

**IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE GELES POLIMÉRICOS PARA EL
CONTROL DE AGUA EN POZOS PRODUCTORES: CASO DE CAMPO**

JENNY FABIOLA PINILLA RIVERA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2011

**IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE GELES POLIMÉRICOS PARA EL
CONTROL DE AGUA EN POZOS PRODUCTORES: CASO DE CAMPO**

JENNY FABIOLA PINILLA RIVERA

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO DE PETROLEOS**

**M. Sc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO
DIRECTOR**

**Ing. VICTOR MORALES SANTANA
CO-DIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2011

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	13
1. INFORMACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	15
1.1. GEOLOGÍA.....	16
1.1.1. ESTRATIGRAFÍA REGIONAL	16
1.1.2. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	26
1.1.3. GEOLOGÍA HISTÓRICA.....	27
1.1.4. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO.....	29
1.1.5. CAMPOS PETROLEROS	33
1.2. PROPIEDADES DEL PETROLEO	35
1.3. CARACTERISTICAS DE PRODUCCIÓN.....	35
1.4. CARACTERISTICAS DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO.....	37
2. DIAGNOSTICO DEL MECANISMO DE ENTRADA DE AGUA.....	38
2.1. MECANISMOS DE ENTRADA DE AGUA.....	38
2.1.1. Filtraciones en el revestidor, tuberías de producción o empaques .	39
2.1.2. Flujo canalizado detrás del revestidor.....	39
2.1.3. Contacto agua-petróleo dinámico	40
2.1.4. Fracturas, fallas o canales de una capa de agua.....	41
2.1.5. Conificación	41
2.2. HERRAMIENTAS DE DIAGNOSTICO	42
2.2.1. Curvas de Chan ²	42
2.2.2. RESULTADOS.....	46

3.	CONTROL DE AGUA	49
3.1.	SOLUCIÓN A LA CONIFICACIÓN	49
3.2.	MÉTODOS PARA CONTROLAR LA CONIFICACIÓN	52
3.2.1.	Perforaciones horizontales laterales (Sidetracks)	53
3.2.2.	Modificadores de permeabilidad relativa	54
3.2.3.	Inyección de geles poliméricos	55
4.	PARÁMETROS DE SELECCIÓN	66
4.1.	EXPERIENCIAS DE CAMPO	66
4.1.1.	Campo Guafita (Venezuela) ⁸	68
4.2.	FICHAS TÉCNICAS DE LOS GELES COMERCIALES	73
4.3.	CRITERIOS DE SELECCIÓN	75
5.	FACTIBILIDAD Y SELECCIÓN DE CANDIDATOS	77
5.1.	APLICACIÓN DE CRITERIOS DE SELECCIÓN Y ANALOGÍAS	77
5.2.	SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS	78
6.	MODELAMIENTO NUMÉRICO.....	83
6.1.	MODELAMIENTO DE GELES POLIMERICOS	83
6.2.	METODOLOGÍA.....	85
6.3.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	86
7.	ANÁLISIS ECONÓMICO	89
7.1.	INVERSIÓN NETA	89
7.2.	INGRESOS.....	92
7.3.	EGRESOS.....	93
7.4.	IMPUESTOS	93
7.5.	EVALUACIÓN Y RESULTADOS.....	93

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	98
NOMENCLATURA.....	99
BIBLIOGRAFÍA.....	100
ANEXOS.....	101

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Localización del área de Nuevos Campos	15
Figura 2 Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de Llanos	17
Figura 3 Mapa del área de Nuevos campos	33
Figura 4 Perfil de producción y presión de un pozo del área de Nuevos Campos .	36
Figura 5 Filtraciones por tubería	39
Figura 6 Flujo detrás del revestidor.....	39
Figura 7 CAP dinámico	40
Figura 8 Conificación	41
Figura 9 Fracturas.....	41
Figura 10 Diagramas de Chan	44
Figura 11 Ejemplo de análisis de las curvas de Chan	46
Figura 12 Registros eléctricos pozo de Nuevos Campos.....	47
Figura 13 Esquema de perforación horizontal Sidetracks.....	53
Figura 14 Fenómeno de cresta en pozos horizontales	54
Figura 15 Modificadores de permeabilidad relativa.....	55
Figura 16 Formación de un gel	58
Figura 17 Unidad de mezclado y unidad de bombeo.....	62
Figura 18 Unidad de humectación de polímero.	63
Figura 19 Esquema de la técnica Aislamiento Mecánico	64
Figura 20 Esquema de la técnica inyección dual	65
Figura 21 Aplicaciones de la tecnología de geles poliméricos en el mundo	66
Figura 22 Localización del campo Guafita	68
Figura 23 Registro rayos Gamma y resistividad	69
Figura 24 Curvas de producción de pozos en Guafita (tope y base)	70
Figura 25 Metodología de selección de pozos.....	79
Figura 26 Tabla dinámica Selección de candidatos.....	81

Figura 27 Modelo de la arena M1 del campo Canagüey (Mapa de saturación de agua).....	84
Figura 28 Modelo de la arena M1 del campo Canagüey (Mapa de saturación de agua) refinado.....	85
Figura 29 Resultados de la simulación numérica.....	87
Figura 30 Flujo de Caja.....	94
Figura 31 Payback Time	96
Figura 32 Campo Sago, Indonesia	101
Figura 33 Selección del gel, prueba peso del gel.	103
Figura 34 Postratamiento piloto I.	107
Figura 35 Lagomar, Venezuela.....	109
Figura 36 Patrón del área seleccionada	111
Figura 37 Resultados del proyecto.	113
Figura 38 Sho-vel-tum, Oklahoma, USA.	114
Figura 39 Entre Lomas, Venezuela.....	118
Figura 40 Resultados del proyecto.	124
Figura 41 Campo Vizcacheras.....	126
Figura 42 Tasas antes del proyecto.....	128
Figura 43 Resultados del proyecto.	132

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Resultados de predicción sobre mecanismo de entrada de agua.....	48
Tabla 2 Tasas críticas de Conificación para Nuevos Campos	52
Tabla 3 Resultados del proyecto de geles en Guafita.....	73
Tabla 4 Parámetros técnicos de selección.....	76
Tabla 5 Parámetros económicos y de riesgo de selección	76
Tabla 6 Parámetros técnicos de selección.....	78
Tabla 7 Cotización del proyecto de inyección de geles	91
Tabla 8 Análisis Económico proyecto de inyección	95
Tabla 9 Análisis económico para varios precios de barril de crudo	97
Tabla 10 Propiedades de pozo piloto I.....	104
Tabla 11 Resultado piloto I	106
Tabla 12 Propiedades de campo Lagomar	108
Tabla 13 Resultados del proyecto.....	117
Tabla 14 Condiciones del proyecto y aplicación	122
Tabla 15 Resultados del proyecto.....	125
Tabla 16 Características del campo.....	128

RESUMEN

TÍTULO: IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE GELES POLIMÉRICOS PARA EL CONTROL DE AGUA EN POZOS PRODUCTORES: CASO DE CAMPO*

AUTORES: JENNY FABIOLA PINILLA RIVERA**

PALABRAS CLAVES: Curvas de Chan, Inyección de Geles, Simulación Numérica.

Cuando se extrae petróleo de yacimientos asociados a un acuífero activo tarde o temprano el agua llega a los intervalos perforados, se mezcla con el petróleo y es producida. A medida que pasa el tiempo, la cantidad de agua aumenta y puede volverse tan crítica que la economía del proceso de producción se ve seriamente afectada por el incremento en los costos de levantamiento, tratamiento y disposición de esta; cuando se llega a este punto, es necesario emplear técnicas de control de agua que eviten el abandono prematuro de los pozos, lo que sacrifica directamente el factor de recobro del campo.

Entre las técnicas de control más efectivas y de relativo bajo costo, se encuentra la aplicación de geles poliméricos sellantes; el objetivo de esta tecnología, es crear una barrera que impida la entrada directa del acuífero a los intervalos perforados, retrasando así, la entrada de agua, prolongando la vida productiva de los pozos y permitiendo una mejor barrido del aceite en el yacimiento.

Este proyecto tiene como objetivo realizar el diseño de implementación de la tecnología de geles sellantes para el área de Nuevos Campos a cargo de la empresa Occidental de Colombia, inc. Para iniciar el proceso se realiza un diagnóstico del mecanismo de entrada del agua a los pozos; con un análisis de analogías con aplicaciones de campo, se determinan las variables de diseño y mediante simulación numérica se modela el yacimiento y el efecto de la inyección de geles buscando encontrar los mejores pozos candidatos y el diseño más adecuado que ofrezca los mejores resultados desde el punto de vista técnico y económico.

El proyecto pretende entregar todos los aspectos operacionales y de yacimiento necesarios para llevar a cabo un proyecto piloto, y realizar un análisis económico de la implementación.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Ingeniería de Petróleos.

Director: M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

Co-director: Ing. Víctor Morales Santana

ABSTRACT

TITLE: IMPLEMENTATION OF THE TECHNOLOGY OF POLYMER GELS FOR THE CONTROL OF THE PRODUCTION OF WATER IN PRODUCERS WELL: CASE OF FIELD.*

AUTHORS: JENNY FABIOLA PINILLA RIVERA**

KEYWORDS: Chan's plots, gel injection, numerical simulation.

When oil is extracted from reservoirs associated with active aquifer, water eventually reaches the opened intervals, mixed with oil and is produced. As time passes the amount of water increases and can become so critical that the economy of the production process is seriously affected by the increase in lifting costs, treatment and disposal of this, when it gets to this point it is necessary use the water control techniques to prevent premature abandonment of wells that directly sacrifices recovery factor of the field.

Among the most effective control techniques and relatively low cost is the application of polymer gel; The aim of this technology is creating a barrier to prevent direct entry of the aquifer to opened intervals, thus delaying the entry of water, prolonging the productive life of wells and allowing better sweeping of oil in the reservoir.

The aim of this project is to design the implementation of gel technology in New fields operated by Occidental de Colombia, inc. To start is necessary to diagnose the water entrance mechanism into the wells, with an analysis of analogies field applications, to determine the design variables and through numerical simulation models the reservoir and the effect of gel injection in wells looking to find the best candidates and the most appropriate design that offers the best results from the point of technically and economically.

The project aims to deliver all operational aspects and the reservoir needed to carry out a pilot project, and perform an economic analysis of the implementation.

* Graduate Project – Thesis.

** Faculty of Physic-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School.

Director: M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

Co-director: Ing. Víctor Morales Santana

INTRODUCCIÓN

La excesiva producción de agua es uno de los principales problemas que afecta la rentabilidad de los campos petroleros; aunque se disponga de las mejores técnicas de manejo de campo, tarde o temprano la producción de agua puede aumentar al punto de representar más del 90% del volumen total de líquidos que se llevan a superficie.

En yacimientos que tienen asociado un fuerte acuífero activo, el problema de agua inicia prácticamente con el inicio de la vida productiva de los pozos; para estos casos, a los costos económicos asociados por producir agua en grandes cantidades, se suman los problemas que involucran producir agua de forma prematura.

Las grandes cantidades de recursos que se invierten para levantar, tratar y disponer agua, cumpliendo con las rigurosas leyes ambientales y sin recibir ningún beneficio económico, son realmente importantes para la compañía; sin embargo, el problema más impactante se debe a como se ve afectado el factor de recobro de los campos con una producción excesiva y prematura de agua.

En muchos de los casos, cuando la relación de producción agua petróleo se vuelve tan alta, la decisión que se toma es la de abandonar la arena productora sin que necesariamente se haya producido todo el aceite que se podía extraer y sin que exista un pozo que lo drene. Estas acciones sacrifican directamente el

factor de recobro del campo trayendo consecuencias económicas mucho más grandes para las compañías operadoras.

Por las razones anteriores, es importante buscar formas económicas para mejorar la eficiencia de la producción. Si el origen del problema de agua se debe a condiciones del yacimiento, la inyección de geles como técnica de control de agua resulta ser uno de los métodos más rápidos y menos costosos para reducir los costos operativos y aumentar la producción de hidrocarburos simultáneamente.

La técnica consiste en inyectar una mezcla líquida de polímero, agente entrecruzador y agua (solución pre-gel); ésta solución fluye radialmente dentro del yacimiento, hasta alcanzar un radio de penetración previamente diseñado; toma consistencia sólida (gel), ocupa el espacio poroso y forma una barrera sellante que impide la entrada directa del acuífero a los intervalos perforados. Con este bloqueo, se retrasa la entrada de agua y se garantiza un mejor barrido del aceite en el yacimiento.

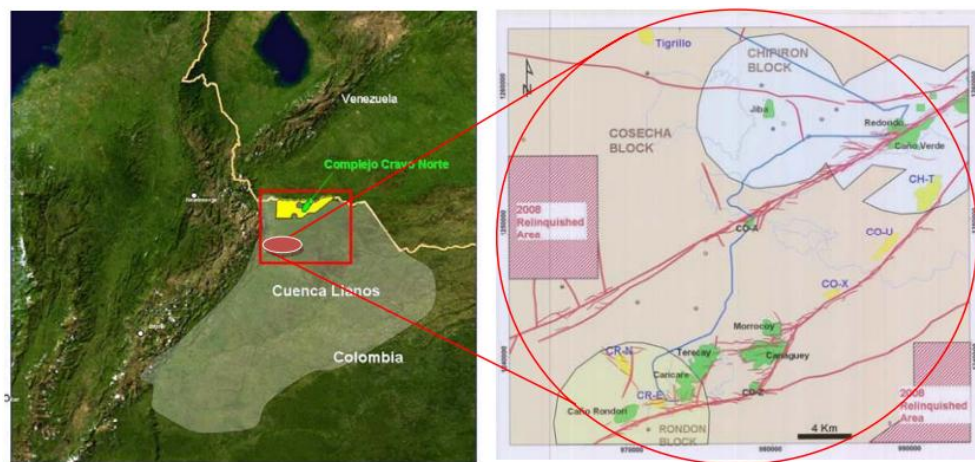
En este trabajo se presenta una metodología a seguir para controlar la producción de agua con geles poliméricos; mediante un análisis de la información de campo, técnicas analíticas, estudio de analogías, consultoría con empresas de servicio y simulación numérica se evalúa la factibilidad técnica y económica de la aplicación de la tecnología y se realiza el diseño de un proyecto piloto para el caso particular de Nuevos Campos, un sector petrolero operado por Occidental International Exploration and Production Corporation.

1. INFORMACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

Nuevos campos es un sector petrolero ubicado en el departamento de Arauca Colombia en la cuenca de Llanos Orientales, operado por la multinacional de petróleos Occidental, inc. Lo constituyen los nuevos yacimientos encontrados y explotados al sur del campo Caño Limón por parte de la compañía a partir del año 2006; está constituido por los campos Terecay, Canagüey, Caricare, Jiba y Morrocoy, este último entrando en etapa de desarrollo a partir de 2009.

Son yacimientos de areniscas relativamente homogéneos que tienen asociado un acuífero activo que proporciona la energía necesaria para barrer el aceite hacia los pozos productores.

Figura 1 Localización del área de Nuevos Campos



Fuente: Occidental de Colombia, inc.

Los fluidos producidos por los pozos pertenecientes a Nuevos campos, a excepción del campo Jiba, llegan a un sistema de facilidades diferente a los

campos del contrato de asociación Cravo Norte. Estas facilidades actualmente se encuentran al tope de su capacidad máxima de diseño, y debido a esta condición, Nuevos Campos corresponde al área seleccionada para realizar todo el estudio que compete a este trabajo.

1.1. GEOLOGÍA

La Cuenca de los Llanos Orientales es una Cuenca asimétrica de “foreland” con una cubierta sedimentaria que excede los 45,000 pies de espesor. La estructura Regional corresponde a un monoclinal con un rumbo aproximado noreste al suroeste. Las unidades pre-Cretácicas están asociadas a la etapa de rift. Las rocas Cretácicas y Terciarias, poco deformadas constituyen los principales intervalos productores dentro de la cuenca. La producción en la parte norte de los Llanos está generalmente asociada con el fallamiento de rumbo y sus estructuras.

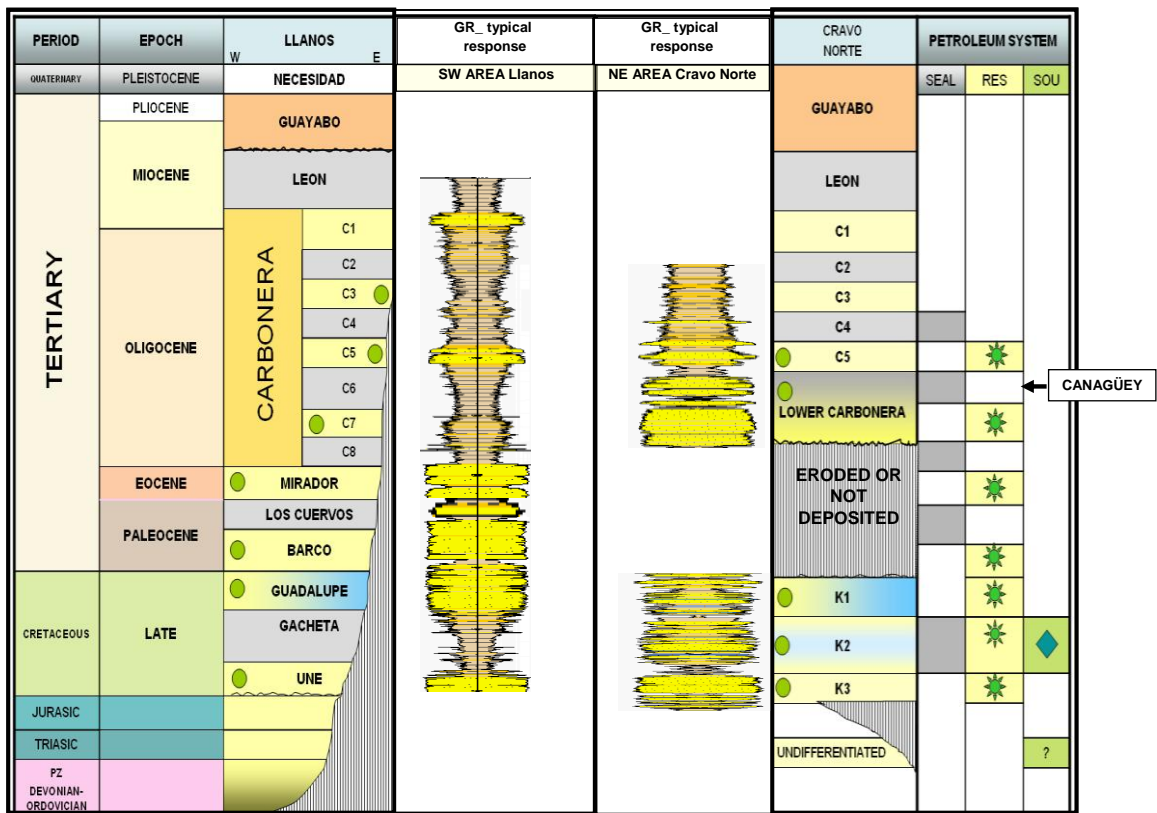
El complejo de Cravo Norte corresponde a un anticlinal asociado al sistema de Fallas de Caño Limón y La Yuca que han controlado la trampa. La sección productora consta de Sedimentos Terciarios del Carbonera Superior e Inferior depositadas en ambientes fluviales y deltaicos, y de sedimentos marinos someros del Cretácico.

1.1.1. ESTRATIGRAFÍA REGIONAL

En la Cuenca de los Llanos Orientales, las rocas penetradas por pozos abarcan edades que van desde el Precámbrico, pertenecientes al Escudo de Guyana hasta depósitos recientes.

La descripción de las unidades estratigráficas, mencionadas a continuación, está basada en publicaciones y en la información obtenida por Occidental de Colombia, Inc. a lo largo de su actividad exploratoria. La Figura 2, muestra la columna estratigráfica generalizada de los Llanos; a continuación se realizara un descripción de esta.

Figura 2 Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de Llanos



Fuente: Occidental de Colombia, inc.

- **PRE-CRETACEO**

Hacia el norte de la cuenca de los Llanos se ha reconocido la presencia de un gran “riff” de orientación NE-SW. Los sedimentos en esta depresión tectónica son

esencialmente Cambro-Ordovícicos reconocidos al norte de la falla de Caño Limón y a su vez suprayacidos por sedimentos Pre-Cretáceos rojos. En el pozo Caño Limón-1 se han encontrado sedimentos Devónico – Jurásico.

El espesor total es desconocido, sin embargo los sedimentos de edad Ordovícico varían de un máximo de 3000 pies en el piedemonte, adelgazándose hacia el este. Se observan sedimentos de edad Ordovícico constituidos por limolitas micáceas y arenitas con limolitas arenosas, como se puede inferir de la litología de los pozos La Heliera-1, Rondón-1 y Surimena-1, en la cuenca de los Llanos. Algunos metasedimentos afloran al Norte de la Serranía de la Macarena (serie Güejar). Al Sur, en el borde Oriental de la Macarena, sedimentos de edad Ordovícico sin evidencia de metamorfismo suprayacen gneises Precámbricos.

- **MESOZOICO**

- **Triásico**

No han sido reportados sedimentos correspondientes a la secuencia Triásica.

- **Jurásico**

Se ha reportado una secuencia rojiza en pozos exploratorios, la cual fue interpretada por algunos geólogos de Occidental como correlacionable en edad y litología con la Formación Girón. Se desconoce su espesor total.

La secuencia Cretácica se considera como una cuña de sedimentos con más de 2,000 pies de espesor en el Oeste y que desaparecen hacia el Este y Sur, encontrándose para el área de Cosecha un espesor aproximado de 1300 pies suprayaciendo discordantemente las rocas del Ordovícico y Basamento. Esta secuencia comprende sólo sedimentos del Cenomaniano Tardío al Maastrichtiano,

dentro de la cual se conocen tres unidades geológicas que no necesariamente se presentan en toda el área.

- **Cretáceo**

- **Formación Areniscas Inferiores (K3)**

Varía de 300 a 600 pies, en el área de Arauca según BEICIP- ECOPETROL, 1995. En el área de Cosecha dicha formación alcanza un espesor de 600 pies, según los datos colectados por Occidental de Colombia durante sus campañas exploratorias.

El contacto inferior es discordante con rocas de edad Paleozoico y el contacto superior es normal con las rocas de la Formación Gachetá que lo suprayacen.

Esta formación está constituida por un cuerpo macizo de arenisca, con intercalaciones menores de calizas y shales. Las areniscas son cuarzosas, de grano medio a grueso, en ocasiones muy grueso, subangular a subredondeado y de moderada a buena selección. Las calizas son blancas a grises, blandas a moderadamente firmes con algunas trazas de areniscas calcáreas. Los shales son grises, localmente limosos y bituminosos, subfísiles a físiles y moderadamente firmes.

Se le asigna una posible edad Albiano – Cenomaniano y se estima se depositó en un ambiente fluvial de alta energía.

- **Formación Gachetá (K2)**

Los pozos perforados en el área reportan un espesor aproximado de 350 para la sección arenosa y calcárea del K2.

En cuanto al contacto, Se presenta en contacto normal con las rocas infrayacentes de la Formación Arenitas Inferiores y normal con las rocas de Formación Guadalupe que la suprayacen.

En cuanto a la Litología, está compuesta principalmente por areniscas masivas con pocas intercalaciones delgadas de calizas y shales. La arenisca superior es cuarzosa, de grano medio a muy grueso, en ocasiones conglomerática, subangular y en menor proporción subredondeado, con moderada a pobre selección. El resto de las areniscas presentan características similares aunque de selección moderada a buena y tamaño de grano medio a grueso. Las calizas son grises a crema, blandas a moderadamente firmes. Los shales son grises y café, localmente limosos, subfisiles y moderadamente firmes. Las calizas aumentan su proporción hacia el Este.

En cuanto a la Edad y Correlación, se le asigna una edad Turoniano a Campaniano, pero algunos la consideran de edad Santoniano – Campaniano.

El Ambiente de Sedimentación se considera Marino; En el área de Cosecha y Cravo Norte se interpreta como depósitos de playa y plataforma somera.

▪ **Formación Guadalupe (K1)**

Varía de 150 a 600 pies de espesor. En el área de Cosecha dicha formación alcanza un espesor de 340 pies, basados en los datos colectados por Occidental de Colombia durante sus campañas exploratorias.

El contacto inferior con las rocas de la Formación Gachetá, es normal. El contacto superior se considera discordante con las rocas del Terciario, aunque no se tiene información de afloramientos para confirmarlo.

En cuanto a la Litología, está compuesta de areniscas interestratificadas con shales y calizas. Las areniscas son cuarzosas, de grano medio a grueso y muy grueso, subangulares a subredondeadas, moderadas a bien seleccionadas, localmente glauconíticas. Los shales son grises, subfísiles a físiles y moderadamente firmes. Las calizas se presentan en la parte baja de la unidad, con algunas trazas de arenitas-calcáreas.

En cuanto a la edad, se le asigna una edad Campaniano a Maastrichtiano, representando una regresión marina. Con base en algunas correlaciones realizadas, el intervalo superior de K1 es equivalente a la parte basal de la Formación Guadalupe, el restante de K1 a la Formación Gachetá y K2 principalmente a las Areniscas Inferiores.

El Ambiente de depositario se considera de tipo marino somero a transicional como respuesta del evento regresivo.

- **CENOZOICO**

- **Terciario**

Durante el Terciario se depositaron arenitas de composición mineralógica diferente a las de edad Cretácica. Más de 19,000 pies de sedimentos terciarios se presentan en el extremo NW de la cuenca con subsidencia y deposición, siendo especialmente rápida desde el Mioceno Medio.

- **Formación Carbonera**

Su espesor está alrededor de 2150 metros. Reposo discordante sobre la Formación K1 e infrayace sedimentos de la Formación León. En la Cuenca de los Llanos y en el Piedemonte, está compuesta por una serie de alternancias de

areniscas-limolitas y niveles arcillosos. Esta característica ha permitido diferenciar ocho niveles estratigráficos, que de techo a base se denominan C1 a C8, en el área del Contrato Cosecha, solo se ha considerado la presencia hasta el nivel C5, infrayacido por la Formación Carbonera Inferior. Las unidades impares son predominantemente arenosas, mientras que las pares corresponden a unidades arcillosas.

Su edad en el área se le considera Oligoceno - Mioceno Inferior, siendo estos sedimentos interpretados como depósitos de tipo litoral y deltaicos con influencia marina y continental.

A continuación se describen los miembros del Carbonera Inferior al C1, con base en lo reportado por los pozos del área de Cravo Norte.

- **Carbonera inferior (M1/M2)**

Consiste de dos cuerpos de areniscas separados por un shale continuo (ShaleGuafita). La arenisca superior es friable, moderada a bien seleccionada de grano fino a medio y matriz argilácea. La arenisca inferior es cuarzosa, de grano grueso a muy grueso en el tope, y fino a medio en la base, subangular a subredondeada y moderadamente seleccionada. El ShaleGuafita algunas veces contiene algo de carbón en su base.

Los depósitos arenosos corresponden a un ambiente deltaico y continental que acumulan un porcentaje considerable de las reservas petrolíferas de la Cuenca de Los Llanos.

- **Miembro C5.**

Compuesto por areniscas cuarzosas, de grano medio a grueso, ocasionalmente muy grueso, subangulares a subredondeadas; algunas veces angulares,

moderadamente seleccionadas. Con intercalaciones de limolitas y arcillolitas. El espesor promedio es de 300 pies. Estas arenas se depositaron en un ambiente fluvial de canales meandriformes de baja sinuosidad que corrían en una dirección SE-NW sobre una planicie aluvial. Importantes acumulaciones en este tipo de cuerpos arenosos se reportan en los Campos Redondo, Caño Verde, Caño Limón y La Yuca.

- **Miembro C4.**

Secuencia predominantemente arcillosa, con algunas intercalaciones menores de limolitas que alcanzan un espesor promedio de 230 pies en el área de Cosecha. Las arcillolitas son varicoloreadas, moderadamente firmes a blandas. Menores intercalaciones de Limolitas y areniscas de grano fino. Estas últimas ocasionalmente pueden tener desarrollos importantes. Se interpretan como el resultado de depósitos de planicie de inundación y lagunares, cortados ocasionalmente por canales fluviales similares a los descritos dentro del C5.

- **Miembro C3.**

Está caracterizado por cuerpos de areniscas interestratificadas con arcillolitas y limolitas que en conjunto suman un poco más de 300 pies de espesor. Las areniscas son cuarzosas, de tamaño de grano fino a medio, angulares a subredondeadas, bien seleccionadas. Las arcillolitas y limolitas son grises y café oscuro, carbonosos, subfísiles y moderadamente firmes. Capas de carbón son abundantes en la parte media de la unidad. También hay presencia de siderita. El ambiente para esta Unidad puede corresponder a depósitos fluviales.

- **Miembro C2.**

Presenta un espesor promedio de 190 pies, compuesto por arcillolitas en el tope y limolitas y areniscas en la base. Las arcillolitas son grises, subfisiles a físis, moderadamente firmes, siendo algunas de ellas carbonosas. Las limolitas son predominantemente café rojizas. Las areniscas son cuarzosas, de grano medio a grueso, ocasionalmente muy grueso, subangulares a subredondeadas, moderadas a bien seleccionadas. Abundante siderita. Corresponde a una superficie de máxima inundación. El ambiente de esta unidad se interpreta como marino somero.

- **Miembro C1.**

Corresponde a una secuencia de más de 600 pies de areniscas, limolitas, y shales, con esporádicos niveles lenticulares de carbón. Esta secuencia predominantemente arenosa en el área del bloque Cosecha se interpreta como el resultado de depósitos continentales con alta influencia fluvial.

- **Formación León**

Se ha estimado un espesor aproximado de 4921 pies. En el área de Cosecha, los pozos perforados hasta la fecha reportan un espesor promedio de 426.5 pies. Suprayace las sedimentitas de la Formación Carbonera e infrayace discordantemente a la Formación Guayabo.

En cuanto a la Litología, está compuesta por una sucesión formada principalmente de arcillolitas gris verdosa y rojas, firmes a blandas y parcialmente limosas. Interestratificadas con limolitas, rojas, grises, cafés, firmes y en ocasiones

ferruginosas; y areniscas cuarzosas de grano fino a muy grueso, subangulares a subredondeadas y de selección moderada a pobre.

En cuanto a la Edad y Correlación, se estima pertenece al Mioceno Medio y se ha correlacionado por lo menos en tiempo con la Formación Diablo.

En cuanto al Ambiente de Sedimentación, Se interpreta como depósitos acumulados en fondos controlados por ambientes marinos de plataforma interna a ambientes transicionales.

▪ **Formación Guayabo**

Alcanza un espesor cercano a los 7000 pies en el área del bloque Cosecha. Descansa en forma discordante sobre los depósitos de la Formación León y sobre ella reposan sedimentos del Pleistoceno.

Está formada litológicamente por Areniscas cuarzosas de grano fino a muy grueso, subangulares a subredondeadas de selección buena a moderada. Interestratificadas con limolitas de color café claro a rojizo y arcillolitas grisáceas a café claro, ambas blandas a moderadamente firmes.

En cuanto a la Edad y Correlación, se estima pertenece al Mioceno y Plioceno Temprano; Existe una correlación temporal con las Formaciones Caja y Corneta.

El Ambiente de Sedimentación se interpreta como producto de la acumulación en abanicos aluviales con un alto aporte de sedimentos y un alta tasa de subsidencia tectónica.

▪ Cuaternario

En la Cuenca de Los Llanos se presentan sedimentos aluviales de edad Cuaternario, con desarrollo de terrazas aluviales. Estos sedimentos consisten generalmente de gravas no consolidadas de espesor variable. Estos depósitos suprayacen discordantemente las sucesiones Cretácica y Terciaria, completando la sección estratigráfica del Bloque Cosecha.

1.1.2. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

- **Generalidades**

En la cuenca de los Llanos Orientales se puede distinguir tres zonas con estilos estructurales diferentes: la Zona Occidental plegada de piedemonte, la Zona Central de máxima sedimentación ubicada al este del piedemonte y la Zona Oriental de la plataforma con poca deformación estructural.

- **Descripción de Estructuras**

El área del contrato está situada en el flanco Suroccidental del Arco Estructural de Arauca, que separa la Cuenca de los Llanos de la Cuenca de Barinas-Apure en Venezuela.

La región es en general un flanco monoclinal que se inclina hacia el Suroeste afectado por fallamiento transcurrente que puede estar relacionado con el desarrollo del Arco de Arauca (Gabela, 1985). En el área Cravo Norte, El sistema de Fallas Caño Limón con dirección NE-SW separa dos bloques: Matanegra, estructuralmente más alto, y Caño Limón - La Yuca.

La Falla Matanegra de dirección Suroeste, tiene un buzamiento alto y desplazamiento normal e inverso lo que sugiere un movimiento transcurrente en sentido longitudinal. Tiene un máximo desplazamiento vertical de 61 m (200 pies) en el área de Cravo Norte (Gabela, 1985), pero puede llegar hasta 100' (Molina, 1991).

La Falla de La Yuca es subparalela al sistema de Fallas de Caño Limón. Tiene un desplazamiento vertical inverso hasta de 274m (900 pies). No es claro si tiene un componente lateral (Gabela, 1985). El bloque Sureste se encuentra caído aproximadamente 500' (Molina, 1991) se considera sellante.

1.1.3. GEOLOGÍA HISTÓRICA

Durante el Paleozoico el área de los Llanos fue parte de un cinturón pericratónico con un basamento de rocas Precámbricas ígneo-metamórficas bordeando el Escudo de la Guyana. Un ciclo sedimentario de edad Precámbrico-Cámbrico es preservado en cuñas sobre el basamento de bloques fallados inclinados y truncados por una discordancia Pre-Ordovícica y peneplanización. Una cuña engrosándose hacia el Oeste de arenitas marinas someras y shales con algunas calizas fue depositada.

Del Triásico al Cretácico se desarrolla una primer megasecuencia "synrift", debida a la separación entre Norteamérica y Suramérica en el proto-Caribe. Durante el Aptiano-Albiano a Cenomaniano Temprano una fuerte incursión del mar generó un nuevo ciclo deposicional. El mar transgredió sobre sedimentos más antiguos hacia el sur (Tolima y Neiva) y hacia el Oeste (borde occidental del Escudo de la Guyana). Arenitas de las Formaciones Ubaque y Une, son las facies sedimentarias más importantes, desarrolladas en la parte Occidental de los Llanos.

Dominaron condiciones marinas someras, desde el pico de transgresión del Turoniano hasta el Coniaciano, cuando los shales y calizas del Grupo Villeta, fueron depositados a lo largo de la parte occidental de la actual Cordillera Oriental. Ambientes marinos restringidos permanecieron a lo largo de la margen occidental del área de los Llanos (Cooper et al, 1995).

Durante el Campaniano, la depositación de sedimentos fue interrumpida por un corto periodo (Estrada, 1982). Pequeñas transgresiones marinas en áreas restringidas, tomaron lugar en el Campaniano y Maastrichtiano resultando en la depositación de la Formación Colón y los shales de la Formación Umir en Cúcuta y en el Valle Medio del Magdalena. Mientras tanto, facies arenosas fueron desarrolladas en la actual Cordillera Oriental, Cuenca de los Llanos y en el borde oriental de la ya emergida Cordillera Central. En el actual Valle del Magdalena se interdigitan facies calcáreas hacia el sur y arcillosas hacia el norte, todas las anteriores correlacionables con las formaciones Monserrate y Guadalupe.

Durante el Paleoceno, arenitas derivadas del Escudo de La Guyana fueron depositadas en ambientes marinos someros y deltaicos en la Cuenca de los Llanos Orientales y corresponden a las rocas de las formaciones Barco y Los Cuervos.

Fuertes movimientos tectónicos durante el Eoceno Temprano a Medio generaron un hiato en muchas áreas. Efectos de carga dieron origen a la sedimentación de una megasecuencia Pre-Andina tardía, correspondiente al principal reservorio del Piedemonte Llanero, la Formación Mirador de edad Eoceno tardío, que contiene arenas fluviales, maduras, ricas en cuarzo, derivadas del Escudo de Guyana.

Fluctuaciones de los mares someros, durante el Oligoceno y el Mioceno Temprano, resultaron en la depositación de las arenas, shales y carbones de la Formación Carbonera.

Durante el Mioceno Medio, la deformación Andina aisló el Valle Medio del Magdalena de los Llanos Orientales. Esta deformación fue dominada por la inversión de fallas que controlaban la cuenca. La carga resultante de la litosfera creó el espacio de acomodación para la megasecuencia Andina. Una transgresión mayor en Los Llanos, coetánea con esta deformación, causó la depositación de lodolitas marinas en la parte más baja de la megasecuencia. Sin embargo, la mayor parte de la megasecuencia Andina corresponde a la Formación Guayabo, una típica secuencia molásica depositada en un ambiente fluvial de alta energía, cuyos sedimentos provenían de la Cordillera Oriental (COOPER et al, 1995).

1.1.4. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

- **Roca Fuente**

La Formación Gachetá, de edad Cretácica, es considerada la roca generadora por excelencia, sin embargo la Formación La Luna aunque no esté presente en la cuenca Llanos también puede ser una fuente de hidrocarburos desde el Oeste para el área de COSECHA. En términos generales, datos geoquímicos indican que la Formación Gacheta se encuentra inmadura en el área de contrato. Las principales teorías indican que los hidrocarburos, provenían de las áreas donde actualmente se encuentra la Cordillera Oriental, cuando la Formación Gachetá, con un TOC original de 5% y madurez entre 1 y 1.3% de Ro, alcanzó su principal fase de generación de hidrocarburos, desde el Oligoceno hasta el inicio de la Orogenia Andina (Chigne, et al, 1995; en Rojas & Ballesteros, 1997). Así mismo, se considera que actualmente existe generación y expulsión en algunas zonas del piedemonte, por debajo de los frentes de cabalgamiento (Rojas & Ballesteros, 1997).

Mapas de distribución de TOC en la Formación Gachetá, elaborados por ECOPEPETROL, 2001, indican que no existe una distribución homogénea a lo largo del piedemonte y de la Cuenca de los Llanos.

- **Roca Almacenadora**

El sector norte de la cuenca de los Llanos donde se localiza el bloque COSECHA, se caracteriza por presentar abundantes niveles almacenadores en las secciones Cretácea y Terciaria. Por este motivo, la existencia de yacimiento ocupa un lugar poco trascendente dentro de la escala de los riesgos exploratorios del área.

Las unidades Cretáceas depositadas generalmente bajo condiciones costeras a marinas poco profundas están conformadas por cuerpos arenosos de alta continuidad lateral y vertical. Las areniscas Cretáceas son texturalmente muy maduras, y ofrecen condiciones excepcionales para el almacenamiento y flujo de hidrocarburos, con porosidades superiores al 24 % y permeabilidades del orden de darcies.

Estas condiciones excepcionales de yacimiento se mantienen dentro de los cuerpos arenosos que conforman el Carbonera inferior, aunque el carácter fluvio-deltaico de estos cuerpos disminuye la continuidad lateral y vertical de los paquetes arenosos. La presencia de la discordancia del Carbonera Inferior (LC) a la base del Oligoceno, influye notablemente en la presencia o ausencia de los niveles arenosos M1A y M1B, incrementando el riesgo exploratorio cuando los objetivos están localizados en esos niveles.

Las areniscas localizadas dentro del Carbonera Superior (C1 a C5) presentan una distribución mucho más heterogénea, consecuencia de la influencia fluvial de su ambiente de depósito. Paquetes canalizados de arena distribuidos longitudinalmente en dirección SE-NW, e interpretados como el resultado de depósitos meandriformes de baja sinuosidad (C5), son algunas veces identificados

con información sísmica 3D en el área de Cravo Norte, y constituyen un importante objetivo exploratorio en el sector Nororiental del bloque.

- **Roca Sello**

El principal sello en la Cuenca de Los Llanos es la Formación León de edad Mioceno temprano, sin embargo las formaciones Cretáceas y Terciarias contienen intercalaciones de unidades finas que actúan como sello, entre ellas están: Las Lutitas de Matanegra y Palito dentro de K2, Lutita de la Yuca en la base de K1, LutitaGuafita que separa dos unidades arenosas dentro de Carbonera Inferior y los miembros arcillosos de Carbonera superior: C4 y C2.

En el resto de la cuenca, hacia sus bordes, los sellos no se encuentran bien definidos, por los que gran cantidad de aceite se ha escapado hacia las unidades Terciarias suprayacentes y se han entrampado formando un cinturón de aceite pesado biodegradado el cual delimita la cuenca de los Llanos hacia el Este. (ROBERTSON RESEARCH, 1985).

- **Generación / Mecanismo de entrampamiento**

Grandes cantidades de petróleo debieron haber sido generadas y expelidas desde capas de rocas fuente Cretácicas profundamente enterradas antes de la Orogenia Andina de edad Mioceno. La migración ocurrió principalmente de Oeste a Este en la parte Sur de los Llanos, pero cerca al área de COSECHA, la migración fue probablemente desde el Noroeste. El origen combinado de petróleos provenientes del Oeste y Noroeste hizo del área de Caño Limón un campo gigante. La migración efectiva de petróleo encontró su pico al finalizar la depositación de la Formación Guayabo. Sin embargo la generación continúa aún hoy en las partes

más profundas de la cuenca de foreland y la zona frontal de deformación. (Arco/Ecopetrol, 2000).

- **Rezumaderos**

No se tiene conocimiento de rezumaderos de hidrocarburos en el Bloque COSECHA.

- **Niveles de maduración Catagenética y Conservación**

Con base en los análisis geoquímicos de roca madre, TOC, reflectancia de la vitrinita Ro, temperatura máxima Tmax, al igual que modelos de vías de migración Vs. entrapamiento y correlaciones regionales efectuadas, se esperan hidrocarburos de iguales o similares características a los del área Cravo Norte.

- **Entrampamiento**

En la cuenca de los Llanos, la mayoría de las acumulaciones ocurren en trampas estructurales, las cuales usualmente poseen dos fases de crecimiento: Una fase compresional o transpresiva de edad Oligoceno-Mioceno temprano, y otra de similares características que se desarrolla en el Cuaternario.

La acumulación más importante en el área corresponde al área de Cravo Norte donde se ubican los campos de Caño Limón, La Yuca, Matanegra, Caño Yarumal, Redondo y Caño verde, en los cuales el relieve estructural se cree que se desarrolló en la etapa inicial de la fase tectónica.

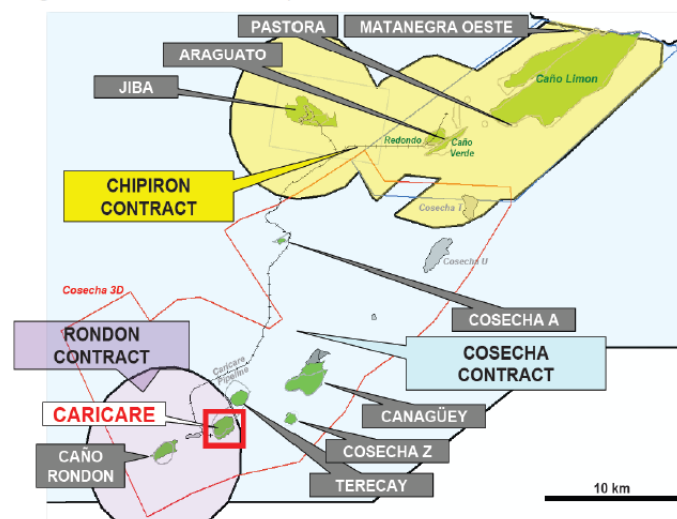
En el área de los prospectos corresponden a trampas estructurales con una componente estratigráfica que varía según el caso, conformadas por pequeños

anticlinales generalmente limitados por fallas normales de poco desplazamiento, asociadas a los sistemas principales de Caño Limón y la Yuca.

1.1.5. CAMPOS PETROLEROS

Como se mencionó anteriormente, el objeto de estudio de este trabajo corresponde al área Nuevos Campos excluyendo el campo Jiba; a continuación se realizara un breve descripción de cada campo en particular.

Figura 3 Mapa del área de Nuevos campos



Fuente: Occidental de Colombia, inc.

- **Campo Caricare**

El Campo Caricare pertenece al contrato de asociación Rondón, en el borde sur del sistema estructural formado por los sistemas de fallas de Rumbo de Caño Limón y La Yuca. El Campo Caricare corresponde a una trampa estructural

localizada en el bloque colgante de la falla de La Yuca, al sur de uno de los mayores sistemas de relevo, causantes de la deformación del sector. Con base en la información obtenida con la perforación de los pozos se tiene que la estructura de Caricare es muy sutil, con un relieve de 60-80 pies.

- **Campo Canagüey**

El campo Canagüey pertenece al contrato de asociación Cosecha; La estructura del Campo se localiza adyacente al sistema de fallas de La Yuca. Consiste en un monoclinial con buzamiento hacia el este con un cierre máximo vertical de 75'. La estructura fue definida mediante información sísmica 2D.

- **Campo Terecay**

El campo Terecay pertenece al contrato de asociación Cosecha; La estructura del campo se localiza adyacente al sistema de fallas de La Yuca, ubicada al noreste del domo sur del anticlinal de Caricare de forma similar y siguiendo el sistema de fallas de La Yuca. Corresponde a una trampa estructural localizada en el bloque colgante de la Falla de la Yuca al sur de uno de los mayores sistemas de relevo de este sistema de fallas. La estructura fue definida mediante información sísmica 2D, y posteriormente redefinida en detalle a partir de la sísmica 3D adquirida en el 2007. Durante el 2009 se hizo una reinterpretación tanto estructural como estratigráfica del campo al nivel del yacimiento K2A, en esta nueva interpretación y a la estructura se muestra un poco más amplia pero conserva el suave cabeceo hacia el noreste identificado en interpretaciones anteriores al igual que se mantiene la estructura adyacente de bajo relieve hacia el noroeste de la estructura principal que podría llegar a tener potencial de desarrollo.

- **Campo Morrocoy**

El campo Morrocoy pertenece al contrato de asociación Cosecha; está localizado, al norte del campo Canagüey aproximadamente 6 Km al este del campo Terecay, 8 Km al Este del campo Caricare y 30 Km. al sur oeste del área productora de Cravo Norte. El campo fue descubierto en noviembre de 2008, propuesto para probar hidrocarburos en los yacimientos localizados en un anticlinal limitado al sur por una falla asociadas al Sistema de Fallas de La Yuca. En diciembre de 2008, Occidental solicitó a ECOPETROL la Comercialidad para este yacimiento, la cual fue otorgada en abril de 2009 por un área de 295 acres.

1.2. PROPIEDADES DEL PETROLEO

Las características y propiedades de los fluidos de Nuevos Campos varían según la zona de donde esté produciendo, sin embargo en general se puede considerar que se produce aceite negro de muy buena calidad con una gravedad API mayor a treinta grados API y una presión de saturación por el orden de los 950 psi (este valor tan elevado trae consigo grandes exigencias en el diseño mecánico de los pozos de tal manera que se garantice que no haya liberación de gas dentro del yacimiento)

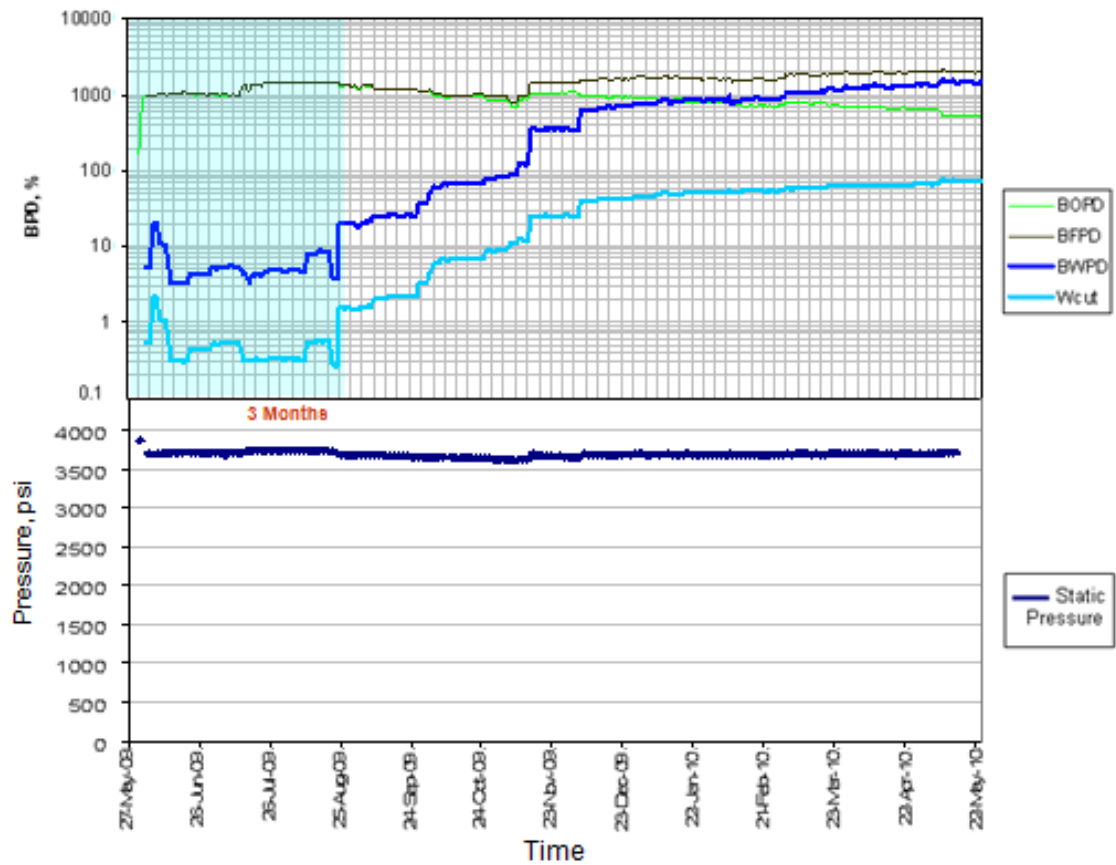
1.3. CARACTERISTICAS DE PRODUCCIÓN

La producción de los campos en estudio se encuentra en etapa primaria; los pozos perforados en estos campos son la mayoría desviados; debido a las altas productividades como consecuencia del acuífero presente en el yacimiento, los

pozos son dotados de un sistema de Bombeo electrosumergible con sensores de presión y temperatura.

Un comportamiento típico de la producción y del perfil de presión los pozos perforados para los campos Caricare, Terecay, Canagüey y Morrocoy se muestra en la Figura 4.

Figura 4 Perfil de producción y presión de un pozo del área de Nuevos Campos



Fuente: Occidental de Colombia, inc.

Como se observa, cuando inicia la etapa de producción el corte de agua (línea azul claro) inicia con valores muy bajos no mayores al 20%; este comportamiento se mantiene relativamente constante por un tiempo muy corto que varía de 1 a 3 meses; al culminarse este tiempo, el comportamiento de la producción de agua tiene un cambio súbito, iniciando una etapa de ascenso rápido hasta estabilizarse en valores muy cercanos al 100% de corte de agua.

La parte inferior de la figura 4 muestra el perfil de presiones obtenido a partir de las mediciones reportadas por el sensor de presión; como se observa, la presión se mantiene prácticamente constante en su presión inicial a lo largo de la vida productiva de los pozos; este comportamiento es otra consecuencia del mecanismo de empuje de acuífero activo presente en los yacimientos.

1.4. CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO

Los fluidos producidos de los campos objeto de estudio, llegan al sistema de Facilidades de Caricare; por políticas de la empresa, no se realizara un descripción de los equipos presentes en las facilidades ni del tratamiento que se realiza en las mismas.

La información importante y que compete a este trabajo, se limita a mencionar que la capacidad máxima con la que fue diseñada la facilidad es de 160.000 BFPD y que actualmente se ha tenido que bajar la producción de algunos pozos, incluso hasta cerrar temporalmente algunos, para no producir más que esta cifra.

2. DIAGNOSTICO DEL MECANISMO DE ENTRADA DE AGUA

El agua afecta todas las etapas de la vida de un campo petrolero, desde la exploración (el contacto agua-petróleo (CAP) es un factor fundamental para determinar el petróleo en sitio), hasta el abandono del campo, pasando por el desarrollo y la producción del mismo. Cuando se extrae petróleo de un yacimiento, tarde o temprano el agua proveniente de un acuífero se mezcla y es producida junto con el petróleo. Aunque se disponga de las mejores técnicas de manejo de campo, la producción de agua puede aumentar al punto de representar más del 90% del volumen de líquidos que se llevan a superficie; Los costos operativos, que comprenden a las tareas de levantamiento, separación, filtrado, bombeo y reinyección o tratamiento y disposición del agua representan un pasivo y un costo significativo a las compañías productoras.

Con el fin de mitigar estos problemas, se implementan técnicas de control de agua que simultáneamente reduzcan los costos operativos y aumenten la producción de hidrocarburos; la gran mayoría de las veces estas técnicas no funcionan y la razón principal es que no se conoce cuál es el “problema” (el mecanismo de entrada de agua) específico que se presenta, aplicándose entonces, una solución inapropiada.

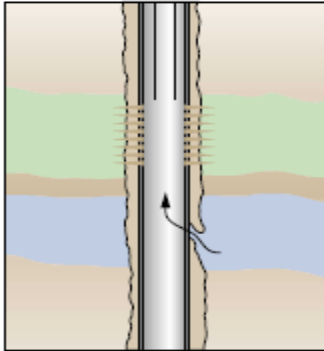
2.1. MECANISMOS DE ENTRADA DE AGUA

Con el objetivo de seleccionar el método de control más eficiente y apropiado, a continuación se presentan los principales mecanismos que pueden causar la excesiva producción de agua en un campo petrolero que no se encuentra afectado por un sistema de inyección de agua.

2.1.1. Filtraciones en el revestidor, tuberías de producción o empaques

Las filtraciones a través del revestidor, la tubería de producción o los empaques

Figura 5 Filtraciones por tubería



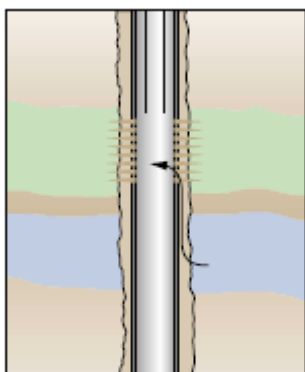
permiten que el agua proveniente de zonas que no producen hidrocarburos ingrese en la columna de producción. La detección de los problemas y la aplicación de las soluciones correspondientes dependen fundamentalmente de la configuración del pozo. Los registros básicos de producción, tales como la densidad del fluido, la temperatura y el flujo pueden resultar suficientes para diagnosticar estos problemas. Las soluciones habituales incluyen la inyección forzada de

Fuente BAILEY, Mike. Water Control.Sprint 2000, Schlumberger.

fluidos sellantes y el cegado mecánico por medio de tapones, cemento, empacadores, aunque también se pueden utilizar remiendos. Cuando existe este tipo de problema, conviene aplicar la tecnología de cegado del agua dentro del revestidor, que es de bajo costo.

2.1.2. Flujo canalizado detrás del revestidor

Figura 6 Flujo detrás del revestidor



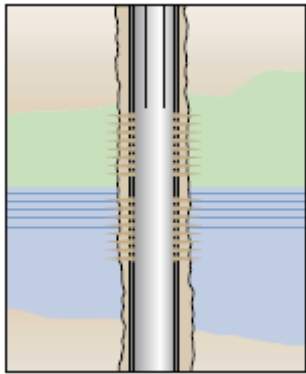
Fuente BAILEY, Mike. Water Control.Sprint 2000, Schlumberger.

La existencia de fallas en la cementación primaria puede provocar la conexión de zonas acuíferas con zonas de hidrocarburos. Estos canales permiten que el agua fluya por detrás del revestidor e invada el espacio anular. Una causa secundaria puede ser la creación de un 'vacío' detrás del revestidor cuando se produce arena. Este flujo de agua se puede detectar mediante los registros de temperatura o los registros WFL basados en la activación del oxígeno. La solución principal consiste en el uso de fluidos de cegado, que pueden ser cementaciones

forzadas de alta resistencia, fluidos a base de resinas colocados en el espacio anular, o fluidos a base de geles de menor resistencia colocados en la formación para detener el flujo dentro del espacio anular. El desplazamiento de los mismos es muy importante y, por lo general, se realiza con tubería flexible.

2.1.3. Contacto agua-petróleo dinámico

Figura 7 CAP dinámico

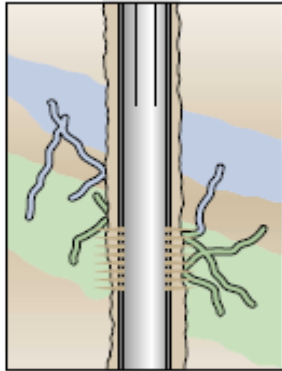


Fuente BAILEY, Mike.
Water Control.Sprint 2000,
Schlumberger.

Si un contacto agua-petróleo uniforme asciende hacia una zona abierta de un pozo durante la producción normal por empuje de agua, puede existir producción de agua indeseada. Esto ocurre en aquellos lugares donde existe una permeabilidad vertical muy baja. El diagnóstico no se puede realizar únicamente sobre la base de la invasión de agua identificada en el fondo del pozo, ya que otros problemas también pueden provocar este mismo fenómeno. En un pozo vertical, este problema se puede resolver fácilmente por abandono del pozo desde el fondo utilizando algún sistema mecánico, como un tapón de cemento o un tapón colocado por medio de cable de acero.

2.1.4. Fracturas, fallas o canales de una capa de agua

Figura 8 Fracturas



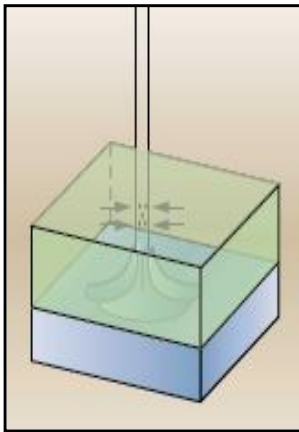
Fuente BAILEY, Mike. Water Control.Sprint 2000, Schlumberger.

El agua puede provenir de fracturas o canales que interceptan una zona de agua más profunda. Estas fracturas pueden ser tratadas con un gel, lo cual resulta especialmente efectivo en los casos en que las fracturas no contribuyen a la producción de petróleo. Los volúmenes de tratamiento deben ser lo suficientemente grandes para cegar las fracturas una distancia considerable del pozo. En los casos de fracturas localizadas, convendrá cegarlas cerca del hueco, sobre todo si el pozo se encuentra revestido cementado.

2.1.5. Conificación

En un pozo vertical se produce conificación cuando existe un CAP cerca de los

Figura 9 Conificación



Fuente BAILEY, Mike. Water Control.Sprint 2000, Schlumberger.

intervalos perforados en una formación cuya permeabilidad vertical es relativamente elevada. La tasa crítica de conificación, que es la tasa máxima a la cual se puede producir petróleo sin producir agua por conificación, a menudo es demasiado baja para que resulte económica. Dependiendo del grado de conificación, una forma de controlar el problema puede ser colocando una capa de gel por encima del contacto agua-petróleo estacionario o perforar uno o más pozos laterales de drenaje cerca del tope de la formación para aprovechar la mayor distancia con respecto al CAP y la disminución de la caída de presión, que reducen el efecto de conificación.

2.2. HERRAMIENTAS DE DIAGNOSTICO

Los diagnósticos de pozos se utilizan para cumplir diferentes objetivos: determinar el problema de agua de manera que se pueda seleccionar un método de control adecuado, seleccionar los pozos que podrían necesitar un sistema de control de agua y para localizar el punto de entrada de agua en el pozo de tal manera que se pueda emplazar el tratamiento en el lugar correcto.

Cuando afortunadamente se cuenta con una historia de producción confiable, muchas veces esta contiene la información necesaria para diagnosticar el problema de agua. Para poder distinguir entre las fuentes de agua mencionadas anteriormente, se han desarrollado varias técnicas analíticas muy prácticas y confiables que emplean esta información cuando por diferentes razones no se puede realizar la toma de registros especiales para identificar este tipo problemas; uno de estas técnicas son las denominadas curvas de Chan.

2.2.1. Curvas de Chan²

Las curvas de Chan son gráficos de diagnóstico que interpretan el comportamiento de la relación agua petróleo, más conocida por sus siglas como RAP (en inglés WOR), y la derivada de esta relación con respecto al tiempo, en escala doble logarítmica asociándolo a un mecanismo de entrada de agua.

Ecuación 1

$$RAP = \frac{AGUA[BWPD]}{PETROLEO[BPPD]}$$

Para realizar el diagnostico este método agrupa los diferentes mecanismos de invasión de agua en tres grupos básicos:

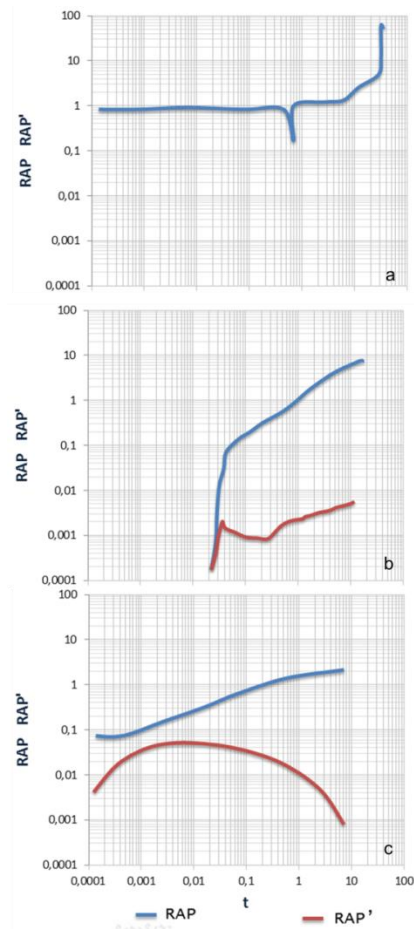
² BONDAR, V.V. Analysis and interpretation of water oil ratio performance. SPE 77569. 2002

- Grupo 1, llamado flujo marginal; conformado por los mecanismo de entrada de tipo mecánico, filtraciones en el revestidor, tuberías de producción o empaques y flujo canalizado detrás del revestidor.
- Grupo 2, que involucra la presencia de un contacto agua-petróleo dinámico y fracturas, fallas o canales que comunica directamente zonas de agua con los intervalos perforados
- Grupo 3, en el que se habla únicamente de invasión de agua por conificación

El procedimiento consiste en construir las gráficas en escala logarítmica de la relación agua petróleo y la derivada de esa con respecto al tiempo; la forma o tendencia de las curvas se interpreta así:

Figura 10 a. si el comportamiento del RAP en el tiempo inicia con un periodo relativamente estable y a partir de un punto determinado comienza a ascender con tendencia a formar una línea vertical, el diagnostico que ofrece esta metodología es que el problema es de tipo mecánico; para determinar si se trata de filtraciones en el revestidor, tuberías de producción o empaques o flujo canalizado detrás del revestidor específicamente, se debe recurrir a registros que evalúen la integridad mecánica del pozo.

Figura 10 Diagramas de Chan



Fuente: BAILEY, Mike. Water Control.Sprint 2000, Schlumberger (www.slb.com) .Modificado por el autor.

Figura 10 b. si el comportamiento del RAP tiene una tendencia ascendente y la derivada de esta variable una tendencia también incremental, el diagnostico que ofrece esta metodología es que el problema se debe a un contacto agua-petróleo dinámico o a fracturas, fallas o canales; determinar específicamente cuál de estos mecanismos está actuando requiere de una evaluación e interpretación de los

registros eléctricos del pozo, de esta manera, por propiedades petrofísicas bastara para saber si existe presencia de fracturas, si por el contrario es un canal de alta permeabilidad, o si en definitiva la zona abierta, ya se considera zona de agua.

Este diagnóstico se explica fácilmente teniendo en cuenta el concepto de derivada. Cuando se habla de problemas como fracturas, canales o comunicación directa de zonas de agua, el aporte de esta a los pozos productores a medida que pasa el tiempo será mayor, por lo tanto, la derivada de la relación agua petróleo deberá ascender con el tiempo.

Figura 10 c. si el comportamiento del RAP tiene una tendencia ascendente y la derivada de esta variable presenta un pequeño lapso de comportamiento incremental pero luego una marcada tendencia descendente, el diagnostico que ofrece esta metodología, es que el mecanismo de entrada presente es la conificación.

Este diagnóstico, de la misma forma que el anterior, se explica con el concepto de derivada: cuando se habla de problemas como conificación, el aporte de agua inicialmente aumenta pero solo hasta que el cono alcanza el intervalo perforado (tiempo en el que la derivada asciende), después, el aporte de agua se va manteniendo cada vez más constante por lo que la razón de cambio (derivada) irá disminuyendo tendiendo a cero (no existe cambio).

La interpretación que se les da al comportamiento de la relación agua petróleo y la derivada de esta relación en el tiempo, fue hecha con base en datos de experiencias en campo y estudios en simulación de yacimientos.

2.2.2. RESULTADOS

La metodología de diagnóstico de las curvas de Chan se realizó para los 43 pozos pertenecientes a los campos en estudio, con base en los datos de producción reportados diariamente.

Los valores de la derivada se calcularon por aproximación numérica, utilizando diferencias finitas de primer orden como se muestra en la ecuación 2. La derivada calculada de esta forma, expresa la razón de cambio diaria en el corte de agua.

Ecuación 2

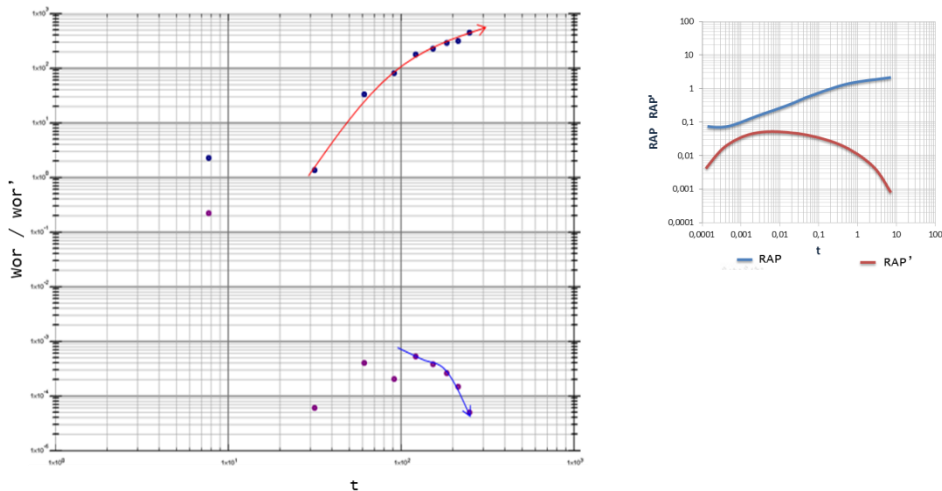
$$RAP' = \frac{RAP_{t_2} - RAP_{t_1}}{t_2 - t_1}$$

Donde, RAP' es la derivada del RAP

RAP_{t_1} , es el valor del RAP a un tiempo 1 t_1

RAP_{t_2} , es el valor del RAP a un tiempo 2 t_2

Figura 11 Ejemplo de análisis de las curvas de Chan

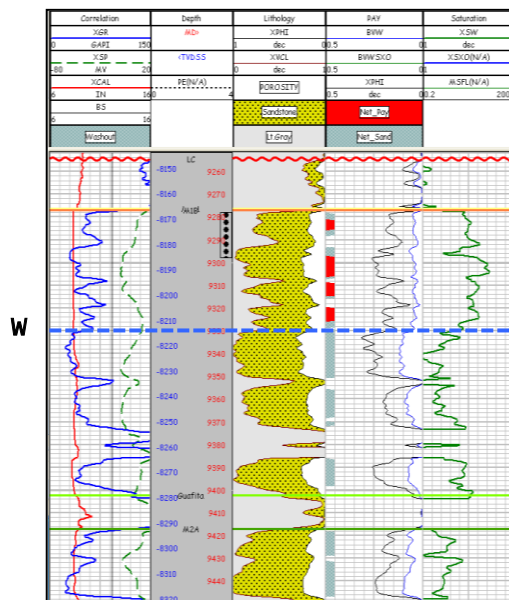


Fuente: Elaborada por el Autor

Para la mayoría de los pozos se obtuvieron resultados como el que se muestra en la figura 11 donde se ve claramente que, según la metodología, se trata de un problema de conificación.

Los resultados de todos los pozos se correlacionaron con los registros eléctricos para verificar su coherencia. La figura 12 muestra esta interpretación para el mismo pozo al que pertenece la gráfica de Chan que se mostró en la figura anterior; como se puede observar en el registro, el contacto agua petróleo (WOC) se encuentra muy cerca de los intervalos perforados y la arena muestra alta homogeneidad sin presencia de barreras impermeables; teniendo en cuenta esta consideración, además de que las bombas electrosumergibles ejercen un alto diferencial de presión y que el aceite presente tiene una alta gravedad API lo que se traduce como un diferencia considerable de gravedades específicas entre el agua y el aceite, es posible que al poner en producción el pozo, al poco tiempo se genere un desplazamiento vertical del WOC formando el fenómeno de conificación.

Figura 12 Registros eléctricos pozo de Nuevos Campos



Fuente: Occidental de Colombia, inc.

Por motivos prácticos no se muestran las gráficas de todos los pozos y la interpretación de sus respectivos registros; los resultados se resumen en la tabla1; como se observa la causa principal de entrada de agua a los pozos productores se da a través de la conificación.

Tabla 1 Resultados de predicción sobre mecanismo de entrada de agua

Campo	Diagnostico (Numero de pozos)		
	Flujo marginal	Canalización	Conificación
Caricare	3	1	17
Terecay	0	0	5
Canagüey	0	2	10
Morrocoy	0	0	5

Fuente: Elaborado por el autor

3. CONTROL DE AGUA

La conificación de todos los mecanismos de entrada de agua, es considerado como el problema más complejo de tratar; como se mencionó en breve en el capítulo anterior este mecanismo de entrada de agua se da cuando están simultáneamente presenten los siguientes factores:

- Presencia del contacto agua aceite cerca de la zona perforada
- Altas caídas de presión
- Permeabilidad vertical relativamente alta
- Diferencia significativa de densidades entre el agua y el aceite

Si los intervalos perforados ya se encuentran lo más alejados posible de la zona de agua, el único de los anteriores factores que se puede modificar directamente evitando la conificación, es la caída de presión involucrando una variable denominada Tasa crítica.

3.1. SOLUCIÓN A LA CONIFICACIÓN

La tasa crítica se conoce como el máximo caudal que puede producir un pozo sin generar problemas de conificación, producir por debajo de esta tasa crítica corresponde entonces a la única solución a la conificación.

Para determinar la tasa crítica de producción existen en la literatura diferentes correlaciones basadas en propiedades del yacimiento y propiedades de los fluidos; a continuación se mostraran las correlaciones más usadas en la industria para calcular esta variable.

- Método de Craft & Hawkins (1959)³

Ecuación 3

$$q_c = \frac{0.007078 k_o h (P_{ws} - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln(r_e/r_w)} PR$$

$$\text{donde, } PR = b \left[1 + 7 \sqrt{\frac{r}{2 b h} \cos(90b)} \right]$$

- Método de Meyer, Gardner & Pirson (1954, 1977)⁴

Ecuación 4

$$q_o = 0,00153 \frac{\rho_o - \rho_g}{\ln(r_e/r_w)} \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \right) (h^2 - (h^2 - (h - h_p)^2))$$

Ecuación 5

$$q_o = 0.001535 * \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \right) * \left(\frac{h^2 - h_p^2}{\ln(r_e/r_w)} \right) * \left[(\rho_w - \rho_o) * \left(\frac{\rho_o - \rho_g}{\rho_w - \rho_g} \right)^2 + (\rho_o - \rho_g) * \left(1 - \frac{\rho_o - \rho_g}{\rho_w - \rho_g} \right)^2 \right]$$

- Método de Chaperon (1986)⁵

Ecuación 6

$$q_o = \frac{k_o * h^2}{2046 * B_o * \mu_o} * [\Delta\rho] * q_c$$

^{3, 4, 5} ESCOBAR Freddy, Fundamentos de la Ingeniería de Yacimientos. Editorial Universidad Surcolombiana. 2007.

- Método de Schols (1972)⁶

Ecuación 7

$$q_o = \frac{(\rho_w - \rho_o) * k_o * (h^2 - h_p^2)}{2049 * B_o * \mu_o} * \left[0.432 + \frac{\pi}{\ln(r_e/r_w)} \right] * \left[h/r_e \right]^{0.14}$$

- Método de Hoyland - Papatzacos – SkjaevelandMethod (1989)⁷

Ecuación 8

$$q_o = \frac{(\rho_w - \rho_o) * k_o}{173.35 * B_o * \mu_o} * \left[1 - \left(\frac{h_p}{h} \right)^2 \right]^{1.325} * h^{2.238} * [\ln(r_e)]^{-1.990}$$

Ecuación 9

$$q_{oc} = \frac{651.4 * B_o * \mu_o * q_o}{h^2 * (\rho_w - \rho_o) * k_o}$$

Ecuación 10

$$r_e' = \frac{r_e}{h} \sqrt{\frac{k_v}{k_h}}$$

Con el objetivo de determinar la tasa crica para el caso particular del área de Nuevos Campos, se emplearon algunas de las correlaciones reemplazando las variables con propiedades promedio del yacimiento y de los fluidos presentes en

^{6, 7} ESCOBAR Freddy, Fundamentos de la Ingeniería de Yacimientos. Editorial Universidad Surcolombiana. 2007.

las arenas productoras (M1, M2, K1, K2), los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2 Tasas críticas de Conificación para Nuevos Campos

MÉTODO	TASA CRITICA (STB/D)			
	M1	M2	K2	K3
Meyer GarnerPirson	52	38	4	7
Chaperon	49	30	2	8
Schols	61	46	5	8
HoylandPapatzacosSkjaeveland	64	50	5	8
Joshi	52	38	4	7
Sobocinski Cornelius	155	126	11	23
BournazelJeanson	126	103	9	18
Guo Lee	29	124	44	14
Condiciones Actuales	4500	9000	1800	2300

Fuente: Elaborado por el autor.

La anterior tabla muestra que las tasas críticas para cada arena productora es muy pequeña en comparación con las tasas a las que actualmente producen los pozos completados en esas arenas (última fila); según estos resultados, la solución a la conificación para Nuevos Campo es económicamente imposible ya que reducir las tasas de producción a una centésima parte de la producción actual acabaría con la rentabilidad económica de los campos.

3.2. MÉTODOS PARA CONTROLAR LA CONIFICACIÓN

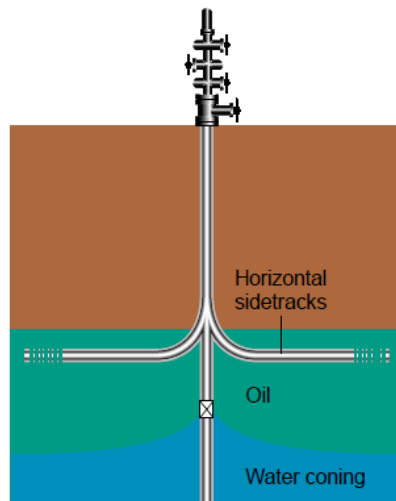
Evidentemente, la conificación es un problema con el que se debe convivir en el área de Nuevos Campos, sin embargo, existen técnicas que permiten mitigar o

controlar su efecto en la producción de los pozos; dentro de las técnicas más recomendadas y aplicadas en la industria se encuentran las perforaciones horizontales laterales (sidetracks), los modificadores de permeabilidad relativa y los geles sellantes.

3.2.1. Perforaciones horizontales laterales (Sidetracks)

Las perforaciones horizontales laterales consisten en perforar brazos horizontales al pozo ya existente y aislar la zona perforada del pozo vertical; la conificación se controla debido a que la caída de presión se reduce considerablemente por tratarse de perforaciones horizontales y la composición geométrica de los brazos permitirá barrer las zonas alrededor del cono ya formado.

Figura 13 Esquema de perforación horizontal Sidetracks

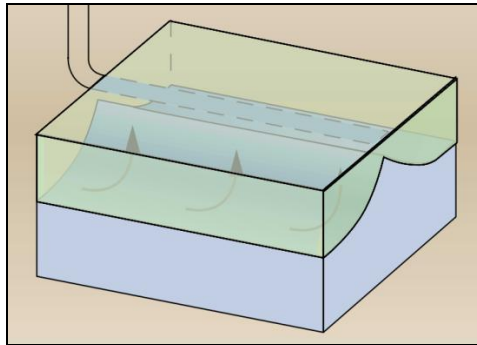


Fuente: BAILEY, Mike. Water Control.Sprint 2000, Schlumberger

Esta técnica es la forma más fácil de tratar la conificación, sin embargo, el alto costo económico corresponde a la principal razón para ir en búsqueda de otras

posibilidades; en el estudio particular para Nuevos Campos además de esta razón, se descartó esta tecnología por una condición más fuerte: las arenas son tan homogéneas que así la caída de presión se reduzca considerablemente el ascenso del contacto justo debajo del intervalo productor es inevitable; tarde o temprano resultará en el problema de conificación en pozos verticales, el ascenso del contacto en forma de cresta (figura 14).

Figura 14 Fenómeno de cresta en pozos horizontales



Fuente: BAILEY, Mike. Water Control.Sprint 2000, Schlumberger

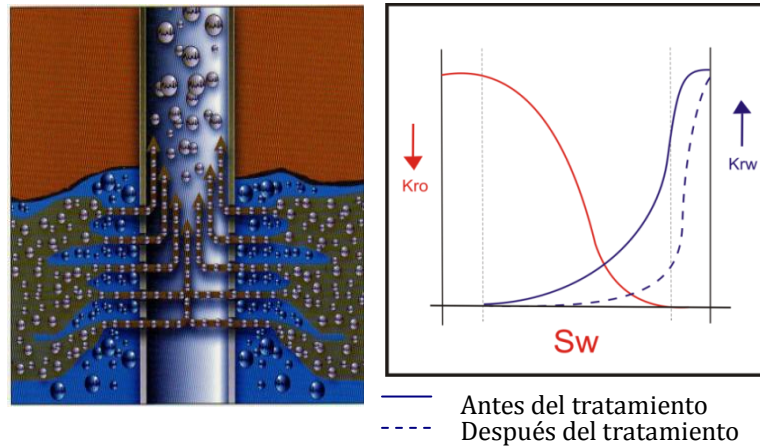
3.2.2. Modificadores de permeabilidad relativa

Los modificadores de permeabilidad relativa son polímeros que se inyectan en la cara de la formación productora modificando las propiedades de la roca y haciendo que disminuya la capacidad de flujo del agua, permitiendo de esta manera que el aceite se mueva mucho más rápido.

Esta se considera una solución muy económica pero poco eficiente sobre todo cuando existe un fuerte problema de conificación. Para el caso de Nuevos campos por las condiciones del yacimiento y de los fluidos, el método no se considera como el apropiado; la fuerza que tiene el acuífero es muy grande y el polímero

sería barrido muy rápido; para poder ver un resultado atractivo habría necesidad de constantemente inyectar polímero, lo que no corresponde a una solución práctica y económicamente viable.

Figura 15 Modificadores de permeabilidad relativa



Fuente: www.petroblogger.com

3.2.3. Inyección de geles poliméricos

La inyección de geles poliméricos en pozos productores, es un tratamiento químico que tiene como objetivo aislar mediante un gel sellante el paso de un fluido indeseado (agua o gas), evitando que este sea producido. Esta técnica también se implementa en pozos inyectores buscando aumentar la eficiencia de barrido en un proceso de inyección en formaciones altamente heterogéneas; en este caso se bloquean o aíslan los caminos preferenciales del flujo, por donde se canaliza el fluido de inyección, produciendo un redireccionamiento del fluido inyectado hacia zonas que contiene hidrocarburos y permitiendo una mayor recuperación.

Por las características de la tecnología de geles, este método se consideró como el más apropiado para tratar la conificación y controlar la producción de agua; a

partir de acá, este trabajo tiene como objetivo predecir el resultado que tendría aplicarlo y diseñar como sería la implementación.

A continuación se realizará una profundización sobre la tecnología de geles poliméricos.

- **Descripción de los químicos**

Los geles que se inyectan son una mezcla de solución polimérica, agente entrecruzador y agua.

- **Solución polimérica**

Las soluciones poliméricas son mezclas líquidas de largas cadenas de polímeros y pequeñas moléculas de disolvente. El polímero es una molécula constituida por la repetición de unidades estructurales (monómeros), conectadas por enlaces covalentes; pueden ser homopolímeros, cuando todos los monómeros son idénticos o copolímeros, cuando hay dos monómeros diferentes formando la cadena polimérica. Las propiedades de los polímeros en solución están determinadas por las características estructurales de la cadena macromolecular, ésta depende de la naturaleza de la unidad repetitiva y en el caso de los copolímeros, de la composición y la distribución de los monómeros en la cadena.

- **Agente entrecruzador**

El agente entrecruzador es una sustancia química que hace que las cadenas poliméricas se unan y entrecrucen hasta formar una red tridimensional conocida como gel. Este puede ser de naturaleza metálica u orgánica: Los entrecruzadores metálicos son el tipo más común, la mayoría de aplicaciones en campo se han

hecho con entrecruzadores derivados del cromo, aluminio, titanio y zirconio, de todos, el citrato de aluminio y el dicromato de sodio han arrojado los mejores resultados. Los entrecruzadores orgánicos han tenido éxito en procesos de gelificación cuando se mezclan con polímeros llamados poliacrilamida, entre los más comunes se encuentran el formaldehído y el metil-p-hidroxibenzoato.

- **Agua**

El agua que se emplea comúnmente es agua de producción, en el caso que esta tenga presencia de contaminantes o bacterias se recomienda utilizar agua potable ya que estos pueden afectar la estabilidad del gel o promover su degradación.

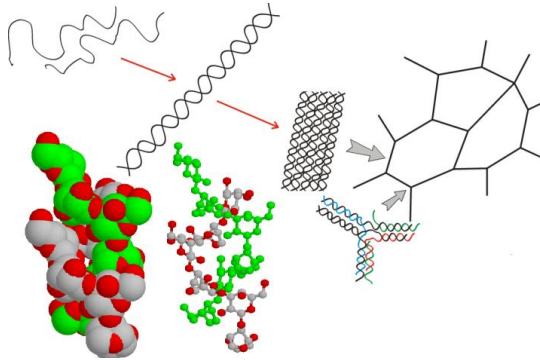
- **Proceso de formación del gel**

Para que el gel se forme, el polímero, el agente entrecruzador y el agua deben mezclarse a condiciones de presión y temperaturas propias del sistema químico y debe esperarse un tiempo denominado tiempo de gel durante el cual la mezcla pasa de consistencia líquida a sólida. Esta mezcla puede hacerse en superficie y posteriormente inyectarse o puede hacerse en el yacimiento inyectando baches secuenciales de polímero y baches de agente entrecruzador.

El gel se forma por la interacción química de los tres componentes; inicialmente las cadenas poliméricas están protegidas por vainas de moléculas de agua, que solvatan sus grupos funcionales; estas moléculas de agua se unen por puente de hidrógeno a los grupos hidroxilos y la envoltura de agua de hidratación impide que los segmentos de las cadenas se toquen, sin embargo, al inyectar el entrecruzador debido a una reacción química, se reducen la vaina de hidratación que separa a las cadenas poliméricas haciendo que estas se entrecruzan y entrelazan,

llegando finalmente a una red tridimensional en estado semisólido o semirrígido de consistencia gelatinosa (Figura 16).

Figura 16 Formación de un gel



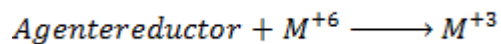
Fuente:Buzás, Z., y Chrambach, A. Un-supercoiled agarose with a degree of molecular sieving similar to that of crosslinked polyacrylamide

La reacción que permite el inicio del proceso puede ser de dos tipos, Reacciones Redox (oxidación-reducción) o Reacciones de condensación de fenoles con aldehídos; que se produzca una u otra depende de la naturaleza del entrecruzador.

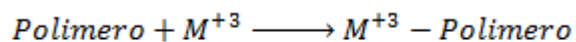
- **Reacciones Redox**

Este tipo de reacciones se dan cuando el entrecruzador empleado es de naturaleza metálica. El proceso se divide en tres etapas básica: Producción del entrecruzador activo, unión el entrecruzador activo al polímero y Entrecruzamiento de dos segmentos de polímero.

La primera etapa, producción del entrecruzador activo, se da ya que el agente entrecruzador no puede realizar su función directamente, entonces, se hace necesaria una modificación en su estructura electrónica. La reacción que realiza esta modificación es una reacción tipo Redox; estas son reacciones de transferencia de electrones, por lo tanto, para que se produzcan, en el sistema debe haber un elemento que ceda electrones (agente reductor) y otro que los acepte (agente oxidante). Por lo anterior, cuando se utilizan este tipo de entrecruzadores el sistema se amplía a polímero/entrecruzador/agente reductor/agua. Los metales en el agente entrecruzador tiene una valencia de +6, lo que los hace inactivos; el agente reductor reacciona con la solución de entrecruzador cediendo tres electrones al metal, quedando este convertido en un ion metálico +3.



De esta forma el agente reductor se convierte en un elemento oxidado y el metal en un elemento reductor con una configuración electrónica activa para formar enlaces. La segunda etapa correspondiente a la unión del agente entrecruzador y el polímero se lleva a cabo a través de enlaces iónicos. Los polímeros tienen zonas electrónicamente negativas que corresponden a grupos funcionales tales como carboxilatos. Ya que después de la reacción redox los iones metálicos quedaron cargados positivamente, el enlace entre estas dos partes se hace inevitable.



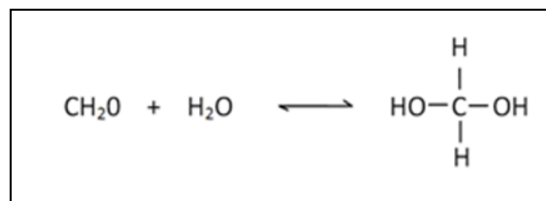
El mecanismo químico exacto de la tercera etapa en la que el ion metálico entrecruza dos moléculas de polímero, no se conoce con exactitud. Sin embargo, se ha encontrado que los esfuerzos de cizalla sobre la solución en esta etapa incrementan la tasa de gelación lo que indica que un proceso de difusión controlada se encuentra asociado.

Muchos autores, dada la no polaridad de los polímeros, afirman que las cadenas poliméricas son atraídas entre sí por fuerzas de Van der Waals hasta formar una red tridimensional que corresponde al gel.

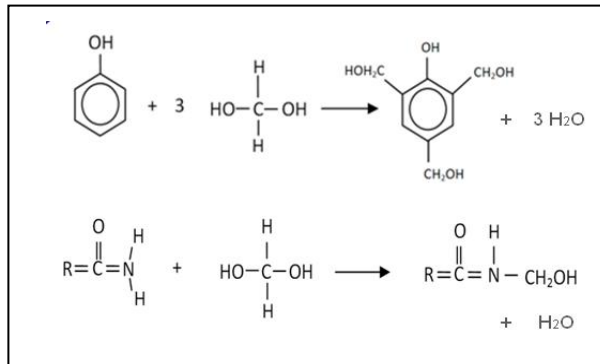


○ **Reacciones de condensación de fenoles con aldehídos**

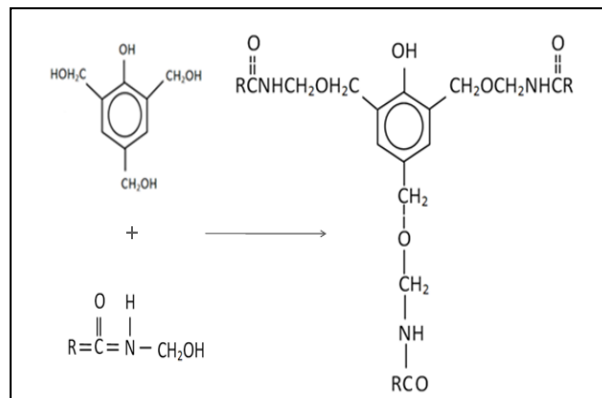
Este tipo de reacción se lleva a cabo cuando la naturaleza del entrecruzador empleado es orgánica; el sistema que comúnmente se emplea en la industria se basa en un polímero llamado poliacrilamida y un entrecruzador formado por fenol y formaldehído. La gelación ocurre en vía a la formación de tres brazos de hidroximetil fenol por la reacción de condensación del fenol con el formaldehído, la cual subsecuentemente condensa con el grupo funcional amida del polímero para formar una red 3D.



Una ruta alternativa puede ser la condensación del grupo amida del polímero con el diol metileno, el cual es formado por un la reacción del formaldehido con el agua.



El compuesto resultante puede entonces condensar con el hidroximetil fenol para formar una red tridimensional. Es posible que la formación de gel sea una combinación de las dos rutas.



- **Equipo de superficie**

El equipo de superficie necesario para inyectar geles poliméricos, está conformado por una unidad de mezclado y una unidad de bombeo (figura 7). La unidad de

mezclado incluye una tolva alimentadora de polímero, un mezclador de polímero, y un sistema dosificador de entrecruzador; debido a que el polímero se encuentra inicialmente en forma de polvo, se incluye un sistema de humectación conformado por tambores rotadores, sopletes y conos humectantes (figura 8); la función de esta unidad es preparar la mezcla y que esta sea lo más homogénea posible para garantizar un proceso de gelación altamente eficiente. La unidad de bombeo lo conforma una bomba tipo triplex, que envía la mezcla en superficie a la profundidad donde se desea poner el gel.

Figura 17 Unidad de mezclado y unidad de bombeo



Tolva alimentadora de polímero



Mezclador



Dosificador



Bomba Triplex

Fuente: TIORCO, Inc. Tecnologías para la Recuperación Mejorada de Petróleo & Control de Agua

Figura 18 Unidad de humectación de polímero.



Cono humectante

Soplete

Tambor rotador

Fuente:TIORCO, Inc. Tecnologías para la Recuperación Mejorada de Petróleo & Control de Agua

- **Técnicas de inyección**

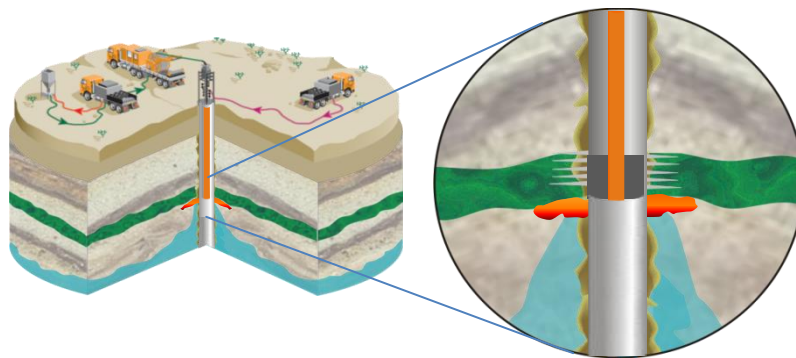
Una de las partes más importantes a tener en cuenta en el diseño de un proyecto de inyección de geles tiene que ver con la selección de la técnica que se emplea para inyectar y situar el gel dentro del yacimiento. La importancia que hay que poner en esta parte del diseño se debe a los graves problemas que se pueden ocasionar si este proceso no se realiza correctamente; entre los principales inconvenientes se encuentran situar el gel en una zona de petróleo y el no adecuado desplazamiento radial del gel dentro del yacimiento. Dependiendo de las propiedades del yacimiento existen dos técnicas que se pueden emplear con el fin de evitar estas situaciones.

- **Aislamiento Mecánico**

Esta técnica es la más simple, consiste en poner un empaque en la zona productora con el objetivo de evitar la entrada de solución gelante a esta durante

la inyección, luego, por tubería de trabajo se inyecta la solución de polimérica y la solución de entrecruzador o la mezcla de estas dos según sea en caso (Figura 9). Esta técnica tiene como puntos a favor la simplicidad del proceso y su bajo costo, sin embargo, funciona de forma efectiva solo en yacimientos con valores de permeabilidad vertical muy bajos, presencia de arcillas que separen la zona a aislar con la zona de petróleo, o para zonas a sellar que se encuentren de la zona de petróleo a una distancia significativamente grande.

Figura 19 Esquema de la técnica Aislamiento Mecánico



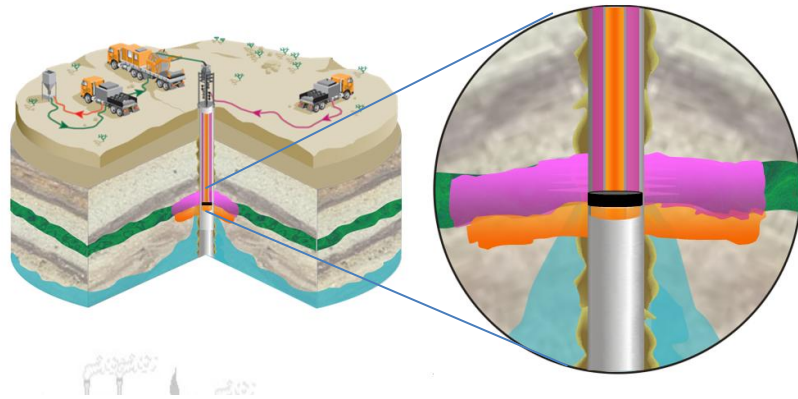
Fuente: BAILEY, Bill, CRABTREE, Mike. Water Control. Sprint 2000, Schlumberger, modificado por el autor

- **Inyección Dual**

Para formaciones muy homogéneas con altas permeabilidades verticales, inyectar con aislamiento mecánico protege la zona de petróleo durante la inyección, sin embargo, después de que la solución gelante entra a la formación esta se dispersará por el medio poroso en forma esférica dañando la zona de petróleo.

Para este tipo de situaciones se recomienda inyectar el gel por medio de un proceso de inyección conocido como inyección dual; este consiste en poner un empaque inflable justo debajo de la zona de petróleo (para el caso en que se quiera aislar una zona más profunda) e inyectar por tubería de trabajo la solución gelante; por en anular, al mismo tiempo, se inyecta un fluido de protección compatible con el aceite del yacimiento (comúnmente se utiliza gasóleo o diesel) (Figura 20). El objetivo de esta técnica es que los dos fluidos se inyecten a la misma presión de manera que el diferencial de presión en la interface de estos sea aproximadamente cero; con esta condición se garantiza que no haya desplazamiento ascendente del gel y la zona de aceite este totalmente protegida.

Figura 20 Esquema de la técnica inyección dual



Fuente: BAILEY, Bill, CRABTREE, Mike. Water Control. Sprint 2000, Schlumberge, modificado por el autor.

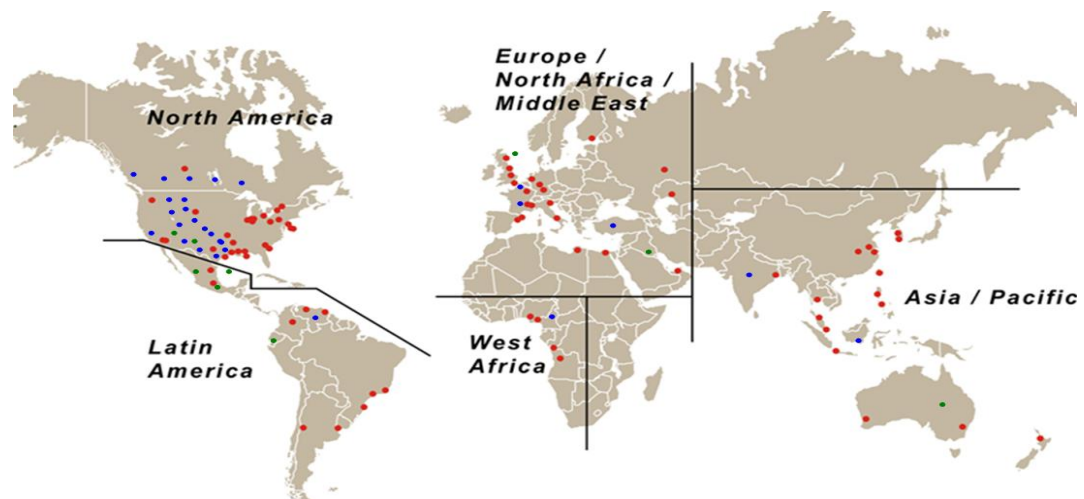
4. PARÁMETROS DE SELECCIÓN

Evaluar la posibilidad de implementar geles poliméricos con buenos resultados es una tarea que requiere de bastante trabajo; el primer paso a seguir corresponde a determinar los parámetros que rápidamente nos indiquen si es posible o no llevar a cabo el proyecto.

Como en la literatura no existe un screenning formal de la tecnología, en este capítulo se determinarán los parámetros cruciales y el rango en que estos deben estar con base en experiencias de campos, consultoría con empresas que ofrecen este tipo de servicios y fichas técnicas de los geles que se encuentran en el mercado.

4.1. EXPERIENCIAS DE CAMPO

Figura 21 Aplicaciones de la tecnología de geles poliméricos en el mundo



Fuente: recopilación de información encontrada en la página web oficial de TIORCO, HALLIBURTON y GELTEC; Imagen modificada por el autor integrando esta información.

La inyección de geles se ha implementado en varios campos del mundo para tratar problemas no solo de conificación sino también de fracturas y canales tanto en pozos productores como en inyectores de agua y de químicos; en la mayoría de estos casos los resultados fueron favorables. La Figura 21 muestra las aplicaciones hechas por las empresas de servicio Tiorco, Halliburton y Geltec.

Con el objetivo de aprender lo mayor posible de esta tecnología y determinar los parámetros de selección, se realizó una rigurosa búsqueda en la literatura sobre las aplicaciones de geles hechas en los campos del mundo; como se mencionó, estas aplicaciones no solo tenían como objetivo tratar pozos productores con conificación, sin embargo, el comportamiento del gel, su estabilidad y degradación no dependen de la función que realizará si no de las condiciones del medio en el que se inyectó; por esta razón, se seleccionaron todas las aplicaciones de geles con información relevante.

El estudio de las experiencias de campo incluye la información de las características de yacimiento y datos de producción e información sobre el proceso de diseño: selección de los químicos, de los pozos candidatos, cálculo del radio de penetración del gel y volúmenes necesarios a inyectar, dinámica de la operación de inyección y resultados de la aplicación; la información obtenida para las experiencias que más contribuyeron se encuentra resumida en los anexos de este documento, la mayoría de la información fue obtenida de publicaciones hechas por las empresas de servicio que realizaron el tratamiento.

La referencia más importante que cabe la pena incluir dentro del cuerpo principal de este trabajo fue la aplicación de esta tecnología en el Campo Guafita.

4.1.1. Campo Guafita (Venezuela)⁸

El campo Guafita está ubicado en Venezuela en la provincia de Apure limitando con el departamento de Arauca, Colombia y corresponde a la extensión del yacimiento de Llanos Norte hacia el área de Venezuela.

Por tratarse del mismo yacimiento, está presente el mismo acuífero radial infinito que mantiene la presión cerca a la presión inicial del yacimiento y garantiza altas productividades; al igual que en Nuevos Campos, los pozos tienen como método de levantamiento artificial bombas electrosumergibles y la producción de alta y prematura entrada de agua fue la razón para implementar geles poliméricos.

Figura 22 Localización del campo Guafita



Fuente: www.contadorpublico.co.ve, modificado por el autor

- **Descripción del yacimiento**

El yacimiento, mas somero que en Nuevos Campos, se caracteriza por producir un crudo de 28°API, está localizado a 6900 ft de profundidad y consiste de un anticlinal buzando a 3° hacia el noroeste. Está compuesto por areniscas de

⁸PRADO, M and PALENCIA, J. Two different water shutoff applications in a poorly consolidated sandstone reservoir with strong water drive. SPE 93060. 2005

excelentes propiedades petrofísicas, una porosidad promedio de 25% y una permeabilidad en el rango entre 500 y 3000 md.

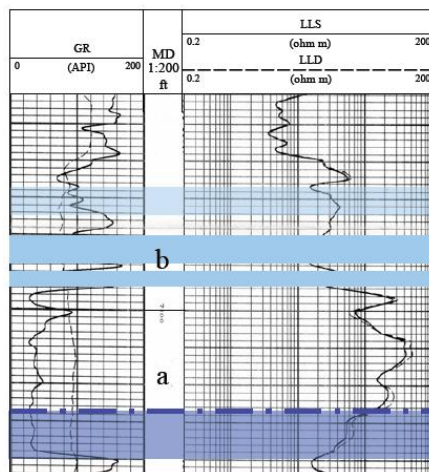
Las formaciones productoras consisten de depósitos fluviales deltaicos con influencia de un sistema de transgresión marina. Es considerado un yacimiento de areniscas depositado en un ambiente de baja energía y un subsecuente avance del mar.

Los granos de las rocas son pobremente consolidados lo que causa problemas de producción de arena, por esta razón ha sido necesario usar sistemas de control de arena de empaquetamiento con grava en el completamiento de los pozos.

El yacimiento ha sido producido desde 1984 y después de más de dos décadas la presión ha caído tan solo 150 psi como consecuencia del excelente mecanismo de empuje natural presente. La actual presión de yacimiento esta alrededor de los 2950 psi y la temperatura en 190°F.

- **Identificación del problema**

Figura 23 Registro rayos Gamma y resistividad

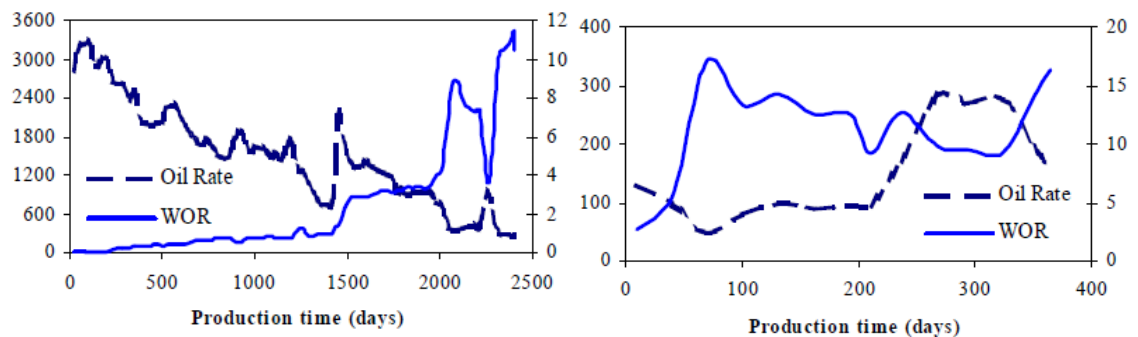


Fuente: PRADO, M and PALENCIA, J. Two different water shutoff application in a poorly consolidated sandstone reservoir with strong water drive. SPE 93060.

Los registros de rayos gama y resistividad (Figura 23) muestran que en el tope de la estructura del campo (a en la figura) se encuentran los granos más pequeños y hay evidencia de intercalaciones de lentes de arcilla y cuerpos de arena con alta saturación de agua, lo que produce una fuerte variación de la permeabilidad; en la base de la estructura (b en la figura) los granos son mucho más grandes y la arena mucho más homogénea.

Con un procedimiento analítico similar al mostrado en el capítulo 2 de este trabajo, se determinó el mecanismo de entrada de agua; para la evaluación se seleccionaron los pozos cuya producción involucraran solo el tope o la base de la estructura; como se muestra en la figura 24 (arriba) el comportamiento de la producción para los pozos completados en el tope, muestra una entrada casi instantánea del agua una vez puesto en producción el pozo. Para los pozos completados en la base (abajo) existe un periodo de producción limpia (producción con un bajo corte de agua) y luego una entrada de agua incremental con el tiempo.

Figura 24 Curvas de producción de pozos en Guafita (tope y base)



Fuente: PRADO, M and PALENCIA, J. Two different water shutoff application in a poorly consolidated sandstone reservoir with strong water drive. SPE 93060.

Un análisis integrado del comportamiento en la producción y la información suministrada por los registros eléctricos y los registros de calidad del cemento (CBL), concluyó que para el campo Guafita existen dos mecanismos principales de entrada de agua: canalización en el tope de la arena como producto de la variación de la permeabilidad y conificación en el fondo donde la arena es mucho más homogénea y está cerca el contacto agua aceite.

- **Diseño de implementación de geles polimérico**

Tras evaluar que método de control de agua, la empresa operadora del campo Guafita determinó que la inyección de geles sería la solución más apropiada para tratar tanto el problema de canalización como la conificación; los puntos críticos para esta decisión fueron las altas permeabilidades verticales, la poca consolidación de la roca que genera cavernas que aumentan la comunicación vertical entre capas y el hecho de que la tecnología de geles poliméricos a diferencia de muchas otras técnicas no tiene límite de penetración en el yacimiento, generando el taponamiento necesario para tratar el problema; los tratamientos propuestos fueron tanto preventivos como correctivos.

La selección de los pozos candidatos para implementar la tecnología se hizo con base en tres características principales:

- Pozos activos con una relación agua aceite mayor a 4 y un índice de productividad mayor al 1 BPD/psi, para tratamientos correctivos y pozos inactivos o activos con una taza de aceite de 150 BPD para tratamientos preventivos.
- Pozos con un alto volumen de reservas remanentes; para tratar canalización se escogieron los pozos más hacia el tope de la arena y para conificación se tomaron registros de relación carbono-oxígeno para

garantizar que la zona productora no estuviese ya barrida; esta característica fue aplicada tanto para tratamientos correctivos como preventivos.

- Pozos con una excelente integridad mecánica.

La selección del tipo de gel a emplear se realizó basada en los siguientes aspectos:

- Un gel de alta consistencia que resista a las características del acuífero, la alta permeabilidad, la pobre consolidación de la roca y la temperatura del yacimiento.
- Un gel que muestre tiempos de gelación controlables, cada aplicación tiene un objetivo diferente y por lo tanto el volumen a inyectar cambia; se necesita un sistema químico cuyo tiempo de gelación sea ajustable a las características del pozo y del proceso.
- Un gel de bajo costo. El propósito del proyecto fue evaluar la tecnología con el objetivo de extenderla a los demás pozos del campo, por esta razón, un producto de bajo costo es conveniente sobre todo teniendo en cuenta que por la porosidad y permeabilidad de la roca serán necesarios grandes volúmenes de tratamiento.

Acorde con esto, la compañía operadora seleccionó un gel compuesto por polímeros termoestables y un entrecruzador orgánico al que se le realizaron pruebas de laboratorio verificando que cumpliera con las consideraciones anteriores.

- **Resultados**

El tratamiento se realizó inicialmente en 5 pozos seleccionados según los criterios mencionados anteriormente. Para los tratamientos de canalización, la inyección se

realizó con aislamiento mecánico y para tratar la conificación fue necesario realizar inyección dual para proteger la zona de petróleo.

La implementación resultó exitosa con una significativa reducción de la producción de agua, la tabla 3 presenta los datos de producción antes y después de realizar el tratamiento con geles.

Tabla 3 Resultados del proyecto de geles en Guafita

	Antes del tratamiento	Después del tratamiento
BOPD	170	450
BWPD	2710	50
CA %	94,1	10

Fuente: PRADO, M and PALENCIA, J. Two different water shutoff application in a poorly consolidated sandstone reservoir with strong water drive. SPE 93060.

4.2. FICHAS TÉCNICAS DE LOS GELES COMERCIALES

Muchos de los criterios de selección dependen de las condiciones límites de operación que presentan los geles que se encuentran en el mercado; a continuación se presentan las principales características de los geles más usados en la industria del petróleo.

- Marcit

La tecnología MARCIT fue desarrollada por la compañía Marathon con el objetivo de poder bloquear fracturas y arenas con altas permeabilidades que conducen el agua preferencialmente tanto en pozos productores como inyectoros.

Esta tecnología, ha constituido un gran avance en el campo de las tecnologías químicas, ofrece mejoras significativas sobre las primeras tecnologías desarrolladas en su clase. Primero, el entrecruzador no representa riesgo para el personal que manipula este producto en el campo; segundo, los geles son muy robustos, capaces de formarse en condiciones extremas de yacimiento, tales como altas concentraciones de H₂S, CO₂, sólidos disueltos, y temperaturas moderadas (< 220 °F), y tercero, la mezcla y aplicación de estos productos (polímero y entrecruzador) en el campo, es directa y no requiere la tediosa y complicada labor que antes requería.

La tecnología Marcit consiste en un gel formulado con un polímero aniónico de peso molecular medio, diseñado para reducir el flujo de agua en formaciones fracturadas o con permeabilidades elevadas (>750 md). MARCIT reduce la permeabilidad en casos de conificación del agua, fracturas y canales de alta permeabilidad conectadas a un acuífero de fondo activo.

- Unogel

Los reservorios con temperaturas extremadamente elevadas (> 220 °F) dificultan la inyección de un gel convencional, debido a que las altas temperaturas ayudan a formar prematuramente el gel y hacen que la colocación de grandes volúmenes resulte difícil de realizar. Unogel es un producto desarrollada por UNOCAL que permite colocar el gel en formaciones con estas condiciones de temperatura.

Este gel emplea un sistema de reticulación orgánica especial que forma el gel con mayor lentitud a temperaturas elevadas. De hecho, el sistema se forma tan lentamente que a temperatura ambiente la gelificación no se producirá. A temperaturas elevadas, los geles se forman a una velocidad lo suficientemente lenta como para permitir la colocación de grandes volúmenes en la formación. Cuando se usa en combinación con poliacrilamidas regulares parcialmente

hidrolizadas, es posible tratar yacimientos de hasta 300 °F, incluso este límite de temperatura puede ser mayor si se trabaja con polímeros especiales.

- **MARASEAL**

El gel Maraseal está formulado con altas concentraciones de un polímero aniónico reticulado de bajo peso molecular que penetra en la roca matriz para lograr un cierre completo del área contactada. Penetra en los poros de la matriz y en las fracturas más pequeñas hasta cerrar por completo el flujo de líquido en el intervalo tratado, reduciendo la permeabilidad. El gel forma un compuesto similar a una goma, que resulta estable en las condiciones más severas de la formación. Se ha demostrado que este gel es lo suficientemente fuerte como para resistir presiones diferenciales superiores a 2.000 psi.

Maraseal muestra una estabilidad y duración comprobada, pudiéndose colocar en presencia de H₂S, CO₂ y en una amplia variedad de entornos de pH. Se dispone de dos versiones del sistema de gel, para aplicaciones en bajas temperaturas, menores a 141 °F (61 °C), y altas temperaturas, 141 °F a 260 °F (61 °C a 127 °C). El tiempo de acción del gel se puede adaptar fácilmente para cumplir con las condiciones exactas del pozo y controlar el tiempo de gelificación.

4.3. CRITERIOS DE SELECCIÓN

Después de la revisión en la literatura de los casos de campo, las características y los rangos de operación de los geles que se encuentran en el mercado y de consultar con las empresas TIORCO, HALLIBURTON y GELTEC, especialistas en este tipo de tratamientos, se seleccionaron los parámetros más relevantes para evaluar la tecnología.

Tabla 4 Parámetros técnicos de selección

Factibilidad Técnica	
Mecanismo de entrada de agua definido	Definido conificación
Porosidad	>15%
Permeabilidad	>100 md
Mineralogía	Sin presencia de minerales metálicos
Calidad del agua	Agua tratada, Baja dureza y salinidad
Temperatura	70 ° F - 260 ° F
Integridad mecánica	Sin obstrucciones ni fugas

Fuente: Elaborado por el autor

La selección se hizo con base en dos criterios: la factibilidad técnica del tratamiento y la factibilidad económica y el riesgo que se corre al implementarlo; la tabla 4 y 5 presenta los parámetros seleccionados y el rango en que estos deben estar para que la tecnología sea aplicable. Para los criterios económicos y de riesgo no es correcto especificar valores, el análisis es muy particular del campo en estudio.

Tabla 5 Parámetros económicos y de riesgo de selección

Factibilidad Económica y riesgo
Reservas
Potencial de producción
Tasa de producción de aceite
Corte de agua
Factor de recobro

Fuente: Elaborado por el autor

5. FACTIBILIDAD Y SELECCIÓN DE CANDIDATOS

Con la información adquirida en el capítulo anterior, es posible realizar un análisis rápido para descartar si la tecnología de geles poliméricos se pueden implementar o no en un campo con determinadas características de yacimiento y determinadas características de producción; si la respuesta es favorable, el siguiente paso a seguir consiste en realizar un riguroso diseño que optimice el tratamiento al punto de obtener el mayor beneficio económico explotando correctamente el yacimiento.

5.1. APLICACIÓN DE CRITERIOS DE SELECCIÓN Y ANALOGÍAS

En este trabajo se entiende como factibilidad el hecho de afirmar que desde el punto de vista teórico, es decir, solo analizando la información sin ir a pruebas físicas y simulación, que la tecnología es aplicable según las condiciones particulares de un campo. La metodología a seguir para analizar este criterio consiste en comparar los parámetros de selección expuestos al final del capítulo anterior con los valores que se encuentran para una aplicación en particular.

Un paso siguiente que se recomienda antes de entrar en pruebas y simulación es realizar un análisis de analogías; este consiste en comparar y encontrar similitudes entre el campo en estudio y casos exitosos en los que se haya llevado a cabo el mismo tratamiento con el mismo objetivo y a condiciones muy parecidas.

Para el área en estudio de este trabajo los parámetros de selección se encuentran dentro del rango estimado como se ve en la tabla 6; el análisis de analogías fue algo muy sencillo ya que se corrió con la suerte de que la tecnología se haya implementado en el mismo yacimiento (Campo Guafita) y que hubiese resultado

efectiva; este es un hecho muy importante que confirma la factibilidad del tratamiento para la zona y reduce en gran parte el riesgo y la incertidumbre del proyecto.

Tabla 6 Parámetros técnicos de selección

Factibilidad Técnica	Valor aceptado	Valor promedio de la zona
Mecanismo de entrada de agua definido	Definido conificación	√
Porosidad	>15%	20%
Permeabilidad	>100 md	400 md
Mineralogía	Sin presencia de minerales metálicos	√
Calidad del agua	Agua tratada, Baja dureza y salinidad	√
Temperatura	< 300° F	220° F
Integridad mecánica	Sin obstrucciones ni fugas	√

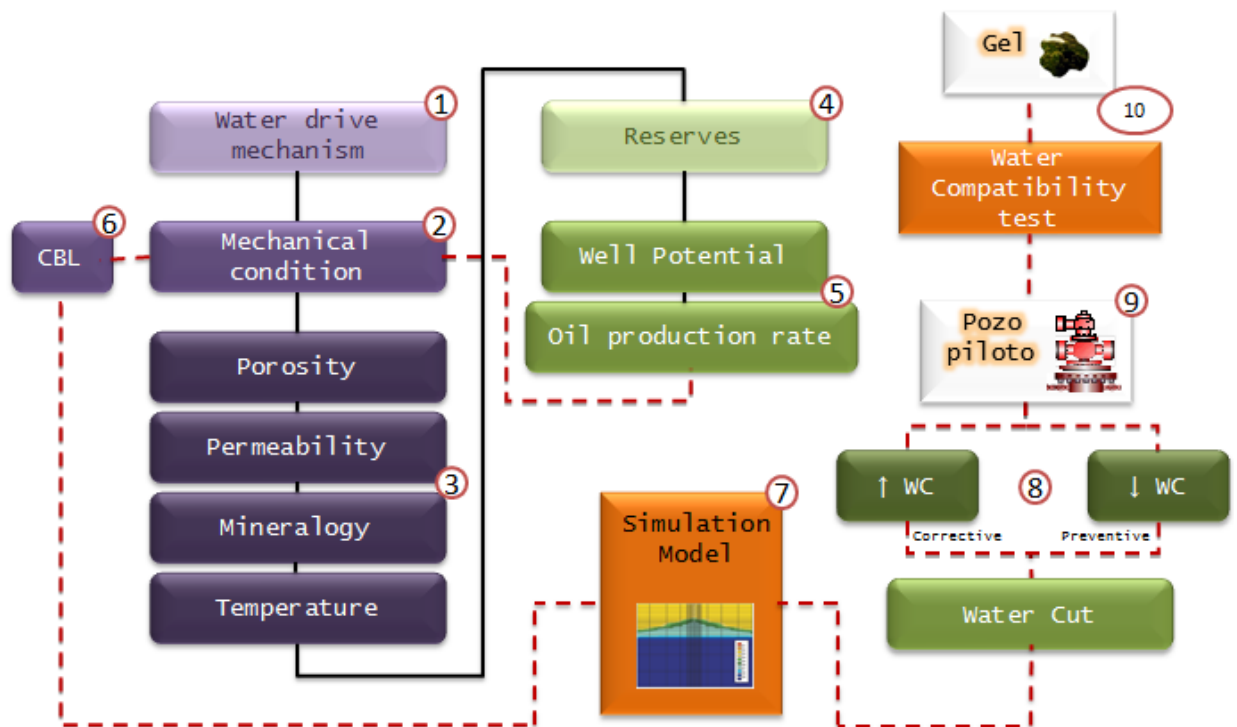
Fuente: Elaborado por el autor

5.2. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

El hecho de que un campo se considere apto para la inyección de geles no indica que todos sus pozos lo sean; muchas veces las técnicas de control de agua se descartan por que los proyectos se aplican en pozos que no cumplen con las especificaciones o son pozos próximos a abandonar donde ya el problema de agua es muy crítico; en estos casos, las condiciones son demasiado pesimistas y se castiga la tecnología sin una evaluación realmente objetiva.

Para realizar una selección de pozos candidatos a la inyección de geles en pozos productores afectados por conificación, se diseñó una metodología que evalúa todos los parámetros importantes; la metodología se debe seguir paso a paso y pozo a pozo, y cuando alguna de las condiciones no se cumpla se debe descartar el pozo o analizar si existe alguna forma de subsanar el problema. El orden en que se colocaron las propiedades depende de la facilidad de obtenerlas y así no invertir tiempo buscando información de pozos que con datos más simples o de más fácil acceso ya se hubieran descartado.

Figura 25 Metodología de selección de pozos



Fuente: Elaborado por el autor

El diagrama de este proceso se muestra en la Figura 25 y se describirá paso a paso según la numeración mostrada en la figura:



1. Antes que nada, se debe haber realizado un análisis como el propuesto en el capítulo 2 para saber que efectivamente el mecanismo de entrada de agua es conificación.
2. Se debe realizar una revisión del estado mecánico del pozo, verificando que no hayan condiciones que impidan realizar el tratamiento.
3. Se analiza la porosidad, permeabilidad, mineralogía, y temperatura de la arena productora del pozo y se verifica que se encuentre dentro del rango expuesto en la Tabla 4 al final del capítulo 4.
4. Se analizan las reservas recuperables del pozo en la arena completada, este paso es importante para la factibilidad económica del proyecto ya que un valor aceptable de reservas determina si el proyecto se puede pagar o no; el límite, valor aceptable de este parámetro, es muy subjetivo, se aconseja se estime según los criterios de la empresa para evaluar proyectos.
5. El potencial del pozo y la tasa actual de producción de aceite dan un indicativo de la criticidad de la conificación; potenciales muy altos con tasa de producción de aceite muy bajos indican que las dimensiones del cono son muy grandes y por lo tanto se requieren de grandes volúmenes de tratamiento; aunque el impacto de este parámetro se debe evaluar con simulación numérica de yacimientos para probar la tecnología se sugiere seleccionar un punto medio en estos parámetros que no dé resultados ni tan optimistas ni tan pesimistas.
6. Si el pozo pasa los anteriores pasos se debe revisar el registro de la calidad del cemento (CBL), las condiciones del cemento deben ser excelentes para así asegurar la integridad mecánica del pozo durante el tratamiento.
7. Hasta este paso, los pozos se consideran candidatos potenciales, sin embargo modelar numéricamente la respuesta de los pozos al tratamiento es indispensable para tomar una decisión mucho más acertada (el procedimiento de este paso se explica en detalle en el próximo capítulo)
8. El modelamiento numérico y el corte de agua actual del pozo determinarán si al pozo se le puede realizar un tratamiento correctivo, o en definitiva se

deben buscar zonas aun no cañoneadas y situar el gel antes de iniciar la producción.

9. El análisis de los resultados de los pozos más un análisis económico que se realizara en el capítulo 7, selecciona los pozos candidatos.
10. Por último mediante pruebas de laboratorio que se escapan del alcance de este trabajo se seleccionan los químicos formadores del gel.

Para implementar esta metodología en el área de nuevos campos, se generó una tabla dinámica en Excel cuyo código de programación sigue los pasos del 1 al 5 sugeridos; la elaboración de esta macro, facilita y dinamiza el trabajo de selección sobre todo cuando hay gran número de pozos a analizar, la Figura 26 muestra un pantallazo de la herramienta.

Figura 26 Tabla dinámica Selección de candidatos

 Inyección de geles													
Parámetro		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	Rom
		CC-001	CC-002	CC-003	CC-004	CC-005	CC-006	CC-007	CC-008	CC-010	CC-011		
Unidad		K2A1	K2A1	K2A1	C5	K2A	MDA	MDA	MDA	MI11	K3	MI11	
Tipo de formación		arenisca	arenisca	arenisca	arenisca	arenisca	arenisca	arenisca	arenisca	arenisca	arenisca	arenisca	
No de intervalos		1	3	1	1	1	1	1	2	2	3	1	
Intervalos perforados		8	6 6 4	5	10	20	8	6	4 15	19 6 8	5 3 3	8	
Net Sand		22	3 19 10	13	34	40	11	16	1 8	19 10 12	7 0 3	5	
Mecanismo de entrada agua		Confiteacion Canalización Flujo Marginal	Confiteacion Canalización Flujo Marginal	Confiteacion Canalización Flujo Marginal	Confiteacion Canalización Flujo Marginal	Confiteacion Canalización Flujo Marginal	Confiteacion Canalización Flujo Marginal	Confiteacion Canalización Flujo Marginal	Confiteacion Canalización Flujo Marginal	Confiteacion Canalización Flujo Marginal	Confiteacion Canalización Flujo Marginal	Confiteacion Canalización Flujo Marginal	Confiteacion Canalización Flujo Marginal
Porosidad		20.00%	18.12%	20.31%									14.28%
Permeabilidad		400	3118 944	3676.69									1771.99
Presencia de Minerales anómalos		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Calidad del agua		f Salinidad f Dureza C Normales	f Salinidad f Dureza C Normales	f Salinidad f Dureza C Normales	f Salinidad f Dureza C Normales	f Salinidad f Dureza C Normales	f Salinidad f Dureza C Normales	f Salinidad f Dureza C Normales	f Salinidad f Dureza C Normales	f Salinidad f Dureza C Normales	f Salinidad f Dureza C Normales	f Salinidad f Dureza C Normales	f Salinidad f Dureza C Normales
Temperatura		100	237.6	237.6									227
Intensidad mecánica		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Reservas		72 8549	1074017	699,887	532342 6665	121518 037	810224	9903 96	1422518	2686012	622671	464428 9035	
Factor de recobro				49	1565	809	5069 79	1370721	9150	1133	4972	3537	
Tasa de producción de agua		2237	15285	784 4	268	236	147 15	179 85	215	971	132	227	
Tasa de producción de crudo		1223	267	62 6	258	236	147 15	179 85	215	971	132	227	
Potencial		3500	13500	6500	1600	2500	7100 6	18899 4	15000	2000	6000	2800	
BPI (R)		6 8 (R)	12 9 (R)	4 1 (R)	3 (R)	0 8 (R)	8 16 (R)	10 33 (R)	3 9 (R)	0 6 (R)	14 5 (R)	0 7 (R)	
WCUT inicial		176	36 03	57 21	9 92	30 85	4 92	10 24	0 53	0 5	0 6	0 8	
WCUT actual		64 67	98 29	92 96	85 87	77 84	97 18	98 70	97 70	53 8	97 42	93 96	
Comentarios													
ESTADO			⊖	⊖			⊖	⊖	⊖				
SELECCIONAR													
		Criterios											
		Limpia											

Fuente: Elaborado por el autor

De los 43 pozos que comprende el área en estudio, 15 pozos pasaron el filtro de la hoja de cálculo y la revisión del registro CBL; cabe resaltar que como se pretende probar la tecnología, los parámetros de selección se manejaron de forma más rigurosa buscando reducir el riesgo de la implementación.

6. MODELAMIENTO NUMÉRICO

El modelamiento numérico o simulación numérica se refiere a la construcción y operación de un modelo que incorpore toda la información disponible, producto de la ejecución de estudios integrados de yacimientos. Busca representar los mecanismos de producción activos, así como las principales características geológicas que permitan reproducir adecuadamente el movimiento de los fluidos en el yacimiento; con esto, se obtiene un modelo de predicción confiable que considere los aportes de las diferentes disciplinas involucradas (Ingeniería de yacimientos, Geología, Petrofísica, Geofísica y Sedimentología).

Dentro de los múltiples usos de la simulación numérica, se encuentra el poder predecir el efecto de nuevos escenarios o nuevas tecnologías que afecten directamente el yacimiento y que involucren el comportamiento de la producción, modelando de la mejor forma posible el efecto que producirían. La simulación en estos casos se ha convertido en una herramienta de tanto peso que incluso muchas empresas no realizan cambios que involucren el yacimiento sin antes haber predicho el efecto de este cambio mediante un modelo numérico.

6.1. MODELAMIENTO DE GELES POLIMERICOS

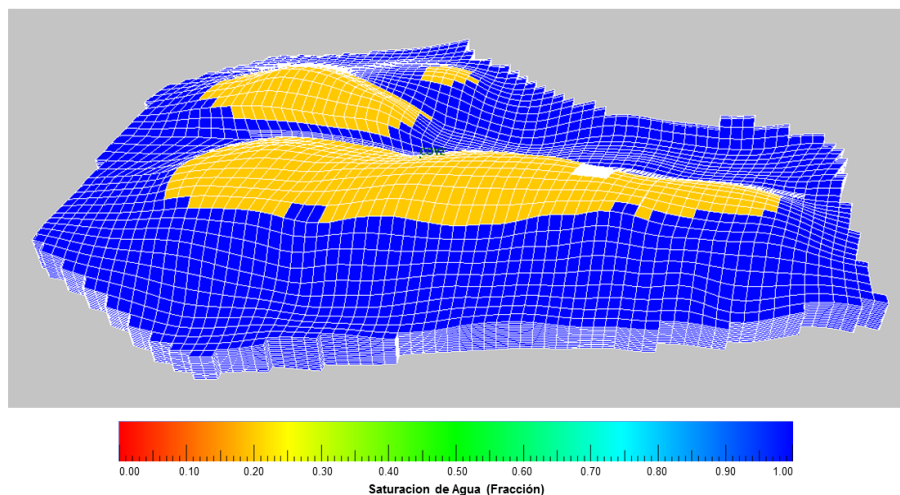
Un tratamiento con geles poliméricos se puede modelar de varias formas: simular todo el proceso de inyección prediciendo como sería el desplazamiento del gel en el yacimiento, el proceso de gelificación, la forma como que adquiriría el gel en el yacimiento, y teniendo en cuenta parámetros como presión y caudal de inyección, propiedades reológicas del gel, etc. Esta corresponde a la forma ideal, sin embargo muchas veces por factores de tiempo, dinero y disposición de licencias

de software especializados, se modela únicamente el efecto del gel suponiendo que ya ocupó un lugar del medio poroso del yacimiento. Para la última forma, un simulador de aceite negro, para yacimientos por debajo de la presión de burbuja basta para modelar el tratamiento; la forma como se simula el efecto del gel se basa en el hecho de que el gel sella ocupando el espacio poroso, impidiendo el flujo; ya que la porosidad y la permeabilidad no se pueden modificar en el tiempo en un simulador, se emplean modificadores de transmisibilidad.

La simulación del tratamiento en el área de estudio se realizó para cuatro de los pozos que pasaron el filtro; por motivos prácticos, solo se mostrarán los detalles de uno de los pozos seleccionados que pertenece al Campo Canagüey y que es productor de la arena M1.

El simulador de yacimientos que se empleó para realizar el modelamiento numérico fue VIP de Landmark, una división de HALLIBURTON y se empleó el keyword MODE TZ, MODE TY y MODE TX para simular el efecto del gel.

Figura 27 Modelo de la arena M1 del campo Canagüey (Mapa de saturación de agua)



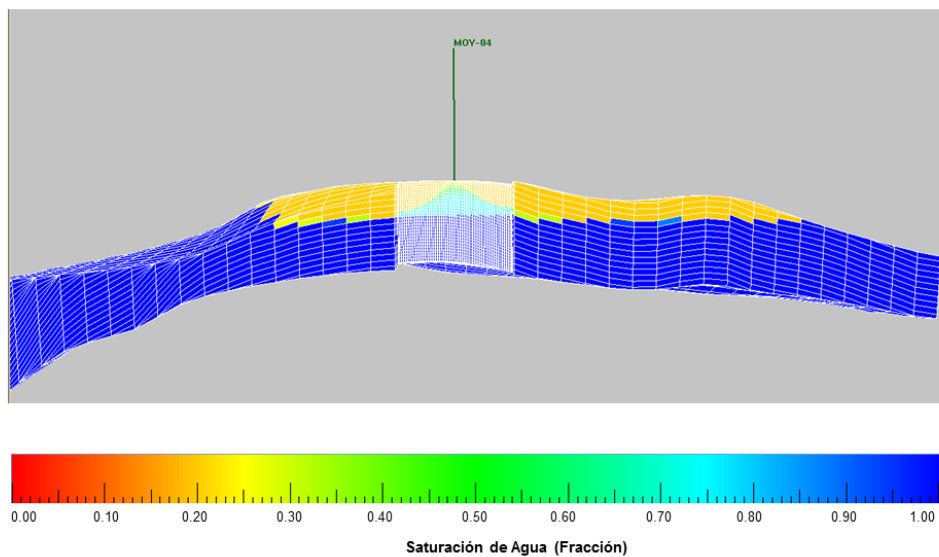
Fuente: Software VIP

Occidental de Colombia entregó, para realizar la simulación, el modelo geológico de los campos exportados desde el software PETREL de Schlumberger y en VIP fue realizado el ajuste histórico de producción, a partir de esta acción el modelo del campo se considera representativo.

6.2. METODOLOGÍA

Para simular el efecto del gel como se mencionó anteriormente se realizó una modificación en la transmisibilidad; debido a las dimensiones de las celdas que componen el modelo se tuvo que realizar un refinamiento en la cercanía del pozo donde se realizará el tratamiento para poder visualizar mucho mejor el efecto y para poder cuantificar el volumen de gel a inyectar; inicialmente se realizó un refinado radial pero el modelo presentó problemas de convergencia, debido a esta condición se decidió implementar un refinado cartesiano; la forma como quedo el modelos se puede visualizar en la figura 28.

Figura 28 Modelo de la arena M1 del campo Canagüey (Mapa de saturación de agua) refinado



Fuente: Software VIP

6.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

La simulación numérica de este tipo de tratamientos no solo nos sirve para verificar si un tratamiento funciona o no, sino que también nos permite determinar mediante análisis de sensibilidad varios parámetros involucrados en el diseño de la implementación. Entre uno de estos múltiples parámetros se encuentran:

- La determinación del tipo de tratamiento, correctivo o preventivo
- La profundidad de localización del gel
- El radio de penetración del tratamiento

Para poder probar la tecnología y determinar los parámetros anteriores se debe realizar un análisis de sensibilidad de los parámetros variándolos según su condición; para el primer parametro, se descarta la posibilidad de realizar un tratamiento correctivo o preventivo, poniendo el gel desde la fecha actual de producción hasta la fecha en que se puso en producción el pozo; para el segundo, variar la locación desde una profundidad justo encima del contacto agua aceite hasta un profundidad por debajo de los intervalos abiertos, y para la tercera iniciar desde 5 ft hasta 80 ft que según la consultoría con las empresas de servicio corresponde al radio de penetración mínimo y máximo probado en campo. Todos los parámetros anteriores y su rango se variaron paralelamente con el fin de encontrar la configuración más exitosa; los criterios de selección, fueron los resultados visualizados en las curvas de producción de aceite, producción de agua, producción acumulada de aceite y producción acumulada de agua.

El análisis de sensibilidad realizado con los parámetros anteriores permitió sacar las siguientes conclusiones:

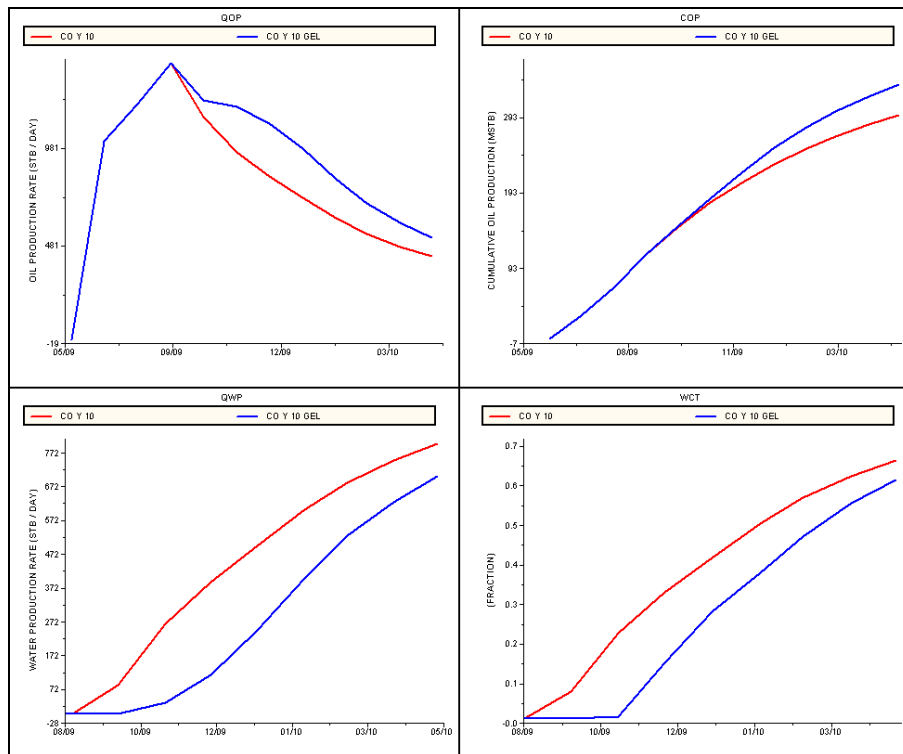
- No es posible realizar un tratamiento correctivo ya que, ni a las condiciones más favorables (radio de penetración máximo y posición del gel justo

debajo de los intervalos perforados) muestran mejoría en la producción de aceite y de agua en el pozo.

- Debido a la fuerza del acuífero, un tratamiento tiene un resultado significativo cuando el radio de penetración es prácticamente el máximo y la locación del gel es debajo del intervalo abierto.

En la figura 29 se presentan los resultados en términos de tasa producción de aceite, producción de agua, producción acumulada de aceite y producción acumulada de agua; para la configuración tiempo de aplicación, posición del gel y tamaño del gel seleccionada.

Figura 29 Resultados de la simulación numérica



Fuente: Software VIP

La figura 29 muestra como hay una gran mejoría en producción de aceite, el mayor incremento que se obtiene en esta variable comparada con la producción normal del pozo es de 270 BOPD; el retraso de la entrada del agua se prolongó a 6 meses con el tratamiento, lo que trae grandes beneficios económicos a la compañía.

7. ANÁLISIS ECONÓMICO

Evaluar desde el punto de vista económico el impacto que presenta un nuevo proyecto para la compañía, es el principal criterio para tomar la decisión de implementarlo, por esta razón, se ha dedicado este capítulo para realizar el análisis económico del tratamiento, con base en los resultados cuantitativos generados por el simulador numérico.

El análisis económico estudia la estructura y evolución de los ingresos y egresos de la empresa y la rentabilidad de los capitales utilizados. A continuación se describirán las variables que influyen en este análisis económico y se realizará la evaluación que establecerá que tan rentable será el proyecto o si generará las ganancias suficientes para satisfacer los criterios de evaluación de la compañía.

7.1. INVERSIÓN NETA

La inversión es la etapa inicial de un proyecto, en ella están incluidos todos los costos en que se incurren por la construcción, promoción y desarrollo de un proyecto.

Como se mencionó al final del capítulo anterior un tratamiento correctivo se descartó según los resultados mostrados por la simulación numérica, esto quiere decir que la implementación de los geles para Nuevos Campo se limita a completamientos iniciales y workovers que busquen abrir una nueva arena; por esta situación, el análisis económico se hizo tomando como inversión el costo del proyecto cotizado con las empresas de servicio, que corresponde al valor adicional al costo de un trabajo de completamiento inicial o workover convencional.

Para determinar el costo del proyecto, se reunió con las empresas de servicio TIORCO, HALLIBURTON y GELTEC y con base en el diseño hecho con la simulación numérica se estimaron los costos promedio del tratamiento.

La simulación numérica determinó un radio de penetración, pero las empresas realizan el estimado de costos con base en volumen de gel a inyectar; el radio se expresó como un volumen con la ecuación que se muestra a continuación:

Ecuación 11

$$V_g = 0.56 r_p^2 h_p \emptyset$$

Donde V_g es el volumen de gel a inyectar (Bls), r_p es el radio de penetración (ft), h_p es el espesor de la torta de gel y \emptyset es la porosidad promedio de la zona a inyectar (%).

Para el caso de pozo que se mostró en el capítulo anterior, el volumen de gel determinado agregando un porcentaje de perdidas fue del 5000 bls; la cotización se hizo para este pozo, asumiendo una tasa de inyección de 1100 BPD y un tiempo de inyección de 4.55 días sugeridos por las empresas; los resultados y los detalles del costo se presentan en Tabla 7, estos fueron hechos suponiendo un piloto de un solo pozo y se calculó también el valor adicional que tendría el tratamiento si se realizan dos pozos piloto.

Tabla 7 Cotización del proyecto de inyección de geles

Pozo Inyector No. 1 (Diseño con 5000 Bbls de Gel)		
Ítem	Costo Unitario u\$s	5000 Bbls de Gel u\$s
Ensayos en Laboratorios	2500	\$2500
Movilización del Equipo de Iny. Y Personal(Nota1)	20000	\$20000
Armado y Desarmado de equipo de Iny. (Nota 2)	2850/día	\$5700
Personal Técnico y Planta de Inyección (Nota 3)	8250/día	\$37538
Geles Marcit sm (Nota 4)	992/Bbl Gel	\$49600
Total		\$115337,50

Nota 1: Incluye costos de viaje, alojamiento y 2 días de “stand by” antes de comenzar los tratamientos.

Nota 2: Supone 2 día adicional para armar y desarmar equipo.

Nota 3: Supone un caudal de inyección de geles de 1100 BPD (5 días de inyección)

Nota 4: Supone una concentración promedio de 4500 ppm (ver tabla con lista de precios por barril de gel)

Pozo Inyector No. 2 (Diseño con 5000 Bbls de Gel)		
Item	Costo Unitario u\$s	5000 Bbls de Gel u\$s
Ensayos en Laboratorios (Nota 1)	0	\$0
Movilización del Equipo de Iny. Y Personal(Nota1)	0	\$0
Armado y Desarmado de equipo de Iny. (Nota 2)	2850/día	\$5700
Personal Técnico y Planta de Inyección (Nota 3)	8250/día	\$37538
Geles Marcit sm (Nota 4)	992/Bbl Gel	\$49600
Total		\$92837,50

Nota 1: Montos únicos cotizados en el primer pozo.

Nota 2: Supone 1 día adicional para armar y desarmar equipo.

Nota 3: Supone un caudal de inyección de geles de 1100 BPD (5 días de inyección)

Nota 4: Supone una concentración promedio de 4500 ppm (ver tabla con lista de precios por barril de gel)

Fuente: cotización enviada por la empresa Tiorco

7.2. INGRESOS

Los ingresos, en términos económicos, hacen referencia a todas las entradas económicas que recibe una empresa por la venta de un producto o servicio.

Para este proyecto en particular, el modelamiento del tratamiento en el simulador numérico dio como resultado un incremento en la tasa de aceite y un decremento

en la producción de agua. El cálculo de los ingresos se realizó con base en las ganancias generadas por el incremento en la tasa de aceite y se empleó un precio de crudo (WTI) de 55 U\$/Barril. Este valor corresponde al precio del petróleo determinado por la compañía para evaluar los proyectos en el año 2010.

7.3. EGRESOS

Los egresos son el gasto económico que representa la fabricación de un producto o la prestación de un servicio.

Los egresos para el proyecto de inyección de geles corresponden a los costos de levantamiento, tratamiento y transporte de los fluidos producidos. Para el contrato de asociación del pozo evaluado en el capítulo anterior, los costos de producción corresponden a 0,04 U\$/Barril y los costos de tratamiento y transporte 4,3 U\$/Barril.

7.4. IMPUESTOS

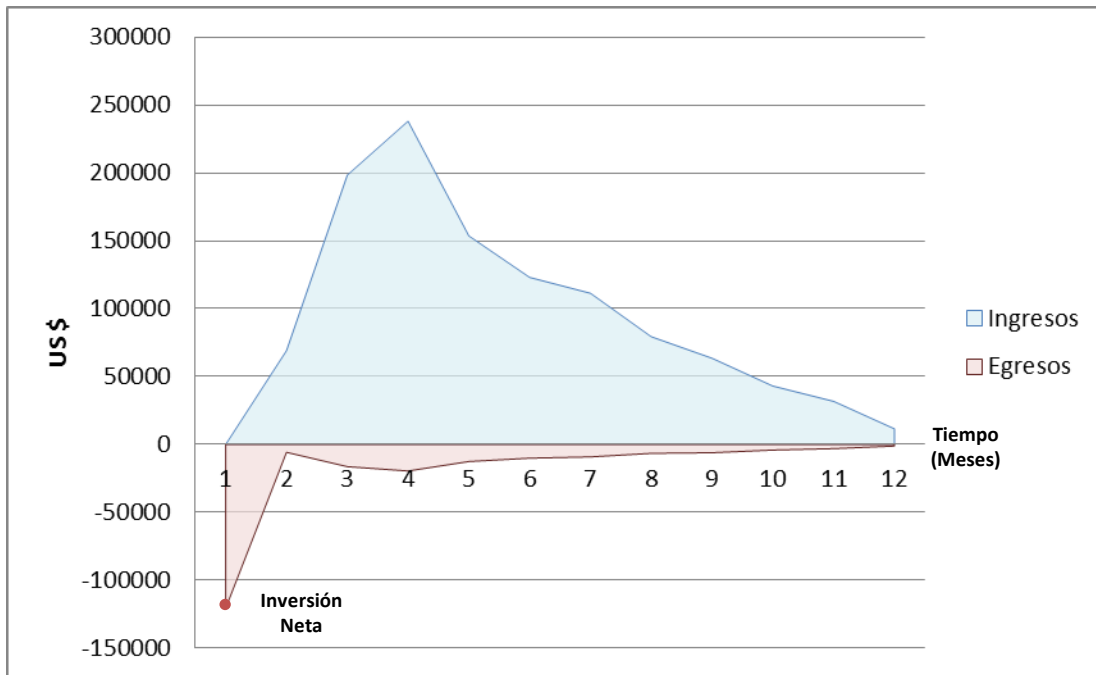
El impuesto es la prestación de dinero o especie que establece el Estado conforme a la ley. Para la industria del petróleo, este impuesto es llamado regalía.

Las regalías son el pago efectuado al titular de derechos de autor, patentes, marcas o know-how a cambio del derecho a usarlos o explotarlos, o que debe realizarse al Estado por el uso o extracción de ciertos recursos naturales, habitualmente no renovables. Para toda el área de nuevos campos se tiene un valor del 8% como impuesto de regalías.

7.5. EVALUACIÓN Y RESULTADOS

La figura 30, presenta los activos y pasivos del proyecto calculados mes a mes desde la fecha de inicio del mismo.

Figura 30 Flujo de Caja



Fuente: Elaborado por el autor

Para realizar la evaluación económica de un proyecto se utilizan diferentes métodos, entre los que se pueden mencionar el Valor Presente Neto (VPN), el DPI y el tiempo de recuperación de la inversión o Payback Time. Cada método evalúa un criterio diferente, evaluar un proyecto a partir de solo uno de ellos no es conveniente, para la selección se debe utilizar varios de estos métodos que lleven al inversionista a tomar la decisión más adecuada.

- Valor presente Neto (NPV): Es un método de evaluación de proyectos de inversión que consiste en determinar el valor presente de los flujos de fondos del negocio, usando la tasa de descuento acorde al rendimiento mínimo esperado. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante la tasa) todos los flujos de caja futuros

del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

- Índice de rendimiento (PI): ES un método de Evaluación de Proyectos, que se basa en el del "Valor Presente", y que consiste en dividir el Valor Presente de los Ingresos entre el Valor Presente de los egresos. Si este Índice es mayor que 1 se acepta el proyecto; si es inferior que 1 no se acepta, ya que significa que la Rentabilidad del proyecto es inferior al Costo del Capital.
- Tiempo de recuperación de la inversión o Payback Time: se refiere al período de tiempo requerido para el retorno de una inversión a "pagar" la suma de la inversión original

Tabla 8 Análisis Económico proyecto de inyección

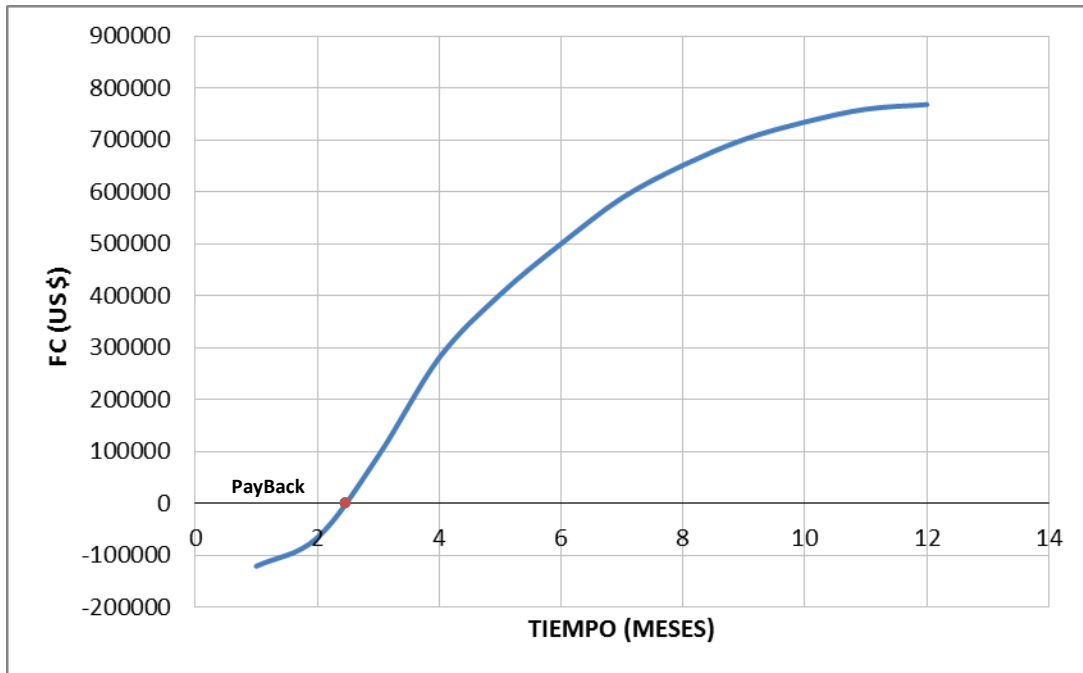
NPV@15% (MU\$)	PI (U\$ ganado/ U\$ invertido)	PayBack (Meses)
682,48	6,66	3.0

Fuente: Hoja de cálculo análisis económico Occidental de Colombia,inc

La tabla 8 muestra los valores de estas variables calculadas para el proyecto. El valor presente neto (NPV) para una inversión de U\$ 120.000 a una tasa de 15% (tasa de descuento de la compañía) es de MU\$ 682,48; según como muestra el Índice de rendimiento (PI), por cada dólar invertido por la compañía se recibe 6,66 dólares de ganancia por el proyecto, esta variable también fue calculada con tasa de descuento de 15%; y la inversión inicial para el proyecto se pagará en 3 meses de producción (Figura 30). Estos indicadores muestran la viabilidad del proyecto y

debido a los buenos resultados plasmados en los valores obtenidos se generarán grandes beneficios a la compañía con su implementación.

Figura 31 Payback Time



Fuente: Elaborado por el autor

Con el fin de tener en cuenta la variación del precio del crudo, se corrió el análisis económico a diferentes precios de barril, la información se encuentra en la tabla 9. Como se observa en todos los escenarios el proyecto resulta viable.

Tabla 9 Análisis económico para varios precios de barril de crudo

WTI (\$/Bo)	55	40	50	55	60	70	75	80	85
NPV (MU\$)	682	437	600	682	763	929	1.004	1.008	1.169
PI (U\$ ganado/ U\$ invertido)	6,66	4,63	5,98	6,66	7,33	8,70	9,32	10,02	10,69
PayBack (Meses)	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0

Fuente: hoja de cálculo análisis económico Occidental de Colombia,inc

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El análisis integrado de las características geológicas del campo, el comportamiento de la producción, la información arrojada por los registros y el análisis con las curvas de Chan, llevan a diagnosticar que la principal causa de que el agua se produzca en cantidades tan grandes y de forma tan prematura en el área de Nuevos Campos es la conificación
- La conificación, según los cálculos de tasa crítica, no se puede evitar desde el punto de vista económico; la tecnología de geles poliméricos es una técnica de control al problema de conificación que según este trabajo, es técnica y económicamente viable para el caso en estudio.
- Acorde con los estudios de simulación, realizar un tratamiento correctivo no es recomendado debido a los grandes volúmenes de gel que tendrían que inyectarse para obtener una significativa reducción de la producción de agua; realizar un tratamiento preventivo para nuevas zonas productoras en pozos existentes o en pozos nuevos, retarda el proceso de conificación y extiende la vida productiva de los pozos con un mayor impacto económico.
- Se recomienda a Occidental de Colombia inc, realizar un proyecto piloto para evaluar esta tecnología con el objetivo de incluirla como una práctica común para futuros trabajos de acondicionamiento (workovers) y completamientos iniciales en zonas que mantengan las mismas características a las evaluadas en este trabajo.

NOMENCLATURA

Relación agua petróleo (BAPD/BPPD)	RAP
Tiempo (día)	t
Tasa crítica (Bl/s)	q_c
Permeabilidad relativa al aceite (md)	k_o
Espesor (ft)	h
Presión estática (psi)	P_{ws}
Presión Dinámica (psi)	P_{wf}
Viscosidad del aceite (cp)	μ_o
Factor volumétrico de formación del aceite (Bbls/STB)	B_o
Radio de drenaje (ft)	r_e
Radio de pozo (ft)	r_w
Buzamiento ($^\circ$)	b
Densidad del aceite (lb/ft ³)	ρ_o
Densidad del gas (lb/ft ³)	ρ_g
Densidad del agua (lb/ft ³)	ρ_w
Gradiente de densidad (lb/ft ³)	$\Delta\rho$
Permeabilidad horizontal (md)	k_h
Permeabilidad vertical(md)	k_v
Volumen de gel (Bl/s)	V_g
Espesor (ft)	h_p
Porosidad (%)	\emptyset

BIBLIOGRAFÍA

1. BAILEY, Bill, CRABTREE, Mike. Water Control. Sprint 2000, Schlumberger.
2. BONDAR, V.V. Analysis and interpretation of water oil ratio performance. SPE 77569. 2002
3. GUO, Boyun and LEE, R.L.H. A simple approach to optimization of Completion interval in oil/watrer coning systems. SPE 23994-PA. 1993
4. GREEN, Don and WILLHITE, Paul. Enhanced Oil Recovery. Texas: Society of Petroleum Engineers, 1998.
5. PRADO, M and PALENCIA, J. Two different water shutoff applications in a poorly consolidated sandstone reservoir with strong water drive. SPE 93060. 2005
6. BAYLOCQ P and FERY J.J. Field Advanced Water Control Techniques Using Gel Systems. SPE 494668. 1998
7. JASTIN J.K, ZAMBRANO L.G, Selective Gel Treatments in the Country line Unit, Oklahoma. SPE 29519. 2000
8. NORMAN, C. A review of over 100 polymer gel injection well conformance treatments in Argentina y Venezuela: Design, field implementation and evaluation. SPE 101781. 2006
9. PORTWOOD, J.T. Lessons learned from Over 300 producing well water shut-off gel treatments. SPE 52127. 1999
10. HERBAS Julio, MORENO Raul. Reservoir Simulation of Non Selective Placement of a polymer Gel Treatment to Improve Water Injection Profiles and Sweep Efficiency in the Lagomar Field. SPE 92095. 2004
11. TIORCO, Inc. Tecnologías para la Recuperación Mejorada de Petróleo & Control de Agua. 2000
12. BUZAS, Z., y CHRAMBACH, A. Un-supercoiled agarose with a degree of molecular sieving similar to that of crosslinked polyacrylamide.

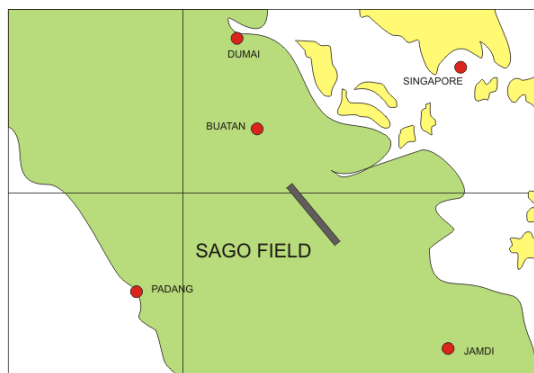
ANEXOS

CAMPO SAGO (INDONESIA)⁹

- Características del campo

El campo Sago está localizado en la parte sur de la cuenca Sumatra central de Indonesia; es parte de una serie de anticlinales conocidos como LirikTend con una extensión superficial noroeste-sureste de más de 30 millas de largo y más de 6 millas de ancho.

Figura 32 Campo Sago, Indonesia



Fuente: GANDAWIDJAJA Purbaya, PERTAMINA Job. "Acrylamide-copolymer Gel for Profile Modification: A Case Study in Central Sumatra Basin, Indonesia". SPE 35384.

El campo fue descubierto en 1939 y el primer pozo productor fue desarrollado al siguiente año. Sago es una secuencia de arenas del temprano mioceno pertenecientes al grupo Sihapas. Las principales formaciones productoras son

⁹ GANDAWIDJAJA Purbaya, PERTAMINA Job. "Acrylamide-copolymer Gel for Profile Modification: A Case Study in Central Sumatra Basin, Indonesia". SPE 35384

lakat y Tualang; estas fueron depositadas en deltas y zonas fluviales en arenas marinas poco profundas. La distribución de permeabilidad vertical de la formación varía ampliamente e incluye tres diferentes perfiles litológicos: simétrico, irregular y cilíndrico. La estructura es naturalmente dividida en siete bloques por una falla normal noreste-suroeste. Una combinación de agua natural en dirección influx y periférica es el mecanismo de producción primaria.

El intervalo productor del yacimiento está dividido en 10 zonas con una profundidad promedio de 1600 pies y una temperatura de 170°F. El campo Sago produce crudo parafínico con una gravedad API de 35°, punto de congelación de 102°F y agua relativamente fresca con un rango de salinidad de 300 a 1200 ppm TDS.

La actual producción del campo es 1800 BOPD con un corte de agua de 97%, proveniente de 54 pozos productores. El método de levantamiento artificial usado para la producción de los pozos son bombas de barras y bombas electrosumergibles. El agua producida es inyectada de vuelta al yacimiento a través de 15 pozos de inyección. Debido a los problemas del corte de agua 33 pozos han tenido que ser suspendidos tempranamente en su vida de producción.

- Objetivo de la aplicación

La razón principal por la que se implementó la inyección de geles fue por los altos cortes de agua que se registraron al implementar inyección de agua como técnica de recuperación secundaria; esta problemática ocasionó el abandono prematuro de pozos de producción (se cerraron 33 pozos en su vida temprana de producción) y por lo tanto la pérdida de reservas recuperables.

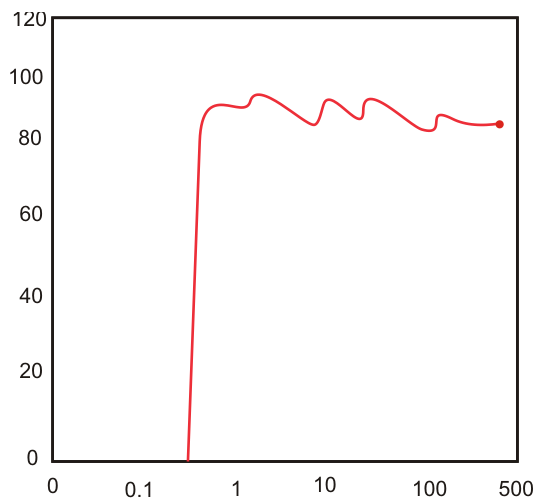
Con la inyección de geles se quería redireccionar el agua de inyección con el taponamiento de estratos de alta permeabilidad, obteniendo una mayor eficiencia de barrido y con esto mayor volumen de aceite recuperado con un porcentaje de

agua menor; de esta forma se reduce el costo de producción de un barril, se mitigan los daños por corrosión a las tuberías y se disminuyen los costos por facilidades adicionales para el tratamiento de altos volúmenes de agua y problemas de transporte y vertimiento de la misma.

- Condiciones del proceso

La selección de los químicos se hizo a través de una serie de test de laboratorio en los que se analizó la capacidad de absorción de la roca y la compatibilidad y estabilidad del gel con las condiciones y características del yacimiento. Se llegó a la conclusión de usar copolimero de acrilamida HE-100 y agente entrecruzador Cr(III), por los resultados arrojados en los test y por su alta disponibilidad, relativamente bajo costo y alto uso para este tipo de técnicas. Se determinó que el proceso de entrecruzamiento se llevara a cabo in situ y fue aplicado únicamente a pozos inyectores.

Figura 33 Selección del gel, prueba peso del gel.



Fuente: GANDAWIDJAJA Purbaya, PERTAMINA Job. "Acrylamide-copolymerGel for Profile ModificationSPE 35384.

Para la selección de agua a empelar para formar la solución polimérica, se realizaron pruebas de compatibilidad empleando agua producida, agua de río, y agua potable de una planta de tratamiento; los mejores resultados se alcanzaron con agua potable.

Las concentraciones de los químicos (polímero y agente entrecruzador) y agua se determinaron a través de más de 500 test de gelación a temperaturas de reservorio elevadas. Estos valores fueron refinados a medida que se implementaba la técnica en los primeros pozos debido a la respuesta de estos. La selección de los pozos a tratar, se hizo a través de un estudio de la historia de producción e inyección, registros, análisis de corazones, datos de presión y análisis de casing y cementación, en base a los siguientes criterios: buena producción inicial a bajos cortes de agua, alto WOR actualmente, reservas remanentes suficientes, intrusión de agua por el fondo, mojabilidad inversa, buena cementación primaria y problemas para bombear fluido con el equipo disponible.

Se realizaron dos pilotos, el primero contaba con cinco pozos (pozo 1, 2, 3, 4, 5), tres de estos pozos fueron tratados en la formación Tualang y los otros dos en la formación Lakat. Los cinco pozos producían un total de 7,050 BWPD y 124 BOPD, un WOR de 56,9. Se inyectaron entre 45 y 130 barriles de polímero entrecruzado a una concentración de 6600 ppm y agente reductor a concentración de 800 ppm.

Tabla 10 Propiedades de pozo piloto I

Pozo	Formación Productora	h (ft)	T (°F)	K (md)	Ø (%)
#1	Tualang	1,513	173	1,035	30
#2	Tualang	1,463	176	650	25
#3	Tualang	1,556	174	602	28
#4	Lakat	1,690	176	176	23
#5	Lakat	1,578	165	156	26

Fuente:GANDAWIDJAJA Purbaya, PERTAMINA Job. “Acrylamide-copolymer Gel for Profile Modification: A Case Study in Central Sumatra Basin, Indonesia”. SPE 35384.

El segundo piloto, implementado cinco meses después, tenía cinco pozos (pozo 6, 7,8,9,10); la selección de estos además de los criterios ya establecidos para el primero, se hizo en base a los resultados del primer piloto. Antes del tratamiento, la producción total de los pozos era de 9,871 BWPD y 65 BOP, un WOR de 151,9.

El tratamiento solo se hizo a la formación Lakat; el volumen de solución polimérica inyectada vario en un rango de 35 a 220 barriles, con un rango de concentración de 5000 a 6000 ppm de polímero, 300 a 500 ppm de entrecruzador y 800 a 1000 de agente reductor.

Antes de inyectar la solución polimérica fue necesario limpiar los pozos con una broca y un scrapper y se inyectó agua tratada con el objetivo de suavizar el contacto entre la salmuera de la formación y la solución polimérica.

Durante todo el tratamiento se evaluó, a través de equipo de monitoreo, la habilidad del pozo de aceptar los fluidos y las lecturas de presión de superficie fueron usadas para determinar cuándo terminar la inyección.

Luego de inyectar la solución pregel, se realizó un lavado para desplazar el tratamiento dentro de la formación; posteriormente los pozos fueron cerrados por tres o cuatro días para esperar a que se completara el proceso de gelación. Al culminar el tiempo los pozos fueron puestos en producción a la mitad de la tasa original para evitar daños del gel; este valor fue incrementado gradualmente hasta alcanzar el valor original en dos o tres días.

- Problemas

Algunos de los primeros pozos no respondieron al tratamiento debido a una mezcla imperfecta de los químicos y el agua.

En los pozos 1 y 2 del primer piloto el tratamiento fue desarrollado sin aislamiento y causó daño través del intervalo perforado del hueco.

- Resultados

Tres meses después de culminado el tratamiento la producción total fue de 3,833 BWPd, se redujo el 46%, y 91 BOPd; todos los pozos presentaron una reducción en la producción de agua pero solo los pozos 4 y 5 mostraron incremento en la producción de aceite, los pozos 1 y 2 mostraron un decremento.

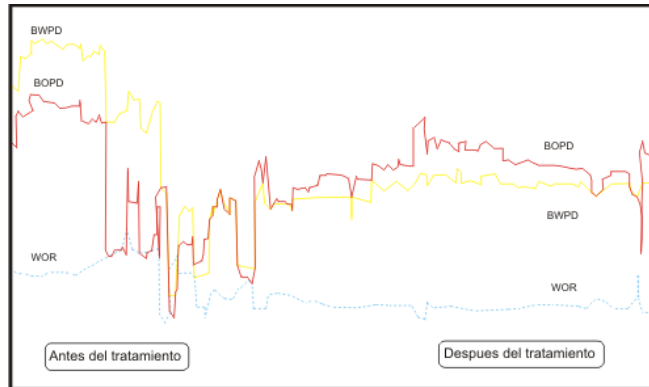
Tabla 11 Resultado piloto I

Variables	Pre tratamiento	Pos tratamiento		
		3 meses	6 meses	11 meses
BWPd	7,050	3,822	4,233	4,134
BOPd	124	91	116	102
BFPd	7,174	3,913	4,349	4,236
WOR	57	42	37	40,5
Reducción del agua	--	46%	40%	41%

Fuente: GANDAWIDJAJA Purbaya, PERTAMINA Job. "Acrylamide-copolymer Gel for Profile Modification: A Case Study in Central Sumatra Basin, Indonesia". SPE 35384

Seis meses después, la producción de aceite ascendió en los 5 pozos y la producción de agua se mantuvo relativamente estable: 116 BOPd y 4,233 BWPd. En los seis y once meses próximos, tiempo correspondiente a la etapa de postratamiento, la producción de aceite declino a un WOR constante: 102 BOPd y 4,134 BWPd, sin embargo el problema se debió a inconvenientes en el mecanismo de bombeo en el pozo 1 que era el más productor.

Figura 34 Postratamiento piloto I.



Fuente: GANDAWIDJAJA Purbaya, PERTAMINA Job. "Acrylamide-copolymer Gel for Profile Modification: A Case Study in Central Sumatra Basin, Indonesia". SPE 35384.

La rentabilidad mensual definida como el incremento en los ingresos más el ahorro generado y menos el decremento de ingresos, para el primer piloto se incrementó a pesar de las disminución en la producción en la etapa de postratamiento. La evaluación económica mostro que el tratamiento fue pagado en menos de once meses gracias a su relativamente bajo costo y a el ahorro que se alcanzo con la reducción del agua producida.

En el piloto dos, después de un mes del tratamiento los pozos produjeron un total de 7,248 BWP y 115 BOPO, un WOR de 63. Todos los pozos presentaron un incremento en la producción de aceite y un decremento en la producción de agua excepto el pozo 8 donde la producción de aceite se mantuvo estable y el pozo 9 donde la producción de agua incremento en un 7%. En general la producción de este piloto presento inmediatos resultados positivos, una reducción en la producción de agua del 27% y un aumento en la producción de aceite de un 77%, en base a esto, un estudio económico determino que el proyecto se paga en aproximadamente tres meses.

CAMPO LAGOMAR (VENEZUELA)¹⁰

- Características del campo

Lagomar está localizado en el norte del lago de Maracaibo; la parte del campo donde se realizó el proyecto de inyección de geles cubre un área de 65 km² (16,056 acres) y corresponde a un yacimiento muy heterogéneo formado por capas de arena durante el mioceno. Lagomar es un sistema deltaico confinado entre dos fallas en el sur y en el este y un contacto agua aceite en el este.

Tabla 12 Propiedades de campo Lagomar

Tipo de Yto	Arenas
Permeabilidad, Md	58-1,815
Coefficiente de Dykstra-Parsons	0,63
Porosidad, %	24
OOIP, MMMSTB	15
Temperatura, °F	194
Presión original, psi	3172
Presión de burbuja, psi	2400
Presión actual, psi	1000

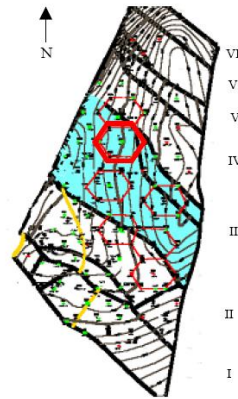
Fuente: ROMERO C, MARIN A.B, "Non-Selective Placement of a Polymer Gel Treatment to Improve Water Injection Profile and Sweep Efficiency in the Lagomar Field, Venezuela." SPE 80201.

El petróleo producido es un crudo liviano de 34.6° API con una viscosidad de 3,1 cp a 83° C y salinidad de 4,200 ppm. El área de estudio está dividida en 7 bloques

¹⁰ROMERO C, MARIN A.B, "Non-Selective Placement of a Polymer Gel Treatment to Improve Water Injection Profile and Sweep Efficiency in the Lagomar Field, Venezuela." SPE 80201.

por una falla NW-SE, donde el bloque 3 contiene las mejores reservas y los mejores pozos productores.

Figura 35 Lagomar, Venezuela.



Fuente: ROMERO C, MARIN A.B, "Non-Selective Placement of a Polymer Gel Treatment to Improve Water Injection Profile and Sweep Efficiency in the Lagomar Field, Venezuela." SPE 80201.

La producción de Lagomar empezó en 1954 y sufrió una rápida depleción llegando a la presión de burbuja en tan solo cuatro años. Desde entonces gas en solución fue el mecanismo de producción primaria hasta 1962 cuando el proyecto de inyección de gas comenzó. Este proyecto presento pobres resultados debido a la fuerte canalización del gas, entonces en 1969 inicio el proyecto de inyección de agua con el objetivo de mejorar la producción.

- Objetivo de la aplicación

La alta producción de agua en campos de Venezuela llego hasta una relación de 5 barriles de agua por barril de petróleo y los factores de recobro de proyectos con estas características estaban un 10% por debajo del factor de recobro promedio

¹¹ JASTIN J.K, ZAMBRANO L.G, Selective Gel Treatments in the Country line Unit, Oklahoma. SPE 29519. 2000

de campos en Estados Unidos. Estos problemas llevaron a implementar inyección de geles tanto en pozos productores como inyectoros con el objetivo de disminuir la producción de agua y mejorar la eficiencia de barrido y así obtener mayores factores de recobro. El campo Lagomar sirvió como plataforma pionera para implementar pilotos de este tipo de tratamientos.

En Lagomar los altos corte de agua debido a la heterogeneidad del yacimiento que produce la canalización de agua, han afectado la producción hasta el punto de forzar al cierre de varios pozos o a convertir estos en pozos inyectoros.

Sumado al problema de heterogeneidades, a través de un estudio geomécanico se determinó el gradiente de fractura usando minifracturas en corazones. El estudio presento valores entre 0,65-0,7 psi/ft de fractura, el cual en términos de presión de cabeza de pozo significa que a una presión mayor de 1500 psi podría producirse una fractura en la formación. Pozos en este campo habían experimentado presiones de 1770 psi a través de su historia lo que posiblemente ocasionó fracturas en la formación que contribuyo a la canalización.

El objetivo de la inyección de geles en este caso fue el de probar esta técnica para la implementación en otros campos buscando mejorar la eficiencia de barrido para aumentar el factor de recobro y reducir costos operacionales en las facilidades de superficie empleadas para el tratamiento de grandes volúmenes de agua.

- Condiciones del proceso

De los siete bloques en los que está dividido el campo se buscó seleccionar uno para implementar el tratamiento; los criterios que se tuvieron en cuenta para la primera etapa de selección incluyen la historia de producción e inyección de cada

¹¹ JASTIN J.K, ZAMBRANO L.G, Selective Gel Treatments in the Country line Unit, Oklahoma. SPE 29519. 2000

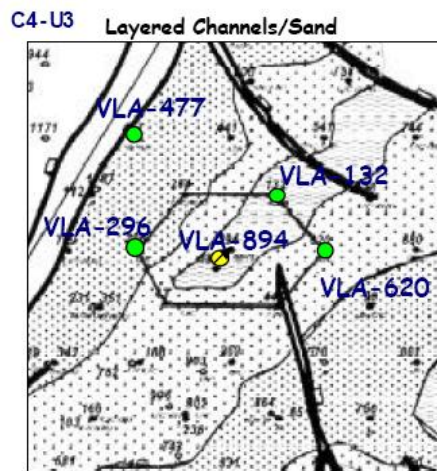
bloque y los factores de recobro. La eficiencia de inyección de cada bloque se evaluó graficando el recobro secundario contra el volumen acumulado inyectado.

A partir de la comparación de resultados y las buenas condiciones mecánicas de los pozos, se determinó que el bloque 1 fue el mejor candidato para realizar el piloto.

Se hizo un diagnóstico de los problemas presentes en el bloque y se encontró que en promedio, por 5 MBW inyectados se producen menos de 1 MBO. Un análisis de los perfiles de inyección determinó que las arenas U2 y U3 presentan buenas propiedades petrofísicas con permeabilidades entre 866 y 508 en contraste con las arenas U1 donde el rango de permeabilidad está entre 200 y 300 md.

De los pozos de este bloque se seleccionó el inyector VLA-894 para implementar el tratamiento y con pruebas de conectividad se eligieron los productores VLA-296, VLA-132 para monitorear el proceso. Estos presentaron buena conectividad en las tres arenas.

Figura 36 Patrón del área seleccionada



¹¹ JASTIN J.K, ZAMBRANO L.G, Selective Gel Treatments in the Country line Unit, Oklahoma. SPE 29519. 2000

Fuente: ROMERO C, MARIN A.B, "Non-Selective Placement of a Polymer Gel Treatment to Improve Water Injection Profile and Sweep Efficiency in the Lagomar Field, Venezuela." SPE 80201.

Se determinó mediante pruebas de laboratorio inyectar 3700 BBLs de Marcit gel (poliacrilamida parcialmente hidrolizada con acetato de cromo como agente entrecruzador) a una concentración de 6000 ppm de polímero en el pozo inyector; después de que la inyección finalizó, el pozo fue cerrado por un periodo de 5 días y fue reabierto para controlar la presión.

Debido a los buenos resultados obtenidos, el piloto fue extendido a tres inyectores más localizados en el sur del primer inyector seleccionado. Estos pozos fueron tratados con geles Marcit usando el mismo método de análisis del primer pozo inyector.

- Problemas

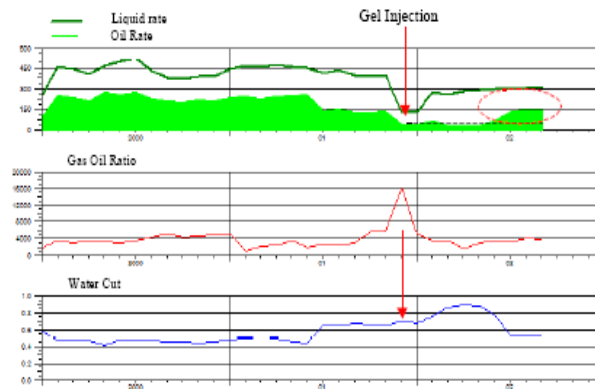
Se presentaron problemas luego de la inyección debido al sistema de control de presión empleado; la presión de fractura excedió varias veces lo que ocasionó ligeras rupturas adicionales en la formación.

- Resultados

Los resultados del tratamiento fueron evaluados con herramientas de registros de producción (PLT). Después de 5 meses de realizar el tratamiento, el corte de agua se redujo a 30% y se registró un incremento en la producción de aceite de 26,850 BOPD, lo que confirma que el barrido tuvo una mejoría y se ha tenido acceso a nuevas reservas móviles de crudo.

¹¹ JASTIN J.K, ZAMBRANO L.G, Selective Gel Treatments in the Country line Unit, Oklahoma. SPE 29519. 2000

Figura 37 Resultados del proyecto.



Fuente: ROMERO C, MARIN A.B, “Non-Selective Placement of a Polymer Gel Treatment to Improve Water Injection Profile and Sweep Efficiency in the Lagomar Field, Venezuela.” SPE 80201.

SHO-VEL-TUM (OKLAHOMA, USA)¹¹

- Características del campo

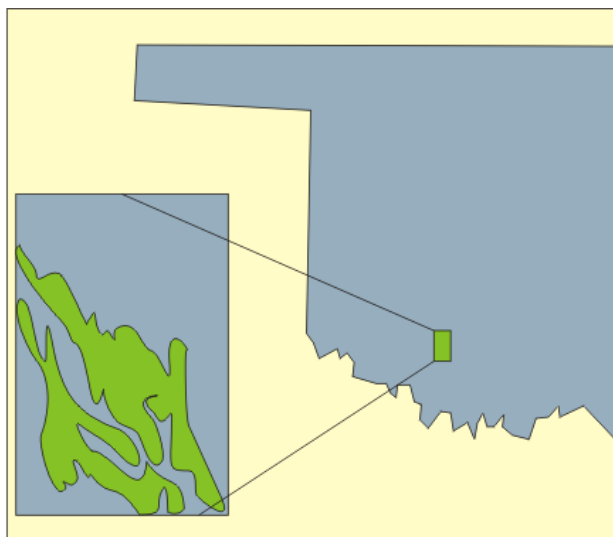
El área en si a la que se aplicó el tratamiento con geles poliméricos fue el bloque de falla McCartney; este está caracterizado por una inclinación de 15 a 20° noroeste y está limitado por las fallas en el este y el sur y un contacto agua petróleo. La acumulación de aceite ha sido definida por 15 unidades de flujo y cuatro tipos de rocas. El bloque de falla cubre aproximadamente 206 acres y ha sido desarrollado con un espaciamiento de 10 acres por pozo.

Es este campo, luego del periodo de declinación crítica fue implementada la inyección de agua como método de recuperación mejorada. La unidad de inyección fue creada en 1978 y la operación comenzó en 1980. La producción

¹¹ JASTIN J.K, ZAMBRANO L.G, Selective Gel Treatments in the Country line Unit, Oklahoma. SPE 29519. 2000

alcanzó su punto máximo en 1988 a 2400 BOPD. Bajo las operaciones de inyección de agua, el bloque se desarrolló bien, produjo el 86% del recobro que se había predicho para las operaciones realizadas con lo que se recuperó el 22% del OOPI, sin embargo mediante un estudio del yacimiento se determinó que se podía tener un incremento en la recuperación del 4% del OOIP optimizando el perfil de inyección.

Figura 38 Sho-vel-tum, Oklahoma, USA.



Fuente: ROMERO C, MARIN A.B, “Non-Selective Placement of a Polymer Gel Treatment to Improve Water Injection Profile and Sweep Efficiency in the Lagomar Field, Venezuela.” SPE 80201.

El estudio mostro que la formación Fusulinia, la formación productora del bloque que guarda aproximadamente el 50% del OOIP, es altamente heterogénea con rangos de permeabilidades que van desde 50 a 1200 md y presenta un coeficiente de Dykstra-Parsons de 0,93.

Los perfiles de inyección mostraron que debido a esta heterogeneidad, solo el 20% de la formación Fusulinia estaba siendo barrida por agua y mediante un

análisis de distribución de permeabilidad de los estratos se vio que pequeños intervalos capturaban el 86% del agua inyectada, es decir el problema de canalización era alto. Inicialmente para manejar el problema se pensó en implementar aislamiento mecánico usando varios empaques en el completamiento pero aislar todas las zonas ladronas resultaba imposible.

- Objetivo de la aplicación

El objetivo de la aplicación fue bloquear las múltiples zonas ladronas presentes en la formación Fusulinia superior.

Se determinó que definitivamente la técnica que había que aplicar era un tratamiento con geles poliméricos en esa zona, debido a tres criterios esenciales: que el estudio del yacimiento fue favorable, es decir los problemas y las características del yacimiento apuntaban hacia buenos resultados, que los pozos estaban en buenas condiciones mecánicas y que el bloque estaba definido por las fallas y el contacto del resto del campo y esto simplificaría el control y vigilancia del proceso y además tendríamos una historia de producción estable haciendo fácil la medida de la producción del proyecto

- Condiciones del proceso

El tratamiento fue diseñado para implementar en 5 pozos inyectoros y además de este se buscó mejorar los resultados haciendo un cambio en el agua de inyección para inyectoros downdip y estableciendo de un sistema de control para medir la cantidad de agua inyectada en cada yacimiento.

Antes de implementar el tratamiento, se corrieron test de presión transitoria en todos los pozos inyectoros. Estos test mostraron que los pozos inyectoros 4 y 5 tenían pequeñas fracturas cerca a la cara de pozo y este hecho fue influyente en el diseño del proceso.

Se seleccionó a partir de pruebas de laboratorio y por sus características de selectividad un gel compuesto de Xanthan y Cr(III) para todos los pozos. Las concentraciones se determinaron mediante un análisis de pérdida de fluido basándose en que a mayor concentración de entrecruzador es menor la pérdida de fluidos en el gel.

Para la inyección se implementó en tres de los campos a tratar un nuevo procedimiento desarrollado durante este proyecto, que consiste en producir pulsos de inyección al yacimiento a diferentes presiones para incrementar la cantidad de gel que puede ser inyectado dentro de la matriz manteniendo una presión de inyección por debajo de la presión de fractura de la formación, mejorando así la capacidad de bloqueo del gel sin provocar daños.

El método como se decía consiste en pulsar el yacimiento por la inyección del gel a una tasa constante en cada pulso pero incremental entre pulso y pulso, hasta la presión de fractura previamente determinada, a partir de ahí, la presión es estabilizada durante un periodo de cierre y finalmente la inyección de gel es devuelta a su tasa previa. Este procedimiento se repite hasta que todo el volumen de gel sea inyectado. Durante todo el procedimiento se realiza un monitoreo continuo de la presión con el objetivo de evitar sobrepasar la presión de fractura. El tiempo máximo de tratamiento registrado fue de 140 horas

- Problemas

En el tratamiento del uno de los pozos, el pozo 2, se presentó una situación interesante: se llevaba cerca de 40 horas de inyección del gel y esta fue parada con un registro de presión en cabeza de 370 psi; para reanudar la inyección era necesario volver a esa presión de inyección y esto tomó más de 24 horas.

Este comportamiento fue inesperado y costoso. Teóricamente se cree que lo que ocurrió fue que la presencia del gel en la región cerca a la cara de pozo pudo haber causado un aumento acelerado de la presión hasta el valor previo. A pesar de que este procedimiento se había llevado a cabo en laboratorio, no es posible

estimar el tiempo de tratamiento debido a las profundidades alcanzadas de penetración del gel en el medio poroso.

- Resultados

La tabla claramente indica que el tratamiento del gel fue efectivo pues se registró una disminución en los volúmenes inyectados de agua en todos los pozos tratados y un aumento en la producción de aceite.

Tabla 13 Resultados del proyecto

Pozo	Interv. Abierto (Ft)	L de Fractura (Ft)	V de gel Inyectado(Bbl)	Taza de Inyección de Gel (BPD)	Composición de Gel	
					Polímero	Entrecruzador
80-1	26	9	2430	800	2000	80-100
80-2	26	0	3200	800	2500	150
68-1	28	15	3900	800	2100	100
79-4	8	14	3325	800	2100	100
81-1	12	24	1900	800	2100	70-100

Fuente: ROMERO C, MARIN A.B, “Non-Selective Placement of a Polymer Gel Treatment to Improve Water Injection Profile and Sweep Efficiency in the Lagomar Field, Venezuela.” SPE 80201.

Se analizaron los perfiles de inyección luego del tratamiento y se encontró que efectivamente el tratamiento permitió el paso del agua de inyección por nuevos intervalos lo que aumentó considerablemente el factor de recobro.

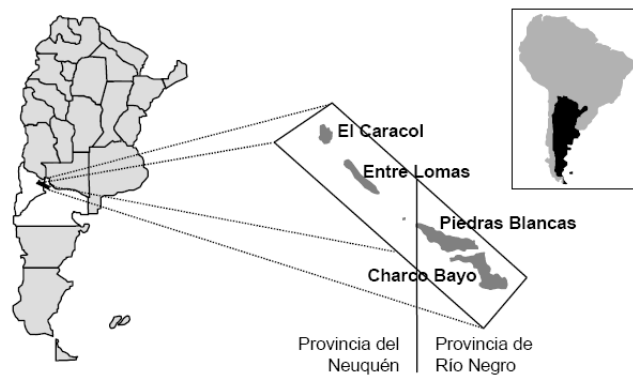
La respuesta en la producción para el bloque McCartney en cuanto al corte de agua, tasa de inyección y producción de aceite fue satisfactoria. Además de los

resultados en cuanto a cifras, el proyecto creó una nueva técnica de inyección pulsación, que permite incrementar la cantidad de gel inyectado dentro de la matriz de alta permeabilidad mejorando la capacidad de bloqueo del gel.

ENTRE LOMAS (VENEZUELA)¹²

- Características del campo

Figura 39 Entre Lomas, Venezuela.



Fuente: WOUTERLOOD Carlos J. ALCIGNO Esteban D. , NORMAN Chuck A. “Metodología y resultados de proyectos de inyección de geles para incrementar la recuperación en un reservorio heterogéneo y multicapa de la cuenca neuquina de argentina.” INGPET 2002 (expl-3-cw-04)

El Área Entre Lomas se encuentra ubicada en el sector noreste de la Cuenca Neuquina, República Argentina. El yacimiento, situado a 90 kms al norte de la Ciudad de Neuquén, fue descubierto en 1960 y produce principalmente de la formación Tordillo.

¹² WOUTERLOOD Carlos J. ALCIGNO Esteban D. , NORMAN Chuck A. “Metodología y resultados de proyectos de inyección de geles para incrementar la recuperación en un reservorio heterogéneo y multicapa de la cuenca neuquina de argentina.” INGPET 2002 (expl-3-cw-04)

El yacimiento es caracterizado como multicapa y de marcada heterogeneidad; la formación Tordillo está compuesta por una sucesión de capas de origen fluvial-aluvial hacia la base y de origen eólico hacia el tope. La porción fluvial-aluvial sigue un modelo de ríos entrecruzados con espesores de arcillas intercaladas; en los niveles fluvial-aluvial son delgados y de extensión errática.

Después de culminada la etapa de producción primaria se implementó inyección de agua con el objetivo de incrementar la producción y aumentar el factor de recobro. Desde el comienzo de la inyección se ha observado un amplio rango de respuestas. Aunque muchos pozos han desarrollado un buen banco de petróleo, otros han mostrado una limitada respuesta. Han sido documentados numerosos casos de canalización de agua, presentando una pobre eficiencia de recuperación. El cierre de algunos mandriles, correspondientes a capas acuatizadas en productores no siempre brindó resultados positivos o fácilmente cuantificables.

Los análisis de reservorio indican que las canalizaciones producidas en ciertas partes del yacimiento están relacionadas con la heterogeneidad del reservorio, a estimulaciones por fracturas en pozos productores que luego fueron convertidos en inyectores y, en menor medida, a efectos de segregación de fluidos. No deben ser descartados los efectos de dirección preferencial de movimiento del agua y los gradientes de presión.

De los pozos productores 102 han tenido un comportamiento normal o aceptable, unos 80 han presentado un comportamiento intermedio y 75 han sido altamente canalizados. Muchos de estos 75 pozos están aún produciendo con cortes de agua que exceden el 80% de su producción bruta. PPCSA ha estimado que de ellos, unos 2,6 MMm³ de reservas de petróleo, algo así como un 1,8 % del petróleo original "in situ" no podrán ser producidos bajo las actuales condiciones. Éstas se traducen en rápidos avances del agua inyectada hacia estos pozos productores, resultado de la conjunción de dos componentes: permeabilidad preferencial y gradientes de presión.

- Objetivo de la aplicación

Los principales desventajas de este yacimiento se resumen en: Pobre distribución vertical de la inyección por la cambiante permeabilidad vertical, dispar respuesta a la inyección en pozos de una misma malla, canalizaciones de agua con pérdida de producción de petróleo, necesidad de fracturamiento hidráulico que impide un mejor control nivel a nivel y carencia de sellos verticales seguros y eficaces

La marcada heterogeneidad, en especial de los niveles conglomeráticos, además de la escasa separación entre capas cuando se estimula por fractura, ha conspirado contra un eficiente barrido areal y vertical de las zonas en explotación produciendo disimiles comportamientos tanto en inyectividad como en la respuesta en los pozos productores; con el fin de tratar estos problemas se realizaron considerables esfuerzos tratando la situación de las canalizaciones en los conglomerados de la Formación Tordillo como así también sobre la pobre distribución vertical de la inyección de agua.

Los esfuerzos se basaron en la aplicación de cementaciones, instalaciones selectivas de producción y taponamiento con silicatos.

a. Cementaciones a presión: Se han realizado en respuesta a la canalización de agua por detrás de la cañería de aislamiento. Con el objetivo de localizar selectivamente el cemento se realizaron los trabajos con equipo de reparación, aunque la experiencia indica que la localización precisa del cemento es muy difícil. Además, cabe mencionar que los trabajos de cementación a menudo se han visto subsecuentemente comprometidos por estimulaciones de fracturación hidráulica.

b. Silicato de Aluminio: Esta sustancia se torna rígida en contacto con el agua de formación y tapona la misma. El proceso de gelificación resultó difícil de controlar, a la vez que la inyección selectiva en capas de alta permeabilidad era problemática.

c. Instalaciones selectivas de inyección/producción: Algunas veces, la canalización de agua puede ser parcialmente controlada por medio del cierre de camisas correderas en instalaciones de producción o cierre de mandriles en instalaciones de inyección selectiva. Algunas de estas operaciones requieren la intervención con equipo de *wireline*/o *workover*.

d. Cambio de modelos de inyección: Evaluaciones técnicas desarrolladas por PPCSA permitieron concluir que en ciertas áreas del campo, las mallas de inyección de tipo *seven spot* invertido podían ser convertidas a un sistema de líneas alternadas de modo de aprovechar la dirección preferencial del flujo. Esta estrategia es efectiva para mejorar la eficiencia de barrido areal pero no ataca el problema de la eficiencia de barrido vertical.

Con cada una de las técnicas anteriores la producción de agua se disminuía, pero estos métodos aislaban zonas sin permitir que los niveles intermedios pudiesen continuar en producción o inyección. En esto la técnica de inyección de geleses mucho más selectiva, siempre y cuando éstos se inyecten apropiadamente, tanto en pozos productores como en inyectores.

- Condiciones del proceso

En el Área Entre Lomas se efectuó un Proyecto Piloto en el año 1995 y un Proyecto de Aplicación, implementado en tres campañas entre los años 1999 y 2001. La metodología de diseño y de aplicación fue totalmente disímil como también resultaron las condiciones de corte de agua del campo en ambas implementaciones. El Proyecto Piloto involucró a 5 productores y 4 inyectores. El concepto utilizado en ese momento fue el de minimizar los volúmenes de tratamiento en función de incrementar la concentración del polímeros.

Las características que se tuvieron en cuenta para la selección de los pozos fueron las siguientes:

Para productores, pozos con claras evidencias de acuaturización (en el Área Entre Lomas se inyecta agua para recuperación secundaria de salinidad sensiblemente inferior a la del agua de formación. Por lo tanto, el agua inyectada ha constituido un valioso trazador natural para las tareas de evaluación de canalizaciones y respuesta a la inyección); Candidatos con varias capas, pozos que operan en *gas-lift*, a fin de evitar el costo de *pullingy* alquiler de herramientas, pozos que perdieron producción primaria y pozos con alta relación gas-petróleo, que indicaría deficiencias en el barrido por agua.

Para los inyectores se tuvieron en cuenta: pozos con antecedentes de pobre distribución vertical de la inyección, pozos con varias capas en inyección, baja eficiencia de recuperación secundaria en la malla y con baja presión de inyección.

El gel que se escogió para el tratamiento tanto de pozos inyectores como de pozos productores fue poliacrilamidas con Cr(III).

Un resumen de las propiedades tanto del proyecto piloto como del tratamiento de aplicación se puede ver en la siguiente tabla

Tabla 14 Condiciones del proyecto y aplicación

Proyecto	PILOTO	APLICACION
Corte de agua de la zona al comienzo del proyecto	88%	82%
Corte de agua actual	91%	83%
Corte de agua actual extrapolado sin tratamiento	98%	89%
Inversion (MU\$)	951	1300
Incremento de reservas probadas+	146	186

probables (Mm ³)			
Maximo incremento de petróleo(m ³ /d)		50	57(ESTIMADO)
Disminucion de producción bruta (m ³ /d)		66	40
Evaluacion económica s/reservas probadas y probables			
Considerando (WTI)=20 u\$s/bbl)	P.O. (años)	1.9	2.1
	VAN al 10% (MMS)	4.2	5.1

Fuente:WOUTERLOOD Carlos J. ALCIGNO Esteban D. , NORMAN Chuck A.“Metodología y resultados de proyectos de inyección de geles para incrementar la recuperación en un reservorio heterogéneo y multicapa de la cuenca neuquina de argentina.” INGEPET 2002 (expl-3-cw-04)

- Problemas

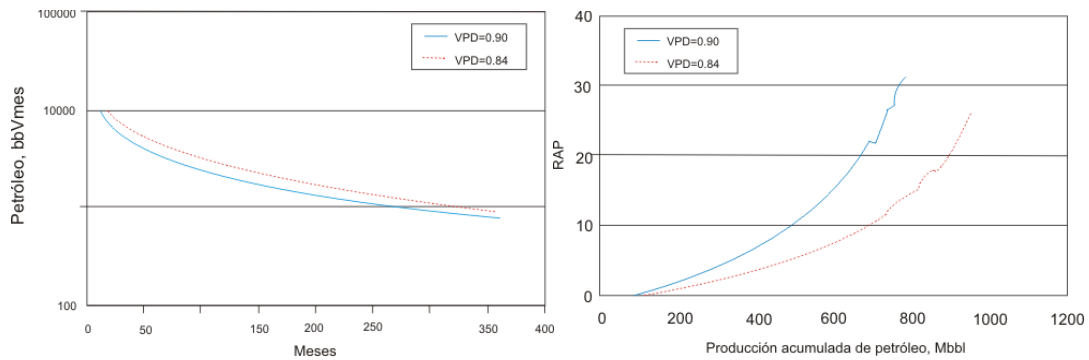
En la literatura no se reportaron problemas de ningún tipo durante la aplicación de método.

- Resultados

En el proyecto piloto los tratamientos brindaron una evaluación económica satisfactoria y un mayor grado de conocimiento de estas técnicas llevó a pensar en que mayores volúmenes de menores concentraciones podrían ser más eficientes.

En la aplicación evidentemente, el taponamiento que produjeron los geles causó una importante mejora en la eficiencia de barrido vertical. Las siguientes figuras permiten comparar el comportamiento de la recuperación secundaria con y sin tratamiento con polímeros.

Figura 40 Resultados del proyecto.



Fuente: WOUTERLOOD Carlos J. ALCIGNO Esteban D. , NORMAN Chuck A. "Metodología y resultados de proyectos de inyección de geles para incrementar la recuperación en un reservorio heterogéneo y multicapa de la cuenca neuquina de argentina." INGEPET 2002 (expl-3-cw-04)

En algunos casos, por medio de ensayos *step-rate* fue posible calcular reducciones de permeabilidad efectiva promedio en el rango de 50 a 75% para unidades de flujo tratadas en el Área Entre Lomas. Presumiblemente, el gel se ha alojado en las zonas más permeables. Este rango podrá variar en función de la concentración de polímero utilizada, mientras que la distribución del tratamiento en las capas será función de la permeabilidad, de la presión y de la saturación de agua. Puede esperarse menor espesor contactado y más elevadas permeabilidades taponadas cuanto menor sea el régimen de inyección del polímero. Esto implicará un menor volumen de tratamiento para un costo operativo dado.

Sobre la base de la experiencia realizada, puede afirmarse que los proyectos de inyección de geles polímeros no deberían retrasarse hasta que altas tasas de corte de agua dominen la producción. De esta manera se reducirán los costos de extracción y el proyecto será más fácilmente solventado en un contexto de mayor flujo de caja. Otra recomendación es inyectar tanto volumen de polímeros como las condiciones de la formación lo permitan. Hay una relación directa entre mayor volumen de tratamiento y mayor respuesta o beneficio.

Tabla 15 Resultados del proyecto

Proyecto	PILOTO	APLICACION
Fecha	1995	1999-2000
Productores Tratados	5	4
Volumen de Gel inyectado (m ³)	199	415
Vol. Gel/pozo tratado (m ³)	40	104
Concentración Polímero (ppm)	6400-8500	3000-6000
Inversión Total en Productores (M\$)	643	164
Pozos c/respuesta/pozos tratados (%)	60	100
Costo de desarrollo de res. Probada (%/bbl)	1.65	3.26
Inyectores Tratados	4	11
Volumen de Gel Inyectado(m ³)	278	15343
Vol. Gel/pozo tratado (m ³)	69	1395
Concentración Polímero (ppm)	5000-7800	1500-6000
Inversión Total en (M\$)	308	1136
Cantidad de Pozos c/respuesta	13	23

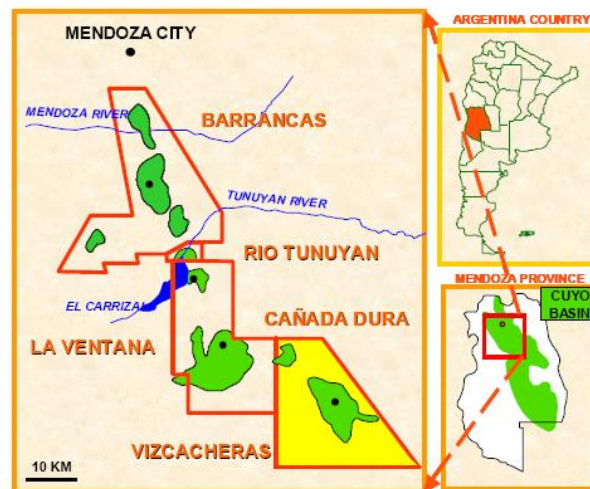
Fuente: WOUTERLOOD Carlos J. ALCIGNO Esteban D. , NORMAN Chuck A.“Metodología y resultados de proyectos de inyección de geles para incrementar la recuperación en un reservorio heterogéneo y multicapa de la cuenca neuquina de argentina.” INGPET 2002 (expl-3-cw-04)

VIZCACHERAS (ARGENTINA)¹³

- Características del campo

El campo Vizcacheras es un “maturewaterflooding” que fue descubierto en 1965; es parte del bloque más grande del mismo nombre localizado en la región sureste de la cuenca Cuyo en la provincia de Mendoza, Argentina. El límite oeste del campo es el área “La Ventana” y el límite superior es el área Zampal Oeste.

Figura 41 Campo Vizcacheras



Fuente: NORMAN C. DE LUCIA J. "Improving Volumetric Sweep Efficiency With Polymer Gels in the Cuyo Basin of Argentina". SPE 99379

El campo incluye dos yacimientos principales: la formación Barrancas y la formación papagayos. La estructura en la cual el campo Vizcacheras fue desarrollado es un bloque de falla erosiva formado por un rift continental de la era Trifásica. La estructura actual corresponde a la deformación terciaria Andina. La formación Barrancas está compuesta primordialmente de cuerpos de arena-

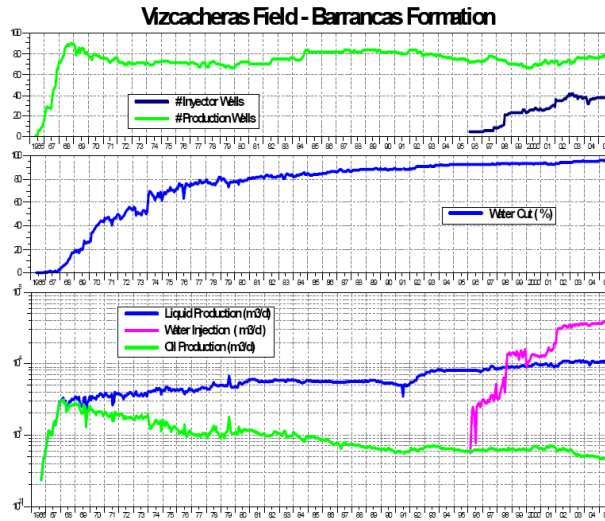
¹³NORMAN C. DE LUCIA J. "Improving Volumetric Sweep Efficiency With Polymer Gels in the Cuyo Basin of Argentina". SPE 99379

conglomerados intercalados con lutitas impermeables. Los intervalos productivos son heterogéneos, lateralmente y verticalmente, lo cual resulta en un grado de incertidumbre en la correlación de los cuerpos de arena. Los intervalos con mayores espesores se encuentran en el norte y oeste del bloque Vizcacheras. Hacia el sur y el oeste, las facies productivas disminuyen en espesor y calidad de yacimiento, eventualmente terminando en una formación impermeable.

La parte alta de la estructura de Vizcacheras está compuesta de un pliegue asimétrico con un buzamiento de 2°E en el flanco oriental. El flanco occidental es casi horizontal. El eje de la estructura está orientado NNW-SSE buzando al norte. El anticlinal se caracteriza por fallas aproximadamente verticales Este-Oeste que no exhiben una separación apreciable. Basado en estructuras más claramente definidas en el área, se cree que hay un cierto grado de desplazamiento horizontal. Este tipo de depositación con separación de fallas muy limitada, implica que las fallas no son barreras de permeabilidad, pero en vez de eso actúan como conductos entre estratos. También hay una falla en dirección NW-SE con origen en la compresión andina.

La producción inicial de aceite de la formación Barrancas en el campo Vizcacheras ocurrió a mediados de 1966 con el completamiento del pozo VI-7. El pico máximo de producción ocurrió en 1968 con 19.411 BOPD con un corte de agua promedio de sólo 5%. A finales de 1991, fue implementada una campaña de workover con el fin de incrementar la producción de la formación Barrancas. Como un resultado de este, la producción de aceite se incrementó desde 3019 BOPD a 4403 BOPD. (Ver figura 4). A comienzos de 1996 fue implementado un proyecto piloto de recuperación secundaria que incluyó el establecimiento de cinco patrones en una configuración invertida de 7 puntos. En 1997 y 1998 el proyecto se expandió al incluir un total de 20 pozos inyectores en los patrones invertidos de 7 puntos.

Figura 42 Tasas antes del proyecto.



Fuente: NORMAN C. DE LUCIA J. "Improving Volumetric Sweep Efficiency With Polymer Gels in the Cuyo Basin of Argentina". SPE 99379

El mecanismo de producción en el yacimiento Barrancas es expansión del fluido monofásico combinado con un acuífero moderado. La temperatura de yacimiento es 208,4 °F. La permeabilidad promedio, porosidad y saturación de aceite residual son 500 md, 17% y 25%, respectivamente. La tabla 1 resume el estado de todos los pozos y datos estadísticos seleccionados hasta Diciembre de 2005.

Tabla 16 Características del campo

PROPIEDAD	BARRANCAS FM.
Fecha de descubrimiento	1962
Pozos totales perforados	156
Pozos productores activos	77
Pozos inyectoros	20
Pozos de deposición de agua	17

Producción de petróleo crudo(BOPD)	2742
Produccion total de fluido (B/D)	81.700
Corte de agua promedio	95.9
Inyección de agua	6300
Producción acumulada de aceite (MMBLS)	92.57

Fuente: NORMAN C. DE LUCIA J."Improving Volumetric Sweep Efficiency With Polymer Gels in the Cuyo Basin of Argentina". SPE 99379

- Objetivo de la aplicación

Los geles-Polímeros fueron seleccionados para aplicarse en el campo vizcacheras por varias razones:

- Se había observado cierta canalización de agua entre los pozos inyectoros y productores.
- Varios pozos de inyección han tenido problemas mecánicos que imposibilitaron la inyección selectiva.
- Casos históricos en campos análogos indicaron que el campo Vizcacheras era un buen candidato para la adaptación de la tecnología geles-polímeros.

El objetivo del proyecto fue reducir la inyektividad en los estratos de alta permeabilidad "zonas ladronas" entre los pozos de inyección y los pozos productores asociando desviando el agua inyectada hacia la zona no barrida. De esta forma se mejora de la eficiencia de barrido volumétrica (vertical y areal) en el patrón inyector-productor, se incrementa del factor de recobro de aceite debido a la producción incremental de aceite, los volúmenes de agua de inyección será reducidos, y consecuentemente se disminuirá la producción de agua.

- Condiciones del proceso

El proyecto de mejoramiento empezó en el 2002 con estudios de laboratorio, estudios de seguimiento y simulación numérica. A partir del análisis de perfiles de inyección, resultados de rastreadores, análisis de las curvas WOR Vs Np, y casos históricos de campos análogos, se determinó que al menos un 5% de las zonas ladronas debían ser tratadas con geles.

La selección de los pozos a ser tratados se hizo en base a criterios de saturación residual de aceite, conectividad, inyectividad y estado mecánico (buenas condiciones de casing y cementación).

Se seleccionó el patrón VI-144 para el proyecto piloto de geles. El patrón VI-144 incluye cuatro pozos productores de primera línea y siete pozos productores de segunda línea. Se creía que el mayor número de pozos productores asociados incrementarían el potencial para una respuesta positiva en un período de tiempo relativamente corto. Los pozos productores en el patrón VI-144 han respondido bien a la inyección de agua. La canalización de agua entre VI-144 y ciertos pozos productores asociados han sido documentada con rastreadores. El inyector VI-144 tuvo relativamente alta inyectividad y baja presión de inyección. Estudios del yacimiento identificaron buena conectividad en todas las 4 unidades de flujo.

No se realizó aislamiento de las zonas durante el tratamiento debido a que Las zonas “Super K” no son específicas para un estrato particular. Basado en los perfiles de inyectividad, las zonas ladronas existían en al menos dos de las cuatro zonas productoras primarias. El aislamiento de zonas añadía un costo significativo al tratamiento y Los tratamientos de geles sin aislamiento de zonas en otros yacimientos que no tenían flujo lineal se habían terminado sin posterior pérdida de inyectividad del tratamiento en las zonas de más baja permeabilidad.

Los polímeros seleccionados fueron Water-Cut 204 y Water-Cut 100 y el agente entrecruzador fue Acetato de cromo. La concentración del polímero diseñado fue

3000-7000 ppm entrecruzado con acetato de cromo en una relación 40:1 (polímero:Cr³⁺). La tasa de inyección fue diseñada a 1259 bbls de gel/ día a la máxima presión de cabeza (1130 psi), para esto se tuvo en cuenta que la presión de fractura era de 1280 psi.

En este piloto los geles fueron mezclados en agua fresca por dos razones: Las pruebas de laboratorio indicaron que los geles pudieron formarse a bajas concentraciones de polímeros en agua fresca en vez de agua de producción; y la calidad del agua producida fue variable y a veces contenía una concentración de aceite para el mezclado estable de los geles.

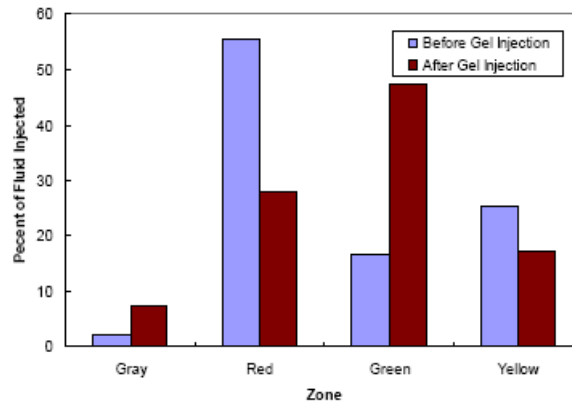
- Problemas

Cuando la planta de inyección de agua fue cerrada para implementar los tratamientos de inyección, las arenas fluyeron dentro del pozo. En más de una ocasión la cara del pozo estaba llena de arena antes de la inyección del gel; en el peor de los casos debido a las características de selectividad de los geles estos no entraron a tratar esta zona y en otros casos se formó una mezcla de gel y de arena que debilitó las propiedades de resistencia del gel a las condiciones severas de yacimiento.

- Resultados

La curva de perfil de inyección tomada cinco años antes del proyecto comparada con la curva tomada seis meses después del proyecto refleja una significativa variación. En las zonas ladronas, se dio una reducción significativa del flujo de agua mientras que las otras zonas presentaron un incremento.

Figura 43 Resultados del proyecto.



Fuente: NORMAN C. DE LUCIA J. "Improving Volumetric Sweep Efficiency With Polymer Gels in the Cuyo Basin of Argentina". SPE 99379

La producción total de aceite en los pozos de la zona tratada fue relativamente constante antes y después del tratamiento, sin embargo analizando pozo por pozo se vio que en los que presentaron mayor conectividad, si registraron un incremento en la producción de aceite y una disminución en la producción de agua.

Las reservas incrementales de aceite fueron estimadas de un análisis del caso base y el caso incremental de las curvas del WOR en los cinco pozos productores que fueron sometidos al tratamiento de gel; el análisis cuantifico un incremento en las reservas de aceite de 200000 BBLs 1,78% OOIP.

Basados en los resultados del piloto, se implementaron tratamientos adicionales incluyendo un segundo tratamiento en la misma área y dos en pozos inyectores adyacentes con el fin de generar un efecto sinérgico.