



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

TEMA:

**“CONTROL DEL AGUA DE PRODUCCIÓN UTILIZANDO
GELES DE POLÍMEROS EN CAMPOS MADUROS”**

**PROYECTO PRÁCTICO DEL EXAMEN COMPLEXIVO
“CASO PRÁCTICO”
TESINA**

AUTOR:

JHONY ALBERTO POZO COCHEA

TUTOR:

ING. MARLLELIS GUTIÉRREZ HINESTROZA, PhD.

LA LIBERTAD - ECUADOR

2020

**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA:

**“CONTROL DEL AGUA DE PRODUCCIÓN UTILIZANDO
GELES DE POLÍMEROS EN CAMPOS MADUROS”**

AUTOR:

JHONY ALBERTO POZO COCHEA

TUTOR:

ING. MARLLELIS GUTIÉRREZ HINESTROZA, PhD.

LA LIBERTAD - ECUADOR

2020

UPSE



Santa Elena, 25 de septiembre 2020

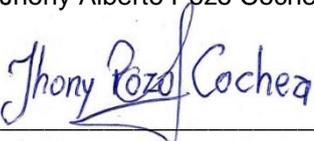
CARTA DE ORIGINALIDAD

Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD
Directora de la Carrera de Petróleos
Universidad Estatal Península de Santa Elena

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. La Tesina Titulada **“CONTROL DEL AGUA DE PRODUCCIÓN UTILIZANDO GELES DE POLÍMEROS EN CAMPOS MADUROS”**, para que se considere la Sustentación, señalando lo siguiente:

1. La investigación es original.
2. No existen compromisos ni obligaciones financieras con organismos estatales ni privados que puedan afectar el contenido, resultados o conclusiones de la presente Investigación.
3. Constatamos que la persona designada como autor es el responsable de generar la versión final de la investigación.
4. El Tutor certifica la originalidad de la investigación y el desarrollo de la misma cumpliendo con los principios éticos.

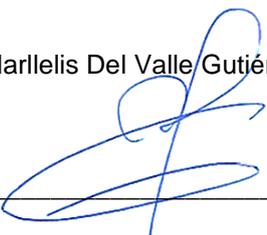
Autor: Jhony Alberto Pozo Cochea

Firma: 

N° de Cedula: 2450535790

Correo: jhony.pozocochea@upse.edu.ec

Tutor: Marllelis Del Valle Gutiérrez Hinestroza

Firma: 

N° de Cedula: 0961027687

Correo: mgutierrez@upse.edu.ec

DEDICATORIA

El presente trabajo de investigación se lo dedico a Dios por brindarme salud y fortaleza para seguir mi trayecto en el transcurso de mi etapa universitaria y no desmayar en las adversidades. A mis padres por la confianza y amor depositados en mí. A mis hermanos y hermanas por compartir momentos de alegría y ser aquellos faros de perseverancia. A toda mi familia por brindarme el apoyo cuando más necesite.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a la Universidad Estatal Península de Santa Elena por permitirme desarrollarme de manera profesional en las aulas. A mi tutora Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza por la paciencia, confianza, predisposición y profesionalismo para poder desarrollar este trabajo de investigación. Cada uno de los docentes de mi carrera de Ingeniería en Petróleos por su amistad y confianza para compartirme cada de sus conocimientos y experiencias que me serán de base para mi futura vida profesional. A Plan International por su confianza brindada, sus capacitaciones para desarrollar mis capacidades profesionales y humanas, y ser unas de las bases fundamentales en mi etapa universitaria.

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE PETRÓLEOS

**Control del agua de producción utilizando geles de polímeros en
campos maduros**

Autor: Jhony Alberto Pozo Cochea

Tutor: Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD.

RESUMEN

El presente trabajo de titulación expone el diseño de una metodología para la planificación y ejecución de tratamientos para el control del agua de producción utilizando geles de polímeros. La excesiva producción de agua en campos maduros es uno de los problemas que más genera costos en los pozos productores, y es por ello que la reducción del alto corte de agua es factible para cualquier compañía petrolera debido a que disminuyen los costos de producción y tratamiento de cada barril de agua producido en superficie. Con el diseño de la metodología se busca un óptimo control del agua de producción, con la finalidad de producir con una buena factibilidad económica y prevenir futuros problemas mecánicos en las facilidades del pozo. La metodología servirá como una pauta generalizada para el diseño de tratamientos para control de agua que está sujeta a cambios imprevistos en dependencia de la respuesta de cada pozo tratado. Para el diseño de la metodología se realizó una investigación cualitativa donde se analizó la bibliografía existente de tratamientos para el control del agua de producción donde los resultados fueron positivos y negativos, con el fin de crear el mejor diseño considerando pautas propuestas por los diferentes autores. La metodología diseñada abarca pasos desde la consideración para selección de pozos candidatos hasta la ejecución de un tratamiento. El análisis de un caso práctico se realizó utilizando la metodología diseñada. Los resultados obtenidos son exitosos debido a la eficiencia del tratamiento que disminuye la producción de agua en un 95% de la producción de agua que se tenía al inicio del tratamiento.

Palabras Claves: Recuperación mejorada de petróleo, Inyección de polímeros, Control de agua, Factor de recobro.

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE PETRÓLEOS**

Production water control using polymer gels in mature fields

Autor: Jhony Alberto Pozo Cochea

Tutor: Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD.

ABSTRACT

The present titration work exposes the design of a methodology for the planning and execution of treatments for the control of production water using polymer gels. Excessive water production in mature fields is one of the problems that generates the most costs in producing wells, and that is why reducing the high water cut is feasible for any oil company because it reduces production and treatment costs of each barrel of water produced on the surface. With the design of the methodology, an optimal control of the production water is sought, in order to produce with good economic feasibility and prevent future mechanical problems in the well facilities. The methodology will serve as a generalized guideline for the design of water control treatments that is subject to unforeseen changes depending on the response of each treated well. For the design of the methodology, a qualitative investigation was carried out where the existing bibliography of treatments for the control of production water was analyzed where the results were positive and negative, in order to create the best design considering guidelines proposed by the different authors. The designed methodology encompasses steps from the consideration for selection of candidate wells to the execution of a treatment. The analysis of a practical case was carried out using the designed methodology. The results obtained are successful due to the efficiency of the treatment that decreases the water production by 95% of the water production that was had at the beginning of the treatment.

Key Words: Enhanced Oil Recovery, Polymer Injection, Water Control, Recovery Factor.

INDICE

CARTA DE ORIGINALIDAD	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTO	v
RESUMEN	vi
ABSTRACT	vii
INDICE	viii
TABLA DE FÍGURAS	xi
ÍNDICE DE TABLAS	xii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
1.1 Planteamiento del Problema	2
1.2 Justificación	4
1.3 Objetivos	6
1.3.1 Objetivo general.....	6
1.3.2 Objetivos específicos.....	6
1.4 Antecedentes	7
CAPÍTULO II	10
2.1 CAMPOS MADUROS	10
2.1.1 Definición de yacimiento.....	10
2.1.2 Campo maduro.....	11
2.1.3 Yacimientos depletados.....	12
2.2 FLUIDOS PRODUCIDOS	13
2.2.1 Mecanismos de producción.....	13
2.2.2 Fluidos producidos desde un yacimiento de petróleo.....	13
2.3 RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (EOR)	14
2.3.1 Etapas de producción de un yacimiento de petróleo.....	15

2.3.2 Definición de recuperación mejorada de petróleo.....	16
2.4 POLÍMEROS EN LA INDUSTRIA PETROLERA.	16
2.4.1 Definición de Geles de polímeros	16
2.4.2 Consideraciones para la inyección de polímeros.....	18
2.4.3 Efectos asociados a la inyección de polímeros	18
CAPÍTULO III	19
METODOLOGIA DE INVESTIGACIÓN	19
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	19
3.2 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA APLICADA	20
3.2.1 Evaluación del Exceso de agua de producción	20
3.2.1.1 Diagnostico de la intrusión de agua mediante Curvas de Chan.....	21
3.2.2 Selección de pozos candidatos	24
3.2.3 Pruebas de laboratorio	25
3.2.3.1 Pruebas estáticas.....	26
3.2.3.2 Pruebas de rompimiento de gel.....	26
3.2.3.3 Prueba de rigidez de gel	26
3.2.3.4 Graficas de curva “Bombeabilidad de gel”	27
3.2.4 Diseño del tratamiento del gel de polímero	28
3.2.4.1 Procedimiento de preparación del gel de polímero.	28
3.2.4.2 Medición de la viscosidad de la solución polimérica	29
3.2.5 Determinación del volumen del tratamiento	30
3.2.5.1 Dimensionamiento basado en el volumen mínimo	30
3.2.5.2 Dimensionamiento basado en la distancia.....	31
3.2.5.3 Cambios de tamaño basados en la respuesta del pozo	31
3.2.5.4 Dimensionamiento basado en la experiencia en un campo determinado.	32
CAPÍTULO IV	33
ANÁLISIS Y RESULTADOS	33
4.1 EVALUACIÓN DEL ALTO CORTE DE AGUA DE PRODUCCIÓN	33

4.2 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS	34
4.3 DISEÑO DEL TRATAMIENTO DEL GEL DE POLÍMERO	36
4.4 PRUEBAS DE LABORATORIO DE LA SOLUCIÓN POLIMÉRICA DESARROLLADA	37
4.5 DIMENSIONAMIENTO DEL TAMAÑO DEL TRATAMIENTO Y EJECUCIÓN DEL TRATAMIENTO	39
CONCLUSIONES	
RECOMENDACIONES	
BIBLIOGRAFÍA	
ANEXOS	

TABLA DE FIGURAS

Figura 1. Yacimiento de petróleo y gas.	10
Figura 2. Ciclo de vida de un campo petrolero.	12
Figura 3. Flujograma de la metodología aplicada.	20
Figura 4. Diagnóstico de conificación por Curvas de Chan.	22
Figura 5. Canalización o adedamiento por Curvas de Chan.	22
Figura 6. JHGF D por Curvas de Chan.	23
Figura 7. Problemas identificados por Diagnostico de las Curvas de Chan.	23
Figura 8. Prueba de rompimiento de gel de polímeros.	26
Figura 9. Código Sydansk	27
Figura 10. Prueba de rigidez.	27
Figura 11. Prueba de bombeabilidad del gel.	28
Figura 12. Producción diaria de agua y petróleo vs. Tiempo.	33
Figura 13. Curvas de Chan, WOR vs. Tiempo del Pozo Pucuna 05.	34
Figura 14. Historial de Producción del Pozo Productor Pucuna 05.	35
Figura 15. Efecto de la viscosidad en las muestras.	38
Figura 16. Comportamiento de la viscosidad en el tiempo. Sistemas de CDG 400 ppm de HPAM, a relaciones polímero-entrecruzador de 60:1, 40:1 y 20:1.	39
Figura 17. Tasa y presión de inyección del tratamiento.	40

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Criterios básicos de selección para el desarrollo y aplicación de proyectos de recuperación mejorada basado en métodos químicos.....	16
Tabla 2. Criterios de selección de candidatos para tratamiento de gel de polímero.....	25
Tabla 3. Composición de la Salmuera.	36
Tabla 4. Muestras de gel preparadas.	37
Tabla 5. Etapas del tratamiento para el pozo Pucuna 05.....	39

INTRODUCCIÓN

La investigación titulada “Control del agua de producción utilizando geles de polímeros en campos maduros”, tiene como objetivo desarrollar una metodología del uso de geles de polímeros en la industria petrolera para controlar la producción del agua en pozos depletados. Debido al alto porcentaje de sedimento básico y agua (BWS, por las siglas en inglés), que es mayor al 90%.

En el desarrollo de la investigación se describen los siguientes postulados:

Evaluación del alto corte de agua de producción mediante un diagnóstico de la intrusión de agua a nivel de pozo, el análisis de la data de producción para estimar la cantidad de agua que inunda al yacimiento. Para esto existen tres métodos básicos los cuales son: el método de Schilthius, el método de Hurst y Van Everdingen y el método de Fetckovick.

Las pruebas de laboratorio necesarias para el buen diseño de la solución polimérica del gel para la ejecución del tratamiento, las cuales son: pruebas estáticas, pruebas de rompimiento de gel, prueba de rigidez de gel y gráficas de curva “Bombeabilidad”, o desplazamiento de gel.

Descripción de concentración polimérica, viscosidades y tiempo de hidratación de las soluciones que son empleadas para el control del agua de producción, las cuales son RPM's (poliacrilamida bajo peso molecular y poca penetración con reducción de K_{rw}) y WSO (poliacrilamida alto peso molecular y alta penetración con reducción para bloquear un canal o conificación por el flujo de agua en un yacimiento de empuje hidráulico activo).

La descripción del diseño y determinación del volumen del gel polimérico para el tratamiento según intervalo cañoneado.

CAPÍTULO I

1.1 Planteamiento del Problema

En los campos maduros del oriente ecuatoriano y en los países productores de petróleo existen pozos o yacimientos depletados, en estos pozos el agua de producción supera al 90% de sedimento básico y agua (BSW). La problemática aumenta el desafío para la industria petrolera en el manejo y control del agua de producción debido a los grandes volúmenes de agua que se produce en superficie junto con la producción de hidrocarburos, y a la disminución del factor de recobro de petróleo que disminuye la rentabilidad de la producción de los pozos productores.

La producción de petróleo en los campos petroleros del oriente ecuatoriano cada vez está disminuyendo como consecuencia de la baja energía de los yacimientos, lo cual genera la interpretación de un yacimiento depletado, es por ello que nace la necesidad de implementar métodos de recuperación secundaria y mejorada de petróleo con el fin de aumentar el recobro de petróleo y extender la vida productiva del yacimiento.

La productividad de los pozos depletados disminuye considerablemente y se presentan los siguientes problemas: declinación de la producción, canalización y producción de fluidos indeseables, baja eficiencia de barrido, baja presión del yacimiento, altos costos de producción, infraestructura obsoleta, pozos con varios tapones, empacaduras permanentes y pescados, y factor de recobro estimado obsoleto. Las compañías petroleras tratan de remediar cada uno de los problemas mencionados debido a la baja rentabilidad de los pozos con la ejecución de proyectos de recuperación mejorada como la inyección de geles de polímeros.

El control de agua de producción en pozos depletados es cada vez el problema más frecuente en campos maduros debido a factores mecánicos, químicos o a condiciones geológicas que existen entre pozos inyectoros y

productores que ocasionan el incremento del corte de agua en la producción de los pozos.

Para las compañías petroleras la solución o disminución de este problema en los pozos es fundamental debido a los costos que se generan por cada barril de agua producido y en el manejo adecuado de esta agua de producción cuando se encuentra en superficie, además el aumento de agua en la producción genera problemas como la disminución de producción de petróleo, problemas en las completaciones y facilidades del pozo.

1.2 Justificación

En la actualidad, las empresas petroleras producen un promedio aproximado de tres barriles de agua por cada barril de petróleo que extraen de los yacimientos agotados o depletados. Se gastan más de mil millones de dólares por año para hacer frente a los problemas del agua de producción indeseada y además que se generan gastos para un adecuado manejo del agua de producción cuando se encuentra en superficie para que sea amigable al medio ambiente.

En los campos maduros del oriente ecuatoriano existen pozos depletados, estos pozos la producción de agua supera el 90% en sedimento básico y agua (BSW), esta problemática aumenta el desafío para la industria petrolera en el manejo y control del agua de producción debido a los grandes volúmenes de agua que se produce junto con la producción de hidrocarburos.

El agua de producción en los pozos depletados es el fluido más abundante en comparación con la producción de hidrocarburos, la cuantiosa producción de agua afecta en todas las fases de la vida del campo petrolero, a las completaciones que se encuentra en el subsuelo y las facilidades del pozo que se encuentran en superficie. Ninguna empresa que maneja el campo eficientemente desea producir agua, por lo tanto, crean y planifican nuevas alternativas de producción mejorada para detener parcialmente este exceso de agua de producción. En diversos casos, las nuevas tecnologías innovadoras para el control del agua de producción pueden significar una reducción de los costos que se generan por la producción de cada barril de petróleo y por cada barril de agua en superficie.

El uso de soluciones poliméricas como los geles de polímeros es cada vez más implementado para el control del exceso del agua de producción debido a que su eficiencia que es mayor o igual que el 90%, si se realiza una buena planeación del tratamiento de inyección de geles de polímeros. El tratamiento con geles de polímeros en campos maduros para el control del agua de producción genera largas cadenas, que se adhieren a la formación ocupando su

espacio poral que aumenta la fuerza de arrastre sobre el agua porque la atraen y repelen crudo, es por ello que disminuye considerablemente la producción de agua y aumenta la producción de petróleo.

La inyección de geles de polímeros tiene gran relevancia en la industria Oil & Gas debido a los grandes beneficios que se generan a partir de la ejecución de un tratamiento de geles de polímeros, como es el control del exceso del agua de producción, debido a que los geles de polímeros realizan el taponamiento de zonas de alta permeabilidad y la adhesión de los geles hidrófilos que atraen el agua y repelen al petróleo.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

- Desarrollar una metodología para el control óptimo del agua de producción en pozos depletados con geles de polímeros en campos maduros.

1.3.2 Objetivos específicos

- Caracterizar los parámetros que intervienen sobre el control del agua de producción con geles de polímeros.
- Analizar los diferentes los tratamientos con geles de polímeros aplicados en campos maduros.
- Establecer los criterios mediante un caso práctico en donde se describe el control del agua de producción en campos maduros.

1.4 Antecedentes

El tratamiento del control del agua de producción con geles de polímeros es una estrategia de recuperación mejorada de hidrocarburos que se ha implementado en varios campos maduros alrededor del mundo. Esta estrategia aún se está desarrollando y sofisticando actualmente. A pesar de su temprana creación, los proyectos ya ejecutados han tenido grandes resultados en campos petroleros.

Por Federico Menconi, Fabián Giaccaglia, Jorge Ramirez & Carlos Berto (Tecpetrol). Argentina (2013). En el paper “Inyección de geles en el Yacimiento El Tordillo”. La inyección de geles se ha convertido en una de las herramientas más útiles en el Yacimiento El Tordillo, al momento de intentar superar o minimizar el efecto de la heterogeneidad del reservorio durante la inyección de agua: es esta una de las más grandes dificultades que se presentan en los proyectos de recuperación secundaria.

La inyección de geles se ha convertido en una de las herramientas más útiles en el Yacimiento El Tordillo que se ubica en el flanco Norte de la cuenca del Golfo San Jorge (GSJ), en la provincia de Chubut, y cuenta con una extensión de 117 kilómetros cuadrados, de los cuales cerca del 80% de su área perforada está cubierta con proyectos de recuperación secundaria, al momento de intentar superar o minimizar el efecto de la heterogeneidad del reservorio durante la inyección de agua: es esta una de las más grandes dificultades que se presentan en los proyectos de recuperación secundaria. Desde el año 2005 hasta la actualidad se han realizado 72 tratamientos con geles de polímeros en 59 pozos inyectoros. Se han utilizado tres tipos de tratamiento de geles de polímeros que han sido ejecutados en el campo: Bulk Gel (BG), Micro Gel (MG) o Geles de Dispersión Coloidal (GDC) y Uno Gel (UG).

J.T. Portwood. Oklahoma city (2005). En el paper “La formación de Kansas Arbuckle: Evaluación del rendimiento y lecciones aprendidas de más de 2000 tratamientos de cierre de agua con gel de polímero”. Los geles de polímeros utilizados para controlar la producción de agua no deseada en los

pozos petroleros depletados en la formación de dolomita Arbuckle en Kansas han arrojado resultados de corta duración y han tenido un éxito marginal. En noviembre de 1997, todo eso cambió después de que una estrategia de diseño única que utiliza tecnología probada de geles de polímero que causa un aumento dramático en la producción de petróleo que resultó de cerrar un volumen significativo de agua de un pozo ubicado en el campo Bemis-Shutts. Desde entonces, se han tratado más de 200 pozos para unos 35 operadores diferentes con una tasa de éxito superior al 95%. Se están produciendo miles de barriles de petróleo incremental en cada pozo tratado, y se están produciendo cientos de miles a millones de barriles menos de agua de cada pozo tratado, que de lo contrario se habrían producido sin el tratamiento. Estos tratamientos están extendiendo, por varios años, la vida económica de muchos pozos de Arbuckle, y están devolviendo la vida a los pozos cerrados.

Por K.S. Chan - Schlumberger Dowell. Dallas (1995). En el paper "Water Control Diagnostic Plots". Se ha desarrollado y verificado una nueva técnica para determinar los mecanismos de producción excesiva de agua y gas como se ve en los pozos de producción de petróleo. Con base en estudios de simulación numérica sistemática sobre conificación y canalización de agua de embalse, se descubrió que las gráficas log-log de WOR (Relación agua/petróleo) frente al tiempo o GOR (Relación gas/petróleo) frente al tiempo muestran diferentes tendencias características para diferentes mecanismos. Se encontró que las derivadas de tiempo de WOR y GOR son capaces de diferenciar si el pozo está experimentando conificación de agua y gas, ruptura de capa de alta permeabilidad o canalización cerca del pozo.

Esta técnica se aplicó en pozos en varios campos en Texas, California, la Costa del Golfo y Alaska. Las parcelas que utilizan los datos reales del historial de producción determinaron los mecanismos del problema de producción. Junto con las pruebas y los registros de pozos, la técnica se utilizó para seleccionar candidatos para el tratamiento de pozos y optimizar los tratamientos para mejorar el retorno de la inversión.

Durante los últimos 30 años, los esfuerzos técnicos para el control del agua se centraron principalmente en el desarrollo y la implementación de geles para crear barreras de flujo para suprimir la producción de agua. Se aplicaron varios tipos de geles en diferentes tipos de formaciones y para resolver diferentes tipos de problemas que son ocasionados por el agua de producción, los mecanismos de producción excesiva de agua no se entendieron o confirmaron claramente. Si bien se informaron muchos tratamientos exitosos, la proporción general de éxito del tratamiento sigue siendo baja.

CAPÍTULO II

2.1 CAMPOS MADUROS

2.1.1 Definición de yacimiento

Se define como yacimiento a una unidad geológica de volumen limitado, que es poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso. Los criterios básicos que conforman el sistema petrolero para tener un yacimiento de hidrocarburos son: roca madre, migración, roca almacén, roca sello y trampas.

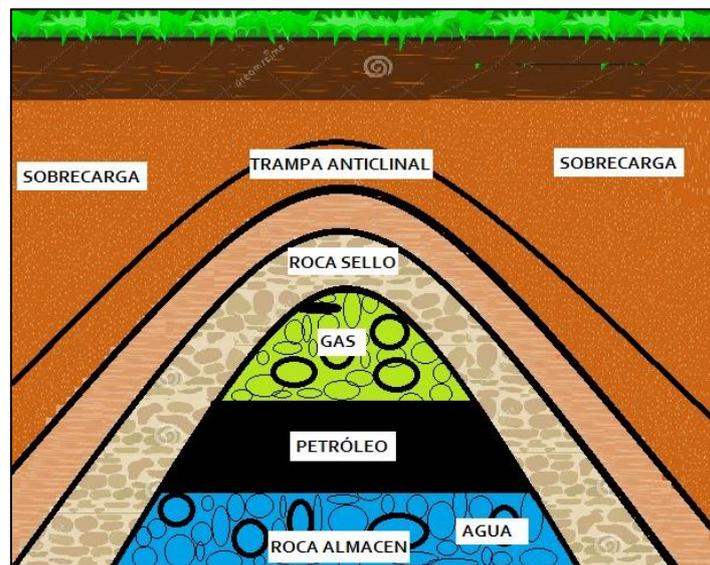


Figura 1. Yacimiento de petróleo y gas.

Roca madre: Son rocas que poseen las mejores características para la generación de hidrocarburo. Una de las características indispensables es contener materia orgánica suficiente para generar grandes volúmenes de hidrocarburos. Las mejores rocas madres son las lutitas negras (que deben su color al alto contenido de materia orgánica), ya que al contar con porosidad subcapilar son prácticamente impermeables y evitan que la materia orgánica sea destruida por agentes externos. (Lorenzo & Morato, 2018)

Roca almacén: Son las rocas que por poseer excelentes condiciones de porosidad y permeabilidad para permitir que el petróleo fluya libremente a través

de ella se convierte en almacenes de hidrocarburos. Las mejores rocas reservorios son las calizas fracturadas y las areniscas. (Lorenzo & Morato, 2018)

Roca sello: Son rocas impermeables o semipermeables que no permiten el desplazamiento vertical ni horizontal, o migración de los fluidos. Este tipo de rocas pueden ser: arcillas o lutitas, rocas carbonatadas como las calizas o dolomitas, evaporitas, etc.

Trampas: Son estructuras geológicas impermeables que bloquean a los yacimientos, entrapando a los fluidos.

Migración: El proceso de migración hace referencia al movimiento del petróleo generado desde la roca madre hasta la zona de acumulación o almacenamiento. Este proceso consta de dos etapas: migración primaria y migración secundaria). (Lorenzo & Morato, 2018)

2.1.2 Campo maduro

Se define como campo maduro aquel campo de petróleo y/o gas que alcanzó su pico de producción y que se encuentra actualmente en la etapa de declinación de la producción. Este tipo de campos ha alcanzado su límite económico y ha producido por más de 20 años.

Existen algunos criterios para definir un campo maduro los cuales son:

- $FR = \text{Factor de recobro} = \frac{\text{Volumen recuperado}}{\text{POES}} > 15\%$
- $GE = \text{Grado de Explotación} = \frac{\text{Producción acumulada}}{\text{Recuperación final}} > 50\%$
- $R/P = \text{Relación Reserva/Producción} = \frac{\text{Reservas totales}}{\text{Producción anual}} < 5 \text{ años}$
- $IC = \text{Índice de comprobación} = \frac{\text{Reservas probadas}}{\text{Reservas totales}} > 90\%$

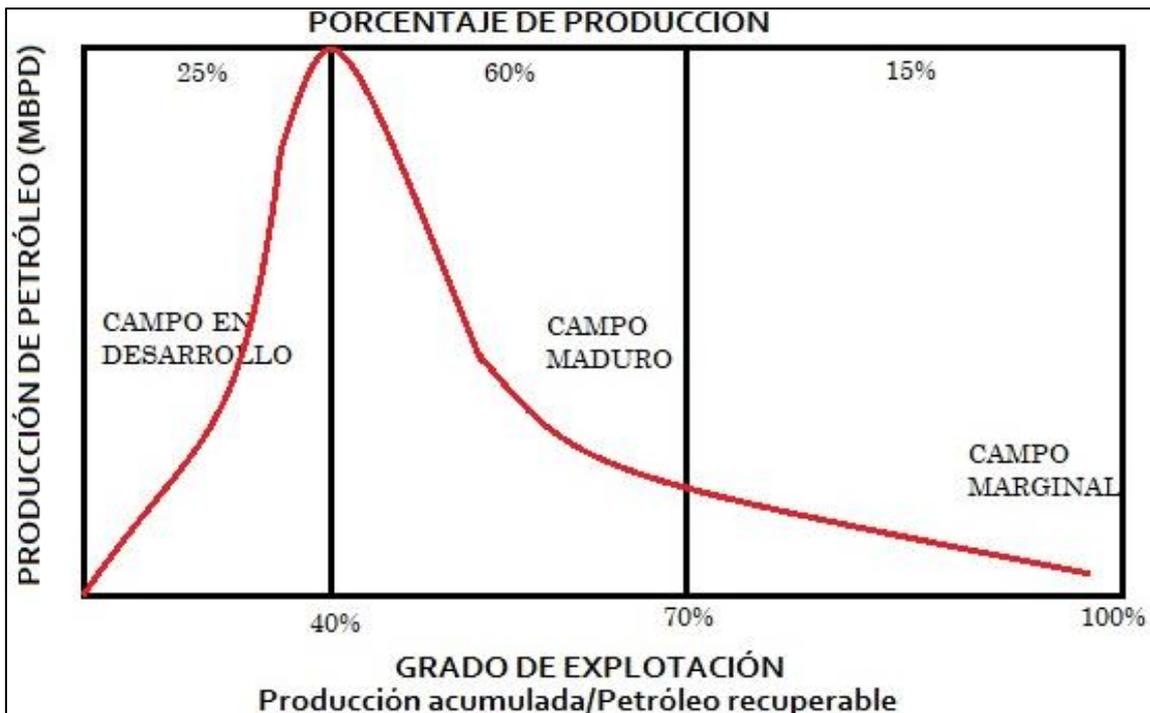


Figura 2. Ciclo de vida de un campo petrolero.

Fuente. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, Freddy Escobar.

En los campos maduros se requieren inversión y nuevas tecnologías para poder aumentar la producción o alargar la vida productiva de los pozos productores. En los campos maduros se encuentran hidrocarburos que no pueden subir a la superficie por problemas de presión e intrusiones de otros fluidos que interfieren en el flujo de petróleo, este problema que se presenta en los campos maduros no les conviene a las empresas petroleras debido a que tienen que buscar nuevos pozos que fluyan naturalmente siendo este poco desarrollado por los altos costos es por ello que la ejecución de proyectos de inyección de geles de polímeros para recuperación mejorada de hidrocarburos en campos maduros debido que es menos costoso ya que en el pozo ya existen la facilidades de producción y completación que podrán ser reutilizadas para la implementación de nuevos proyectos de recuperación mejorada.

2.1.3 Yacimientos depletados

Los yacimientos de hidrocarburos depletados o agotados, son históricamente los primeros reservorios subterráneos encontrados y desarrollados. Estos yacimientos que han alcanzado al final de su ciclo de vida

útil, se pueden convertir en almacenamientos subterráneos de gas. El gas se almacena en el espacio poroso que existe en la roca almacén en los que se encontraba anteriormente de forma natural.

Depletación de pozos

El agotamiento o la depletación de pozos hidrocarburíferos es un fenómeno natural que sucede durante la explotación de todo recurso no renovable. La depletación es la disminución progresiva del volumen de petróleo y gas natural que se encuentra inicialmente en el yacimiento, que está relacionado en función del tiempo y del nivel de producción total. El agotamiento de pozos está asociada a la declinación de la producción de un determinado pozo, reservorio o campo. (Petrolero, 2010)

2.2 FLUIDOS PRODUCIDOS

2.2.1 Mecanismos de producción

Los mecanismos de producción son las fuerzas naturales del yacimiento que empujan los fluidos hacia el pozo, y que estos sean producidos en superficie. Los mecanismos de producción se clasifican en cinco tipos:

- Empuje por gas en solución y expansión de fluidos.
- Empuje por capa de gas.
- Empuje con agua.
- Empuje por drenaje gravitacional.
- Empuje combinado.

2.2.2 Fluidos producidos desde un yacimiento de petróleo

Los fluidos que se producen desde un yacimiento hidrocarburífero son varios en consideración a la densidad, estado en el encuentran, y a la composición química de cada uno. Pero son tres los fluidos más abundantes y considerados en la industria petrolera, los cuales son petróleo, agua y gas.

- **Petróleo:** es un compuesto químico complejo en el que coexisten compuestos sólidos, gaseosos y líquidos. Está conformado, por gran parte de hidrocarburos, formados por átomos de carbono e hidrógeno y, por otra parte, pequeñas trazas de nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales pesados. Se encuentra en forma natural en yacimientos de roca sedimentaria y sólo en lugares en los que alguna vez fueron ecosistemas marinos. Su color es variable, entre ámbar y negro.
- **Agua de producción:** agua obtenida desde un yacimiento y es llevada a superficie, a través de pozos productores de petróleo y/o gas, desde una formación de interés que se considera agua connata, desde un acuífero activo que se considera agua intrusiva o un desde un proyecto de inyección de agua que se considera agua inyectada.
- **Gas:** es una mezcla gaseosa de hidrocarburos (carbono e hidrogeno), y con algunas impurezas. Esta mezcla podría ser: gas disuelto o asociado que se encuentra en los yacimientos en solución con el crudo, gas libre o no asociado que se encuentra en los yacimientos como fluido único, generalmente con una proporción baja de hidrocarburos líquidos, a ciertas condiciones de presiones y temperaturas, o gas condensado que se encuentra en los yacimientos en estado gaseoso, por sus características específicas de composición, presiones y temperaturas.

2.3 RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (EOR)

Cuando la recuperación primaria y secundaria ya fueron aplicadas en un pozo y no fueron suficientes, o el crudo tiene condiciones en las que no puede ser recuperado en estas dos etapas de recuperación (crudos viscosos o lutitas petrolíferas), se da la tercera etapa de recuperación de crudo, recuperación terciaria o mejorada de petróleo. Antes de la ejecución de un proyecto de recuperación mejorada de petróleo, el yacimiento aún tiene una reserva de aproximadamente entre 60–80% del petróleo original in situ.

2.3.1 Etapas de producción de un yacimiento de petróleo

La producción de hidrocarburos está dividida en 3 etapas:

- **Recuperación Primaria (Depletación):** El petróleo es naturalmente producido gracias a la energía inicial almacenada dentro del yacimiento. Se define como el periodo de producción que comienza con el descubrimiento del yacimiento y continua hasta que las fuentes de energía natural para expulsar el petróleo no mantienen tasas de producción que resulten económicas. Debido a que la presión del yacimiento siempre declina durante la recuperación primaria, está también se conoce agotamiento de presión. La energía original hace que los fluidos lleguen a los pozos, aunque se requiera una energía externa, como el levantamiento artificial, para llevar los fluidos hasta la superficie. *(Muskat, 1949)*
- **Recuperación Secundaria:** Con el fin de mantener la producción y la presión del yacimiento, agua (o ciertas veces gas) es inyectado para empujar los hidrocarburos. Muskat, la define como la inyección de fluidos después que el yacimiento ha alcanzado completamente el agotamiento de su energía original para expulsar los fluidos contenidos en el yacimiento. La recuperación secundaria requiere re-presurizar o aumentar la presión del yacimiento. Los fluidos inyectados más populares son el agua y el gas. Otros son la inyección enriquecida de gases, nitrógeno, dióxido de carbono, vapor, surfactantes, entre otros. *(Muskat, 1949)*
- **Recuperación Terciaria:** Inyección de sustancias específicas para incrementar el recobro como gas, químicos, vapor, etc. Si se inyecta otro fluido en el yacimiento después de las operaciones de recuperación secundaria, se tiene la recuperación terciaria. La mayoría de los yacimientos de petróleo comercial han sido cometidos a procesos de recobro primario y secundario, pero muy pocos a procesos terciarios o mejorados. Los fluidos inyectados en recuperación terciaria incluyen CO₂, gases enriquecidos, polímeros y soluciones de surfactante. Debido a que ellos no están originalmente presentes en el yacimiento, la recuperación terciaria también se conoce como recuperación mejorada. *(Ferrer, 2009)*

2.3.2 Definición de recuperación mejorada de petróleo

La recuperación mejorada de petróleo (EOR), se refiere a la inyección de químicos o materiales que comúnmente no se encuentran en los yacimientos y que desplazan el petróleo debido a sus propiedades y aplicaciones, pues reduce la tensión interfacial entre el fluido desplazante y el hidrocarburo. Su selección, concentración y tamaño, depende de las propiedades del fluido, las características del yacimiento y la rentabilidad que genere previa a su ejecución de un proyecto de recuperación mejorada.

Estos procesos requieren condiciones favorables para la inyección de químicos como los geles de polímeros, al ser una de las alternativas de este tipo de recobro mejorado de hidrocarburos. En la siguiente tabla se muestran los criterios fundamentales para considerar elegir una recuperación mejorada por inyección de químicos.

Tabla 1. Criterios básicos de selección para el desarrollo y aplicación de proyectos de recuperación mejorada basado en métodos químicos.

Método	° API	Viscosidad (cP)	Permeabilidad (mD)	Temperatura (°F)	So (%)
Inyección de Polímeros	> 15	10–1,000	>102 si (10< μ <102 cP) >103 si (102< μ <103 cP)	< 170	>30
Inyección de Surfactantes	22–39	3–15.6	50 – 60	122 – 155	43.5–53
Inyección de Alkali	15– 35	< 150	< 1,000	< 200	–
Inyección SP	> 20	< 150	> 50	< 158	> 35
Inyección ASP	> 20	< 35	> 100	< 200	> 45

2.4 POLÍMEROS EN LA INDUSTRIA PETROLERA.

2.4.1 Definición de Geles de polímeros

Los geles de polímeros para el control del agua de producción se definen como sistemas poliméricos de alto peso molecular hidrófilos y solubles en agua, que generan largas cadenas que se adhieren a la formación ocupando su espacio poral. Aumentan la fuerza de arrastre sobre el agua porque la atraen y repelen petróleo. Poseen limitaciones a altas temperaturas, esfuerzos de corte, pobre tolerancia a iones de calcio y magnesio.

A medida que se aplican más proyectos de recuperación mejorada por métodos químicos como la inyección de geles de polímeros se van diseñando más alternativas de polímeros que superen las limitaciones que normalmente tendría una ejecución de inyección de polímeros capaz de tolerar iones de salmueras (calcio y magnesio), adhesión a la formación iónicamente para aumentar la fuerza de arrastre sobre el agua y soportar un rango más alto de temperatura.

La inyección de geles de polímeros es una técnica de recuperación mejorada de petróleo implementada para mejorar la eficiencia de barrido de los procesos de inyección de agua y previos a la recuperación secundaria. El objetivo principal es aumentar la resistencia al flujo de agua en zonas fracturadas o zonas de alta permeabilidad, esta propiedad de los geles de polímeros atrae el agua permitiendo que el fluido inyectado contacte zonas no barridas, es por ello que aumenta la eficiencia de barrido volumétrico.

Soluciones poliméricas (HPAM)

La tecnología de geles poliméricos en la industria de los hidrocarburos tuvo sus inicios en los años 60. En 1968 Donald C. Goetz obtuvo la patente US 3,383,307; en la cual explica la formación de geles poliméricos y plantea su uso tanto para remplazar el agua en un proceso de desplazamiento (*polymer flood*), como para bloqueos temporales (*conformance* químico). En 1973 le fue otorgada a James W. Gall la patente 3,762,476; concerniente a la corrección subterránea de permeabilidad, concentrándose en la ubicación de geles poliméricos en las formaciones productoras, siendo la primera alusión indirecta al *conformance* químico. El mencionado documento plantea por primera vez la posibilidad de corregir la permeabilidad de una formación por medio de la obtención de un gel formado mediante la unión de un polímero con un ion metálico. La invención asignada a Gall detallaba la necesidad de inyectar a la formación un primer bache de solución de agua con polímero a una concentración específica de este último, acto seguido se inyectaba el ion metálico, esperando que ambos reaccionaran en la formación para obtener el gel. Las aplicaciones en campo de la invención de Gall, sin embargo, no arrojaron resultados positivos sobre la

disminución en la producción de agua asociada a la producción de aceite. (Maya, 2014)

2.4.2 Consideraciones para la inyección de polímeros

Las limitaciones a este proceso, son:

- Si la viscosidad del petróleo es alta, se necesita mayor concentración de polímero para obtener la movilidad deseada.
- Los resultados son mejores, si la inyección química se realiza antes que la relación agua/petróleo sea alta.
- Las arcillas incrementan la adsorción de polímero.
- Son aceptables algunas heterogeneidades, pero para la inyección de polímero convencional, debe evitarse los yacimientos con amplias fracturas.

Algunos problemas asociados con la inyección de polímeros comprenden:

- La inyectividad es más baja en la inyección de polímeros, que, en la inyección de agua, y esto puede afectar negativamente la tasa de producción de petróleo en las etapas tempranas del proceso.
- Los polímeros de tipo acrilamida, pierden viscosidad debido a la degradación por cizallamiento o incrementos en salinidad/iones divalentes.
- La goma xantana o xantano cuesta más, está sujeta a degradación microbial y fácilmente ocasiona taponamiento de pozos.

2.4.3 Efectos asociados a la inyección de polímeros

La inyección de polímeros favorece la recuperación de petróleo al llevar a cabo lo siguiente:

- Incremento de la viscosidad del agua.
- Disminución de la movilidad del agua.
- Contacto de mayor volumen del yacimiento.
- Reducción de la movilidad del fluido inyectado, para mejorar la eficiencia de barrido areal y vertical.

CAPÍTULO III

METODOLOGIA DE INVESTIGACIÓN

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

La presente investigación es de tipo exploratoria-descriptiva, se busca y analiza información referente al control del agua de producción con geles de polímeros en campo maduros.

Exploratoria, porque se realizan cuando el objetivo es examinar un tema o problema de investigación poco estudiado, del cual se tienen muchas dudas o no se ha abordado antes. Es decir, cuando la revisión de la literatura reveló que tan sólo hay guías no investigadas e ideas vagamente relacionadas con el problema de estudio, o bien, si deseamos indagar sobre temas y áreas desde nuevas perspectivas. *(Hernández Sampieri, 2014)*

Descriptiva, porque se busca especificar las propiedades, las características y los perfiles de personas, grupos, comunidades, procesos, objetos o cualquier otro fenómeno que se someta a un análisis. Es decir, únicamente pretenden medir o recoger información de manera independiente o conjunta sobre los conceptos o las variables a las que se refieren, esto es, su objetivo no es indicar cómo se relacionan éstas. *(Hernández Sampieri, 2014)*

Población y Muestra:

La población involucrada en el desarrollo de este trabajo la conforman los pozos depletados de los campos maduros, en los cuales se desee predecir la optimización del tratamiento de las soluciones poliméricas.

Técnicas:

Recopilación de datos, procesamiento de datos y generación de múltiples respuestas.

Instrumentos:

Libros de ingeniería petrolera, manuales, paper científicos y paginas digitales de internet.

3.2 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA APLICADA

Para el desarrollo de la metodología aplicada para el Control del agua de producción con geles de polímeros en campos maduros, se realizaron una serie de actividades como se detalla en el siguiente flujograma, con el fin de alcanzar los objetivos planteados en la investigación; la secuencia de éstos se describe a continuación:

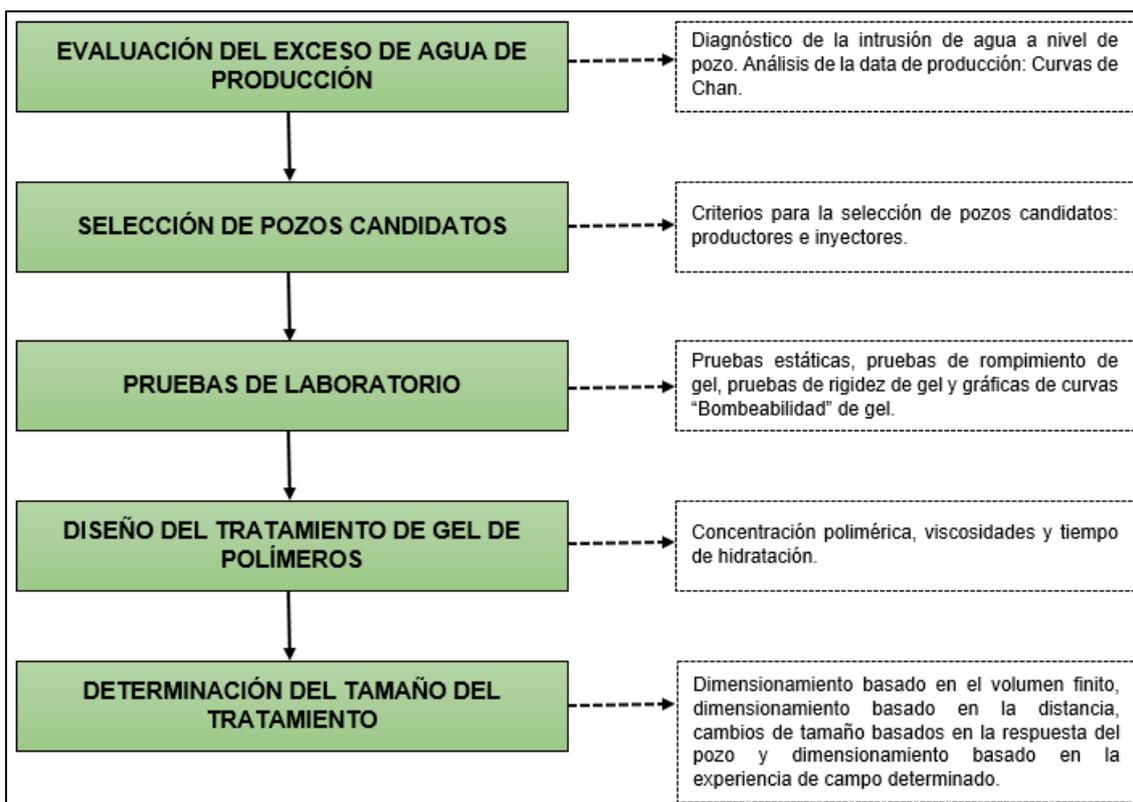


Figura 3. Flujograma de la metodología aplicada.
Fuente: Autor.

3.2.1 Evaluación del Exceso de agua de producción

Se realiza una evaluación del exceso del agua de producción mediante un diagnóstico de la intrusión de agua a nivel de pozo, el análisis de la data de producción para estimar la cantidad de agua que intruye al yacimiento.

Para el buen diseño de un tratamiento de gel de polímero para cierre de agua se debe identificar los posibles problemas que contribuyen a potencial incremento producción de agua. Los problemas que contribuyen al incremento de la producción de agua pueden ser: agua provenientes de conos a través de la matriz de la roca, o hay presentes fracturas conductoras que se extienden

desde el pozo hasta un acuífero subyacente, agua canalizada a través de una matriz de alta permeabilidad o mediante fracturas de un pozo de inyección de agua en una inundación, o agua proveniente de las vías fluviales que están segregadas de las vías petroleras y se distribuyen aleatoriamente por todo el yacimiento.

3.2.1.1 Diagnóstico de la intrusión de agua mediante Curvas de Chan

El diagnóstico para evaluar e identificar los mecanismos de intrusión de agua es sencillo y versátil en operaciones de campo dado que utiliza principalmente el historial disponible de producción de fluidos de los pozos productores.

Se realiza el diagnóstico de la intrusión de agua mediante el análisis de la data de producción de los pozos seleccionados para el tratamiento. Se determina y concluye que causó el incremento de la producción de agua con el tiempo, para realizar esto se considera las Curvas de Chan.

Curvas de Chan

K. S Chan, realizó estudios de simulación numérica para yacimientos donde se presentaban los problemas más comunes en yacimientos que producían con alto % WOR, tales como de conificación, canalización y problemas en la cercanía del pozo. Los gráficos log-log de RAP (Relación agua-petróleo) y RAP' (derivada) vs Tiempo muestran diferentes tendencias claramente diferenciadas para los mecanismos antes mencionados.

- **Diagnóstico para las conificaciones.** En las conificaciones, los valores iniciales de la curva RAP son bajos y durante el inicio de la producción se mantienen constantes. Una vez la producción del pozo ha iniciado, los valores comienzan a aumentar de manera progresiva y lenta. El aumento de los valores de RAP indica que el agua asciende hasta los niveles de los perforados. El cono sigue creciendo y va tapando los perforados de forma radial, lo cual resulta en un influjo constante de agua por lo que la curva del RAP se estabiliza y la derivada del RAP empieza a decrecer conforme la RAP llega a valores constantes. (Serrano, 2012)

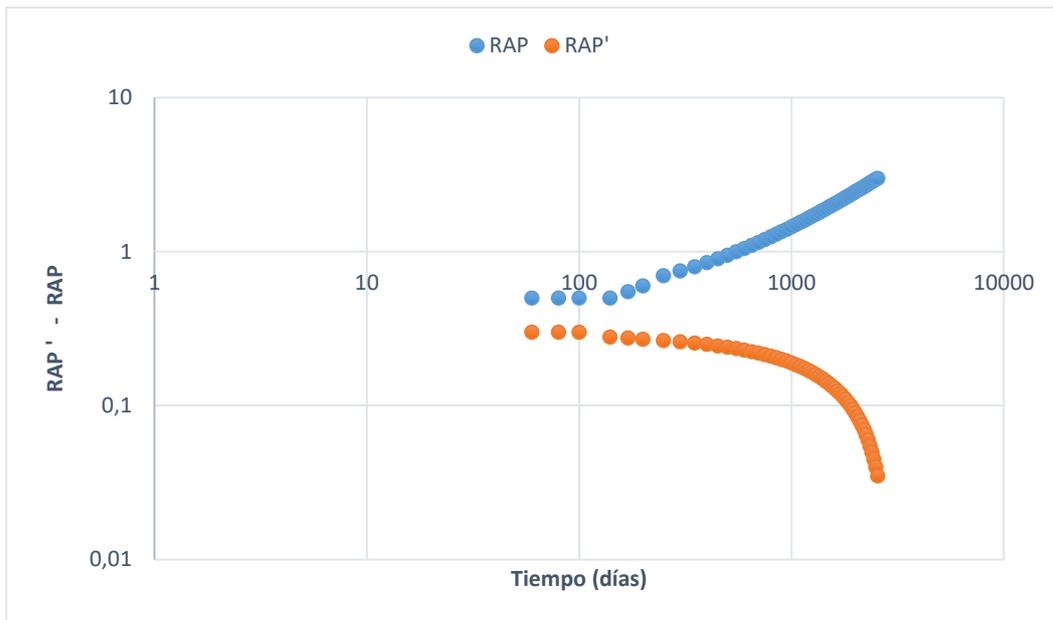


Figura 4. Diagnóstico de conificación por Curvas de Chan.
Fuente. Autor.

- Diagnóstico para las canalizaciones.** En cuanto a las canalizaciones, Chan describe el comportamiento del RAP como una curva que empieza en un valor constante y cercano a cero. Con el paso del tiempo y con la producción del pozo, el canal aprovecha las capas con altas permeabilidades e irrumpe en el pozo. Para este momento el RAP crece de manera súbita y su crecimiento con respecto al tiempo es bastante pronunciado. Si se ve la curva de la derivada del RAP, cuando sucede la irrupción esta crece de forma inmediata y se va estabilizando de forma ascendente. (Serrano, 2012)

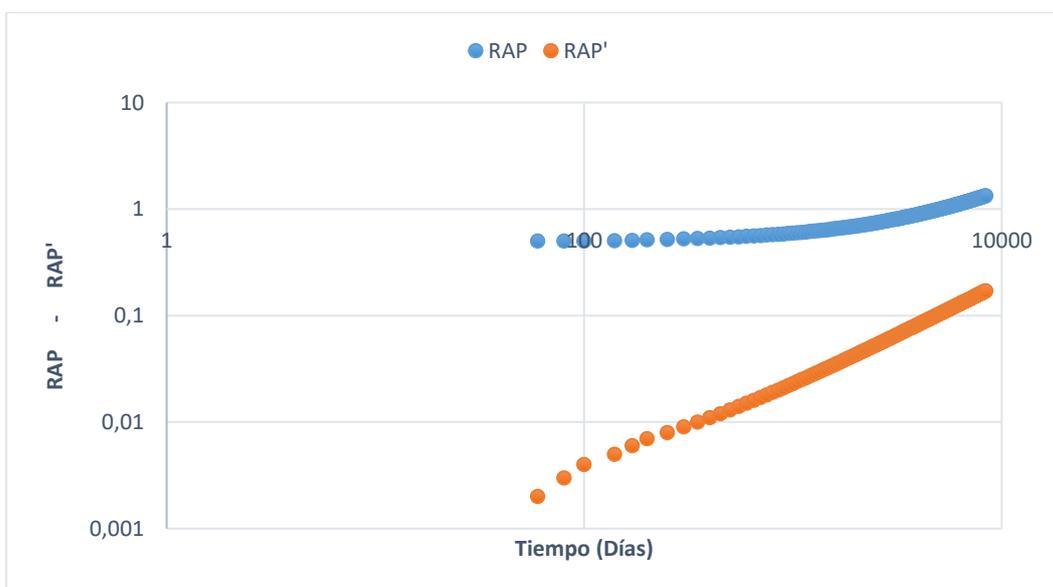


Figura 5. Canalización o adedamiento por Curvas de Chan.
Fuente. Autor.

- **Diagnóstico para los problemas en la cercanía del pozo.** En cuanto a los problemas en las cercanías del pozo, los problemas más comunes son canalizaciones por detrás de tubería o lo que se conoce como comunicaciones mecánicas. En este tipo de problema, la producción de agua es muy agresiva cuando sucede la irrupción y el RAP crece de manera muy pronunciada.

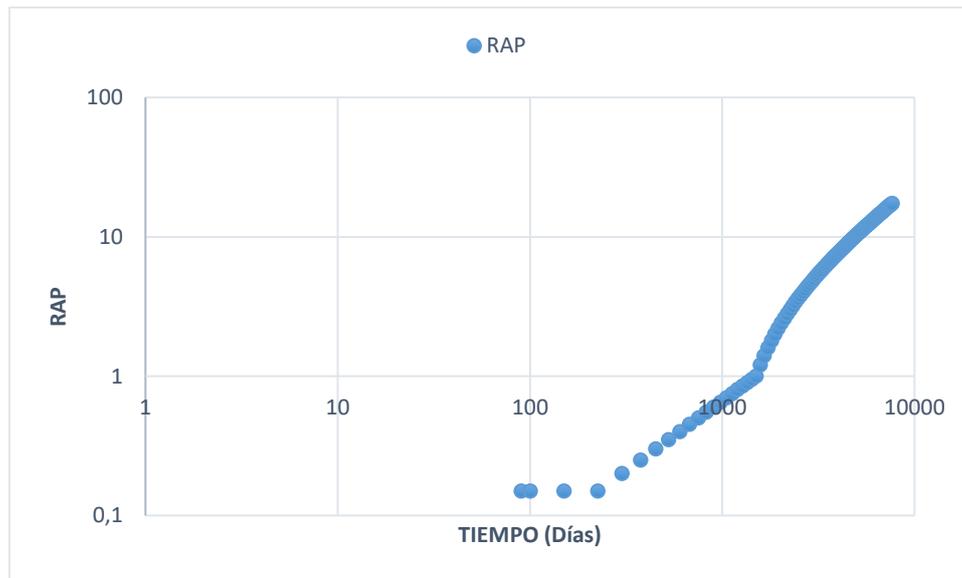


Figura 6. JHGF por Curvas de Chan.
Fuente. Autor.

A continuación, se muestra gráficamente los 3 problemas más comunes que ocasionan el incremento de producción de agua.

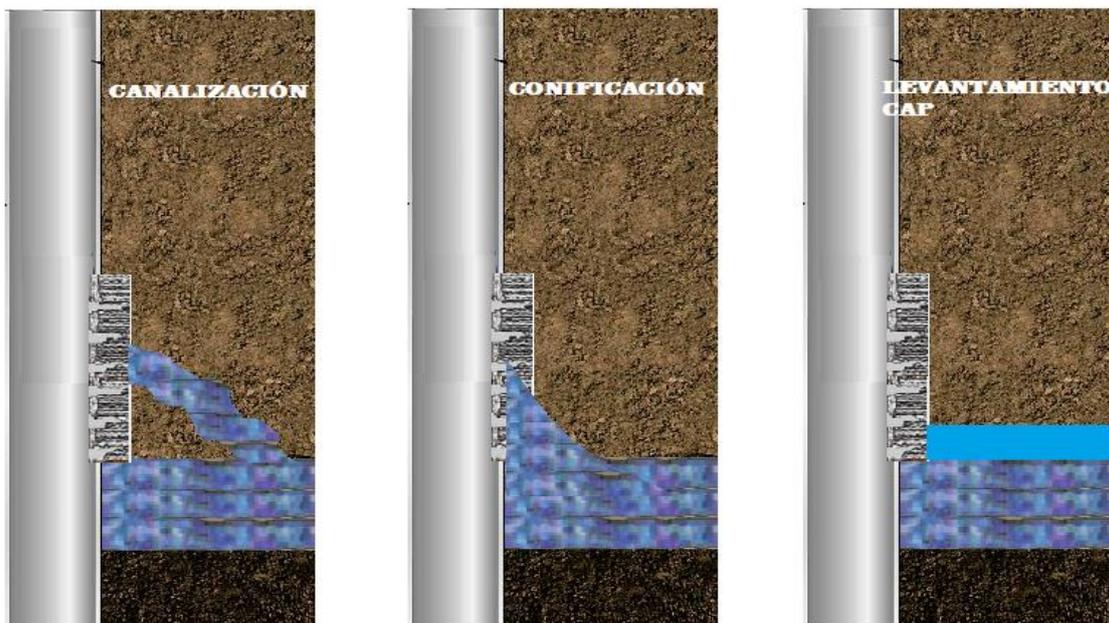


Figura 7. Problemas identificados por Diagnostico de las Curvas de Chan.
Fuente. Autor.

3.2.2 Selección de pozos candidatos

Cuando se considera un tratamiento de gel de polímero para uso en el campo, debe evaluarse desde varios puntos de vista para determinar su potencial de éxito en una situación determinada. Para una selección óptima de pozos candidatos para un tratamiento de gel de polímeros se deben considerar dos criterios fundamentales, los cuales son: la relación agua/petróleo (WOR) y el volumen de reserva recuperable para que el tratamiento sea económicamente rentable. Además, se debe identificar adecuadamente la fuente y la naturaleza del problema que ocasiona el aumento de la producción de agua.

Los mejores candidatos para los tratamientos con gel de polímero de corte de agua son los pozos con cortes de agua del 95% o más, que se encuentran cerca de su límite económico, que están produciendo con altos niveles de fluidos y naturalmente impulsados por agua. Por supuesto, también debe haber petróleo recuperable para producir después de que se haya cortado el agua con un buen diseño del tratamiento. Al identificar a los candidatos, también se debe determinar cuál es la razón por la que el pozo está produciendo el agua no deseada en superficie.

Los criterios para seleccionar los mejores candidatos para un tratamiento de gel de polímeros, se detallan a continuación.

1. Los datos del yacimiento y la producción indican una baja eficiencia de barrido durante la inundación de agua (recuperación secundaria).
 - a. La penetración de agua ocurre mucho antes de lo esperado (es decir, a partir de cálculos o simulaciones estándar o de la comparación con el desempeño de otros patrones en el campo).
 - b. Los valores de WOR en los pozos productores son mucho más altos de lo esperado.
 - c. Los cálculos de recuperación indican que queda una cantidad considerable de petróleo móvil que podría recuperarse de manera más rentable si se pudiera colocar de manera realista un agente de bloqueo de agua en la ubicación adecuada.

2. Si no existen barreras para el flujo cruzado, los trazadores entre pozos deben mostrar tiempos de tránsito muy rápidos (lo que probablemente indica que las fracturas o la separación de la formación causan el problema de canalización).
3. En pozos no fracturados.
 - a. Los perfiles de inyección deficientes deben correlacionarse de un pozo a otro.
 - b. Deben existir barreras efectivas al flujo cruzado (kv/kh muy bajos, sin flujo detrás de la tubería, sin fracturas verticales).
 - c. El gel se puede colocar en el canal infractor sin dañar las zonas de petróleo.
4. Se puede tolerar una inyectividad reducida (causada por el gel).
5. El pozo a tratar está en buenas condiciones mecánicas.

Tabla 2. Criterios de selección de candidatos para tratamiento de gel de polímero.

PROPIEDAD	Valor mediano	Valor mínimo	Valor máximo
Permeabilidad, md	100	4.1	5000
Temperatura, °C	43	18	116
Viscosidad relativa petróleo/agua a temperatura del yacimiento	6.6	0.65	280
% OOIP presente al inicio del proyecto	75	27.4	98.9
Relación agua/petróleo al inicio del proyecto	11.5	0.1	160

Fuente: SPE-26991, Seright R. & Liang J.

3.2.3 Pruebas de laboratorio

Luego de haber realizado una buena selección de los mejores pozos para un tratamiento de geles de polímeros, se deben realizar pruebas de laboratorio, para seleccionar el mejor gel de polímero para un caso específico. Las pruebas de laboratorio necesarias para el buen diseño de la solución polimérica del gel, para la ejecución del tratamiento, son: pruebas estáticas, pruebas de rompimiento de gel, prueba de rigidez de gel y graficas de curva “Bombeabilidad” de gel.

3.2.3.1 Pruebas estáticas

Son pruebas con el objetivo de determinar las condiciones físico-químicas de gel (reticulado) a utilizarse, las principales pruebas se resumen en:

- Viscosidad 24-48 horas de cada una de las concentraciones a usar.
- Curva de viscosidad vs diferentes concentraciones programadas.
- Pruebas Sydansk o rigidez de los geles a concentraciones
- Pruebas de compatibilidad de fluidos: fluidos.
- Prueba de rompimiento de gel.

3.2.3.2 Pruebas de rompimiento de gel

La prueba de rompimiento de gel es una prueba estática que se realiza en laboratorios para con concentraciones de hipoclorito de sodio al 15%.



Figura 8. Prueba de rompimiento de gel de polímeros.

Fuente. Laboratorio Edafal

3.2.3.3 Prueba de rigidez de gel

La prueba de rigidez (envejecimiento o maduración) de gel a diferentes concentraciones según el programa de bombeo.

Esta prueba de laboratorio se realiza utilizando el código Sydansk, que corresponde a una escala cualitativa, que se presenta en la siguiente figura, y

que la práctica está diseñada “principalmente para comparación cualitativa de desempeño y selección general de polímeros solubles en agua”.

		Cldy	7	g
SÍMBOLOS USADOS EN EVALUACIÓN DE GELES				
1.	Los números del 1 al 10 representan una escala arbitraria de gelificación. Los geles más sólidos reciben un puntaje de 10.			
2.	Las letras pequeñas (n, s, g, or e) en el área superior derecha representan una escala arbitraria de la elasticidad del gel.			
	n -	Sin signo de gelificación (no sign).		
	s -	Ligera tendencia a gelificar (slight tendency).		
	g -	Buena elasticidad - El gel colgará sin derramarse de un tubo de ensayo cuando este se invierte.		
	e -	Excelente elasticidad - El gel se moverá muy poco o nada cuando el tubo de ensayo se invierte.		
3.	Observaciones que aparecen en la parte superior y/o inferior derecha respecto a la compatibilidad de los químicos.			
	ppt -	Un precipitado se ha formado		
	20% -	Un precipitado se ha formado y caído al fondo del tubo de ensayo		
	Lt.S -	Muestra signos de sobre-reacción pero muestra forma de gel		
	S -	El gel ha sobre - reaccionado (<i>syneresis</i>)		
	Lmpy -	Lumpy (grumoso): solución acuosa con grumos		
	Inc. -	La incompatibilidad es evidente		
	Cldy -	Cloudy (nublado)		
	TA -	Gel desechado		
	DAG -	Gel no se adhiere a las paredes del tubo de ensayo		
NÚMEROS USADOS EN EVALUACIÓN DE GELES				
1	El gel fluye del tubo como polímero.			
2	El gel fluye ligeramente más lento que el polímero.			
3	El gel fluye muy lentamente y no abandona completamente el tubo.			
4	Cuando se invierte el tubo la burbuja difícilmente alcanza el tope.			
5	Cuando se invierte el tubo la burbuja difícilmente alcanza el tope y lo hace muy lentamente.			
6	Cuando se invierte el tubo la burbuja no alcanza el tope.			
7	Cuando se invierte el tubo la burbuja llega a menos de la mitad de camino del tope.			
8	Cuando se invierte el tubo la burbuja difícilmente se aleja del fondo.			
9	Cuando se invierte el tubo la superficie del gel difícilmente se deforma.			
10	Cuando se invierte el tubo la superficie del gel permanece plana.			

Figura 9. Código Sydansk

Fuente. Tiorco INC.

Para la práctica se utilizan dos poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM) de distintos pesos moleculares, se ejecutan pruebas tradicionales que siguen el código de Sydansk, con el objetivo de identificar las formulaciones principales que forman un gel rígido y que se adapte a las condiciones del yacimiento.



Figura 10. Prueba de rigidez.

Fuente. Laboratorio Edafal.

3.2.3.4 Graficas de curva “Bombeabilidad de gel”

Luego de realizar las pruebas estáticas anteriores al gel que fue diseñado para un tratamiento de gel de polímeros para el control del agua de producción,

se considera la prueba del comportamiento del gel en función de la reología a medida que el proyecto se está ejecutando en el pozo.

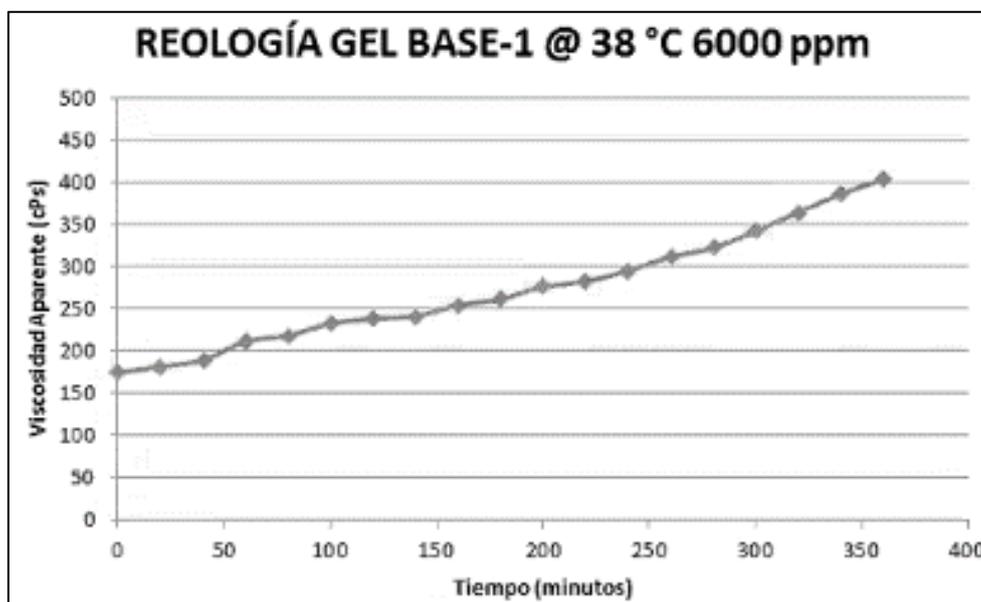


Figura 11. Prueba de bombeabilidad del gel.
Fuente. Tiorco INC

3.2.4 Diseño del tratamiento del gel de polímero

La descripción del tratamiento de la solución donde se describe la concentración polimérica, viscosidades y tiempo de hidratación de las soluciones que son empleadas para el control del agua de producción, las cuales son RPM's (poliacrilamida bajo peso molecular y poca penetración con reducción de K_{rw}) y WSO (poliacrilamida alto peso molecular y alta penetración con reducción para bloquear un canal o conificación por el flujo de agua en un yacimiento de empuje hidráulico activo).

3.2.4.1 Procedimiento de preparación del gel de polímero.

Las soluciones de gel de polímeros para control de agua se preparan de acuerdo al siguiente procedimiento experimental de preparación que establece lo siguiente:

1. **Salmuera:** la salmuera a emplear en el tratamiento puede ser de campo, sintética o genérica. Si se emplea agua de campo, el agua debe estar libre de hierros disueltos, sulfuros, petróleo y partículas suspendidas.

- 2. Solución madre de polímero:** la solución de polímero para el tratamiento del control de agua se incorpora en la salmuera preparada inicialmente. Se pesa la cantidad adecuada de salmuera para las pruebas, en una plancha de agitación magnética a 700 RPM. Se añade la cantidad calculada de polímero al vértice formado por la agitación. Finalmente se reduce la velocidad a 125 RPM y se deja la solución de polímero en agitación durante toda la noche (12 horas).
- 3. Solución stock de agente entrecruzador:** de acuerdo con el número de experimentos a realizar, se prepara una solución stock de agente entrecruzador. En función a la concentración deseada, se utiliza el agua sintética preparada y se agrega la cantidad de gramos necesarios del entrecruzador. La solución se agita por un minuto para garantizar la disolución total.
- 4. Preparación de los Geles de Polímeros:** En una botella de vidrio de 500 mL se pesa la cantidad de la solución madre de polímero y se adiciona la cantidad de agua necesaria para alcanzar el valor de concentración de dilución esperado. La mezcla se lleva a agitación por 1 minuto, y el envase se invierte 2 o 3 veces para mezclar mientras se agita. Agitar más si es necesario hasta obtener una solución homogénea. A continuación, se agrega la cantidad correcta de la solución madre del entrecruzador con el fin de obtener la relación polímero-entrecruzador requerida, y se agita de nuevo por 1 o 2 minutos.
- 5. Almacenamiento:** Cuando todos los geles se mezclen, se almacenan las botellas de las muestras en un espacio oscuro a temperatura ambiente, para su posterior evaluación. Las muestras con geles no deben ser manipuladas o alteradas hasta su evaluación.

3.2.4.2 Medición de la viscosidad de la solución polimérica

Este procedimiento se realiza con el objetivo de medir la viscosidad de las soluciones poliméricas de gel que se utilizaran para un tratamiento de control del agua de producción. Medir la viscosidad de gel es importante ya que, en

dependencia a la concentración de polímeros contenida en la solución, el efecto de esta solución en el yacimiento será variable una con otra.

3.2.5 Determinación del volumen del tratamiento

El dimensionamiento y el diseño de la producción de tratamientos de gel para pozos productores es un problema difícil y actualmente no se dispone de una solución clara. El objetivo es intentar hacer el mayor bien posible con la menor cantidad de producto posible. Hay varias estrategias diferentes que se han utilizado para dimensionar la producción de tratamientos de gel de polímeros. La experiencia ha demostrado que, en lugar de depender de un solo método, es mejor sopesar cada método entre sí para que todos se consideren en el diseño final del tratamiento. Al utilizar estas pautas, es importante recordar que están destinadas a ser un punto de partida para el diseño y que hay espacio suficiente para el juicio y la experiencia de ingeniería, para los cuales no puede haber sustitutos.

3.2.5.1 Dimensionamiento basado en el volumen mínimo

Los volúmenes de tratamiento con gel son algo subjetivos y en la mayoría de los casos dependen del campo específico, la formación, los datos del pozo y la experiencia pasada en situaciones similares. La experiencia ha demostrado que es eficaz estimar la capacidad del pozo para producir fluido durante un período de 24 horas en una condición de bombeo y luego usar un volumen equivalente de gel como pauta de tratamiento mínimo.

La idea con esta estrategia de dimensionamiento es pensar en términos de cuánto volumen se requerirá para llenar el objetivo en una distancia determinada. Esta estrategia es probablemente más aplicable a los yacimientos fracturados que a los yacimientos de matriz, ya que el tamaño basado en la distancia en las fracturas naturales puede ser, en el mejor de los casos, una suposición.

Probablemente sería muy beneficioso para el yacimiento si se bombeara de 2 a 3 veces el volumen mínimo, ya que a medida que la fractura se llene de

gel a distancias cada vez mayores del pozo, más completo será el bloque de agua y más largo será. También es importante recordar que el gel debe soportar un diferencial de presión alto en la dirección del pozo, y cuanto más se aleja el gel del pozo, más reducidos son los efectos de la presión.

3.2.5.2 Dimensionamiento basado en la distancia

La distancia a la que un gel penetra en el yacimiento es importante pero difícil de cuantificar, especialmente en formaciones fracturadas. Se entiende que cuanto más lejos del pozo se coloque el gel, más tiempo tardará el agua en desviarse a su alrededor y encontrar otro camino hacia el pozo. Un método numérico de dimensionamiento de un tratamiento de gel se basa en un cálculo de flujo radial. Con esta estrategia, se calcula un volumen de gel para llenar un radio de 50 a 60 pies de roca que se origina en el pozo. Dado que el gel penetrará solo en la zona productora de agua de alta permeabilidad, se espera que finalmente ocupe la roca ubicada a distancias mucho mayores de 60 pies del pozo.

Otro método numérico utilizado para dimensionar los tratamientos de gel se basa en utilizar un mínimo de 50 y hasta un máximo de 200 barriles de gel por pie perforado, dependiendo de la productividad del pozo. Si el pozo tiene menor productividad, entonces se usa un factor más cercano al valor mínimo; por el contrario, si el pozo tiene mayor productividad, entonces se utiliza un factor más cercano al valor máximo.

3.2.5.3 Cambios de tamaño basados en la respuesta del pozo

Cuando se asume que sabemos todo lo que hay que saber sobre el yacimiento tratado para implementar un tratamiento de gel, nos sorprende al encontrarnos algo nuevo cuando se está en la ejecución del tratamiento. Incluso los planes mejor diseñados están sujetos a cambios según la forma en que responda el pozo durante la colocación del tratamiento con gel. La experiencia, el sentido común y los principios de ingeniería dictan cómo se debe reaccionar ante circunstancias imprevistas.

El control de la presión de inyección en la superficie y la inyektividad general con un diagrama de Hall ayuda a determinar si todo el tratamiento de gel se colocará según el diseño o si será necesario realizar cambios durante el tratamiento. Si la presión de tratamiento comienza baja y permanece baja o aumenta gradualmente a lo largo del tratamiento, entonces es probable que no se realicen cambios asumiendo que todo el tratamiento se puede colocar por debajo de una presión máxima previamente establecida. Sin embargo, si la presión de tratamiento que comienza baja y permanece baja o aumenta lentamente después de que se han bombeado varios barriles de gel al yacimiento, pero luego aumenta rápidamente puede indicar que el volumen de la zona de producción de agua de alta permeabilidad se ha llenado y no se requiere gel adicional.

La clave aquí es tener el conocimiento suficiente para reconocer rápidamente los cambios y comprender lo que significan, y ser lo suficientemente flexible como para realizar las modificaciones de tratamiento adecuadas para adaptarse a las nuevas circunstancias.

Una vez que se ha completado el tratamiento y el pozo vuelve a producir, es importante que el operador lleve un registro del nivel de petróleo, gas, agua y fluido. Mantener buenos registros previos y posteriores al tratamiento ayuda a evaluar el éxito del tratamiento, ayuda en la interpretación de los resultados y puede proporcionar pistas sobre cómo se pueden modificar y mejorar los tratamientos futuros.

3.2.5.4 Dimensionamiento basado en la experiencia en un campo determinado.

Nada reemplaza la experiencia en un campo determinado cuando se trata de dimensionar tratamientos de gel. Los métodos de dimensionamiento discutidos anteriormente se utilizan solo como pautas para un tratamiento, pero los resultados y la experiencia de tratamientos anteriores se basan más que en cualquier otra cosa al diseñar tratamientos posteriores.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y RESULTADOS

4.1 EVALUACIÓN DEL ALTO CORTE DE AGUA DE PRODUCCIÓN

Se realizó el análisis del historial de producción de pozo seleccionado para el tratamiento, este procedimiento se realiza mediante el uso de las Curvas de Chan. La identificación del mecanismo o problema, que ocasiona el incremento de la producción de agua en superficie es importante, con una nueva identificación del problema se obtendrá un diseño más óptimo para el pozo en estudio.

Para el desarrollo de la metodología que se desarrolló en el capítulo III, si se dispone del material necesario para realizar el análisis de la data de producción mediante las curvas de Chan. Según la **figura 12**, en la que se grafica la curva de producción de petróleo (BPPD vs. Tiempo) y la curva de producción de agua (BWPD vs. Tiempo), el aumento de la producción de agua es el mayor volumen de fluidos que se obtiene de la producción total de fluidos en superficie (BFPD).

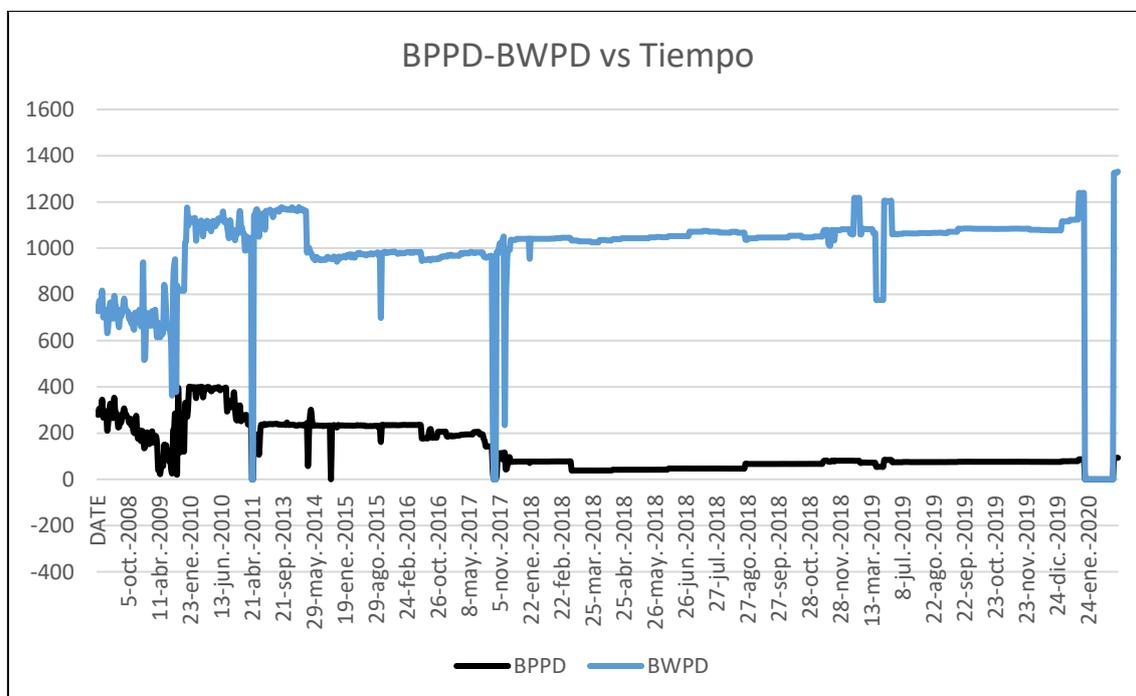
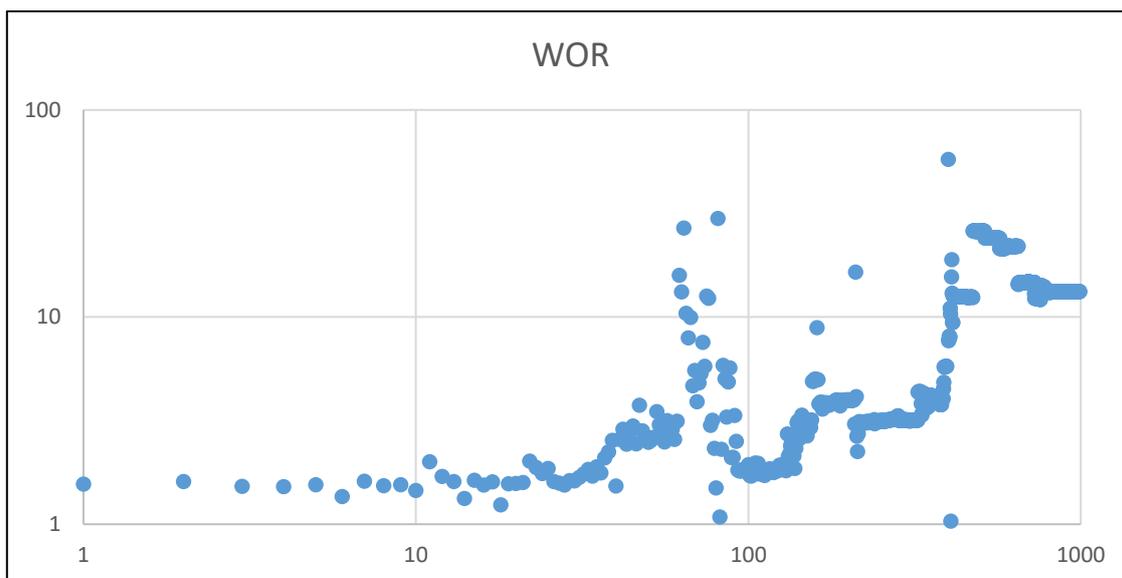


Figura 12. Producción diaria de agua y petróleo vs. Tiempo.
Fuente: Autor – Petroamazonas.

En la **figura 13**, se realizó el análisis de la data de producción del pozo mediante las Curvas de Chan, se graficó los valores de WOR vs. Tiempo en escala log-log, previo al análisis de la curva obtenida y a la revisión de la literatura en la sección **3.2.1.1**, según al análisis de la curva se identificó que corresponde a problemas en las cercanías del pozo, los problemas más comunes son canalizaciones por detrás de tubería o lo que se conoce como comunicaciones mecánicas.



*Figura 13. Curvas de Chan, WOR vs. Tiempo del Pozo Pucuna 05.
Fuente: Autor.*

4.2 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

Los pozos que se consideran para el estudio del control del agua de producción, se encuentran en el Campo Pucuna que se encuentra ubicado en la Provincia Francisco de Orellana, en el centro oeste de la cuenca Oriente.

Los pozos productores Pucuna 05 y Pucuna 06 son los pozos seleccionados para el tratamiento del control del agua de producción utilizando geles de polímeros.

Los pozos fueron seleccionados considerando las pautas que se plantearon en la sección **3.2.2** en el capítulo III.

El pozo Pucuna 05, a la fecha del 11 de abril del 2020, mantenía una producción de 1331 BFPD, de los cuales corresponden a 93 BPPD y 1238

BWPD, con el 93% de BSW. El pozo Pucuna 06, a la misma fecha, mantenía una producción de 47 BFPD, de los cuales corresponden a 46 BPPD y 1 BWPD, con el 0,8% de BSW.

Mediante el análisis de las gráficas del historial de producción se puede realizar la primera consideración para la selección de un buen pozo candidato.

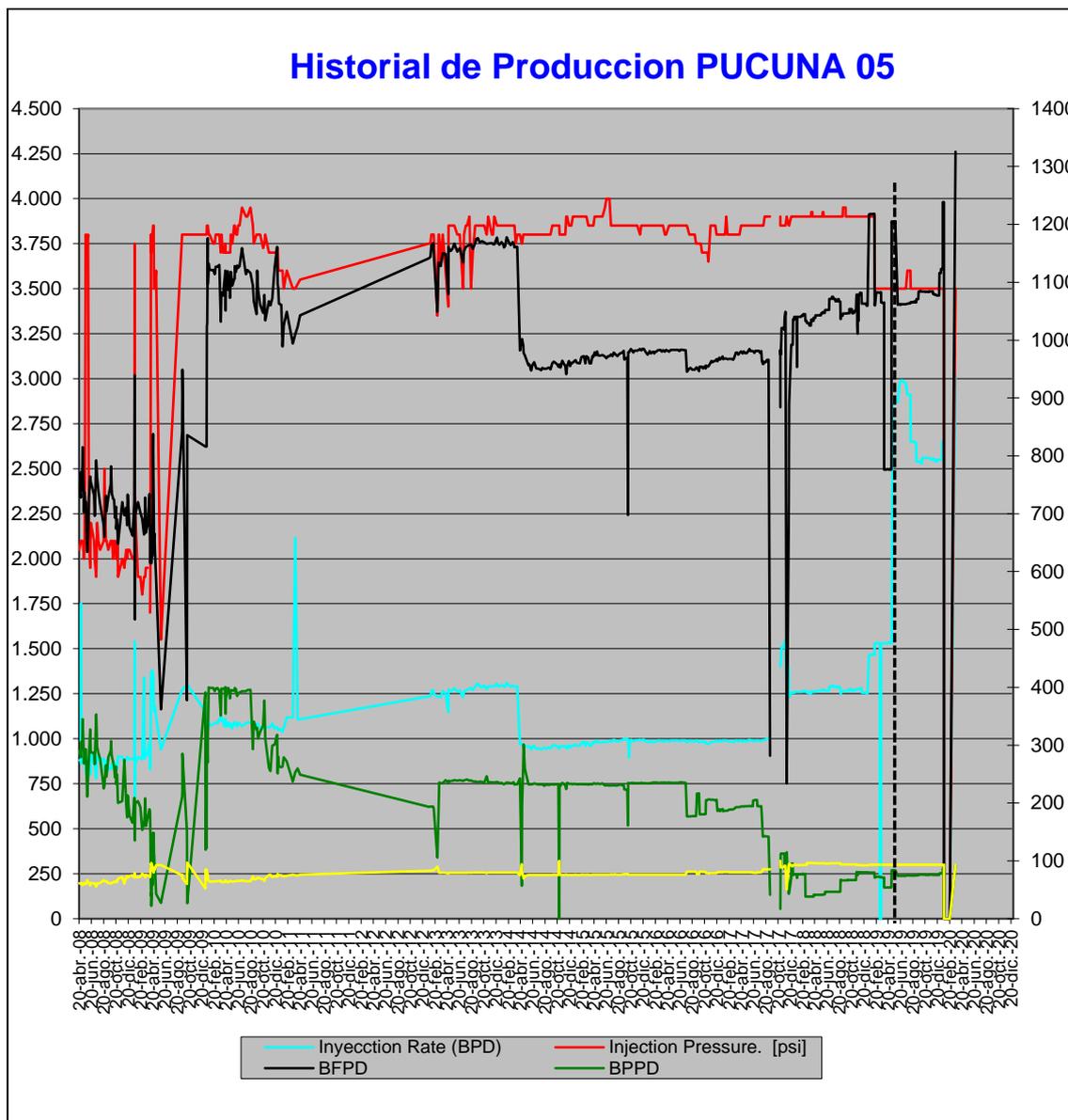


Figura 14. Historial de Producción del Pozo Productor Pucuna 05.
Fuente. Petroamazonas EP.

Mediante el análisis de la data de producción y la correlación de la relación agua-petróleo (WOR) que se obtiene en la producción actual de los pozos, se considera que el mejor candidato para el tratamiento del control del agua de producción es el **Pozo Pucuna 05**.

4.3 DISEÑO DEL TRATAMIENTO DEL GEL DE POLÍMERO

Procedimiento de preparación del gel

1. **Salmuera:** para el tratamiento del pozo se utilizó agua sintética. La salmuera sintética del campo se formó a partir de la siguiente formulación:

Tabla 3. Composición de la Salmuera.

COMPONENTE	CANTIDAD
NaHCO ₃	0.99 g/L
NaCl	6.07 g/L
Na ₂ SO ₄	0.01 g/L
CaCl ₂ *2H ₂ O	1.02 g/L
MgCl ₂ *6H ₂ O	0.52 g/L
BaCl ₂	0.02 g/L
FeCl ₃ *6H ₂ O	0.03 g/L
Sr(NO ₃) ₂	0.02 g/L
KCl	0.10 g/L

Fuente: Tiorco.

2. **Solución Madre de Polímero:** El polímero utilizado fue el Nalco®EOR-370, una poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM), con un peso molecular aproximado de 20-25 millones de Dalton y un grado de hidrólisis del 30%. (Alzate, 2016)
3. **Solución stock de agente entrecruzador:** de acuerdo con el número de experimentos a realizar, se prepara una solución stock de agente entrecruzador. El agente entrecruzador utilizado fue citrato de aluminio (TIORCO®EOR-677N). (Alzate, 2016)
4. **Preparación de los Geles de Dispersión Coloidal (CDG):** En una botella de vidrio de 500 mL se pesa la cantidad de la solución madre de polímero y se adiciona la cantidad de agua necesaria para alcanzar el valor de concentración de dilución esperado. La mezcla se lleva a agitación por 1 minuto, y el envase se invierte 2 o 3 veces para mezclar mientras se agita. Agitar más si es necesario hasta obtener una solución homogénea. A continuación, se agrega la cantidad correcta de la solución madre del entrecruzador con el fin de obtener la relación polímero-entrecruzador requerida, y se agita de nuevo por 1 o 2 minutos. (Alzate, 2016)

Tabla 4. Muestras de gel preparadas.

MUESTRA	RELACIÓN POLÍMERO-ENTRECRUZADOR	CONCENTRACIÓN DE POLÍMERO (PPM)	ENTRECRUZADOR (PPM)
1	Línea Base Polímero	400	
2	40:1	400	10.000
3	40:1	600	15.000
4	40:1	200	5.000
5	20:1	400	20.000
6	60:1	400	6,67

Fuente: (Alzate, 2016)

4.4 PRUEBAS DE LABORATORIO DE LA SOLUCIÓN POLIMÉRICA DESARROLLADA

Efecto de la concentración de polímero

En la Figura 15 se presenta el comportamiento de la viscosidad (@10 rpm) en el tiempo para los sistemas de geles de polímeros a las siguientes concentraciones de 200, 400 y 600 ppm de HPAM, a una relación polímero-entrecruzador de 40:1. La viscosidad se midió con un viscosímetro rotacional, las medidas presentadas tienen una precisión de ± 0.1 cp con una repetibilidad del 0.2%. Se observa el aumento de la viscosidad en el tiempo para los sistemas de geles propuestos ocurre después del primer día de su preparación, mientras el polímero mantiene una viscosidad constante durante el período evaluado. Es notable, que el gel de 200 ppm a 40:1, alcance viscosidades mayores que la solución de polímero que se encuentra a una concentración mayor de HPAM. Para el día 7, el gel de 200 ppm - 40:1, alcanza una viscosidad cercana a los 75 cp (sin degradación mecánica), mientras la solución de polímero de 400 ppm se mantiene alrededor de 11 cp. En general, se puede observar que la viscosidad de los geles muestra una tendencia de aumentar su viscosidad con el incremento de la concentración del polímero en el intervalo de relaciones polímero-entrecruzador evaluado.

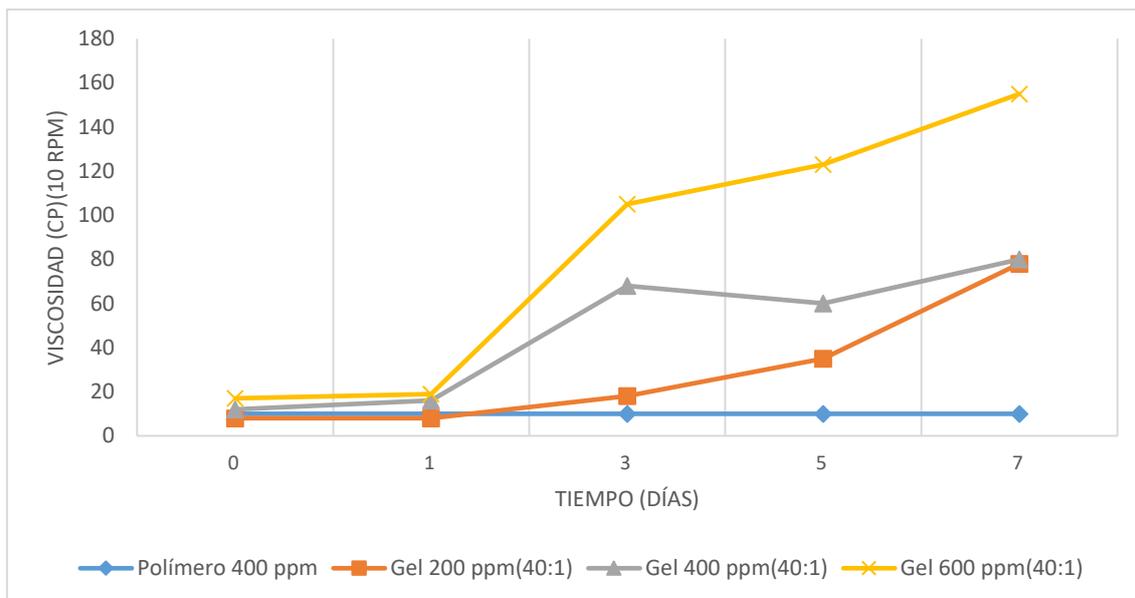


Figura 15. Efecto de la viscosidad en las muestras.
Fuente: (Alzate, 2016)

Efecto de la concentración de agente entrecruzador.

En la presente sección se presentan los resultados de los efectos de la relación polímero-entrecruzador en la viscosidad y distribución de radios hidrodinámicos de los sistemas de gel de polímero a una concentración de polímero constante de 400ppm. Las relaciones polímero entrecruzador evaluadas fueron de 60:1, 40:1 y 20:1, respectivamente. En la Figura 16 se presenta el comportamiento de la viscosidad, a una tasa de corte de 10 rpm, para los sistemas mencionados, y la referencia de la solución de polímero a 400 ppm sin entrecruzador. El sistema de gel con la mayor concentración de agente entrecruzador, es decir 20:1, desarrolla una mayor viscosidad que los demás sistemas. De los resultados se puede observar una tendencia de disminución de la viscosidad de los sistemas de gel a medida en que se disminuye la concentración de entrecruzador (60:1) a una temperatura de 25°C.

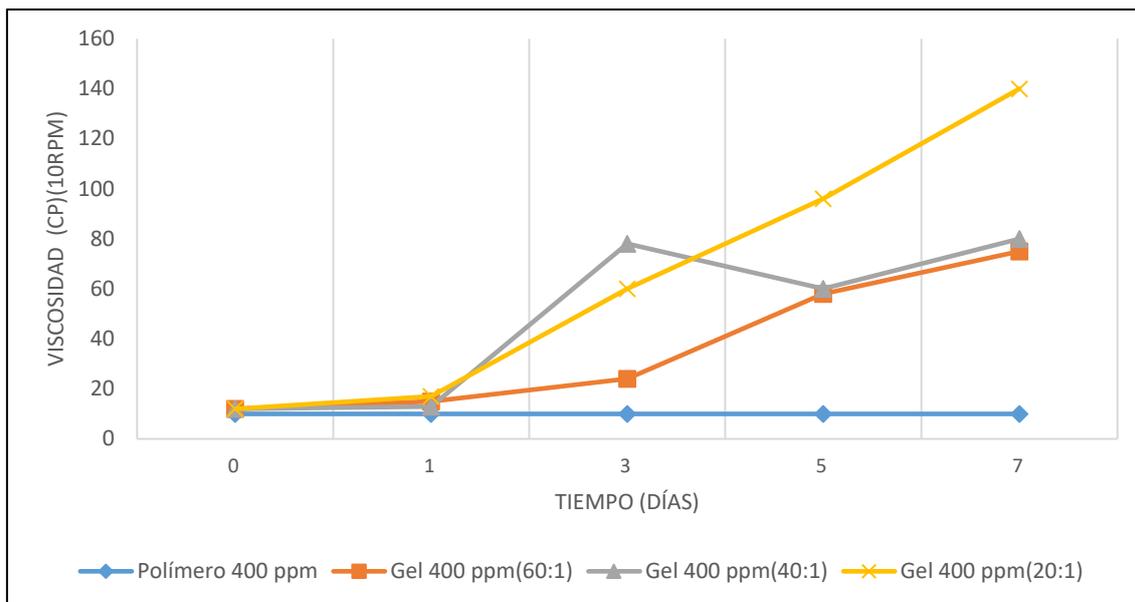


Figura 16. Comportamiento de la viscosidad en el tiempo. Sistemas de CDG 400 ppm de HPAM, a relaciones polímero-entrecruzador de 60:1, 40:1 y 20:1.
Fuente: (Alzate, 2016)

4.5 DIMENSIONAMIENTO DEL TAMAÑO DEL TRATAMIENTO Y EJECUCIÓN DEL TRATAMIENTO

Antes del tratamiento con gel, este pozo producía 93 BOPD + 1238 BWPD con un WOR de 13,31. Para la ejecución del tratamiento del control del agua de producción para el pozo seleccionado Pucuna 05, en consecuencia, a los resultados obtenidos de las muestras de gel de polímeros y a la geología cercana al pozo, se considera el siguiente esquema de inyección del tratamiento.

Tabla 5. Etapas del tratamiento para el pozo Pucuna 05.

Etapa	Volumen (BBLs)	Concentración de polímeros(mg/L)
1	220	3000
2	550	4500
3	220	6000
4	100	Overflush

Fuente: (Alzate, 2016)

Todo el tratamiento se colocó a una velocidad de aproximadamente 550 BPD a través de 4 pies de perforaciones. La **Figura 5** es un gráfico que muestra las velocidades y presiones de tratamiento registradas. La presión de tratamiento de la superficie durante la Etapa 1 permaneció baja, aumentando desde un vacío a 375 psi, y la pendiente Hall había aumentado a 1,0 psi/BBL al final de la etapa que indica buena inyectividad. Durante la Etapa 2, la presión de tratamiento de

la superficie continuó aumentando gradualmente, estabilizándose finalmente en aproximadamente 700 psi con una pendiente Hall de 1.2 psi/BBL que se mantuvo hasta el final del gel de la Etapa 3.

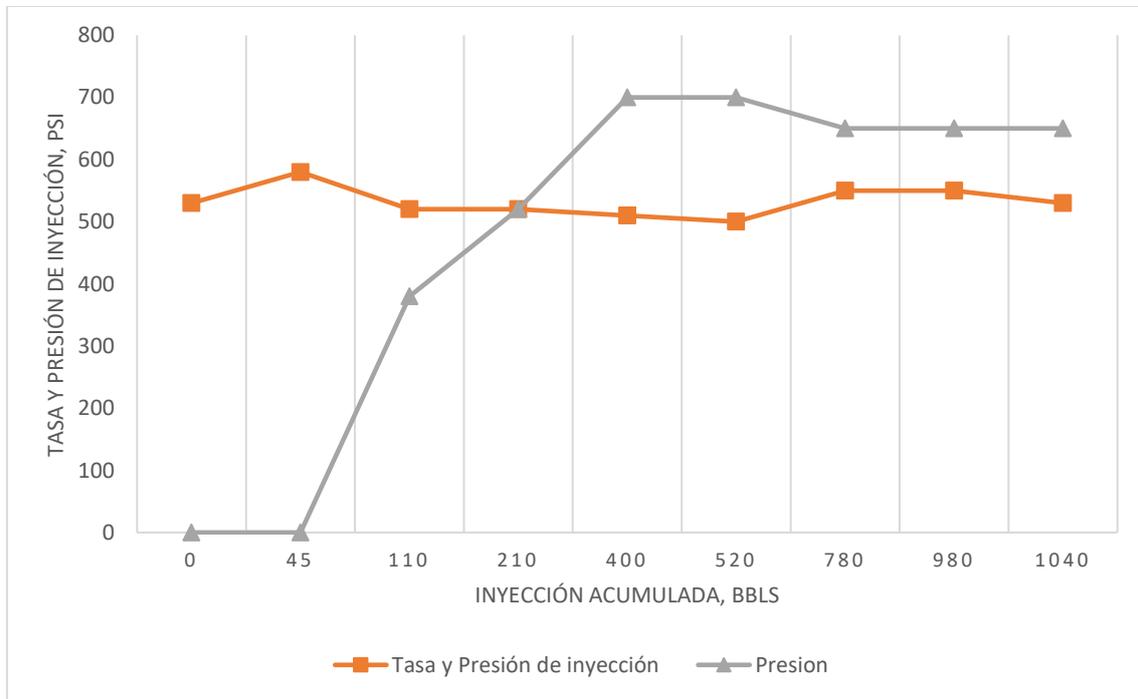


Figura 17. Tasa y presión de inyección del tratamiento.
Fuente: (Alzate, 2016)

Después del tratamiento con gel y antes de volver a ponerlo en servicio, el pozo se cerró durante un período de 5 días para dar tiempo a los geles para madurar y estabilizarse. Luego, el pozo se volvió a poner en servicio produciendo 135 BOPD + 80 BWPD a un WOR de 2,3. La tasa de petróleo se ha mantenido muy por encima y la tasa de agua muy por debajo de los niveles que tenían antes de que se realizara el tratamiento con gel, lo que lo convierte en un tratamiento muy exitoso.

CONCLUSIONES

- La metodología desarrollada para el control óptimo del agua de producción en pozos depletados con geles de polímeros en campos maduros, es aplicable para pozos productores que presentan problemas de alta permeabilidad en la roca-matriz o por presencias de fracturas.
- La caracterización de los parámetros que intervienen sobre el control del agua de producción con geles de polímeros es fundamental para asegurar el éxito del tratamiento.
- Los tratamientos de geles de polímeros RPM y WSO son tecnologías relativamente nuevas que se utilizan para el control de agua, han presentado resultados exitosos alrededor del mundo, aunque son esporádicos. La identificación del mecanismo que genera el incremento de la producción de agua es fundamental para un buen diseño y ejecución de un tratamiento.
- El caso práctico estudiado, el pozo Pucuna 05 inicialmente tenía una producción de 93 BPPD y 1238 BWPD y después del proceso de desplazamiento con el gel de polímeros la producción fue de 135 BPPD y el alto corte de agua disminuyó a 80 BWPD, considerado que mejoró la movilidad de petróleo originando el aumento de la producción. Lo cual se considera efectivo o positivo el desplazamiento de un gel polimérico.

RECOMENDACIONES

- El incremento de producción de agua en un yacimiento es un proceso que requiere la asistencia de manera inmediata por cuanto aumenta la saturación de agua (S_w) y disminuye la producción de petróleo.
- Establecer metodologías para el aumento del factor de recobro utilizando la recuperación mejorada.
- Considerar el diseño y la composición del gel de polímeros a desplazar mediante pruebas de laboratorio.
- Realizar sensibilidades para estimar el comportamiento del yacimiento cuando se desplaza con gel polímero, lo que permite predecir si aumento el factor de recobro.

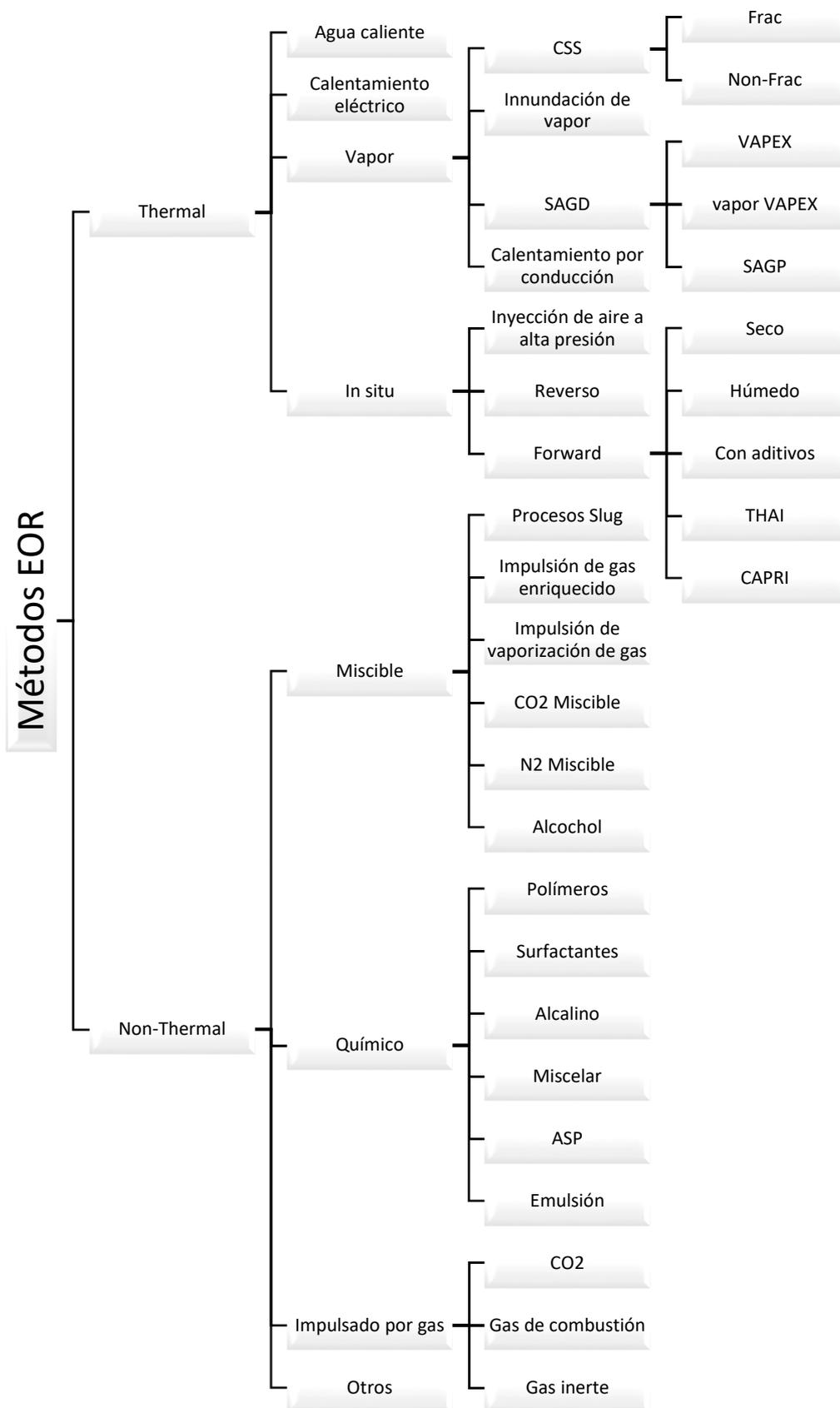
BIBLIOGRAFÍA

- Alzate, D. (2016). Interpretación de los mecanismos fenomenológicos del proceso de inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG) en un yacimiento de hidrocarburos. . Medellín: Universidad Nacional de Colombia.
- Ferrer, M. P. (2009). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A.
- Hernández Sampieri, R. (2014). Metodología de la Investigación. México: Mc Graw Hill Education.
- Lorenzo, E., & Morato, A. (2018). Geología del Petróleo. Santa Elena: UPSE.
- Maya, G. (2014). ANÁLISIS DE LOS MECANISMOS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS GELES POLIMÉRICOS EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Muskat, M. (1949). Physical Principles of Oil Production. New York: McGraw-Hill Book Company, Inc.
- Petrolero, D. (11 de Abril de 2010). La Comunidad petrolera. Obtenido de [https://lacomunidadpetrolera.com/2010/04/agotamiento-o-depletacion-de-un.html#:~:text=El%20mayor%20diccionario%20de%20t%C3%A9rminos%20petroleros%20en%20espa%C3%B1ol.&text=La%20depletaci%C3%B3n%20es%20la%20reducci%C3%B3n,determinado%20pozo%2C%20reservorio%](https://lacomunidadpetrolera.com/2010/04/agotamiento-o-depletacion-de-un.html#:~:text=El%20mayor%20diccionario%20de%20t%C3%A9rminos%20petroleros%20en%20espa%C3%B1ol.&text=La%20depletaci%C3%B3n%20es%20la%20reducci%C3%B3n,determinado%20pozo%2C%20reservorio%20)
- Serrano, R. (12 de Octubre de 2012). Petroblogger.com. Obtenido de <http://www.ingenieriadepetroleo.com/curvas-diagnostico-de-chan-rap/>
- Villacís N., Tumbaco G., Gallegos R. (Guayaquil 2004). TRATAMIENTOS PARA EL CONTROL DE AGUA DE FORMACIÓN USANDO SELLANTES PERMANENTES. Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- Bailey B., Crabtree M., Tyrie J., Elphick J. (2000). CONTROL DE AGUA. Oilfield Review.
- Angarita N., Buitrago S. (Bogotá 2016). DESARROLLO DE UN MODELO PREDICTIVO PARA INYECCIÓN DE QUÍMICOS SURFACTANTES-POLÍMEROS CONVENCIONAL. Fundación Universidad de America.
- Sydansk R. D., Sidansk Consulting Services, R. S. Seright. (Oklahoma 2006). WHEN AND WHERE RELATIVE PERMEABILITY MODIFICATION WATER-SHUTOFF TREATMENTS CAN BE SUCCESSFULLY APPLIED. SPE-99371-MS. New Mexico Petroleum Recovery Research Center.
- Portwood J. T. (Oklahoma 2005). THE KANSAS ARBUCKLE FORMATION: PERFORMANCE EVALUATION AND LESSONS LEARNED FROM MORE THAN 2000 POLYMER-GEL WATER-SHUTOFF TREATMENTS. SPE-94096-MS.
- Lane R. H., Seright R. S. (Alberta 2000) .GEL WATER SHUTOFF IN FRACTURED OR FAULTED HORIZONTAL WELLS. SPE65527-MS.
- K.S. Chan. (Dallas 1995) .WATER CONTROL DIAGNOSTIC PLOTS. SPE-30775-MS.
- Menconi F., Giaccaglia F., Ramirez J., Berto C. (Buenos Aires 2013). INYECCIÓN DE GELES EN EL YACIMIENTO EL TORDILLO. Tecpetrol

- Escobar F. (Neiva 2012). FUNDAMENTOS DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS. Primera edición ISBN 978-958-8324-34-0. Universidad Surcolombiana.
- Ferrer, M. (2010). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Ediciones Astro Data S.A.
- Angarita N., Buitrago S. (Bogotá 2016). DESARROLLO DE UN MODELO PREDICTIVO PARA INYECCIÓN DE QUÍMICOS SURFACTANTES-POLÍMEROS CONVENCIONAL. Fundación Universidad de America.
- Seright R. S., Liang J. (Buenos Aires 1994). A SURVEY OF FIELD APPLICATIONS OF GEL TREATMENTS FOR WATER SHUTOFF. New Mexico Petroleum Recovery Research Center. SPE 26991.

ANEXOS

Anexo 1: Clasificación de los diferentes tratamientos en la recuperación mejorada de petróleo (EOR)



Anexo 2: Aplicabilidad de un tratamiento para el Control del agua de producción utilizando geles de polímeros.

CRITERIOS	Aplicable
Pozos verticales de flujo radial matriz-yacimiento-roca	
➤ Pozos completamente drenados	
▪ WSO a largo plazo	
❖ Zona única de producción de aceite homogénea	No
❖ Zonas múltiples	
✓ Existe flujo cruzado	No
✓ No existe flujo cruzado	
○ Zona (s) de aceite que producen al 100% de corte de aceite	Si
○ Zona (s) de petróleo que producen con un corte de agua finito	No
▪ WSO a corto plazo	
❖ Posiblemente una zona única homogénea productora de aceite	Posiblemente
❖ Zonas múltiples	Posiblemente
➤ Pozos no completamente drenados	
▪ WSO a largo plazo	
❖ Zona única productora de petróleo	No
❖ Zonas múltiples	
✓ Zona (s) de aceite que producen al 100% de corte de aceite	Si
✓ Zona (s) de petróleo que producen con un corte de agua finito	Depende*
▪ WSO a corto plazo	
❖ Posiblemente una zona única homogénea productora de aceite	Posiblemente
❖ Zonas múltiples	Posiblemente
Pozos horizontales de flujo radial matriz-yacimiento-roca (WSO a largo plazo)	
➤ Conificación de agua	No
Pozos fracturados	
➤ Pozos verticales	
▪ Fractura hidráulica que se extiende a una fractura.	Si
▪ Problema de fractura natural única	Si
▪ Problema de red de fracturas naturales limitada	Si
▪ Problema extenso de la red de fracturas naturales	Desafiante
➤ Pozos horizontales	
▪ Fractura (s) conectada a un acuífero	Si
* depende de la presión de extracción	

Anexo 3: Historial de Producción del pozo Pucuna 05

Historial de Producción PUCUNA 05

