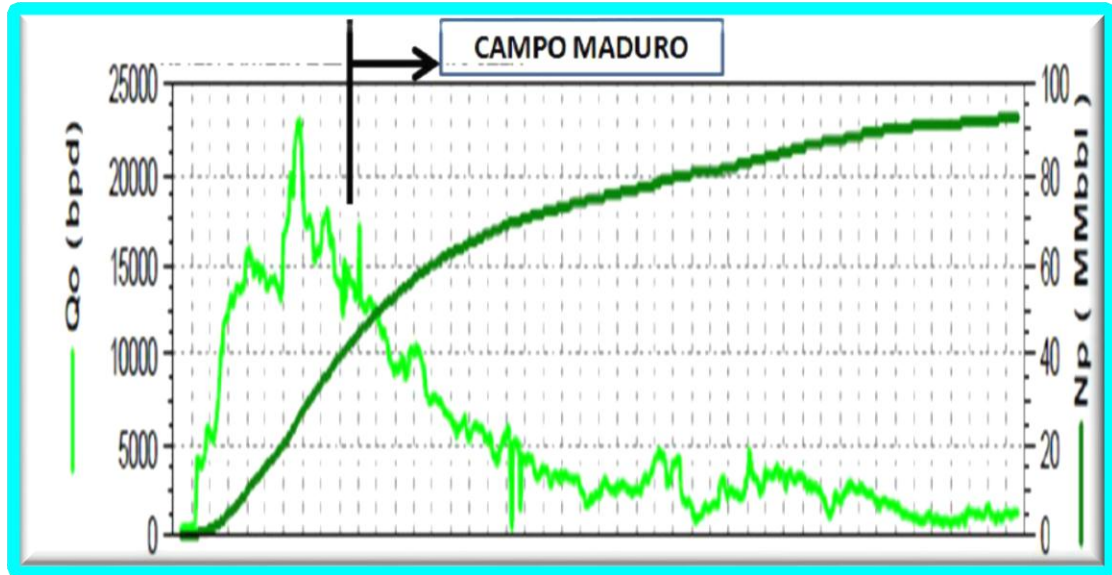
Entre las interpretaciones de campos maduros podemos citar a Tayfun Babadagli donde define que “Los campos de petróleo después de un

cierto periodo de producción son llamados campos maduros, una definición más específica de campos maduros es cuando alcanzan su pico de producción y empieza la etapa de declinación y una tercera definición podría ser cuando los campos llegan a su límite económico después de los esfuerzos de recuperación primaria y secundaria”.

Pande y Clark utilizan algunas características de campo / yacimiento para la conceptualización y caracterización de un campo maduro “los yacimientos maduros son definidos por las propiedades: potencial adicional de recuperación por implementación de técnicas y herramientas avanzadas de caracterización del yacimiento, administración de yacimientos y/o la implementación de algún tipo de recuperación mejorada necesaria para extender el límite económico y la vida productiva del campo”.

Coste y Valois presentan otra forma de definir, tomando en cuenta el tiempo de producción y la cantidad de pozos productores en el campo. Los autores afirman que "los campos maduros son campos con historia de producción relativamente grande (entre 10 y 70 años de producción) y muchos pozos perforados (hasta 1,000 pozos)". Esta definición, a pesar de la cuantificación, entra en conflicto con diversos autores que afirman en la madurez del campo, sin poseer éstas características.

Figura 1. Ejemplo del perfil de producción donde se observa una declinación constante.



Fuente: Rejuvenecimiento de campos maduros en México Marzo (2012)

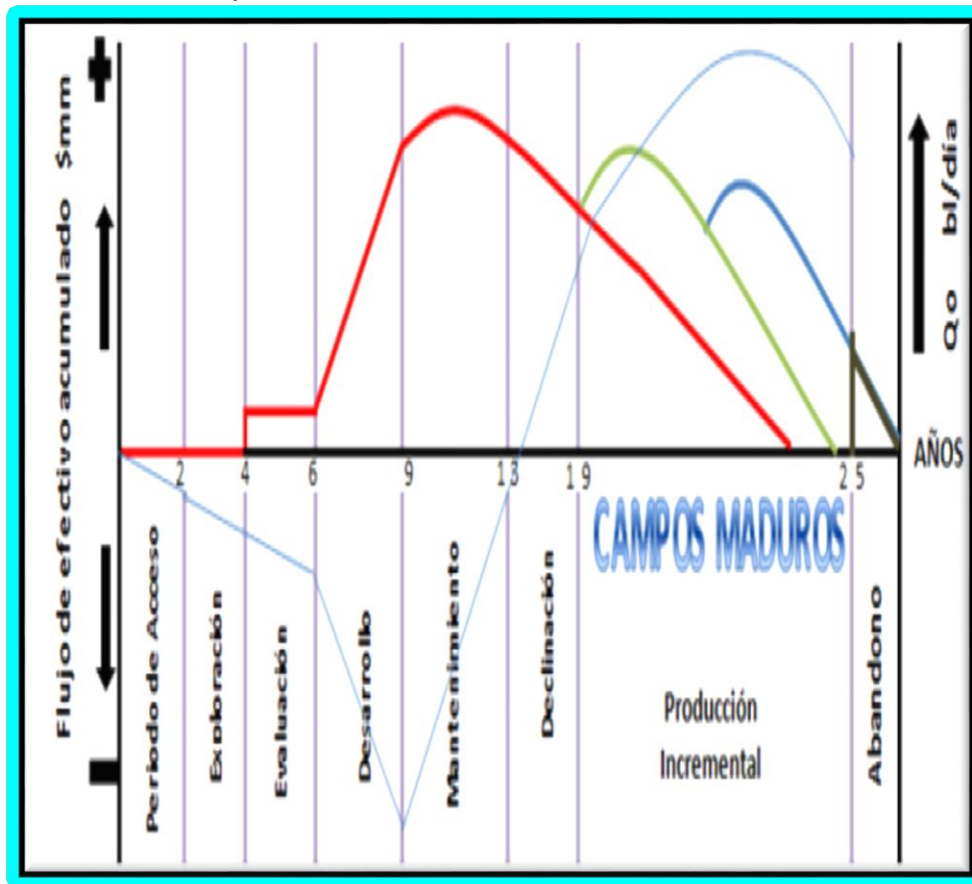
Las tecnologías para revitalizar los campos maduros de aceite y/o gas, están basadas en operaciones a pozos y/o a todo el yacimiento. Una vez que el máximo número de pozos que puedan tener posibilidades de aplicarles alguna práctica operativa que beneficie al campo se hayan agotado, como terminaciones, estimulaciones, tratamientos de limpieza, fracturamientos, optimización de los sistemas artificiales y toma de información, todo bajo el concepto de “las mejores prácticas”, se procederá a perforar pozos de inyección con propósitos de mantenimiento de presión o desplazamiento horizontal y vertical de algún fluido, precisando la recuperación secundaria o terciaria.

OBJETIVOS PARA EL AUMENTO DE PRODUCCIÓN EN LOS CAMPOS MADUROS.

El objetivo principal para el aumento de la producción de los campos maduros es el de incrementar el factor de recobro y de minimizar el riesgo asociado a la explotación a través de:

- Nuevos modelos de negocio.
- Nueva tecnología.
- Re inversiones

Figura2. El ciclo de vida de un campo con su típico flujo de efectivo acumulado hasta el periodo abandono.



Fuente: Rejuvenecimiento de campos maduros. (2012)

Leyenda:

● Periodo de desarrollo.	● Periodo de declinación.
● Periodo de mantenimiento.	● Periodo de abandono.

El ciclo de vida de un campo petrolero es una relación que existe entre el tiempo y la producción de hidrocarburos, esto abarca desde el descubrimiento hasta la etapa de abandono. Las actividades correspondientes y la vida de cada una de las etapas del ciclo de un campo pueden variar, esto va a depender de acuerdo a las condiciones particulares de cada campo.

DATOS DE INGENIERÍA DEL YACIMIENTO.

- Los datos que se deben entender son aquellos que corresponden a: Las propiedades petrofísicas y el análisis especial de núcleos y otras pruebas de laboratorio que proporcionen información sobre la porosidad, permeabilidad, presión capilar y saturaciones del fluido en la roca.
- Los históricos de presión y producción.
- Los problemas existentes, por ejemplo: cortes de agua y las formaciones en donde hay filtraciones del lodo de perforación.
- Los mecanismos de empuje predominantes en la actualidad en el yacimiento.
- Los resultados de la implementación de la recuperación primaria, secundaria y/o mejoradas realizadas.

En las siguientes tablas se mencionan las propiedades geológicas-petrofísicas y las propiedades de los fluidos que se deben conocer.

Propiedades Geológicas y Petrofísicas.

TABLA 1. Principales propiedades geológicas y petrofísicas.

1	Tipo de roca de la formación productora.
2	Porosidad.
3	Permeabilidad.
4	Espesor Bruto.
5	Espesor Neto.
6	Estructuras Geológicas.
7	Estratigrafía.
8	Profundidad de la o las Formaciones productoras.

Fuente: Rejuvenecimiento de campos maduros (2012).

Propiedades De Los Fluidos.

TABLA 2. Principales propiedades de los fluidos.

1	Densidad del aceite (°API).
2	RGA (m ³ /m ³).
3	Boi (m ³ /m ³).
4	Rsi (m ³ /m ³).
5	Temperatura (°C).
6	Qoi (bpd).
7	Pi (kg/cm ²).
8	Viscosidad (cp).
9	Composición.

Fuente: Rejuvenecimiento de campos maduros (2012).

PARÁMETROS INVOLUCRADOS EN LA SELECCIÓN DE POZOS EN YACIMIENTOS MADUROS

Fuerzas De Tensión Superficial e Interfacial

La tensión superficial es una propiedad termodinámica fundamental de la interface, la cual se define como la energía disponible para incrementar el área de la interface en una unidad. La Tensión Interfacial (TIF) se define como la fuerza por unidad de longitud que se ejerce tangencialmente sobre la superficie de separación entre líquido-líquido. Por lo general, se expresa en dinas/cm.

Movilidad

Es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva (K_e) (K_x) y la viscosidad (μ) de un fluido. El flujo de cada fase está controlado por la relación k/μ , la cual es la llamada movilidad del fluido.

$$\lambda_x = \frac{K_x}{\mu_x}$$

Donde

λ_x : Movilidad.

k_x : Permeabilidad efectiva.

μ_x : Viscosidad de un fluido.

Razón De Movilidad (M)

Se conoce como el cociente de las relaciones de permeabilidad/viscosidad (K/μ) de un fluido desplazante con respecto a otro fluido desplazado. Durante las operaciones de invasión con agua en un yacimiento petrolífero, la razón de movilidad se expresa como:

$$M = \frac{K_w/\mu_w}{K_o/\mu_o}$$

Si $M < 1$: Desplazamiento es favorable, el crudo se mueve más fácil que el agua.

Si $M = 1$: Ambos fluidos tienen la misma movilidad.

Si $M > 1$: Desplazamiento es desfavorable, el agua se mueve más fácil que el crudo.

Permeabilidad (k)

Es la propiedad de un yacimiento, que describe la manera en que un fluido fluye a través del medio poroso.

Presión Capilar (pc)

La presión capilar es la diferencia de la presión que existe a lo largo de la interface que separa a dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferencialmente a la roca. (La presión capilar siempre será positiva).

De este modo:

$$P_c = P_{nm} - P_m$$

P_m : Presión fase mojante.

P_{nm} : Presión fase no mojante.

Por lo que, para un sistema petróleo - agua (mojable al agua):

$$P_c = P_o - P_w$$

Para un sistema gas petróleo (mojable al petróleo):

$$P_c = P_g - P_w$$

Temperatura de yacimiento

La profundidad del yacimiento y la temperatura del mismo están relacionadas entre sí como un solo criterio de selección, ya que la temperatura del yacimiento se encuentra en función de la profundidad del mismo. Al presentar altos valores de temperatura en el yacimiento, se puede presentar tendencia a la floculación, la aceleración de reacciones de descomposición y la adsorción de la roca.

Viscosidad

La viscosidad se define como la resistencia de los líquidos al flujo y es afectada por tres factores fundamentales: la temperatura, el contenido de

gas en solución y la presión, se simboliza con μ y se le expresa en centipoises.

Viscosidad plástica

La viscosidad plástica (VP) es la resistencia e un fluido a fluir. En el campo se puede obtener el valor de la misma a través de un aparato conocido como Viscosímetro. Comúnmente, este equipo es utilizado para medir las fases de corte 600, 300, 200, 100, 6 y 3 revoluciones por minuto (rpm).

Se puede calcular la viscosidad plástica partiendo de la diferencia entre las lecturas de 600 y 300 rpm obtenidas del viscosímetro.

$$V_p = L_{600} - L_{300}$$

Viscosidad aparente

Es la viscosidad de un fluido medida a una determinada velocidad de corte y a una temperatura fija. Para que una medición de la viscosidad sea significativa la velocidad de corte debe ser expresada o definida. La viscosidad aparente (VA) es la mitad de la lectura del dial a 600 rpm.

$$V_a = \frac{L_{600}}{2}$$

Punto cedente

Es la propiedad de un fluido que se refiere a la resistencia al flujo inicial o el esfuerzo requerido para que el fluido se mueva. Se puede simplemente decir que el punto cedente es la fuerza de atracción entre las partículas coloidales

en el lado de perforación.

$$P_c = L300 - V_p$$

Densidad

Expresa la cantidad de masa contenida por unidad de volumen. Depende de varios parámetros como son la presión y temperatura. Se la simboliza con P. Dentro de la industria petrolera se mide en °API. La densidad de un crudo es de vital importancia en los procesos de refinación mas no en los procesos de extracción y transporte, no existe una relación directa entre la densidad de un crudo y su viscosidad, sin embargo es una medida para caracterizar al tipo de crudo que se tiene y si este es de tipo crudo condensado, liviano, pesado o extra pesado.

Gravedad API

La gravedad API, de sus siglas en inglés American Petroleum Institute, es una medida de densidad que, en comparación con el agua a temperaturas iguales, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo. Índices superiores a 10 implican que son más livianos que el agua y, por lo tanto, flotarían en ésta. La gravedad API se usa también para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo.

Clasificación de crudos según su API:

En general, los petróleos con una API de entre 40° y 45° alcanzarán los precios más altos. Sin embargo, por encima de 45° las cadenas moleculares se hacen más cortas y el producto pierde valor.

Los crudos se clasifican como ligeros, medios o pesados según su gravedad API.

- ✓ Petróleo crudo ligero, con una API mayor de 31,1° (menor de 870 kg/m³).
- ✓ Petróleo crudo medio o intermedio, con una API entre 22,3 y 31,1° (de 870 a 920 kg/m³).
- ✓ Petróleo crudo pesado, con una API entre 22,3° y 10° (de 920 a 1000 kg/m³).
- ✓ Petróleo extra pesado, con una API menor de 10,0° (más de 1000 kg/m³).

Factor de recobro

El factor de recobro es un parámetro importante para el cálculo de reservas, pues se trata del porcentaje del volumen de petróleo original que puede ser recuperado. De esta manera, su valor depende de las características petrofísicas y de fluidos del yacimiento, del mecanismo de producción y del método de recuperación ya sea en condiciones primarias, secundarias o mejoradas.

MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA.

Existen diferentes métodos de recuperación mejorada, que permiten mejorar los recobros por inyección de agua. Algunos aplican calor y otros no, donde los grandes grupos son térmicos y no térmicos. Los térmicos son utilizados con preferencia para los crudos pesados, mientras los no térmicos son utilizados para crudos livianos, aunque algunos pueden ser aplicables a crudos pesados, pero han tenido poco éxito en las aplicaciones de campo. Se han puesto también métodos de recuperación los cuales son combinaciones de otros, como por ejemplo la inyección alcalina con surfactantes y polímeros.

En este mismo orden y dirección se han sugerido y probado muchas combinaciones de vapor con químicos y solventes. La vida productiva de un yacimiento puede pasar por tres etapas. La etapa primaria donde la energía de sobre presionamiento de los fluidos y de la roca almacén es aprovechada para expulsar los fluidos residentes a la superficie, recuperando aproximadamente el 30% del POES, llegando a su fin cuando los mecanismos naturales dejan de funcionar eficientemente.

La etapa secundaria, consiste en inyectar agua o gas a presión de yacimiento, convirtiendo algunos pozos productores en inyectores o perforar pozos adicionales, originando una represión que dará origen a un desplazamiento del crudo hacia los pozos productores, recuperando el 15% del POES Pero la eficiencia de ambas etapas está limitada por dos factores:

- A escala de los poros, el crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos, atrapados por las fuerzas capilares.

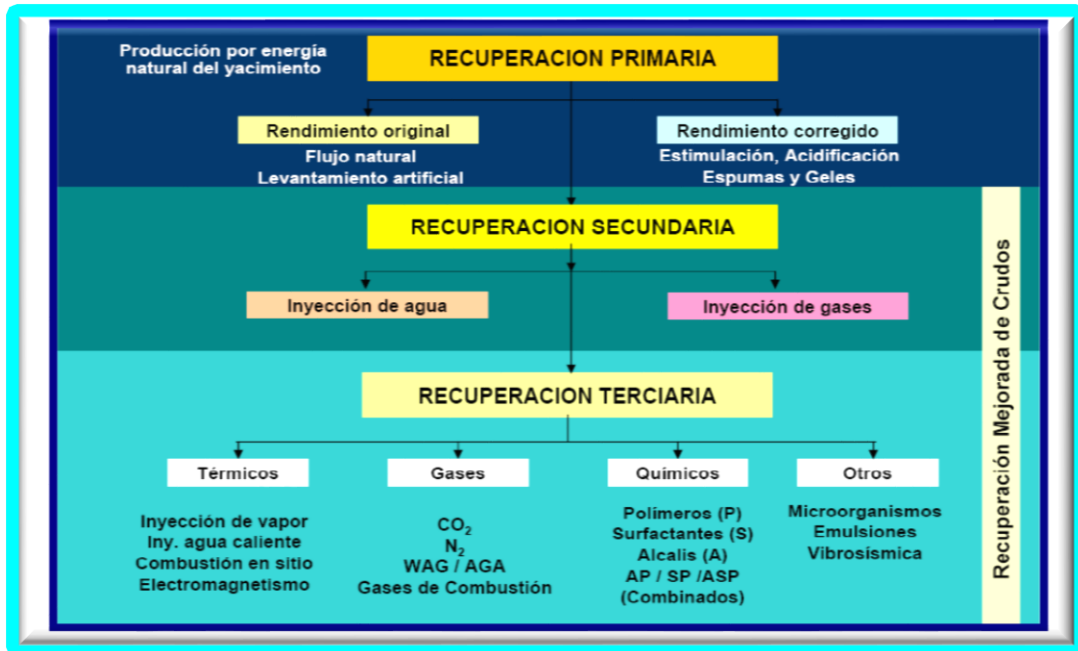
- A la escala de yacimiento, donde existen ciertas zonas en las cuales los fluidos inyectados durante la recuperación secundaria no penetran, a causa de la baja permeabilidad de estas zonas o porque la geometría de implantación de los pozos no es favorable y como consecuencia los fluidos siguen caminos preferenciales.

En años recientes se ha experimentado en laboratorio y en campo una tercera etapa que se ha llamado terciaria o mejorada. La recuperación mejorada de petróleo (EOR) se define como la tercera o última etapa para recuperar petróleo utilizando otros medios aparte de la presión natural del yacimiento aplicándolos, bien sea, después de la recuperación primaria o después de una recuperación secundaria por inyección de agua con lo que se obtiene cantidades adicionales de crudo.

Estos procesos EOR no se restringen a una fase particular: primaria, secundaria o terciaria, tal como se puede observar en los yacimientos de crudos muy viscosos que tienen muy poco o ninguna recuperación primaria o secundaria, siendo los procesos EOR empleados desde el comienzo de la vida productiva del yacimiento.

En su mayoría los procesos EOR consisten en inyección de gases o químicos líquidos y/o en el uso de energía térmica. Estos fluidos interactúan con el sistema roca/fluido creando condiciones favorables para la recuperación del petróleo, como el adecuado o favorable comportamiento de fases, reducción de la TIF, entre otros.

Figura 3. Etapas de explotación y proceso de recuperación mejorada.



Fuente: optimización de los componentes de una formulación álcali, surfactante y polímero (ASP) con potencial empleo en recuperación mejorada de un crudo del occidente del país caracas (2010).

Clasificación De Los Métodos De Recuperación Mejorada (EOR)

Estos métodos se dividen en dos grandes clases:

- **Métodos Térmicos:** Son métodos que consiste en inyectar energía y agua en el yacimiento, con el fin de reducir notablemente la viscosidad del crudo. Comprenden:
 - Inyección Cíclica de Vapor (Huff and Puff)
 - Inyección Continua de Vapor (Steam Drive)
 - Combustión in situ

- **Métodos No Térmicos:** Son métodos que consisten en inyectar fluidos que usualmente no están presentes en los yacimientos. Comprenden:
 - Métodos Miscibles (Solventes, CO₂, micro emulsiones).
 - Invasiones Químicas:
 - Métodos Alcalinos.
 - Inyección de agua viscosa (Polímero).
 - Inyección Alcalino – Surfactante – Polímero.
 - Invasión con emulsiones.
 - Invasión Micelar.

Métodos De Recuperación Mejorada Con Aditivos Químicos.

Los métodos de recuperación mejorada por métodos químicos incluyen:

- Inyección de polímeros y soluciones micelares poliméricas.
- Procesos de inyección de surfactante.
- Inyección de soluciones alcalinas o aditivos alcalinos combinados con mezclas de álcali-surfactante o álcali-surfactante-polímero

Inyección de polímeros

Antes de abordar el amplio estudio de la inyección de polímeros para la recuperación mejorada, es de vital importancia conocer conceptos como los que siguen:

➤ **Polímero**

Los polímeros son sustancias de alto peso molecular (10000 g./mg o mayor), formados por macromoléculas (generalmente orgánicos) que están constituidas por pequeñas moléculas (monómeros) unidas mediante enlaces covalentes, de forma repetitiva.

Estas pequeñas moléculas pueden estar enlazados de forma lineal, ramificada, tipo injerto, en bloque y al azar. Las reacciones por las cuales se unen los monómeros entre sí se llaman reacciones de polimerización, definida como un proceso químico por el cual mediante calor, luz o un catalizador se unen varias moléculas de un compuesto generalmente de carácter no saturado llamado monómero para formar una cadena de múltiples eslabones, moléculas de elevado peso molecular y de propiedades distintas llamadas polímeros. Cuando se unen entre si más de un tipo de moléculas (monómeros), la macromolécula resultante se denomina copolímero. Un homopolímero es aquel que contiene una sola unidad estructural. Las soluciones de polímeros son, en general, viscosas. La adición de polímeros a un solvente aumenta considerablemente la viscosidad, aún en soluciones muy diluidas. Por tal razón es que la viscosidad es una de las propiedades más importantes de las soluciones poliméricas.

La viscosidad depende de la estructura química del polímero, de las interacciones con el disolvente y del peso molecular. Normalmente, una molécula de alto peso molecular en un buen disolvente adquiere un gran volumen hidrodinámico y la viscosidad de la solución aumenta, siendo el volumen hidrodinámico definido como el volumen que ocupa un ovillo (forma que adopta una molécula polimérica cuando se encuentra en solución) de

polímero cuando está en solución. El mismo puede variar dependiendo de cómo el polímero interactúa con el solvente y el peso molecular del polímero.

➤ **Polímeros En Solución**

Manrique y Mogollon (2001), argumentan que los polímeros son macromoléculas, que en solución aumentan la viscosidad del agua. Dependiendo de la estructura química los polímeros pueden ser: solubles en agua, dispersables en agua, solubles en disolventes orgánicos o dispersables en disolventes orgánicos. Según Fernández (s.f), un polímero es soluble en agua cuando posee un número suficiente de grupos hidrófilos a lo largo de la cadena principal o de las cadenas laterales. Estos grupos comprenden principalmente aminas, amidas, grupos carboxilos y grupos sulfónicos. Dentro de los polímeros solubles en agua un grupo muy importante son los polielectrolitos. Estos son polímeros cuyos monómeros pueden perder iones de bajo peso molecular y pasar a ser eléctricamente cargados; estos iones que se disocian reciben el nombre de contraiones. Estos polímeros pueden ser clasificados como aniónicos y catiónicos, dependiendo del tipo de carga que se genere sobre la cadena de polímero.

Desplazamiento Con Polímero

En muchos casos se han reportado diferentes razones que generan eficiencia de barrido en métodos de recuperación mejorada por inyección de agua. Pero en otros casos cuando la formación presenta heterogeneidades el agua se canaliza por estas zonas preferenciales, dejando grandes cantidades de crudo atrapado en la formación. Según Paris (2001), la inyección de polímeros es una modificación de la inyección de agua y

consiste en añadir al agua de inyección un tapón de polímeros de 200 a más de 1000 ppm, de un alto peso molecular, antes que ésta sea inyectada al yacimiento. Estas soluciones tienden a ser viscosas aun cuando sean altamente diluidas. Lake (1989), Mungan (1982), Ferrer (1978) y Klins (1984), establecen que esta propiedad de aumentar la viscosidad del agua hace que mejore la razón de movilidad agua-petróleo, lo cual da como resultado un mejor desplazamiento y un barrido más completo del yacimiento que en la inyección de agua convencional.

CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PROCESO

Para los fines de recuperación de petróleo se utilizan comúnmente polímeros solubles en agua como las HPAM y Am/AMPS. Según el CIED (2000), se ha demostrado que el barrido producido por soluciones poliméricas es más efectivo cuando el yacimiento está en la etapa inicial, es decir cuando la saturación de crudo en el yacimiento es elevada. Agnew(1972), argumenta que después de haber analizado 56 proyectos de inyección de polímeros, encontró que a mayor relación agua/petróleo, mayor es el riesgo de un fracaso en la recuperación del crudo. Jewett y Schurz (1970), reportaron los resultados de 61 proyectos de inyección con polímero, demostrando que mediante este proceso se pueden desplazar crudos con viscosidades superiores a los 126 CP (en otros trabajos se reportan hasta 1140 CP y puede aplicarse a yacimientos con permeabilidades tan bajas como 20 MD y temperaturas por encima de 229 °F (110 °C). En la tabla , se pueden observar algunos de los criterios a tener en cuenta durante un proceso de inyección de polímero.

Tabla 3. Criterios técnicos para la inyección de polímeros.

Petróleo	
Gravedad	>10 °API
Viscosidad	>10 cP
Composición	No critica
Yacimiento	
Saturación de Petróleo	>10 %
Espesor Neto	No critico
Profundidad	<9000 ft
Razón de Movilidad <i>M</i>	2-40
Permeabilidad	>20 mD
Temperaturas	>175 °F (79 °C)
Aguas	
salinidad	Preferiblemente bajas

Fuente: Paris (2010)

FACTORES QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO DE LA SOLUCIONES POLIMÉRICAS EN MEDIO ACUOSO.

Influencia De Las Sales. Con el aumento de la concentración salina, muchos polímeros solubles en agua muestran una fuerte disminución en la viscosidad. El efecto de iones divalentes es aun más pronunciado que el de iones monovalentes; la presencia de cationes divalentes en pequeñas cantidades puede ocasionar, incluso, el fenómeno de floculación del polímero. Este efecto salino es de importancia en polímero con grupos ionizables.

Influencia De La Temperatura. En relación con este aspecto, hay dos factores que deben ser considerados (a) la temperatura a la que se somete

el polímero, y (b) el período de tiempo que se mantenga esta condición. En general, las soluciones poliméricas pierden viscosidad con el incremento de la temperatura; por otro lado, cuando las soluciones de polímeros pasan períodos de tiempo prolongados a elevadas temperaturas, ocurre degradación de las cadenas poliméricas, lo cual también afecta la viscosidad de la solución.

APLICACIONES DE LOS POLÍMEROS EN SOLUCIÓN EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Los polímeros solubles en agua, tales como carboximetilcelulosa, goma xantano, poliacrilamidas y poliacrilamidas modificadas, son utilizados como aditivos en muchas etapas del proceso de perforación, producción, transporte y procesamiento de crudo. En particular, se usan en la recuperación mejorada de crudos en mezclas para el arrastre de crudo y como geles para control del perfil de inyección. Otras aplicaciones son como aditivos para lodos de perforación, en sistemas para pérdida de circulación y durante tratamientos de estimulación en geles de fracturamiento hidráulico. Adicionalmente, también existen aditivos poliméricos para el control de la deposición de escamas y de parafinas y asfáltenos. Existen dos tipos de polímeros usados frecuentemente en la producción de petróleo: Poliacrilamidas, Polisacáridos. El rol de éstos polímeros en la recuperación mejorada de crudo es el de incrementar la viscosidad de la fase acuosa. Este aumento en la viscosidad puede mejorar la eficiencia de los procesos de recuperación de crudo.

EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LOS PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA A ESCALA DE LABORATORIO.

Antes de que un proceso de recuperación sea aplicado en un campo o yacimiento petrolífero es necesario probar su eficiencia en el laboratorio, esto con el fin de garantizar el éxito del proyecto. Las propiedades fisicoquímicas determinadas en el laboratorio, así como, propiedades mecánicas, roca- fluido y fluido- fluido, que intervienen en un proceso de inyección deben ser determinadas y evaluadas con un alto nivel de detalle. En la práctica de laboratorio es preciso, hacer la comparación de diferentes métodos y establecer dependiendo de las condiciones observadas, cuál será el método de recuperación mejorada más eficiente para un yacimiento en específico.

Una de las pruebas que se realizan para determinar cuál será el factor de recobro final del yacimiento una vez se haya inyectado la solución química, son las llamadas pruebas de desplazamiento o "coreflood"

Pruebas De Desplazamiento.

Las pruebas de desplazamiento a través del medio poroso (roca- fluido) son aquellas que intentan reproducir o simular el proceso de desplazamiento a condiciones de presión y temperatura similar a las que este fluido será desplazado durante el proceso inyección- producción en el yacimiento. Estas pruebas predicen el cambio de las propiedades del yacimiento debido al proceso de inyección, así como también, el incremento que tendrá el factor de recobro del campo debido a la inyección. El montaje de esta prueba por lo general se hace con agua de formación y arena sintética, sin embargo, en algunas ocasiones la arena y el agua son las originales del yacimiento, como es el caso de este

trabajo especial de grado. Las condiciones de tasa, caída de presión y temperatura son tomadas de datos reales del yacimiento.

Los resultados obtenidos en una prueba de desplazamiento son esenciales para la simulación numérica del comportamiento del yacimiento frente a la inyección a escala de laboratorio, así como también, la utilización de estos datos puede ayudar a la evaluación de la factibilidad de la técnica de recuperación mejorada a implementar.

TOMA DE MUESTRAS DE FLUIDOS DE YACIMIENTOS

La composición de los fluidos solo se puede determinar obteniendo una muestra representativa de los fluidos del yacimiento en estudio. Las muestras en superficie son relativamente fáciles de tomar a través de la recolección de muestras de líquido. No siempre las muestras tomadas son representativas de las condiciones del yacimiento en estudio, a continuación se presentan algunas de las causas más comunes:

- ✓ Momento en que se tomo la muestra de fluido, deben tomarse ciertas consideraciones.
- ✓ Si el yacimiento es pequeño la muestra puede ser representativa, pero si el yacimiento es de gran espesor o muy heterogéneo, se necesitará realizar varias tomas en diferentes pozos.
- ✓ Si existen variaciones en las condiciones de producción existentes antes o durante la extracción de las muestras, los resultados obtenidos no serán completamente representativos.

La toma de muestras de fluidos de los yacimientos se puede clasificar de acuerdo al lugar donde serán tomadas: Muestras de Fondo, Muestras de Cabezal, y Muestras de Superficie.

Muestras De Cabezal

Para realizar el muestreo en el cabezal del pozo se utiliza un recolector múltiple construido para recolectar las muestras en superficie. Estas muestras solo pueden tomarse cuando la presión de fondo fluyente y la temperatura son mayores a la presión de saturación del yacimiento, de tal manera que el fluido se mantiene monofásico en el cabezal del pozo. Estas condiciones no son comunes pero a veces existen, por ejemplo en pozos submarinos en los que los fluidos producidos pueden mantenerse monofásicos desde el fondo del pozo hasta el recolector múltiple en superficie.

Ventajas del muestreo de cabezal

- Es rápido y de bajo costo.
- No se requiere de la medición de tasas de flujo de gas y líquido.

Desventajas del muestreo de cabezal

- No se recomienda este tipo de muestreo si existe flujo bifásico en el cabezal del pozo.
- Es difícil tomar una muestra representativa por la agitación de los fluidos durante el muestreo.
- No se recomienda si la presión del cabezal es menor a la presión de rocío.

EL ALOE VERA

El Aloe vera o sábila es una planta perteneciente a la familia botánica de las Liliáceas al igual que el ajo, la cebolla, los espárragos o los tulipanes. La estructura de la hoja es un núcleo gelatinoso y transparente (gel) envuelto con una fina capa líquida de color amarillo (acíbar) protegido todo ello por una fina pero resistente corteza externa verde.

Se estima que contiene unas 200 moléculas biológicamente activas. Muchas de estas moléculas se han podido identificar pero los investigadores siguen estudiando la planta e intentado develar el secreto de sus propiedades curativas. Las fracciones con mayor uso industrial proveniente de la sábila son el acíbar y el gel. El acíbar contiene principalmente aloína que es un compuesto de tipo catártico, es decir, representa una droga fuertemente irritante del aparato digestivo por lo que no se recomienda usarlo e ingerirlo de manera directa sino a través de las adecuadas formulaciones que utiliza la industria farmacéutica que es su principal mercado. El gel representa la mayor parte de la hoja, una vez eliminada la concha, y reviste gran importancia por su uso en las más variadas áreas.

Polisacáridos en el Aloe vera

Los polisacáridos consisten en moléculas de azúcar simples. En el Aloe vera las moléculas de azúcares tienen seis átomos de carbono y son llamadas hexosas. Estas moléculas de azúcar están compuestas por glucosa, O-acetilmanosa y galactosa, las cuales se encuentran enlazadas juntas en cadenas ya sean, cortas, largas o muy largas.

La mayoría de los azúcares se encuentran en la forma de anillos, unidos a cada átomo de carbono en la cadena átomos de hidrogeno y oxígeno en patrones particulares. La forma en la que un azúcar simple es convertido en moléculas más complejas es mediante la unión de anillos en cadenas. Como regla, si las cadenas de azúcares contienen seis o más hexosas y un peso molecular de 1000 Daltons o más, son considerados como polisacáridos (poli: muchos y sacáridos: azúcares).

Según la definición estos polisacáridos pueden ser considerado biopolímeros que presenta una repetición compleja. Los polisacáridos presentes en el gel del Aloe vera están compuesto parcialmente, por lo menos, por cuatro distintos glucomananoacetilado, que son polímeros lineales sin ramificaciones y contienen uniones 1-4 glicosico en el radio de la glucosa y la manosa.

VENTANA DE APLICACIÓN

La ventana de aplicación es la descripción de los parámetros de los yacimientos a evaluar; Dado que la inyección de polímeros no es siempre sustentable para todos los campos, se deben tener presentes ciertos criterios de selección, que darán la indicación de si este proceso es posible del todo.

SISTEMAS DE VARIABLES

Hernández, (2003), la definen como la “propiedad que tiene una variación que puede medirse u observarse”, (p.144). Para Sabino (1992), son “característica o casualidad de la realidad que es susceptible de asumir diferentes valores”. Además, se definen las variables:

- Variables independientes. Para Igartua y Humanes (2004), son las

que el “investigador utiliza para ver en qué medida cambia la variable dependiente”.

- Variables dependientes. Igartua y Humanes (2004), la definen como “aquellas que el investigador pretende investigar y explicar.

MAPA DE VARIABLES

Tabla 4 . Mapa de Variables.

OBJETIVO GENERAL: Presentar el uso de un polímero natural (sábila) como técnica de recuperación mejorada en yacimientos maduros en el Distrito Barinas

Objetivos Específicos	Variable	Definición Operacional	Indicadores
Identificar la ubicación de los campos maduros en el Distrito Barinas para seleccionar los pozos que pueden ser candidatos a la aplicación de polímero natural a base de sábila	Campos Maduros	Campos petroleros que alcanzan su pico de producción y empieza la etapa de declinación.	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Campo Maporal ➤ Campo Silvan ➤ Campo Paez-Mingo ➤ Campo Borburata
Caracterizar los parámetros de los campos maduros para determinar la aplicación de la poliacrilamida.			<ul style="list-style-type: none"> ➤ Propiedades
Realizar las pruebas del uso de un polímero natural base sábila en laboratorio de muestras de cabezal de campos maduros, a fin de observar su comportamiento.	Sábila	La sábila es una planta de Arabia y noroeste de África, cuyos lazos con la humanidad datan de hace mucho tiempo.	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Componentes ➤ Procedimiento
Determinar la ventana de aplicación del uso de la poliacrilamida en los yacimientos maduros en Barinas.	Ventana de aplicación	La ventana de aplicación es la descripción de las características de los yacimientos a evaluar.	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Tensión interfacial ➤ Razón de movilidad ➤ Permeabilidad ➤ Presión ➤ Temperatura ➤ Viscosidad ➤ Grados API

Fuente: Martínez S, Carrasquel K(2018)

NORMATIVA Y ASPECTOS LEGALES.

Constitución Bolivariana de Venezuela Gaceta Oficial N° 5.453 (1999)

Artículo 302:“El Estado se reserva, mediante la ley orgánica respectiva, y por razones de conveniencia nacional, la actividad petrolera y otras industrias, explotaciones, servicios y bienes de interés público y de carácter estratégico. El Estado promoverá la manufactura nacional de materias primas provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables, con el fin de asimilar, crear e innovar tecnologías, generar empleo y crecimiento económico, y crear riqueza y bienestar para el pueblo”

Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaceta N° 37. 323(2001)

Artículo 5. “Las actividades reguladas por esta Ley estarán dirigidas a fomentar el desarrollo integral, orgánico y sostenido del país, atendiendo al uso racional del recurso y a la preservación del ambiente. A tal fin se promoverá el fortalecimiento del sector productivo nacional y la transformación en el país de materias primas provenientes de los hidrocarburos, así como la incorporación de tecnologías avanzadas.

Los ingresos que en razón de los hidrocarburos reciba la Nación propenderán a financiar la salud, la educación, la formación de fondos de estabilización macroeconómica y la inversión productiva, de manera que se logre una apropiada vinculación del petróleo con la economía nacional, todo ello en función del bienestar del pueblo.”

Artículo 9. Las actividades relativas a la exploración en busca de yacimientos de los hidrocarburos comprendidos en esta Ley, a la extracción

de ellos en estado natural, a su recolección, transporte y almacenamiento iniciales, se denominan actividades primarias a los efectos de esta Ley.

De conformidad con lo previsto en el artículo 302 de la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela, las actividades primarias indicadas, así como las relativas a las obras que su manejo requiera, quedan reservadas al Estado en los términos establecidos en esta Ley.

Artículo 19. “Las personas que realicen las actividades a las cuales se refiere esta Ley, deberán hacerlo en forma continua y eficiente, conforme a las normas aplicables y a las mejores prácticas científicas y técnicas disponibles sobre seguridad e higiene, protección ambiental y aprovechamiento y uso racional de los hidrocarburos, la conservación de la energía de los mismos y el máximo recobro final de los yacimientos”.

Artículo 26. Las empresas operadoras podrán establecer o contribuir al mantenimiento de institutos de experimentación, investigación, desarrollo tecnológico y universidades, que sirvan de soporte técnico a sus operaciones, así como crear y mantener centros de entrenamiento de personal vinculado a las actividades contempladas en esta Ley, debidamente armonizados con el funcionamiento y desarrollo de otros centros e institutos que con similares propósitos existan en el país.

Artículo 44. “De los volúmenes de hidrocarburos extraídos de cualquier yacimiento, el Estado tiene derecho a una participación de treinta por ciento (30%) como regalía”. Tal artículo tiene especial relevancia para el presente trabajo de investigación, debido a que a esta regulación se establece que las regalías de la nación por explotación de cualquier yacimiento es de 30%, por lo cual es necesario el máximo recobro de las reservas de hidrocarburos

presentes en el subsuelo nacional, a través de la ejecución de proyectos tales como el que esta investigación propone.

Plan De La Patria

Convertir a Venezuela en un país potencia en lo social, lo económico y lo político dentro de la gran potencia naciente de América Latina y el Caribe, que garanticen la conformación de una zona de paz en Nuestra América.

Objetivo Nacional 3.1. Consolidar el papel de Venezuela como potencia energética Mundial. Objetivos estratégicos y generales

3.1.1. Desarrollar la capacidad de producción del país en línea con las inmensas reservas de hidrocarburos, bajo el principio de la explotación racional y la política de conservación del recurso natural agotable y no renovable.

3.1.1.1. Alcanzar la capacidad de producción de crudo hasta 3,3 MMBD para el año 2014 y 6 MMBD para el año 2019. **3.1.1.2.** Alcanzar la producción de gas natural para el año 2014 hasta 7.830 MMPCD y en el año 2019 a 10.494 MMPCD

En este orden de ideas cabe mencionar que los artículos citados se vinculan a la investigación ya que proponen una visión de cómo se podría aumentar la producción de hidrocarburos para poder llegar a las metas planteadas en el gran objetivo de hacer de la patria una potencia energética. El uso de polímero natural a base de sábila como técnica de recuperación mejorada ofrece la ventaja que no es perjudicial al ambiente; A su vez tiene como

propósito aumentar el factor de recobro del crudo residual presente en los yacimientos maduros del Distrito Barinas, lo que se traduce en generación de empleo en el país; siendo la industria petrolera la que genera mayor entrada de divisas al país.

TIPO DE INVESTIGACIÓN

“El nivel de la investigación se refiere al grado de profundidad con que se aborda un objeto o fenómeno, y este puede ser exploratorio, descriptivo o explicativo” (Fidias Arias 2006). Además, señala que en un estudio pueden identificarse diversos tipos de investigación, existiendo muchos modelos y diversas clasificaciones, sin embargo, independientemente de la clasificación utilizada “todos son tipos de investigación, y al no ser excluyentes, un estudio puede ubicarse en más de una clase” (p.23).

Según Hernández, Fernández yBaptista, 1991 (tomado de Dankhe, 1986) Los estudios descriptivos buscan especificar las propiedades importantes de personas, grupos, comunidades o cualquier otro fenómeno que sea sometido a análisis” (p.61). La preocupación primordial del nivel de investigación “radica en describir algunas características fundamentales de conjunto homogéneos de fenómenos. Las investigaciones descriptivas utilizan criterios sistemáticos que permiten poner de manifiesto la estructura o el comportamiento de los fenómenos en estudio, proporcionando de ese modo información sistemática y comparable con la de otras fuentes (Sabino 1992, p.43)

Esta investigación se considera de tipo descriptiva ya que tuvo como propósito el estudio de polímero natural a base de sábila en yacimientos

maduros a través de estudio del mismo. Este permitirá observar una perspectiva más precisa del uso del método de recuperación terciaria utilizado para mejorar la razón de movilidad del crudo de los pozos del Distrito Barinas.

Según Hurtado y Toro, 2007 (tomado deCastillo 2018)El modelo de investigación cuantitativa es aquel que utiliza el paradigma analítico, estudiauna realidad explicando o pronosticando el desarrollo de la misma, medianteel uso de las teorías, se establecen las relaciones entre las partes que conforman elobjeto estudiado, está orientada a un producto final que puede ser una ley o unpostulado general y las teorías son concebidas como “sistema deductivo” que permite pronosticar la manera en que se desarrollará un evento o suceso. Este modelo de investigación utiliza las teorías para comprender los hechos, ordenar los datos y presentar las posibles relaciones entre las variables en estudio. Los paradigmas de soporte para el modelo cuantitativo son el positivismo y el empirismo y se sustentan en la valoración, la realización de mediciones haciendo observaciones y utilizandoapreciaciones estadísticas con el uso de relaciones matemáticas entre variables. (p.46).

La investigación estará enmarcada en el paradigma cuantitativo o positivista; ya que se manipulará una variable dependiente la cual es la muestra polímero natural a base de sábila, y una variable independiente que es la muestra de crudo y agua de producción obtenida del cabezal de campos maduros del Distrito Barinas. Esto lleva al estudio de la reacción de un polímero natural a base de sábila como técnica de recuperación mejorada.

METODOLOGÍA

Arias (2006) señala que la investigación explicativa está dirigida, a responder a las causas de los eventos físicos o sociales y su interés se centra en explicar por qué y en qué condiciones ocurre el fenómeno, o por qué dos o más variables se relacionan.

En lo que respecta a esta investigación; según el grado o nivel de profundidad con el cual se abordará el problema, se realizó una investigación de nivel descriptivo, ya que determinara el efecto que genera polímero natural a base de sábila en aguas de producción de campos del Distrito Barinas; para establecer la eficiencia del mismo mediante geles. Para ello, se involucra todo un conjunto de variables relacionadas en un sistema que enlaza a los campos involucrados en el proyecto de recuperación, y que toma en consideración todos aquellos factores que puedan conducir a estudiar su comportamiento.

POBLACIÓN Y MUESTRA.

Según Arias (2006) define población o población objetivo a un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas conclusiones de la investigación. Esta queda determinada por el problema y por los objetivos del estudio.

Los expertos en estadística recogen datos de una muestra. Utilizan esta información para hacer referencias sobre la población que está representada por la muestra. En consecuencia muestra y población son conceptos relativos. Una población es un todo y una muestra es una fracción o segmento de ese todo.

Para la investigación se tiene la siguiente población los 12 campos Maduros que comprenden los Distritos Barinas y Apure;(Torunos, Caipe, Bejucal, Obispos, Maporal, Silvestre, Sinco, Páez-Mingo, Hato viejo, Borburata, La Victoria y Guafita); tomando como muestra para la investigación, 6 campos que están presentes en el Distrito Barinas (Hato, Maporal, Silvan, Páez) y del Distrito Apure, (Campo la Victoria y Guafita)

TÉCNICAS, INSTRUMENTOS Y MATERIALES APLICADOS EN LA RECOLECCIÓN DE DATOS.

Las técnicas de recolección de datos son las distintas formas o manera de obtener información según Arias (2004). Según Sabino (2002) “los medios de recolección de datos son cualquier recurso de que se valga el investigador para acercarse a los fenómenos y extraer de ellos la información” (p.143).

Para dar inicio a la información se procedió a recolectar datos e información mediante el uso de las siguientes técnica:

- ❖ Recolección de información física: Trabajo especial de Grados, Informes de pasantías, Informes técnicos.
- ❖ Instrumentos: es definido por Arias F. (2006) como cualquier recurso, dispositivo o formato (en papel o digital), que se utiliza para obtener, registrar o almacenar información.
- ❖ Paquetes Office: es un conjunto de programas de Microsoft que buscan dar soluciones a las principales tareas que cualquier usuario pretenda obtener en un ordenador. Este instrumento se emplea para elaborar informes, trabajos, listas, planillas o redacción de cualquier tipo de información.
- ❖ Intranet de PDVSA: espacio web q dispone PDVSA para la consulta de información.

CAPITULO IV

ANALISIS DE LOS RESULTADOS

Identificar la ubicación de los campos maduros en el Distrito Barinas para seleccionar los pozos que pueden ser candidatos a la aplicación de polímero natural a base de sábila.

A continuación se describirá la ubicación geográfica del Campo maduro al cual se tuvo acceso de información.

Campo Borburata

Está a 20 km, al Suroeste de la ciudad de Barinas. El campo se encuentra limitado con las estructuras: Bejucal 2 al Sur, al Este con la trampa Torunos 3E y al Noroeste con las trampas de las Lomas. Geológicamente el área ocupada la región nor-central de la cuenca Barinas con una extensión área de 10 Km².

Figura 4 .Ubicación Geográfica del Campo Borburata.



Fuente: Pozos candidatos a Estimulación y Lavado de Empaque en el campo Guafita, área Norte. Marzo (2016).

Caracterizar los parámetros de los campos maduros para determinar la aplicación polímero natural a base de sábila.

La información para desarrollar el análisis del objetivo 2, se obtuvo del Departamento Intergubernamental del PDVSA División Boyacá, el ingeniero encargado del mismo es Neuro Palencia, el cual fue muy dado para ayudar y colaborar en la consolidación del trabajo de investigación.

Tabla 5. Parámetros de los Campos División Boyacá.

Parametros	Campos Division Boyaca					
	LA VICTORIA	MAPORAL	SILVAN	PAEZ-MINGO	BORBURATA	GUAFITA
Yacimiento						
So (% vp)	75,5	69	76,8	71,6	75	67
Litología	ARENISCA	ARENISCA	ARENISCA	ARENISCA	CALIZA	ARENISCA
K(mD)	265	101	370	241	80	3000
Temp. (°F)	225	238	278	206	250	199,8
Propiedades Geologicas y Petrofisicas						
Porosidad (%)	20	17,9	17,9	17,3	11	24
Espesor Bruto (ft)	20	30	30	25	40	42
Espesor neto (ft)	12	22	22	13	28	37
Profundidad de las formaciones productora (ft)	8856	10000	10050	8275	10650	7800
Propiedades de los Fluidos						
Gravedad API	34	27,8	29	18	28	23,7
Viscosidad (cp)	1,4	1,199	0	S.I	1,12	2,84
B _{oi}	1,0502	1,2346	1,1186	1,0616	1,1494	1,049
Pi (lpc)	3958	4400	4400	3700	4472	2800
Presión actual (lpc)	3500	4400	3891	3700	4472	
poes (BN)	64.875.304	56.293.000	183.167.000	460.893.000	3.893.987	
Factor de recobro (%)	42	39.1	36.24	30.9	30	
Reservas recuperables (BN)	27.247.628	22.011.000	6.638.000	142.416.000	1.168.196	
Producción acumulada (lpc)	14.006.641	16.014.598	51.740.396	80.069.820	0	
Goes (PCN)	4,541E+09	3,378E+09	2,931E+10	1,844E+10	2,336E+08	
Vida Productiva del Campo						
Tiempo de Produccion (años)	>33	56	56	56	56	>33

Fuente: Departamento de Relaciones Intergubernamentales PDVSA División Boyacá, Barinas (2017)

Realizar las pruebas del uso de un polímero natural base sábila en laboratorio de muestras de cabezal de campos maduros a fin de observar su comportamiento.

Se realizó un estudio de la viscosidad, que es una de las propiedades más importantes de este tipo de soluciones. La viscosidad introduce resistencia al movimiento al originar entre las partículas del fluido y entre éstas y las paredes limítrofes, fuerzas de corte o fricción que se oponen al movimiento

Método experimental

A continuación se presenta la metodología a seguir para la resolución del objetivo planteado:

- Obtener el cristal de la sábila.
- Cortar el cristal de la sábila en trozos.
- Añadir al tubo de ensayo para centrifugar
- Se midió equitativamente para centrifugar a 40.000rpm – 10min.
- Luego del proceso de centrifugación se realizó la separación fase líquida- fase sólida aplicando la norma COVENIN 1343-78.
- Se procedió a trabajar solo con la fase líquida.
- Se realizaron 4 muestras a las siguientes concentraciones y volúmenes.

C1= 100PPM V1= 229ml (solución sábila) y 171ml de agua destilada.

C2=50PPM V2= 114ml (solución sábila) y 286ml de agua destilada.

C3=25PPM V3=57ml (solución sábila) y 343ml de agua destilada.

Tabla N°6. Sistema gelante a temperatura ambiente

Muestra	Viscosidad Aparente	Viscosidad Plástica	Punto Cedente
C1	1.75 cps	1.50cps	0.50 cps
C2	1.50cps	1.1cps	0.80cps
C3	1.50cps	1 cps	1cps

Fuente: Martínez S, Carrasquel K(2018).

Tabla N°7. Sistema Gelante T= 95°C

Muestra	Viscosidad Aparente	Viscosidad Plástica	Punto Cedente
C1	0cps	1.cps	0 cps
C2	0cps	1 cps	0cps
C3	0cps	0.5 cps	1cps

Fuente: Martínez S, Carrasquel K(2018)

VTOTAL: 400ml

- Se midió la viscosidad a cada una de las muestras realizadas en el viscosímetro de Fann Model 35A a temperatura ambiente.

No se observó variación en las viscosidades motivado a que el sistema gelante solo contenía agua destilada y la fase líquida de la sábila.

Para una temperatura > 100°C no se cuenta con un sistema que permita aumentar la temperatura en un sistema cerrado para evitar la pérdida de vapor de fluido.

- Se agregó a las muestras C1, C2, C3 un espaciador para verificar el aumento de la viscosidad del polímero.

Tabla N°8. Formulación del espaciador empleado

Goma Xántica (gr)	Oxido de magnesio (gr)	CaCO3 (gr)
2,0650	0,4533	25,1037

Fuente: Martínez S, Carrasquel K(2018)

- Se agitaron los componentes GX, Mgo, CaCO3 con las soluciones C1, C2, C3.
- Se midió la viscosidad en el viscosímetro de Fann Model 35A ya agitada la muestra con el espaciador.

Tabla N°9. Sistema gelante a Temperatura ambiente con espaciador.

Muestras	Viscosidad Aparente	Viscosidad Plástica	Punto cedente
C1	20.2 CPS	10.3 CPS	19.8CPS
C2	10.1 CPS	9.7 CPS	0.8 CPS
C3	10.1 CPS	9.7 CPS	0.8 CPS
H2O DEST.	8 CPS	4 CPS	8 CPS

Fuente: Martínez S, Carrasquel K(2018)

Se evidencia los valores de viscosidad para 4 muestras las cuales no fueron sometidas a temperatura, para con esto comparar el comportamiento cuando se someta el sistema a una temperatura de 95°C, ya el polímero posee el espaciador(GX, MgO, CaCO3) se puede observar que a mayor concentración de sabila y espaciador dentro del sistema la viscosidad tiende a tener un valor alto, y a menor concentración de sábila y espaciador tiende a disminuir la viscosidad.

- Se procedió a calentar las muestras con el espaciador en la plancha de calentamiento múltiple a una temperatura de 95°C.

- Posteriormente se procedió a medir las viscosidades en el viscosímetro de Fann Model 35A de las diferentes muestras C1, C2, C3, H2O DEST.

Tabla N°10. Sistema gelante con espaciador a T=95C

Muestras	Viscosidad Aparente	Viscosidad Plástica	Punto cedente
C1	11 CPS	5 CPS	12CPS
C2	8.5 CPS	5 CPS	7 CPS
C3	6.5 CPS	4 CPS	5 CPS
H2O DEST.	8 CPS	4 CPS	8 CPS

Fuente: Martínez S, Carrasquel K(2018)

Con la aplicación de una T=95°C al polímero junto con el espaciador se logro identificar que la misma influye los valores de viscosidad, reduciéndolos en comparación con las muestras a las que no se le aplico temperatura (tabla N°9). Pero se logra mantener que la muestra con mayor viscosidad luego de ser sometido a temperatura es la que posee mayor concentración (100ppm) lo que nos lleva a concluir que el sistema tendrá mayor estabilidad cuando las concentraciones sean mayores a 100ppm.

- Se procedió a medir 25ml de la muestra del polímero a base de sábila y 25ml de crudo de la muestra C1=100rpm para llevarlo a centrifugar.
- Luego del proceso de centrifugación se extrajo el agua para medir la viscosidad.

Tabla N°11. Sistema gelante con crudo

Muestra	Viscosidad	Viscosidad	Punto cedente
----------------	-------------------	-------------------	----------------------

	Aparente	Plastica	
C1	16.5 CPS	6CPS	21CPS

Fuente: Martínez S, Carrasquel K(2018)

La tabla N°11 nos muestra los valores de viscosidad del polímero a base de sábila con interacción a una muestra de crudo obtenida del campo Borburata(pozo BOR11) desde el cabezal del mismo. Para visualizar el comportamiento de la muestra de crudo en conjunto con el polímero, se separó la fase acuosa del aceite pudiendo así tomar la viscosidad del agua y plasmar los valores de viscosidad obteniendo que aumento un valor numérico (de 5cps a 6cps) lo que nos demuestra que la viscosidad tiene un comportamiento constante con respecto a la interacción con el crudo.

De los anteriores planteamientos se deduce que el compuesto gelante estudiado está hecho para el aumento de la viscosidad del agua y no para romper la emulsión en el medio poroso, con el aumento de esta propiedad se busca disminuir la movilidad del agua dentro del yacimiento para que el crudo tenga una mayor facilidad de desplazarse desde el yacimiento hacia el pozo, es decir se quiere aumentar este parámetro del agua dentro del medio poroso y no dentro del pozo. Si la viscosidad del agua aumenta dentro del pozo nos aumentara la presión de la columna de fluido y la misma será mayor a la presión de formación y evitara el desplazamiento del crudo desde el yacimiento hacia el pozo.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. Se logro obtener la ubicación precisa del campo Borburata, mediante la investigación realizada en bibliografías, páginas web intranet (PDVSA) donde el campo Borburata está ubicado a 20 km, al Suroeste de la ciudad de Barinas, Siendo un campo accesible por su cercanía a la capital del estado para buscar las muestra de crudo.
2. Por medio de la caracterización de los campos maduros del Distrito Barinas se obtuvo los parámetros más esenciales como Porosidad, Permeabilidad, Espesor bruto, Espesor neto, Estructura Geológicas, Estratigrafía, Gravedad API, Viscosidad, temperatura, presión, factor de recobro; Para con ello saber cuál de los campos tiene un mayor corte de agua y poder estimar la utilización del sistema gelante a base de sábila para aumentar la viscosidad del agua y disminuir su movilidad.
3. Se realizaron las pruebas en el laboratorio de Fitoquímica y en el laboratorio de fluidos de perforación de ingeniería de petróleo (UNELLEZ), donde se obtuvieron los valores de la viscosidad para diferentes concentraciones de ppm, teniendo como la muestra más estable la de 100ppm la cual fue utilizada en la muestra de crudo en el pozo (BOR11).
4. Los valores obtenidos durante las pruebas de laboratorio nos permiten analizar que el sistema gelante aumenta de manera consistente la viscosidad del agua.

5. Fácil acceso a la sábila ya que en Venezuela La planta se ubica sobre 3,5 hectáreas del estado Falcón, caracterizado por un clima árido propicio para el cultivo de la misma

RECOMENDACIONES

1. Realizar el sistema gelante a temperaturas de 100°C,120°C,150°C o su equivalencia en °F para igualar a temperaturas de yacimiento y así poder obtener unas viscosidades mas optimas.
2. Montar el sistema gelante cambiando su fase liquida (agua destilada) por un aceite natural para con ello darle estabilidad térmica.
3. Trabajar el sistema gelante con la fase liquida y fase solida de la sábila, para observar su comportamiento a mayor temperatura y concentración.
4. Comparar los resultados obtenidos con los valores de un polímero comercial, para analizar cual es más efectivo para el aumento de la viscosidad del agua en yacimiento.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Constitución De La República Bolivariana De Venezuela. Gaceta Oficial N° 5.453 Marzo, 24, 2000.

Ley Orgánica De Hidrocarburos. (Decreto N° 1.510). (2001, Noviembre 02).Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela, N° 37. 323, Noviembre, 13, 2001.

Ferrer M. (2009) Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.

Ramos Dahiliannys(2017). Aplicación de tecnología alcalino-surfactante-polímero en campos maduros de la división Boyacá, Octubre 2017.

Escalante. S. (2015) Optimización de Campos Maduros [2017, septiembre 02]blogs.unellez.edu.ve/sharon/.../Optimización-de-Campos-Maduros-S.-Escalante.pptx.

Piamo R. (2011). Oportunidades de Desarrollo en Campos Maduros Aplicando Métodos Convencionales se Ingeniería de Yacimientos en la Arena Masiva del Yacimiento Oficina 39 del Campo Uracoa, Monagas Venezuela, Universidad de Oriente Última Visita en web [2017, septiembre.01],http://ri.bib.udo.edu.ve/bitstrem/123456789/149/1/TESIS622.3382_C196c.df

Cortes A. (2012).Rejuvenecimiento de Campos Maduros en México. Universidad Nacional Autónoma de México

Morales, O. (2014). Estimación del factor de recobro de petróleo mediante la inyección de agua en el yacimiento ib / bs 101 del campo Boscán. Trabajo especial de grado no publicado, Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Irima, E. (2014). Determinación de formulaciones base/polímeros (bp), con potencial aplicación como método químico en la recuperación mejorada del crudo extrapesado de la faja petrolífera del Orinoco. Trabajo especial de grado para optar al Título de Ingeniero de Petróleo no publicado, Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Vega r. (2015) formulación de un sistema gelificante base sábila (*aloe barbadensis*) para el aislamiento de arenas de agua, en pozos productores, Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Ingeniería de Petróleo

