

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica



TESIS

Incidencia de la presión capilar en el cálculo del caudal crítico en yacimientos convencionales con mecanismo de impulsión de agua

Para obtener el Título Profesional de
Ingeniero de Petróleo y Gas Natural

Elaborado por

Rodolfo Yerson Lliuya Morales

 0009-0008-9982-948X

Asesor

Ing. William Romeo Navarro Cornejo

 0000-0003-2210-5981

**LIMA – PERÚ
2023**

Agradecimiento

Agradezco a todas las personas que contribuyeron en el desarrollo de este trabajo y a todas aquellas personas que confiaron en mi persona desde que me conocieron, Comenzare por mencionar que la idea principal de este trabajo fue gestada en México, un país que me abrió las puertas y que me acobijo. Dicen que durante la vida uno conoce a personas que lo ayudan a crecer y le enseñan caminar por la vida, esa persona a tantos kilómetros de mi País fue el Maestro Juan clavel, una persona que me ayudó mucho y confió en mi durante todo el tiempo que trabaje a su lado, creo que su aporte a la industria del petróleo mexicana y mundial es encomiable. También quiero agradecer a todos mis amigos de mi segunda casa de formación el IPN, siempre estaré agradecido a Irwing, Eduardo Islas, Pichardo, Bernardo, Liz y Eduardo.

Por otro lado, siempre viviré orgulloso de haber estudiado en la UNI, la mejor universidad de ingeniería del Perú, la cual forjo en mis los primeros cimientos y me brindo todas las herramientas para poder ser un profesional competitivo. En estas carpetas conocí a un formidable Maestro el Ing. William Navarro el cual influyo de manera positiva durante mi formación durante los últimos años en la universidad.

Dedicatoria

Esta tesis está dedicada a mis padres, Lidia Morales y Genaro Lliuya; por todo el apoyo durante mi proceso de crecimiento personal y profesional. Este trabajo nunca se hubiese logrado si no los tendría a ellos siempre a mi lado, empujando cada una de mis ideas, también agradezco el apoyo de mis hermanos Ivanovich y Estefany los cuales fueron un gran soporte y apoyo durante toda la vida.

Por ultimo y no menos importante, dedico esta tesis a mi compañera de vida Andrea y a mi hijo Adriano que son los motores más grandes de mi vida, gracias por ser la luz de mi camino.

Resumen

En el desarrollo o explotación de un yacimiento convencional con un mecanismo de impulsión de agua, se genera una interacción de fuerzas entre los fluidos presentes en las gargantas porales. Las fuerzas a interactuar son las fuerzas de gravedad y las fuerzas viscosas de los fluidos, esta interacción de fuerzas se atenúa en la vecindad del pozo y tiene como resultado la formación de un cono de agua, este crecimiento del cono será paulatino y dependerá de la distancia que se tenga del nivel del contacto agua-petróleo (WOC) al intervalo perforado, ya que de ser menor la distancia entre el WOC y el nivel de perforados el avanza del agua se acelera provocando su irrupción en el pozo y altos niveles de agua en superficie.

Cuando ya se tiene una irrupción de agua en el pozo será necesario contar con equipos para poder tratar el agua y ser reinyectada a algún acuífero. Para evitar todo este contratiempo es necesario un manejo controlado de la producción, mediante un uso adecuado del caudal crítico de producción y no tener problemas de conificación temprana. Para controlar problemas como la conificación de agua existen diferentes soluciones que parten desde un correcto manejo integral del yacimiento y soluciones tecnológicas brindadas por las diferentes compañías que volcaron el conocimiento adquirido en las explotaciones de campos a nivel mundial.

El comportamiento de la conificación dependerá de las características de la formación y estado mecánico que se presente en el pozo y las condiciones de producción con las que se opere. El reto es mayor en Perú, un país el cual se presentan cortes de agua elevados debido a una sobreexplotación del yacimiento o en muchos casos a un mal manejo en la producción del yacimiento

El objetivo de esta tesis es mostrar la importancia de la presión capilar en el cálculo del caudal crítico en yacimientos convencionales con mecanismos de impulsión de agua, ya que de no tomarse en cuenta se induce en errores de hasta un 200 %, cabe mencionar que esto queda validado debido que si partimos de las premisas que para obtener mayores ganancias se debe de optimizar la producción a bajos costos de operación y un adecuado manejo del caudal de producción.

Palabras clave – Yacimiento convencional, Conificación, Caudal crítico, Presión capilar.

Abstract

In the development or exploitation of a conventional reservoir with a water-drive mechanism, there is an interaction of forces between the fluids present in the pore throats. The forces involved include gravity forces and viscous forces of the fluids, and this force interaction is attenuated in the vicinity of the well, resulting in the formation of a water cone. The gradual growth of this cone depends on the distance from the water-oil contact (WOC) level to the perforated interval. If the distance between the WOC and the perforated interval is shorter, the water advance accelerates, leading to its breakthrough in the well and high water levels at the surface.

Once water breakthrough occurs in the well, it becomes necessary to have equipment to treat the water and reinject it into an aquifer. To avoid these complications, controlled production management is crucial, involving the appropriate use of critical production rates to prevent early coning issues. Various solutions exist to control water coning, ranging from comprehensive reservoir management to technological solutions provided by companies that have applied knowledge gained from global field exploitations.

The behavior of coning depends on the formation characteristics, mechanical condition of the well, and the production conditions in operation. The challenge is greater in Peru, a country experiencing high water cuts due to over-exploitation of the reservoir or, in many cases, poor reservoir production management.

The objective of this thesis is to demonstrate the importance of capillary pressure in calculating the critical flow rate in conventional reservoirs with water-drive mechanisms. Ignoring this factor can lead to errors of up to 200%. It is important to note that optimizing production at low operating costs and proper flow rate management are crucial premises for maximizing profits.

Keywords – Conventional reservoir, Coning, Critical rate, Capillary pressure.

Tabla de Contenido

	Pág.
Agradecimiento	ii
Dedicatoria	iii
Resumen	iv
Abstract	v
Capítulo I: Introducción	1
1.1 Antecedentes	1
1.1.1 Internacional	2
1.1.2 Nacional	4
1.2 Problemática	5
1.3 Formulación del Problema	7
1.3.1 Problema General	7
1.3.2 Problemas Específicos	7
1.4 Objetivos de la Investigación	7
1.4.1 Objetivo General	7
1.4.2 Objetivos Específicos	8
1.5 Hipótesis de la Investigación	8
1.5.1 Hipótesis General	8
1.5.2 Hipótesis Específicas	8
1.6 Justificación de la Investigación	9
1.7 Identificación de Variables	9
1.7.1 Variables Independientes	10
1.7.2 Variables Dependientes	10
1.8 Operacionalización de Variables	10

1.9 Matriz de Consistencia.....	11
Capítulo II: Marco Teórico y Conceptual	12
2.1 Marco Teórico.....	12
2.1.1 Control de agua	12
2.1.2 Problemas en la productividad del campo ocasionado por la producción de agua..	13
2.1.3 Presión Capilar	24
2.1.4 Caudal crítico	29
2.2 Marco Conceptual	45
2.2.1 Yacimientos Convencionales.....	45
2.2.2 Mecanismos de impulsión en yacimientos convencionales.....	47
Capítulo III: Desarrollo del Trabajo de Investigación	50
3.1 Generalidades de la explotación de pozos con problemas de producción de agua por conificación.....	50
3.2 Estado de la tecnología en las soluciones de problemas de producción de agua por conificación en pozos productores de aceite.....	53
3.3 Análisis de fuerzas que actúan en medio poroso y que promueven la producción de agua por conificación	57
3.4 Análisis de casos de aplicación.....	60
3.4.1 Caracterización geológica y estructural del yacimiento en estudio	61
3.4.2 Análisis de la producción de los pozos modelo	62
3.4.3 Comportamiento del corte de agua vs el volumen de crudo recuperado	67
3.4.4 Comportamiento del corte de petróleo vs el volumen de crudo recuperado.....	70
3.4.5 Análisis de heterogeneidad del campo petrolero	71
3.4.6 Corte del agua en el campo petrolero	74

3.4.7 Comportamiento del corte de agua en función del tiempo producido	75
3.4.8 Grafica de Chan	76
3.5 Definición de metodología de cálculo de caudal critico	81
Capitulo IV: Análisis y Discusión de Resultados	92
4.1 Descripción de análisis Costo-Beneficio	92
4.2 Análisis para el pozo 3D	94
4.3 Análisis para el pozo 6H	97
Conclusiones	100
Recomendaciones	104
Referencias Bibliográfica	106
Anexos	111

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1: Operacionalización de variables	11
Tabla 2: Matriz de consistencia	11
Tabla 3: Modelos y variables usadas por cada autor	82
Tabla 4: Datos del pozo 3D	84
Tabla 5: Datos del pozo 6 H	89
Tabla 6: Costos operativos del campo LOREL	92
Tabla 7: Volumen total de producción del campo LOREL.....	94

Lista De Figuras

	Pág.
Figura 1: Filtraciones de agua a través de las tuberías	15
Figura 2: Flujo canalizado detrás de tubería de revestimiento.....	16
Figura 3: Contacto de agua-aceite dinámico	17
Figura 4: Capa inundada sin flujo transversal.....	18
Figura 5: Capa inundada con flujo transversal.....	19
Figura 6: Presencia de fracturas o fallas entre pozos	20
Figura 7: Presencia de fracturas o fallas en una capa de agua	21
Figura 8: Conificación de agua en pozos horizontales y verticales	22
Figura 9: Barrido areal deficiente.....	23
Figura 10: Producción de agua por segregación gravitacional	24
Figura 11: Diagrama de Fuerzas	26
Figura 12: Efecto del tamaño del poro en la presión capilar	26
Figura 13: Efecto de la saturación(altura) sobre la presión capilar	28
Figura 14: Esquema de Conificación de un pozo petrolero.....	32
Figura 15: Condiciones de frontera Vertical y horizontal.....	39
Figura 16: Diagrama de un sistema de petróleo y el proceso de formación del hidrocarburo	46
Figura 17: Packers Mecánicos.....	54
Figura 18: Registros eléctricos durante el asentamiento del tratamiento químico	56
Figura 19: Sistema de cementación para aislar la zona acuosa	57
Figura 20: Distribución de fluidos en el medio poroso	58
Figura 21: Medio poroso mojado por agua y desplazamiento de petróleo en el medio poroso	59
Figura 22 Análisis de fuerzas de los fluidos en el medio poroso.....	60

Figura 23: Diagrama del proceso de revisión -análisis -integración (RAI) para el diagnóstico de mecanismos de alta producción de agua.....	61
Figura 24: Historial de producción del campo LOREL	64
Figura 25: Histórico de producción de fluidos del campo LOREL	65
Figura 26: Registros eléctricos e imágenes de corte horizontal de navegación de pozos horizontales	66
Figura 27: Comportamiento de producción del campo LOREL.....	68
Figura 28: Comportamiento del corte de agua del campo LOREL.....	69
Figura 29: Comportamiento del corte de petróleo de los pozos del campo LOREL.....	71
Figura 30: Índice de heterogeneidad de pozos del campo LOREL	73
Figura 31: Curva de declinación de pozos del campo LOREL.....	74
Figura 32: Variación del corte del agua vs Histórico de producción del campo	75
Figura 33: Variación del corte del agua durante el tiempo de producción del campo	76
Figura 34: Historial de producción del pozo 3D	77
Figura 35: Gráfico de Chan del pozo 3D.....	78
Figura 36: Historial de producción del pozo 6H	79
Figura 37: Gráfico de Chan de pozo 6H	80
Figura 38: Cálculo del caudal crítico en base al modelado de cada autor	83
Figura 39: Cálculo del caudal crítico en base al modelado de Kuo & Desbriasy.....	87
Figura 40: Comportamiento del corte de agua del pozo 6H en base al modelado de Kuo & Desbriasy.....	91
Figura 41: El costo para el tratamiento químico para el campo LOREL.....	93
Figura 42: Van y TIR del pozo 3D.....	95
Figura 43: Gastos Operativos del pozo 3D en M\$	96
Figura 44: Tiempo de recuperación de la inversión del pozo 3D	97
Figura 45: VAN y TIR del pozo 6H.....	98
Figura 46: Tiempo de recuperación de la inversión del pozo 6H	99

Capítulo I: Introducción

1.1 Antecedentes

Durante los últimos años se vivió un contexto mundial en el cual se observó una gran volatilidad en el precio del barril de crudo, estas fluctuaciones son debido a factores como la demanda global, políticas gubernamentales y avances en tecnología de energía. Estos susceptibles cambios en el precio del barril de petróleo originaron que las empresas operadoras centraran sus esfuerzos en disminuir gastos operativos durante el proceso de extracción del crudo y buscar la forma en la cual aumentar la producción de petróleo. Una de los factores que eleva el costo de extracción y procesamiento del crudo es la presencia de altos volúmenes de cortes de agua durante la etapa de extracción del petróleo. Esta irrupción temprana del agua es originada muchas veces por sobrepasar el caudal crítico o problemas durante la Completación del pozo, toda estas situaciones conllevan a que actualmente la industria de hidrocarburos deban identificar metodologías que ayuden a mitigar, controlar y eliminar la intrusión excesiva de agua al pozo, actualmente se cuenta herramientas como los registros eléctricos, análisis de pruebas de pozos, históricos de producción que ayudaran a poder realizar análisis mediante modelado o simulación de las condiciones presentes en el yacimiento petrolero. (Castiblanco Borbón, 2017)

En todo proyecto petrolero que tenga como finalidad la explotación de un yacimiento petrolero, se definirán límites económicos sobre los cuales se tienen que realizar evaluaciones de rentabilidad en base a niveles de producción de cada barril de petróleo en relación a los barriles de agua producida, esta relación es conocida como la relación agua petróleo (WOR), siendo este un factor determinante en el análisis de la variación de este factor en el tiempo. En la actualidad existen diferentes modelos de análisis planteados por diferentes autores que ayudados de los datos que se obtienen de las herramientas y la simulación nos ayudan a comprender de mejor forma el fenómeno de intrusión temprano o excesiva en la vida productora de un pozo petrolero.

1.1.1 Internacional

Ramos y Marín (2018) realizaron un diagnóstico de la conificación de pozos petroleros y proponer posibles soluciones. Para ello, se basaron en investigaciones previas realizadas en un yacimiento con un mecanismo de empuje hidráulico. Los autores demuestran, a través de un análisis sistemático de varios pozos de estudio, que la producción excesiva de petróleo con una alta relación agua-petróleo está relacionada con un aumento en la fuerza de empuje del agua en el fondo del pozo productor. Este aumento en la fuerza de empuje conduce a la formación de una conificación, que a su vez provoca la migración del contacto entre agua y petróleo hacia los intervalos perforados en la parte superior de la arena productora. En resumen, el estudio se centra en comprender la conificación de pozos petroleros, identificar sus causas y proponer soluciones efectivas para abordar este fenómeno en la producción de petróleo.

El estudio se basó en un análisis detallado de las características del yacimiento y el tipo de mecanismo de recuperación utilizado. Se observó que los mecanismos de empuje de agua tienen tasas de recuperación de fluidos significativamente altas, que se manifiestan en un patrón de flujo radial o lineal asimétrico. La configuración de este flujo dependerá de los límites y la clasificación del acuífero utilizado como mecanismo de empuje. Para diagnosticar la problemática de la conificación de agua en pozos petroleros con mecanismos hidráulicos, se propuso el uso de correlaciones y gráficos de diagnóstico. Estas herramientas ayudarán a determinar el tipo de problema que afecta al pozo. Autores como Chan y Ramos han desarrollado gráficos que permiten determinar si un pozo sufre de canalización o conificación. Estos gráficos se basan en datos obtenidos de registros de cementación y registros Gamma Ray, junto con información de pozos cercanos. Esta información es útil para delimitar el yacimiento y comprender cómo se ha comportado el contacto agua-petróleo como causa de una sobreproducción en el pozo.

Es importante destacar que este estudio se enfoca en el desarrollo de una herramienta de diagnóstico basada en correlaciones que se originan a partir de datos de pozos cercanos. Estas correlaciones ayudan a determinar el contacto agua-petróleo original (CAPO) y el

contacto agua-petróleo actual (CAPA), lo que a su vez permite un diagnóstico preciso del mecanismo de empuje y la identificación de técnicas mecánicas o químicas óptimas para mitigar o controlar la intrusión de agua en el pozo petrolero.

Según Kegang y Zheng (2012) mostraron la importancia de la presión capilar durante el cálculo del caudal crítico de producción, ya que de no considerarse la presión capilar se recurre a errores de hasta el 200% en base a los cálculos realizados en el campo de estudio. Los yacimientos con mecanismos de impulsión de agua y con capa de gas presentan serios problemas durante su vida productora debido a la conificación y producción de altos cortes de agua y una relación de gas petróleo, como causa de esta producción de altos cortes de agua y altos volúmenes de gas se fuerza la instalación de equipos de superficie más grandes y por lo tanto mayor inversión y del mismo modo se requiere procesar los diferentes tipos de fluidos producidos lo cual encarece los costos de extracción y disposición. Esta irrupción temprana y un bajo nivel de recuperación de petróleo del campo petrolero focalizó las investigaciones en el caudal de producción crítico y los errores causados por no tomar en cuenta la presión capilar son graves en los yacimientos de baja permeabilidad. Con el propósito de hacer un buen diseño de producción, investigaron el efecto de la presión capilar en la estimación de la tasa crítica.

El estudio mostró los caudales críticos calculados se acercan a los caudales críticos reales de campo debido a que se toman en cuenta variables que muestran el comportamiento real del pozo, analizándose las condiciones que rijan en el yacimiento como son la geometría del yacimiento, las propiedades de los fluidos presentes en el medio poroso, las propiedades de las rocas, la geometría del pozo, el diferencial de presión y para evaluar el yacimiento se debería calcular el tiempo de surgencia de la conificación del pozo. Los métodos existentes subestiman la tasa crítica al no tomar la presión capilar en cuenta y su comportamiento en el medio poroso. Por lo tanto, se pueden obtener tasas críticas más precisas utilizando el método calculado por el autor. Los cálculos fueron desarrollados en 2 pozos del medio oriente sobre los cuales se muestran que la longitud del intervalo de perforados, la distancia que esta tenga en base al contacto agua petróleo y la permeabilidad que se tenga en el medio y la

presión capilar son los factores más importantes para un correcto cálculo del caudal crítico de producción de un pozo petrolero.

1.1.2 Nacional

Pella López (2021) realizó un estudio para solucionar los problemas de producción excesiva de agua que se presentan en campos petroleros de la selva peruana, planteando el uso de modificadores de permeabilidad relativa (RPM) en trabajos de control de agua de campos maduros con mecanismo de empuje hidráulico. Siendo los RPM soluciones químicas que se viene usando a nivel internacional en campos donde se presentan altos cortes de agua y con altos costos operativos debido al alto costo que cuesta tratar el agua producida debido al costo de tratamiento químico y las facilidades necesarias para ser reinyectada esta agua .

El estudio de estas soluciones de inyección de polímeros para modificar la permeabilidad relativa y así evitar la producción de petróleo con altos cortes de agua se tomó como referencia algunos pozos petroleros con altos cortes de agua y se analizó individualmente cada pozo con ayuda de herramientas de diagnóstico gráfico y registros eléctricos que nos muestran si los pozos que se están estudiaron cumplen las condiciones para la aplicación de RPM en el pozo. Los pozos elegidos pertenecen a la cuenca del Marañón, siendo el caso con mayor éxito el perteneciente al yacimiento Forestal, el pozo ubicado en este yacimiento mostró disminución en la producción de agua, siendo uno de los casos de mayor éxito en referencia a la aplicación de modificadores de permeabilidad relativa sin afectar la producción de petróleo de un pozo.

El autor concluye que, si bien los modificadores de permeabilidad relativa son una gran solución para el control del agua, se tiene que considerar que su aplicación debe estar acompañado de un equipo multidisciplinario que ayude a determinar las condiciones necesarias para la aplicación de esta tecnología y no afectar la producción del pozo que se pretenda intervenir, cabe señalar que estas son soluciones temporales a los problemas para el control de agua.

Merino Bautista (2109) realizó un análisis completo del proceso de cementación de un pozo petrolero con el fin de aislar correctamente un pozo petrolero frente a la migración de fluido y/o gas, ya que en caso se tenga una cementación defectuosa se podría obtener una producción temprana de altos caudales de agua en el pozo, se analizó los diferentes criterios que se vienen analizando en pozos petroleros en la selva peruana debido a que actualmente centralizan más del 50% de la producción peruana, es donde surge la necesidad para poder obtener un mejor proceso de cementación con una formación de buena lechada, siendo esta de gran importancia para poder aislar correctamente estos pozos petroleros.

Los campos analizados son campos maduros con acuífero activo y que presentan un corte de agua que alcanza el 96,3%, ante estos problemas que se presentan en la selva peruana se considera importante un correcto análisis al evaluar el esfuerzo de gel estático del cemento utilizado. En caso se presente problemas durante el proceso de cementación como medida correctiva se plantea el uso de polímeros. Estos geles se plantean como una solución para poder mitigar la intrusión de agua al pozo, las características de estos geles son soluciones acuosas que serán preparadas y reinyectadas en el intervalo donde se detecte una intrusión de agua, se observa que una vez aplicado estos geles se obtiene un retorno de la inversión realizada en solo un mes lo cual garantiza el éxito de el uso de polímeros para poder controlar la migración de agua hacia el pozo y la recuperación de la producción de los pozos petroleros.

Para poder lograr un correcto nivel de éxito durante el proceso de cementación primaria a fin de asegurar una correcta formación del sello hidráulico de la formación productora, se determinó que un valor ideal del esfuerzo de gel estático es de 550 (lbf/100ft²), que se logran en un tiempo de 43 minutos, ya que esta es la presión resultante ejercida es menor a la de la presión del yacimiento petrolero.

1.2 Problemática

Actualmente en la selva peruana los yacimientos petroleros producen con altos cortes de agua, debido a que su mecanismo de impulsión es un acuífero activo. La explotación de estos lotes petroleros representa un gran reto para la industria petrolera en el Perú debido a

que actualmente la producción petrolera en la selva peruana representa más del 60% del total de la producción que se tiene como país, basado en el crecimiento y consolidación de la matriz energética del Perú que se pretende alcanzar en los siguientes años en el Perú y con miras a poder incrementar su producción diaria, disminuir el volumen de petróleo que se importa y el desarrollo de la industria petrolera en la selva peruana se deben de buscar el desarrollo de campos petroleros con el menor costo operativo posible ya que la logística para explotar campos en la selva peruana es muy alta. Basado en este problema, se presenta el siguiente trabajo en el cual se evalúa una mejor gestión inicial de la producción y explotación de los lotes petroleros, mediante el cálculo correcto del caudal crítico de producción.

El campo objeto de análisis para esta investigación se encuentra en la cuenca del Marañón y se denomina LOREL. En términos de su configuración estructural, el campo presenta cierres en sus cuatro direcciones con tendencia hacia el noreste y sureste. La zona productora del campo se localiza en la formación Vivian, que está compuesta por capas de areniscas en orden decreciente, incluyendo capas de areniscas conglomeradas en la base. Estas areniscas tienen componentes predominantes de cuarzo y varían en tamaño de grano de medianos a gruesos. El sistema de sedimentación sugiere un ambiente deposicional fluvial-deltaico. La formación tiene una permeabilidad aproximada de 2500 milidarcies (md) y una porosidad del 23%. El crudo extraído tiene una gravedad API de 18, 6° y una viscosidad de 23,4 centipoises (cp), y el espesor neto promedio de la columna de petróleo en la zona con potencial es de 15 metros.

El mecanismo de producción se basa en la influencia de un acuífero activo que mantiene la presión en el yacimiento. La salinidad promedio es de 75,000 partes por millón (ppm), y la presión del yacimiento se encuentra en 3920 libras por pulgada cuadrada (psi) con una temperatura de fondo de 214 grados Fahrenheit. Desde que comenzó su explotación en 2018, se han perforado 13 pozos, alcanzando un pico de producción de alrededor de 20 mil barriles por día (MBPD) y un volumen de producción de agua cercano a los 100 MBPD.

Es importante destacar que el campo es relativamente nuevo, y se ha observado un aumento en el contenido de agua y en el volumen de agua producido. Esto plantea la

necesidad de analizar el caudal crítico de producción de los pozos y determinar si existen problemas mecánicos o de conificación en algunos de ellos. La metodología se centrará en la identificación de los pozos seleccionados con problemas de producción de agua y en la evaluación de las opciones actuales disponibles para mitigar estos problemas, especialmente en lo que respecta a la irrupción temprana de agua en los pozos petroleros.

1.3 Formulación del Problema

La conificación de agua en pozos de petróleo representa un desafío significativo en la industria petrolera, debido a los altos costos de tratamiento de agua en superficie. Este fenómeno de conificación se origina a causa de una migración del contacto agua petróleo hacia la zona de perforados del pozo, este fenómeno origina que se produzca volúmenes de agua no deseada. La conificación de agua puede ser atribuida a varios factores, como la presión del yacimiento, la permeabilidad de la formación, la viscosidad del petróleo, las fuerzas físicas presentes en el medio poroso, entre otros factores.

1.3.1 Problema General

Los Yacimientos tienen excesiva producción de agua como resultado de la conificación de agua en yacimientos convencionales con mecanismos de impulsión de agua.

1.3.2 Problemas Específicos

¿Cuál es la incidencia de la presión capilar para el cálculo del caudal crítico de producción en yacimientos convencionales?

¿Cuál es la relación entre las fuerzas físicas y químicas a nivel poroso en la conificación de agua?

¿De qué manera se puede optimizar los gastos operativos de extracción de petróleo y tratamiento del agua en yacimientos convencionales?

1.4 Objetivos de la Investigación

1.4.1 Objetivo General

El objetivo central de este estudio es evaluar la influencia de la presión capilar en el cálculo del caudal crítico en yacimientos convencionales con mecanismo de impulsión de agua y reducir el volumen de agua producida tomando en cuenta la presión capilar. Partiendo

del análisis de diversos modelos propuestos para determinar el caudal crítico, los cuales incorporan variables y propiedades específicas del pozo, este trabajo busca lograr un cálculo más preciso que refleje de manera más fiel el comportamiento real de un pozo petrolero a lo largo de su vida productiva. No considerar la presión capilar en el desplazamiento de los fluidos en un medio poroso puede inducir a errores sustanciales, llegando a ser de hasta un 200%. Este hecho se valida al comprender que una gestión exitosa en un proyecto petrolero implica la optimización de la producción con costos de operación mínimos y un eficiente manejo del volumen de agua producida, ya que el tratamiento y disposición de esta agua resultan en elevados gastos operativos en la superficie.

En resumen, este estudio se enfoca en demostrar cómo la presión capilar desempeña un papel crítico en la determinación precisa del caudal crítico en yacimientos convencionales con mecanismo de impulsión de agua, lo que a su vez tiene un impacto significativo en la gestión económica y operativa de los proyectos petroleros.

1.4.2 *Objetivos Específicos*

- Establecer la relación entre las fuerzas físicas y químicas a nivel poroso en la conificación de agua.
- Determinar la incidencia de la presión capilar para el cálculo del caudal crítico de producción en yacimientos convencionales.
- Explicar de qué manera se puede optimizar los gastos operativos de extracción de petróleo y tratamiento del agua en yacimientos convencionales.

1.5 *Hipótesis de la Investigación*

1.5.1 *Hipótesis General*

Existe una relación significativa entre la conificación y la producción excesiva de agua en yacimientos convencionales con mecanismo de impulsión de agua.

1.5.2 *Hipótesis Específicas*

- Existe una incidencia significativa entre la presión capilar para el cálculo del caudal crítico de producción en yacimientos convencionales.

- Existe una relación importante entre las fuerzas físicas y químicas a nivel poroso en la conificación de agua.
- La optimización de recursos de extracción de petróleo y el tratamiento del agua influyen de manera positiva en la gestión de un campo petrolero.

1.6 Justificación de la Investigación

Actualmente a nivel mundial, uno de los principales problemas asociados con la producción de hidrocarburos es la producción de altos niveles de agua en la etapa inicial de la explotación del yacimiento, especialmente cuando el yacimiento tiene un acuífero activo. Considerando que la mayor cantidad de reservas de hidrocarburos en Perú se encuentra en yacimientos convencionales con acuífero activo, es necesario iniciar la producción del pozo con caudal crítico adecuado sin estimular y romper la inercia de los fluidos en el medio poroso, ya que en caso se realice una sobreproducción del pozo petrolero a un caudal de producción por encima del caudal crítico calculado se estimulara la formación de la conificación del pozo petrolero y derivara en la elevación del corte de agua del pozo petrolero.

Esta investigación podrá ser tomada por las empresas que operen los lotes petroleros que actualmente se encuentran ubicadas en la selva peruana y algunas empresas que pretendan invertir en lotes petroleros con alto potencial de producción, pero que presentan altos cortes de agua como el Lote 192 y Lote 8, siendo lotes que en una etapa inicial de producción alcanzaron más de 100 000 barriles de petróleo al día, estos campos maduros representan un gran reto para la industria petrolera peruana para poder implementar estudios de manejo y control del agua en yacimientos con similares características. Esta investigación también será utilizada por empresas a nivel mundial que explotan yacimientos con similares características a los pozos planteados en esta tesis, la optimización del cálculo del caudal crítico adecuado representa una alternativa económica de ganancia para las empresas petroleras.

1.7 Identificación de Variables

Para desarrollar la presente tesis se han identificado las siguientes variables independiente y dependientes.

1.7.1 Variables Independientes

Las variables independientes son las siguientes:

- a) Presión capilar
- b) Viscosidad del aceite
- c) Porosidad
- d) Permeabilidad
- e) Densidad del agua
- f) Densidad del crudo
- g) Factor Volumétrico
- h) Saturación de agua
- i) Saturación de petróleo

1.7.2 Variables Dependientes

Son variables endógenas las que dependen de las variables independientes. Estas variables son las siguientes:

- a. Caudal crítico
- b. Producción de crudo
- c. Radio de Drenaje
- d. Altura del Cono
- e. Tiempo de formación del cono
- f. Penetración de perforados

1.8 Operacionalización de Variables

Para el desarrollo de la investigación, se determinaron algunas variables importantes que tiene mayor incidencia en el desarrollo de esta investigación, estas variables se adjuntan en la tabla 1.

Tabla 1

Operacionalización de variables

Variables	Definición Operacional
Caudal crítico	Máximo caudal de producción
Producción de Crudo	Volumen de crudo producido
Radio de Drenaje	Radio de flujo del fluido después de la perforación
Altura del Cono	Altura de elevación del contacto agua petróleo
Tiempo de formación del cono	Tiempo de irrupción del agua en el pozo

Fuente: Elaboración propia.

1.9 Matriz de Consistencia

Como parte del desarrollo de la investigación y la evaluación de la coherencia y conexión lógica establecida, se muestra la siguiente matriz en la tabla 2. En la cual se muestran todos los elementos de la investigación.

Tabla 2

Matriz de consistencia

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN	VARIABLES	METODOLOGÍA
Problema General	Objetivo general	Hipótesis General	Independientes	Con algunas consideraciones y el uso práctico de correlaciones previas se analizarán el campo LOREL, donde se presentaron problemas por irrupción temprana de agua y conificaciones de agua, se verifica de tiempos reales de avance de la intrusión de agua en base a los históricos de producción. Se realizará una comparación entre los caudales críticos calculados para los pozos seleccionados del campo en estudio, como parte de este estudio se analizarán cada una de las variables de las ecuaciones matemáticas planteadas.
la excesiva producción de agua como resultado de la conificación de agua en yacimientos convencionales con mecanismos de impulsión de agua.	Determinar el efecto de la conificación en el medio poroso en la excesiva producción de agua en yacimientos convencionales con mecanismo de impulsión de agua.	Existe una relación significativa entre la conificación y la producción excesiva de agua en yacimientos convencionales con mecanismo de impulsión de agua.	Presión capilar Porosidad Permeabilidad Densidad del agua Densidad del crudo Factor Volumétrico	
Problemas Específicos	Objetivos Específicos	Hipótesis específicas	Saturación de agua Saturación de petróleo Viscosidad	
¿Cuál es la incidencia de la presión capilar para el cálculo del caudal crítico de producción en yacimientos convencionales?	Determinar la incidencia de la presión capilar para el cálculo del caudal crítico de producción en yacimientos convencionales	Existe una incidencia significativa entre la presión capilar para el cálculo del caudal crítico de producción en yacimientos convencionales	Dependientes Caudal crítico Producción de crudo Radio de Drenaje Altura del Cono Tiempo de formación del cono Penetración de perforados	
¿Cuál es la relación entre las fuerzas físicas y químicas a nivel poroso en la conificación de agua?	Establecer la relación entre las fuerzas físicas y químicas a nivel poroso en la conificación de agua	Existe una relación importante entre las fuerzas físicas y químicas a nivel poroso en la conificación de agua		
¿De qué manera se puede optimizar los gastos operativos de extracción de petróleo y tratamiento del agua en yacimientos convencionales?	Explicar de qué manera se puede optimizar los gastos operativos de extracción de petróleo y tratamiento del agua en yacimientos convencionales	La optimización de recursos de extracción de petróleo y tratamiento de agua influye de manera positiva en la gestión de un campo petrolero.		

Fuente: Elaboración propia

Capítulo II: Marco Teórico y Conceptual

Este capítulo describe las principales bases teóricas y conceptuales para comprender el desarrollo del presente trabajo de investigación.

2.1 Marco Teórico

2.1.1 Control de agua

Desde la exploración de hidrocarburos hasta la puesta en marcha de un pozo petrolero, el impacto del agua en la economía de los proyectos petroleros en cada etapa de la vida productiva de un pozo es significativo debido a los elevados costos de tratamiento del agua en superficie. Para yacimientos que contienen agua, petróleo y gas, la cantidad saturada de agua antes de que comience la producción se considera un volumen constante presente en el medio poroso. Durante el período de producción, la caída de presión en el yacimiento crea una zona de transición, que se caracteriza por un aumento paulatino de la saturación de agua, alcanzando valores elevados e incluso llegando al 100%. La extensión de la zona de transición depende de varios factores como la permeabilidad de la formación, el tamaño de los poros, la densidad y viscosidad del fluido, la presión capilar y la humectabilidad (Bailey, et al., Verano de 2000).

Durante la producción, ocurren períodos donde el agua, presente en el medio poroso ya sea de un acuífero o de alguna sección invadida hacia el pozo, se mezcla con hidrocarburos en flujos simultáneos, lo cual representa un grave problema para la gestión de un proyecto petrolero por el elevado costo de tratamiento del agua de producción.

Aunque el agua está presente en todos los campos petroleros a lo largo de las etapas de producción y será un fluido en altas tasas con las cuales se tendrá que trabajar, en la explotación de hidrocarburos no toda agua es considerada dañina para la industria de petróleo ya que se contara con agua que ayudara a que se pueda recuperar de mejor manera los hidrocarburos. Hay clasificaciones básicas que siempre debes considerar.

- Agua de Barrido: esta agua proviene de un pozo inyector o de algún acuífero activo, cumpliendo la función de mantener la presión en el yacimiento durante la etapa

de producción de petróleo, buscándose la estabilidad de presión en el medio donde se esté originando la explotación del hidrocarburo.

- Agua Positiva a la Producción: existe un volumen de agua que es inherente su explotación como consecuencia de la extracción de los hidrocarburos, ya que es el agua presente en el medio poroso y que durante la explotación del hidrocarburo se extraerá un volumen que representa un porcentaje del volumen extraído, siendo este volumen considerado positivo hasta una tasa donde sea aún rentable su extracción para un proyecto petrolero mediante la correcta gestión de recursos en superficie.

- Agua Negativa a la Producción: Se considera agua negativa para la explotación de un pozo petrolero al volumen de agua producida que representa altos volúmenes de agua en referencia al volumen de petróleo extraído como consecuencia de algún problema en el fondo del pozo como algún problema mecánico o interconexión entre formaciones, en estos caso es recomendable la evaluación del volumen de agua extraído en base al límite económico de rentabilidad de extracción del agua en relación al petróleo.

2.1.2 Problemas en la productividad del campo ocasionado por la producción de agua

Durante el proceso de puesta de producción de un pozo se tienen distintas etapas durante la perforación donde se presentan problemas y que posteriormente derivaran en problemas de producción de agua por diferentes motivos, también se presentan problemas durante el proceso de completación y puesta en producción de los pozos petroleros. Cada uno de estos problemas pueden ser detectados con la ayuda de datos como su histórico de producción y registros eléctricos que ayudaran a tipificar el problema que sea presente para la intrusión del agua en el pozo (Bailey, et al., Verano de 2000).

Se definen a continuación algunos de los problemas más comunes que se presentan en la vida de un pozo petrolero por la presencia de agua que derivaran en un incremento del volumen de producción de agua son los siguientes:

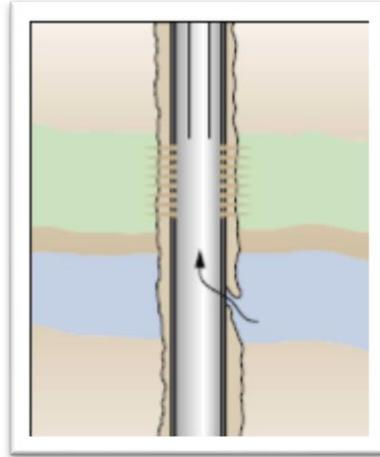
2.1.2.1 Filtraciones de agua a través de tubería de revestimiento, tubería de producción

En secciones donde existe una proximidad entre el acuífero y el nivel de arena productora, es posible observar la entrada de agua procedente de zonas donde no productoras de petróleo en el pozo. Esta entrada de agua ocurre a través de medios ajenos a la completación inicial del pozo y no corresponde a las condiciones iniciales del yacimiento. Estos problemas pueden ser resultado de problemas durante la cementación, fisuras en tuberías de completación, ruptura de packers durante la etapa de completación o mal funcionamiento de equipos mecánicos instalados en el fondo del pozo durante el proceso de completación. Detectar y abordar estos problemas representa un desafío integral, ya que se requiere el uso de herramientas descendidas en el pozo para realizar contrastes del medio y, eventualmente, aplicar soluciones que eviten la comunicación no deseada de agua con el pozo petrolero. La resolución de este problema será evaluada en gran medida partiendo de la configuración y tipo de completación que se tenga en el pozo (Bailey, et al., Verano de 2000).

Para identificar este problema, el uso de registros eléctricos es de gran ayuda para determinar la sección invadida, como el registro de lectura de densidad de fluido, registros de cementación y el registro de temperatura, puede ser suficiente. Estos registros ayudarán a visualizar las zonas o secciones donde se está produciendo la entrada de agua no deseada. La figura 1 ilustra esencialmente este tipo de inconveniente (Bailey, et al., Verano de 2000).

Figura 1

Filtraciones de agua a través de las tuberías



Nota: La figura muestra la invasión de agua de otras secciones distintas de la zona de producción por filtraciones en la tubería de revestimiento. Fuente: Control de agua (Bailey, et al., Verano de 2000).

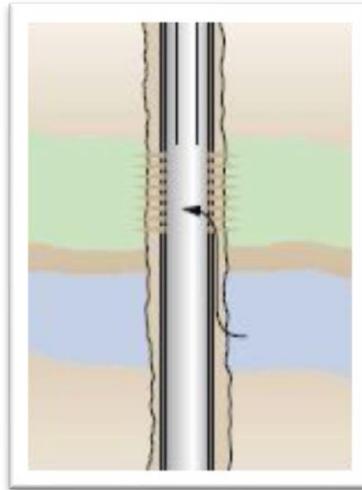
2.1.2.2 Flujo canalizado detrás de la tubería de revestimiento

Cuando se presente un acuífero en la zona geológica donde se pretenda explotar el yacimiento, sumado a la presencia de fallas estructurales que se tengan en las secciones de formación donde se esté realizando la perforación y completación del pozo, en caso se presenten problemas durante el proceso de cementación de las tuberías de revestimiento, mediante estas fallas o canales se pueden comunicar el nivel de perforados con el acuífero lo cual originara un aumento en el volumen de agua de producción del pozo por la invasión del agua del acuífero hacia el pozo (Bailey, et al., Verano de 2000).

La identificación de este flujo no deseado puede llevarse a cabo mediante registros geofísicos de temperatura o registro de saturación de agua el cual ayudara a determinar la región donde se presente el acuífero, los cuales se basan en la activación del oxígeno. Una de las alternativas más comunes para la solución de estos problemas en el pozo es la técnica conocida como "cementaciones forzadas", donde se usa la inyección de fluidos sellantes (Bailey, et al., Verano de 2000). Estos fluidos, que pueden estar compuestos por resinas y geles (gelificantes), se colocan en el espacio anular o en la formación para contener y sellar el flujo no deseado dentro del pozo productor la Figura 2 muestra de manera básica esta problemática.

Figura 2

Flujo canalizado detrás de tubería de revestimiento



Nota: La figura muestra la invasión de agua de otras secciones por fallas durante el proceso de cementación.

Fuente: Control de agua (Bailey, et al., Verano de 2000).

2.1.2.3 Contacto agua-aceite dinámico

En yacimientos donde se tiene un mecanismo de empuje ocasionado por un acuífero activo se tiene un contacto inicial de agua petróleo el cual se mantiene por debajo de la zona de perforados de la sección perforada, la cual se encuentra estable a condiciones del reservorio a determinada presión y temperatura, pero cuando se realiza la perforación y explotación de los pozos se cambian las condiciones iniciales, ya que se modifica el medio poroso conteniendo los fluidos, con esto se observa un ascenso de manera uniforme de los fluidos hacia el nivel de perforados, originándose la migración del contacto agua petróleo, este empuje del nivel inicial del contacto agua petróleo viene originado por el acuífero y sumado a la permeabilidad vertical, en pozos verticales se tiene como práctica común el abandono de la sección inicial de perforación, para el uso de esta técnica se asienta un packer mecánico para aislar la zona invadida por el agua y se realiza una perforación hacia un intervalo de producción superior (Bailey, et al., Verano de 2000).

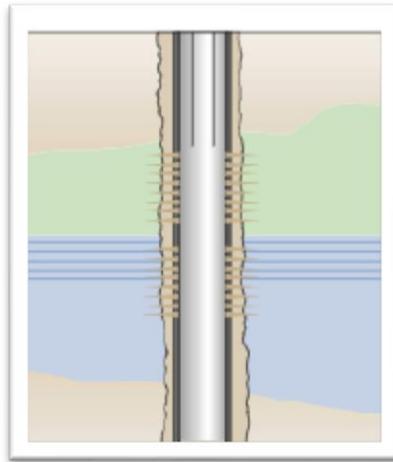
En pozos horizontales la solución hacia estos problemas es complejo debido a las diferentes direcciones que se tiene en la invasión del agua ya que se tiene mayor contacto del ingreso del fluido hacia el pozo y el contacto de agua petróleo, si bien existe tecnología

que pueda aislar alguna cresta formada durante la producción, los trabajos de contención en los pozos horizontales son muy cortos (Bailey, et al., Verano de 2000).

Figura 3 ejemplifica de manera gráfica como se origina la migración del contacto agua petróleo.

Figura 3

Contacto de agua-aceite dinámico



Nota: La figura muestra la invasión de agua de otras secciones por migración del contacto agua petróleo ocasionado por alta permeabilidad vertical. Fuente: Control de agua (Bailey, et al., Verano de 2000).

2.1.2.4 Capa inundada sin flujo transversal

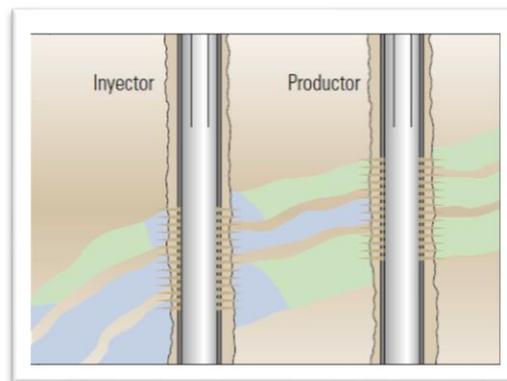
Cuando se tiene un pozo petrolero que tiene múltiples capas de arena productoras, se presenta un problema que sucede cuando una región con alta permeabilidad se encuentra circunscrita por una barrera compuesta por una capa de arcilla. evita el ingreso de agua debido a las condiciones de permeabilidad que tiene. Esta migración de agua será ocasionada por una interdigitación del agua en un proceso de barrido en un pozo inyector y la comunicación hacia el pozo productor como causa de la alta permeabilidad y la comunicación entre estas secciones de arenas productoras a diferente nivel, siendo este un problema muy común en pozos con diferentes secciones y con altas desviaciones, por otro lado es un problema muy pozo usual en pozos horizontales ya que en estos tipos de pozos se realiza una navegación en la sección productora (Bailey, et al., Verano de 2000).

Este problema se resuelve mediante la detección de la sección comunicada mediante registros eléctricos y se tomara la decisión de aislar la zona mediante el uso de herramientas

mecánicas o fluidos sellantes bajado mediante el uso de tuberías flexibles, La utilización de un fluido obstructor rígido o un fluido obstructor mecánico dependerá si se conozca la sección que se encuentre comunicada. La Figura 4 esquematiza de manera esencial este problema.

Figura 4

Capa inundada sin flujo transversal



Nota: La figura muestra la invasión de agua que proviene de otras secciones que contienen agua hacia secciones productoras. Fuente: Control de agua (Bailey, et al., Verano de 2000).

2.1.2.5 Capa inundada con flujo transversal

En contraste con la capa inundada sin flujo transversal, la sección de arena donde se realiza la reinyección de agua en el pozo reinyector carece de capas permeables que aislen esta área. Por el contrario, presenta una alta permeabilidad tanto en dirección vertical como horizontal, lo que facilita el desplazamiento transversal del agua en el yacimiento hacia la sección de arena productora del pozo productor (Bailey, et al., Verano de 2000).

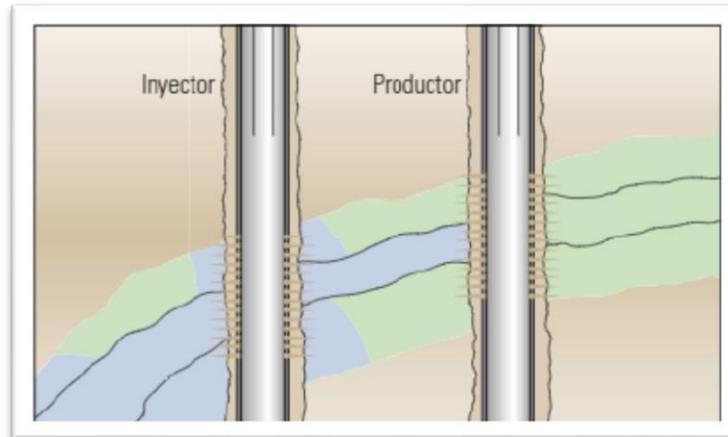
Este inconveniente surge cuando hay estratos de alta permeabilidad que no están envueltos por estratos impermeables. Esta situación es común en pozos verticales con múltiples capas en la zona productora. La solución a menudo implica la perforación de pozos multidireccionales o la modificación del modelo de completación para aislar la zona invadida por el agua y buscar la producción de una zona ubicada más arriba del nivel de ingreso de agua (Bailey, et al., Verano de 2000).

En la actualidad, se buscan soluciones integrales para estos problemas de invasión de agua mediante el uso de geles que modifican la permeabilidad de la zona donde se presenta el flujo transversal en el yacimiento. Este enfoque es particularmente efectivo

cuando la capa invadida es delgada y tiene una alta permeabilidad en comparación con la zona del hidrocarburo. La figura 5 ilustra este concepto.

Figura 5

Capa inundada con flujo transversal



Nota: La figura muestra la invasión de agua que proviene de otras secciones transversales por medio de barrido.
Fuente: Control de agua (Bailey, et al., Verano de 2000).

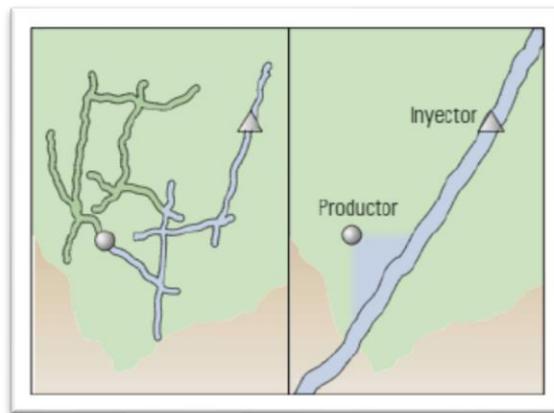
2.1.2.6 Presencia de fracturas o fallas entre pozos inyectoros y productores

Durante los procesos de recuperación secundaria, se emplea un modelo que busca el barrido lateral del yacimiento mediante la inyección de agua a través de pozos reinyectores. Este proceso favorece el desplazamiento del hidrocarburo. Sin embargo, en muchas ocasiones, durante este barrido lateral, se puede establecer comunicación a través de fallas o fracturas, conectando el pozo reinjector con el pozo productor y generando problemas de producción de agua en este último. Este tipo de problema es más frecuente en yacimientos naturalmente fracturados que están sometidos a técnicas de recuperación secundaria mediante la inyección de agua. Esta situación se observa principalmente cuando el sistema conformado por el yacimiento tiene una considerable extensión o presenta fracturas y canales de flujo, a través de los cuales el agua circula a una mayor caudal y velocidad. Entre las soluciones más comunes para determinar la comunicación a través de fallas o fracturas se encuentran el uso de marcadores o trazadores radioactivos y pruebas de presión (Bailey, et al., Verano de 2000).

Una alternativa a la solución de estos problemas, se contempla el uso de polímeros mediante la inyección de un gel en la matriz con baja permeabilidad, con el objetivo de reducir la producción de agua sin afectar la producción de petróleo. La figura 6 ilustra este concepto.

Figura 6

Presencia de fracturas o fallas entre pozos



Nota: La figura muestra la invasión de agua entre un pozo reinjector y otro productor. Fuente: Control de agua (Bailey, et al., Verano de 2000).

2.1.2.7 Presencia de fracturas o fallas en una capa de agua

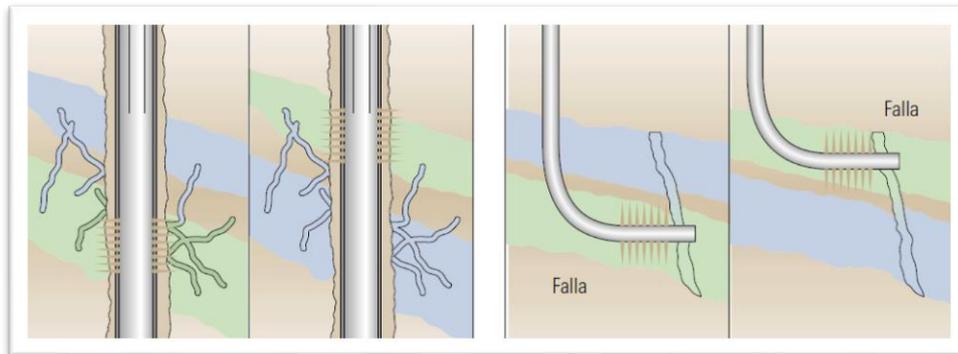
Las trampas de petróleo suelen formarse con una estructura geológica impermeable en la parte superior y un estrato de alta porosidad en la parte inferior. Muchas de estas estructuras geológicas están conformadas por fallas y disconformidades que separan diferentes formaciones y secciones de agua y petróleo, la figura 7 ilustra este concepto. Aprovechando estas fracturas, se busca establecer la comunicación entre ellas mediante el uso de pozos inyectores. Estos pozos contribuyen al desplazamiento del petróleo alojado en estas formaciones. De manera similar, en algunos pozos productores, se busca la comunicación con zonas con potencial de extracción, pero en este caso, las fracturas están conectadas a un acuífero de mayor profundidad, generando una comunicación no deseada con el acuífero que afectará la producción estimada (Bailey, et al., Verano de 2000).

La solución propuesta implica la inyección de un gel diseñado para contener la migración del agua hacia la zona de producción del pozo. Antes de esta inyección, se realiza un mapeo utilizando registros eléctricos de la sección a intervenir. Esto permite obtener las condiciones del medio mediante simulaciones de redes de fracturas, proporcionando así una

estimación más precisa de los volúmenes de inyección necesarios para sellar las fracturas y contener la migración del agua desde el acuífero comunicado (Bailey, et al., Verano de 2000).

Figura 7

Presencia de fracturas o fallas en una capa de agua



Nota: La figura muestra la invasión de agua que proviene de otras secciones comunicadas por fallas o fracturas.
Fuente: Control de agua (Bailey, et al., Verano de 2000).

2.1.2.8 Conificación de agua (pozos verticales) y cúspide de agua (pozos horizontales)

La conificación en un pozo de petróleo se manifiesta cuando existe un mecanismo de empuje hidráulico y un contacto próximo entre el agua y el petróleo en la zona de perforación de la arena productora, además de una permeabilidad vertical elevada en el medio. Esta situación induce la migración del contacto agua-petróleo hacia la parte superior debido al diferencial de presión en el medio poroso entre la presión del reservorio y la presión que fluye en el fondo del pozo. En líneas generales, la conificación puede surgir debido a un gradiente de presión próximo al pozo (Bailey, et al., Verano de 2000).

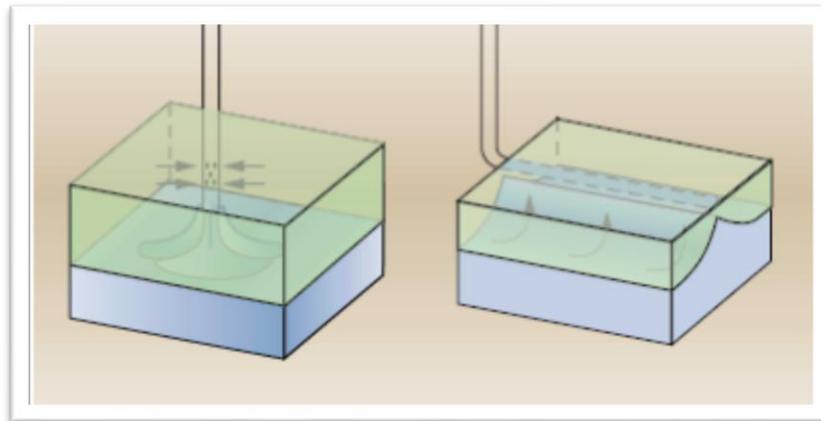
Para prevenir la formación de conificación en pozos verticales y horizontales, es esencial mantener un caudal de producción que no favorezca cuando las fuerzas viscosas son más fuertes que las fuerzas de gravedad. Sin embargo, una vez que se incrementa la producción de agua, esta tendencia se intensifica, aumentando el corte de agua y reduciendo el volumen de petróleo (Bailey, et al., Verano de 2000).

En pozos horizontales, la formación de las crestas se origina como consecuencia de la proximidad con el contacto agua petróleo se encuentran cerca de la sección de la arena productora, donde se ejecutó la navegación para optimizar la producción del pozo. Es fundamental señalar que las condiciones para la conificación en pozos horizontales incluyen

una permeabilidad vertical elevada. Como solución a estos problemas, se emplea el uso de geles para alterar la permeabilidad del medio o se llevan a cabo perforaciones para contener la migración del contacto agua-petróleo. La figura 8 proporciona una representación esencial de la conificación en pozos verticales y horizontales.

Figura 8

Conificación de agua en pozos horizontales y verticales



Nota: La figura muestra la invasión de agua ocasionada por la conificación de pozos petroleros. Fuente: Control de agua (Bailey, et al., Verano de 2000).

2.1.2.9 Barrido areal deficiente

Dentro de los mecanismos de recobro mejorado en la industria de hidrocarburos, se destaca la inyección de agua como una estrategia para aumentar la energía en el yacimiento y lograr un barrido eficiente en la zona, lo que resulta en un incremento en el recobro en el pozo productor seleccionado. Este mecanismo se muestra efectivo cuando se logra un barrido uniforme y equilibrado en el medio poroso según el modelo seleccionado. Sin embargo, en muchas ocasiones, la presencia de agua proveniente de un acuífero cercano o de un pozo inyector puede dar lugar a un barrido areal deficiente debido a la comunicación con secciones acuosas, contribuyendo al aumento del volumen de agua estimado en el recobro. La causa fundamental de este problema radica en la anisotropía areal de la permeabilidad, especialmente significativa en yacimientos irregulares (Bailey, et al., Verano de 2000).

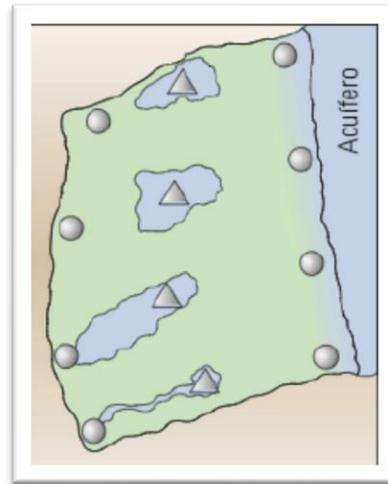
La solución recomendada cuando se tienen este tipo de problemas es la inyección de altos volúmenes de un fluido viscoso, siendo alto su costo de tratamiento, cuando se tengan

este tipo de condiciones es muchas veces mejor perforar pozos nuevos debido a su alto costo.

La figura 9 ilustra este concepto.

Figura 9

Barrido areal deficiente



Nota: La figura muestra la invasión de agua ocasionada por un barrido deficiente entre pozos. Fuente: Control de agua (Bailey, et al., Verano de 2000).

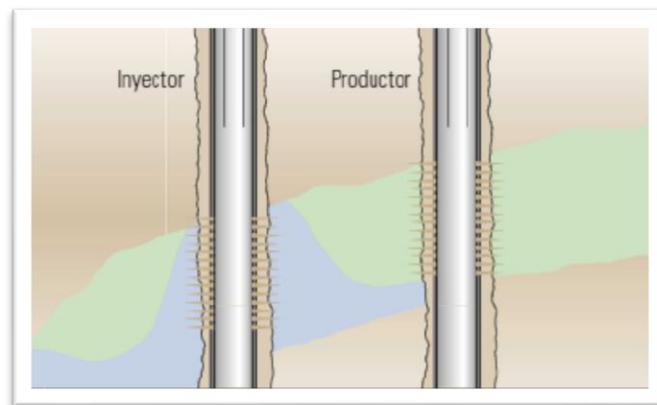
2.1.2.10 Segregación gravitacional

La segregación gravitacional se manifiesta en un yacimiento como parte de la distribución de los fluidos presentes en función de sus densidades en el medio de almacenamiento. En un yacimiento que sigue las condiciones habituales de la segregación gravitacional, el gas liberado tiende a ascender hacia la parte superior del yacimiento y no migrará hacia las paredes de los perforados del pozo productor. Este fenómeno resulta en un aumento del casquete de gas en el yacimiento. En ciertas circunstancias, cuando se trata de un yacimiento con capas de gran espesor y alta permeabilidad vertical, es posible notar que la segregación vertical puede provocar la infiltración de agua hacia la sección de producción, principalmente debido a la entrada de agua desde el acuífero. También es observable que, durante las condiciones de recuperación secundaria, al contar con una capa de alta permeabilidad vertical, la inyección de agua puede resultar en un aumento de la tasa de producción de agua en comparación con la producción de petróleo durante el proceso de barrido (Bailey, et al., Verano de 2000).

Como alternativa de solución a este problema, plantea el uso de pozos laterales o vecinos de corta longitud para poder realizar un barrido hacia las secciones de petróleo aun no producido, además de los fluidos con mayor viscosidad del fluido presente en el medio para originar un mejor barrido, se puede también inyectar fluidos gasificados que ayudaran a mejorar el barrido vertical. La figura 10 proporciona una representación visual de esta solución.

Figura 10

Producción de agua por segregación gravitacional



Nota: La figura muestra la invasión de agua ocasionada una recuperación secundaria entre un pozo reinjector y productor. Fuente: Control de agua (Bailey, et al., Verano de 2000).

2.1.3 Presión Capilar

La presión capilar surge de la diferencia de presión entre un fluido no mojante y la fase mojante en un sistema poroso. En un medio poroso, las fuerzas asociadas con la mojabilidad del medio hacia uno de los fluidos crean diferencias de presión a lo largo de la interfase entre ambos fluidos. Cuando los fluidos entran en contacto, las moléculas cercanas a la interfase experimentan atracción. Si la interfase es curvada, la presión de un lado supera al otro, generando así una diferencia de presión conocida como presión capilar. (Escobar Macualo, 2012, p. 111)

La analogía se establece con un sistema petróleo-agua en un tubo de diámetro grande, donde la interfase es plana debido a la distribución de las fuerzas en las paredes del tubo. En comparación, en poros de diámetros pequeños en un medio poroso, la fuerza causada por la preferencia humectante del sólido por uno de los fluidos se extiende a lo largo

de toda la interfase, creando diferencias de presión entre los fluidos. (Escobar Macualo, 2012, p. 111)

En el sistema representado en la figura 11, donde se encuentra un equilibrio estático y el agua moja fuertemente la superficie con un ángulo de contacto, se observa que la presión del petróleo es mayor que la del agua, independientemente de la longitud del tubo. En este caso, el agua puede ser desplazada mediante la inyección de aceite. La fase de aceite se desplazará espontáneamente si se reduce la presión de la fase de aceite, incluso si la presión de la fase de agua es menor que la del aceite. Este fenómeno se puede analizar mediante el equilibrio de fuerzas, donde la suma de las fuerzas en la dirección x, $\sum F_x = 0$ (véase la ecuación 1) es igual a cero en el estado de equilibrio. (Escobar Macualo, 2012, p. 111)

$$P_{nw}(\pi r^2) + \sigma_{ws}(2\pi r) - P_w(\pi r^2) - \sigma_{nws}(2\pi r) = 0 \quad (1)$$

Despejando la fase no mojante y fase mojante de la Ecuación 1:

$$P_{nw} - P_w = 2 \frac{(\sigma_{nws} - \sigma_{ws})}{r} \quad (2)$$

Como se vio anteriormente la tensión superficial de la fase mojante, la fase no mojante y el ángulo de contacto que se genera entre el fluido y la resultante de la presión capilar será representado mediante la ecuación 3 y ecuación 4:

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta \quad (3)$$

$$\sigma_{nws} - \sigma_{ws} = \sigma_{nww} \cos \theta \quad (4)$$

Luego, despejando las ecuaciones (3) y (4):

$$P_{nw} - P_w = \frac{2\sigma_{nww} \cos \theta}{r} \quad (5)$$

donde:

σ_{ow} = Tensión interfacial agua-aceite a condiciones de yacimiento, dinas/cm.

σ_w = Tensión superficial aire-agua a condiciones de prueba, dinas/cm.

P_{nw} = presión de la fase no mojante, dinas.

P_w = presión de la fase mojante, dinas.

r = radio del capilar, cm.

θ = ángulo generado entre la resultante de la presión capilar.

Por convención la presión capilar $P_o - P_w$ es negativos para sistemas mojados por aceite. En términos generales, la presión capilar se define como la diferencia de presión entre la presión de la fase mojante y el no mojante (véase ecuación 6), siempre se considera positiva. existen formaciones menos mojables, intermediamente mojados y fuertemente mojados. La presión capilar tiene aplicaciones en simulación de yacimientos y en ingeniería de yacimientos para calcular principalmente la altura de la zona de transición y la saturación de agua irreductible. (Escobar Macualo, 2012, p. 112)

La presión capilar será representada mediante la siguiente ecuación:

$$P_{nw} - P_w = P_c \quad (6)$$

donde:

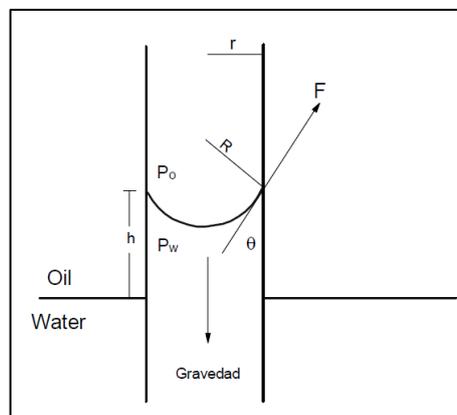
P_{nw} = presión de la fase no mojante, dinas.

P_w = presión de la fase mojante, dinas.

P_c = presión capilar, dinas.

Figura 11

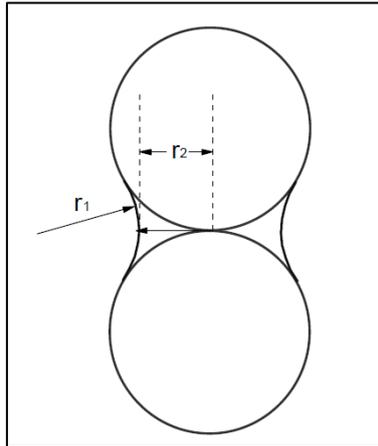
Diagrama de Fuerzas



Nota: la longitud sobre la cual la fuerza σ es aplicada en el capilar de radio r es $2\pi r$. Luego el total de la fuerza capilar será $2\pi r\sigma$. Y la fuerza vertical es $2\pi r\sigma \cos\theta$. Puesto que la presión se define como F/A . Fuente: Fundamento de Ingeniería de Yacimientos. (Escobar Macualo, 2012).

Figura 12

Efecto del tamaño del poro en la presión capilar



Nota: La figura muestra el efecto del tamaño de los poros en el cálculo de la presión capilar, donde la fuerza capilar será $2\pi r\sigma$. Fuente: Fundamento de Ingeniería de Yacimientos (Escobar Macualo, 2012).

La presión capilar originada por los fluidos agua y petróleo será representada por la ecuación 7, cada uno de los variables es representada en la figura 11.

$$P_c = \frac{2\pi r\sigma \cos \theta}{\pi r^2} \quad (7)$$

Que simplificado la ecuación 7 en base a la tensión superficial, resulta:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (8)$$

La anterior expresión implica que la P_c aumenta a medida que r disminuye. La presión capilar esta originalmente dada por la ecuación (9):

$$P_c = P_{nw} - P_w = P_o - P_w = \sigma \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right) \quad (9)$$

donde:

P_{nw} = presión de la fase no mojante, psi.

P_w = presión de la fase mojante, psi.

P_c = presión capilar, psi.

P_o = presión petróleo, psi.

σ =Fuerza aplicada al capilar.

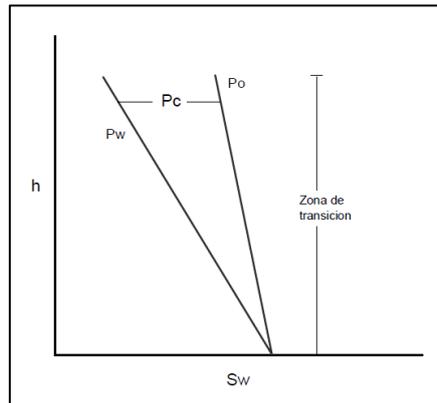
P_w = presión agua, psi.

r_1 = radio de curvatura del petróleo, cm.

r_2 = radio de curvatura del agua, cm.

Figura 13

Efecto de la saturación(altura) sobre la presión capilar



Nota: La figura muestra el efecto de la saturación de agua en la zona de transición y cómo esta influye en la presión capilar. Fuente: Fundamento de Ingeniería de Yacimientos. (Escobar Macualo, 2012).

Donde r_1 se mide sobre el petróleo. En términos generales r_1 y r_2 son los radios de curvatura en el mismo lado de la interfase, para el caso del tubo capilar ambos tienen valores positivos. De lo contrario el radio más pequeño es positivo y el más grande es negativo, r_1 y r_2 son iguales a $r/\cos \theta$ para un capilar uniforme de radio r . En la figura 12, a la altura h cuando existe equilibrio hidrostático capilaridad y gravedad, las presiones deben ser iguales para el caso del aceite (véase la ecuación 10) y agua (véase la ecuación 11) respectivamente.

$$P = P_o - \rho_o gh \quad (10)$$

$$P = P_w - \rho_w gh \quad (11)$$

Mediante la sustracción de las ecuaciones 10 menos ecuación 11, tenemos:

$$P_c = P_o - P_w = \Delta \rho gh \quad (12)$$

Si $r=R\cos \theta$ y $r_1 = r_2 = R$, después de hacer los reemplazos en la ecuación 12 se tiene:

$$P_c = \sigma \left(\frac{1}{R} - \frac{1}{R} \right) = \Delta \rho gh \quad (13)$$

$$P_c = \sigma \left(\frac{2}{R} \right) = \Delta \rho gh \quad (14)$$

Puesto que $R = r/\cos \theta$, luego reemplazamos en la ecuación 14:

$$P_c = P_o - P_w = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} = \Delta \rho gh \quad (15)$$

donde:

P_c = presión capilar, psi.

P_o = presión petróleo, psi.

σ =Fuerza aplicada al capilar, N.

P_w = presión agua, psi.

r = radio de curvatura de la fase mojante, cm.

$\Delta\rho$ = variación de la densidad, g/cc.

h =altura del capilar, cm.

Existe un grupo adimensional que representa la relación de las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares, Este grupo se conoció como numero capilar N_{ca} , el cual se muestra en la ecuación 16:

$$N_{ca} = \frac{\text{Fuerzas Viscosas}}{\text{Fuerzas Capilares}} = \frac{v\mu_w}{\sigma_{\sigma w} \cos \theta} \quad (16)$$

Este más tarde se generalizo como (véase ecuación 17):

$$N_{ca} = \frac{u \mu_w}{\sigma_{\sigma w}} \quad (17)$$

donde:

N_{ca} =número capilar.

μ_w =viscosidad del agua, cp.

$\sigma_{\sigma w}$ =Fuerza viscosa de la fase mojante, N.

v =velocidad aparente, bbl/(día-ft²).

2.1.4 Caudal crítico

El caudal crítico en pozos petroleros se refiere al punto en el cual el caudal que fluye el agua y petróleo a través del pozo (cabe señalar que este flujo es a condiciones estables del medio), donde las fuerzas presentes en medio poroso se mantengan estables. Este valor crítico del caudal puede mantenerse antes de que ocurran ciertos fenómenos no deseados, como la irrupción temprana de agua hacia la formación productora o el pozo.

Cabe señalar que una de las variables más importantes para determinar el caudal crítico es el gradiente de presión vertical ya que este debe ser mayor que la presión

hidrostática del agua, por esta razón el caudal crítico depende directamente del gradiente de presión vertical.

2.1.4.1 Ecuación de Darcy

La ecuación de Darcy desempeña un papel fundamental en la ingeniería de yacimientos al describir el movimiento de fluidos a través de medios porosos. Al calcular el caudal crítico, es posible analizar la ecuación teniendo en cuenta las condiciones que permitirían la máxima velocidad sin enfrentar problemas técnicos. En muchos casos, el caudal crítico está relacionado con el flujo de fluidos entre dos superficies concéntricas que simulan los límites del yacimiento y las paredes del pozo, determinadas por el radio de drenaje y el radio del pozo. Es crucial considerar diversos factores específicos del yacimiento y del fluido durante el cálculo del caudal crítico, véase la ecuación 18.

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} (p_e - p_w) \quad (18)$$

Donde:

h = Espesor impregnado de aceite, Ft.

K = Permeabilidad, md.

q_c = caudal crítico de aceite, STB/D.

p_e = presión radial, psi.

p_w = presión del pozo, psi.

μ = viscosidad del aceite, cp.

r_e = Radio de drenaje, ft.

r_w = Radio de pozo,ft.

2.1.4.2 Conificación de agua

Durante el proceso de producción, la producción temprana de agua en altos volúmenes es un fenómeno muy recurrente en los pozos petroleros, esta agua es proveniente del agua libre ubicada por debajo del nivel de perforados y alejado del nivel de contacto agua petróleo, Cuando se presenta este fenómeno de producción de altos volúmenes de cortes se

observa la formación de un cono de agua por debajo del nivel de perforados. (Escobar Macualo, 2012, p. 291)

La conificación de agua se origina como causa de la caída de la presión ocasionando por la producción de agua es mucho mayor a la fuerza gravitacional, sumando la fuerza de inercia que presentara durante su proceso de flujo (véase la ecuación 19). Todo este fenómeno es común de aparecer durante la producción de un yacimiento y serán algunas variables como la permeabilidad vertical del pozo y el exceso de producción del pozo. Cabe señalar si el contacto agua petróleo se encuentra lejos y existe producción temprana de agua ocurrirá un fenómeno distinto al cual llamaremos digitación, la figura 14 ilustra este concepto. (Escobar Macualo, 2012, p. 291)

$$P_{WOC} - P_{wf} > 0.433(\gamma_w - \gamma_o)H \quad (19)$$

donde:

P_{WOC} = Presión en el contacto agua petróleo, psi.

B_o = Presión del fondo fluyente, psi.

γ_w = Gravedad especifica del agua.

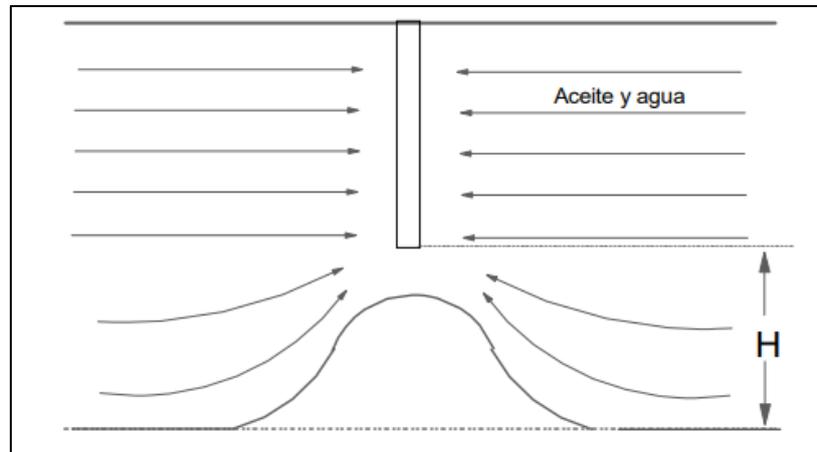
γ_o = Gravedad especifica del petróleo.

H = distancia del fondo del pozo al contacto agua petróleo.

Como se puede apreciar en la ecuación, nos muestra que a cualquier tiempo se puede presentar la conificación de un pozo, pero si se toma el manejo de algunos parámetros como el caudal de producción el pozo hará que la presión de fondo fluyente se mantenga, conteniéndose la conificación del pozo.

Figura 14

Esquema de Conificación de un pozo petrolero



Nota: La figura muestra la conificación de un pozo petrolero y la dinámica del flujo de fluidos en el yacimiento.
Fuente: Fundamento de Ingeniería de Yacimientos. (Escobar Macualo, 2012).

2.1.4.3 Muskat & Wyckoff

A través de la observación del fenómeno conocido como la conificación de agua en numerosos pozos de petróleo, en el cual se nota el gradual ascenso del agua, limitado por la caudal de producción, se estableció un valor crítico para este caudal crítico. Este número se calculó teniendo en cuenta la resolución para la distribución del potencial del flujo de fluidos como del petróleo alrededor del pozo, en situaciones estacionarias. Este proceso involucró la solución de la ecuación de Laplace aplicada a un fluido incompresible, considerando condiciones de frontera que incluían una producción uniforme y constante en el pozo.

Los investigadores señalaron que la disminución de la presión en la zona perforada del pozo se atribuye a las disparidades de densidad entre los diversos fluidos involucrados, y esto se agrava a medida que disminuye el volumen de petróleo contenido en esa región, manteniendo constante la tasa de producción. Como resultado, se observa un incremento del agua. Sin embargo, este fenómeno puede ser controlado mediante una producción intermitente (Meyer & Garden, 1954).

Alguna de las consideraciones de la teoría de conificación aplicadas por el autor:

- La conificación ocurre en un ambiente homogéneo.
- El desplazamiento del petróleo se desarrolla entre dos límites impermeables.

- Se establece una condición de estado constante.
- La distribución del potencial de flujo se manifiesta en una sola fase.
- La forma del cono no influye en la distribución del potencial.

El cálculo del caudal crítico se realizó utilizando la siguiente fórmula desarrollada por Muskat y Wyckoff (véase la ecuación 20).

$$q = \frac{k \left(\frac{\Delta \rho h^2}{144} \right)}{141.2 \mu_o \beta_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 \right]} \quad (20)$$

donde:

$B_o =$ Factor de volumen del aceite, rb/STB .

$h =$ Espesor impregnado de aceite, Ft .

$K =$ Permeabilidad, md .

$q_c =$ Gasto crítico de aceite, STB/D .

$r_e =$ Radio de drenaje, Ft

$r_w =$ Radio de pozo, ft

$\Delta \rho =$ Diferencia de densidades agua – aceite, gr/cm^3 .

$\mu_o =$ Viscosidad del aceite, cp .

2.1.4.4 Meyer & Garder

Los autores hacen mención que el fenómeno de conificación de agua en pozos de petróleo se origina bajo condiciones en las cuales el flujo es radial, a su vez el flujo del agua hacia el pozo se origina de forma vertical desde la zona del contacto agua petróleo hacia la zona de perforados en el fondo del pozo. Por otro lado, se tendrá un gradiente de presión es quien regula el flujo de fluidos restringiendo su flujo al gradiente gravitacional como parte de la presencia de diferencias de densidades entre los fluidos presentes en el medio como son el agua y el petróleo hacia la zona más cercana de niveles de perforados, teniendo estas consideraciones los autores representaron un modelo sobre el caudal crítico en pozos de petróleo, véase el modelo planteado por el autor en la ecuación 21.

$$q = \frac{0.001535k\Delta\rho(h^2-D^2)}{\mu_o\beta_o\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (21)$$

Donde:

$B_o =$ Factor de volumen del aceite, rb/STB

$D =$ Intervalo disparado, Ft

$h =$ Espesor impregnado de aceite, Ft

$K =$ Permeabilidad, md

$q_c =$ Caudal crítico de aceite, STB/D

$r_e =$ Radio de drene, Ft

$r_w =$ Radio de pozo, Ft

$\Delta\rho =$ Diferencia de densidades agua – aceite, gr/cm^3

$\mu_o =$ Viscosidad del aceite, cp

2.1.4.5 Chaney

En 1956, Chaney desarrollo un conjunto de curvas que permiten determinar el caudal crítico de petróleo basado en análisis gráfico. Estos gráficos fueron planteados utilizando un analizador potenciométrico y aplicando la teoría matemática de conificación de agua desarrollada previamente por Muskat-Wyckoff en 1935. Estos gráficos se elaboraron tomando en cuenta las características del fluido y la formación de arena.

Los gráficos se han concebido con el propósito de calcular el caudal crítico en sistemas que involucran la interacción de petróleo-agua, gas-petróleo y gas-agua, considerando las características particulares de los fluidos y las rocas mencionadas anteriormente. Las tasas hipotéticas, derivadas de las curvas de Chaney et al. (identificadas como "curva Q"), se ajustan para tomar en consideración las propiedades reales de la roca y el fluido del yacimiento mediante la aplicación de las siguientes fórmulas. (Chaney PE, Henson WL, Rice TD, & Noble MD, 1956)

Según lo desarrollado por el autor Chaney, el caudal crítico se calcula con la siguiente ecuación 22:

$$q = 0.5288 \times 10^{-4} \left[\frac{k(\rho_w - \rho_o)}{\mu_o \beta_o} \right] Q_{curva} \quad (22)$$

donde:

$$\rho_o = \text{Densidad del aceite, } \frac{lb}{ft^3}$$

$$\rho_w = \text{Densidad del agua, } \frac{lb}{ft^3}$$

$$K = \text{Permeabilidad efectiva del aceite, md}$$

$$q_c = \text{Caudal critico de aceite, STB/D}$$

$$\mu_o = \text{Viscosidad del aceite, cp}$$

Para el desarrollo del caudal critico planteado por el autor se requiere el análisis de graficas con las cuales se aproxima más aun el cálculo del caudal crítico y con el cual se establece la ecuación planteada en la ecuación 23.

$$Q_{curva} = 0.1313(h^2 - h_p^2) + 32 \left(\frac{52-h}{44} \right)^2 - 250 \left(\frac{h_p}{h} - 0.3 \right) \left(\frac{h-10}{90} \right)^2 - 40 \quad (23)$$

2.1.4.6 Schols

En el año de 1972, Schols introdujo una ecuación desarrollada empíricamente que se basó en los resultados obtenidos a partir de simulaciones numéricas y experimentos de laboratorio donde se analizó el flujo de fluidos bifásicos en un medio mediante flujo de Stokes. Esta ecuación desarrollada por el autor muestra la caída de presión como consecuencia de la perforación del pozo y su implicancia en las fuerzas gravitacionales en el medio poroso. Para desarrollar su planteamiento, propuso una función que se encuentra relacionada hacia el radio de drenaje, el radio del pozo y el espesor de la formación productora, el autor toma el uso de la permeabilidad relativa como una variable en la ecuación planteada

Esta correlación desarrollada por los autores tiene como finalidad, poder determinar la distancia final de la terminación de un pozo y el aporte a esta distancia completada, con estos cálculos se busca una mejor optimización en la completación final de pozos de petróleo. Desarrollando el modelo propuesto por el autor, el caudal critico será calculado con la siguiente ecuación 24:

$$q = 0.0783 \times 10^{-4} \left[\frac{k \Delta \rho (h^2 - h_p^2)}{\mu_o \beta_o} \right] \left[0.432 + \frac{\pi}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \right] \left(\frac{h}{r_e} \right)^{0.14} \quad (24)$$

donde:

$B_o =$ Factor de volumen del aceite, rb/STB

$h_p =$ Intervalo disparado, Ft

$h =$ Espesor impregnado de aceite, Ft

$K =$ Permeabilidad, md

$q_c =$ Caudal critico de aceite, STB/D

$r_e =$ Radio de drenaje, F

$r_w =$ Radio de pozo, Ft

$\Delta \rho =$ Diferencia de densidades agua – aceite, gr/cm^3

$\mu_o =$ Viscosidad del aceite, cp

2.1.4.7 Chaperon

En el año de 1986, se desarrolló una correlación analítica con el propósito de estimar el caudal en pozos verticales situados en formaciones anisotrópicas, caracterizadas por diferentes permeabilidades horizontal (kh) y vertical (kv). A diferencia de otros modelos planteados por otros autores Schools desarrollo una anisotropía más sensible de la formación, tomando como consideración que la distancia entre la zona de perforados y la frontera desarrollada por el radio de drenaje es corta con lo cual se asume que se tiene una baja penetración de perforados, con lo cual se puede estimar de mejor manera el potencial de flujo necesario para alcanzar el equilibrio estático, correspondiente al flujo hemisférico.

En situaciones en las que se produce un flujo pseudoradial, es necesario tener en cuenta la permeabilidad vertical en los cálculos a realizar. El autor hace mención que a medida que la transmisividad horizontal y el espesor de la zona productiva aumentan, el caudal de producción crítico también aumenta. Por otro lado, este caudal disminuye a medida que se incrementa el radio de drenaje externo. Estos son factores importantes a considerar para comprender y predecir la producción crítica en condiciones de flujo pseudoradial son planteados en la ecuación 25.

$$q = 0.0783 \times 10^{-4} \left[\frac{k_h (h - h_p)^2}{\mu_o \beta_o} \right] \frac{\Delta \rho}{q_c^*} \quad (25)$$

Despejando el q_c de la ecuación 25 se tiene la siguiente ecuación, en el cual el caudal crítico queda relacionado directamente con un factor que depende del radio de drenaje (véase la ecuación 26 y ecuación 27):

$$q_c^* = 0.7311 + \left(\frac{1.943}{\alpha''} \right) \quad (26)$$

$$\alpha'' = \left(\frac{r_e}{h} \right) \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \quad (27)$$

donde:

B_o = Factor de volumen del aceite, rb/STB

h_p = Intervalo disparado, Ft

h = Espesor impregnado de aceite, Ft

K = Permeabilidad, md

q_c = Caudal crítico de aceite, STB/D

r_e = Radio de drenaje, Ft

r_w = Radio de pozo, Ft

$\Delta \rho$ = Diferencia de densidades agua – aceite, gr/cm^3

μ_o = Viscosidad del aceite, cp

2.1.4.8 Abass & Bass

La conificación de agua es un proceso mediante el cual la interacción entre el petróleo/gas y el agua provoca un aumento localizado de contacto entre estos componentes hacia la sección perforada de un pozo de petróleo/gas que está parcialmente penetrado. Para comprender y analizar este fenómeno, se han empleado distintos enfoques. En primer lugar, se han creado modelos numéricos y físicos con el propósito de investigar el comportamiento de la conificación del agua en diversas condiciones de contorno. Se ha formulado un modelo matemático que es completamente implícito y está altamente acoplado para lidiar con cambios abruptos en la presión y la saturación.

Por otro lado, se ha construido un modelo físico utilizando plexiglás para obtener una representación cualitativa y cuantitativa de la conificación del agua. Además, se ha desarrollado una descripción analítica de la conificación de agua en diferentes situaciones de flujo. Estos enfoques combinados ayudan a comprender mejor este fenómeno y sus implicaciones en la producción de petróleo y gas.

En 1988, se propuso un modelo como parte de un proyecto de investigación que se basaba en una solución analítica para calcular el caudal crítico en diversas condiciones de flujo, tanto estables como inestables. Este modelo incorpora la presión promedio, y los investigadores fundamentan su estudio del caudal crítico en variables como el radio de drenaje, la penetración del pozo en la zona de aporte y la altura del cono. Es importante destacar que el enfoque inicial se centra en condiciones de drenaje radial.

Los investigadores llevaron a cabo un estudio exhaustivo del comportamiento del cono de agua en una variedad de condiciones de frontera. Este estudio se realizó utilizando enfoques analíticos, numéricos y experimentales, y se aplicó tanto a estados estacionarios como a estados pseudo-estacionarios. Es importante destacar que estos investigadores también tomaron en cuenta la posibilidad de que el intervalo perforado pudiera ubicarse a diversas distancias desde la parte superior del yacimiento.

Los autores desarrollaron el siguiente modelo matemático en el cual se toma gran importancia al nivel de perforados y a la sección productora, véase la ecuación 28:

$$q = \frac{5.25 \times 10^{-6} k_h h_p \Delta \rho (h - h_p)}{\mu_o \beta_o \left(\frac{r_e^2}{r_e^2 - r_w^2} \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} \right)} \quad (28)$$

B_o = Factor de volumen del aceite, rb/STB

h_p = Intervalo disparado, Ft

h = Espesor impregnado de aceite, Ft

K = Permeabilidad, md

q_c = Caudal crítico de aceite, STB/D

r_e = Radio de drenaje, Ft

r_w = Radio de pozo, Ft

$$\Delta\rho = \text{Diferencia de densidades agua - aceite, gr/cm}^3$$

$$\mu_o = \text{Viscosidad del aceite, cp}$$

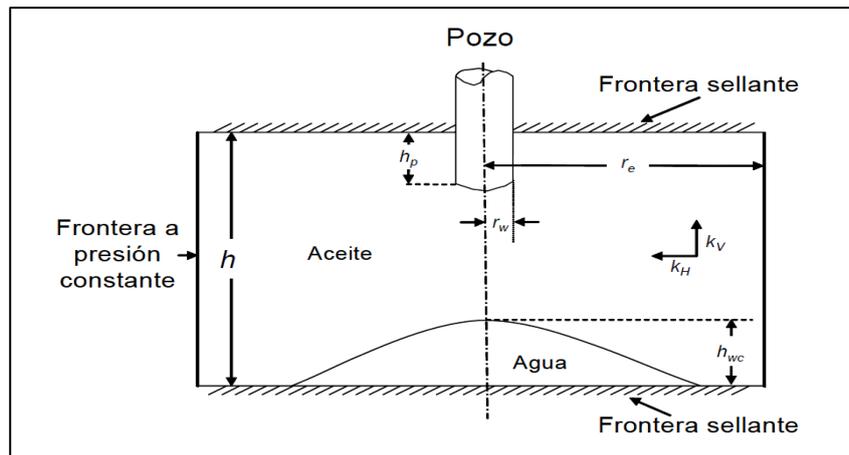
2.1.4.9 Hoyland, Papatzacos & Skaeveland

En 1989, se introdujo una solución analítica basada en el modelo creado por los investigadores Muskat y Wyckoff. Esta solución calcula el caudal crítico de producción de un pozo petrolero, considerando condiciones iniciales de una penetración baja en la zona perforada y un yacimiento anisotrópico con un mecanismo de impulsión proveniente de un acuífero.

La solución analítica usada para la determinación de la conificación de un pozo, tomando algunas consideraciones para el planteamiento de su modelo, este modelo planteado es para un tipo de fluido ligeramente compresible, con flujo hacia las caras del fondo del pozo con una conductividad infinita en el medio poroso y un yacimiento infinito. Para flujo estacionario la solución planteada toma condiciones de frontera vertical y horizontal como se puede observar en la figura 14. (Hoylan L.A, Papatzacos, & Skjaeveland)

Figura 15

Condiciones de frontera Vertical y horizontal



Nota: La figura muestra la conificación de un pozo petrolero con los límites. Fuente: Estudio de conificación de agua en yacimientos naturalmente fracturados (Martinez, 2011).

Para el estudio del modelo del caudal crítico se plantearon 2 métodos para la solución del caudal crítico, En el primer método, se analizó la sensibilidad de los parámetros que tienen mayor incidencia en el cálculo del caudal crítico, tomando como sección de volumen un

cuadrado en el cual se desplazaría los líquidos, posteriormente se delimito hacia un radio de drenaje de forma circular a presión constante, tomando así un yacimiento anisotrópico, el segundo modelo planteado se enfoca a la importancia que tiene la altura del cono hacia el cálculo del caudal crítico, siendo su aplicación hacia yacimientos anisotrópicos.

Hoyland y Papatzacos determinaron mediante las condiciones realizadas que el caudal critico viene determinado y relacionado hacia factores como la permeabilidad del medio poroso, las diferencias de densidades entre los fluidos presentes en el medio, la viscosidad de estos fluidos y el factor de volumen de aceite, siendo una función lineal la relación planteada por el autor. A continuación, se detalla la ecuación 29 que muestra una aproximación al cálculo del caudal critico en base al planteamiento del autor.

$$q = \frac{k_h \Delta \rho}{10.822 \mu_o \beta_o} \left[1 - \left(\frac{h_p}{h} \right)^2 \right]^{1.325} h^{2.238} [\ln(r_e)]^{-1.99} \quad (29)$$

donde:

$B_o =$ Factor de volumen del aceite, rb/STB

$h =$ Espesor impregnado de aceite, Ft

$h_p =$ Intervalo disparado, Ft

$K_h =$ Permeabilidad horizontal, md

$q =$ Caudal critico de aceite, STB/D

$r_e =$ Radio de drenaje, Ft

$\Delta \rho =$ Diferencia de densidades agua – aceite, lbm/ft^3

$\mu_o =$ Viscosidad del aceite, cp

2.1.4.10 Guo & Lee

En 1993, el autor plantea una solución analítica hacia el cálculo del caudal critico de producción de un pozo petrolero, se debe considerar una distancia optima entre el nivel de perforados y la parte superior de la formación, cabe señalar que esta investigación mostro la importancia de la consideración del gradiente de presión como parte del análisis de la estabilidad del flujo en el medio poroso de lo cual se concluye que la estabilidad de la conificación dependerá directamente del gradiente de presión, si se tienen un gradiente de

presión mayor que la presión hidrostática se tendrá un cono inestable con gran aporte de volumen de agua en el caudal de producción.

Entre los resultados importantes del estudio realizado en esta investigación se puede mencionar el cálculo del intervalo final de completación de un pozo, basado en efecto de la penetración que tendrá el pozo este limitara el caudal crítico, del modelo analizado por los autores se concluye que la máxima tasa de aporte de la producción sin agua se lograra en yacimientos de baja conductividad, donde se debería de lograr una penetración de un tercio de todo el total del espesor de la formación de aporte. El modelo planteado parte de un flujo radial al nivel de los perforados y un flujo semiesférico por debajo del nivel de perforados, cabe mencionar que todas estas afirmaciones son consideradas para yacimientos de baja conductividad.

Basado en el análisis desarrollado previamente, donde se indica la distancia optima de terminación del pozo presenta gran influencia en el caudal critico se presenta el siguiente modelo matemático (véase la ecuación 30):

$$q_c = 7.08 \times 10^{-3} \frac{k_v}{\mu_o} \left[r_e - \sqrt{r_e^2 - r_e(h - h_p)} \right]^2 \left[\frac{K_v}{\sqrt{k_h^2 + k_v^2}} + \frac{h_p \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right)}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \right] \quad (30)$$

donde:

B_o = Factor de volumen del aceite, rb/STB

h_p = Intervalo disparado, Ft

h = Espesor impregnado de aceite, Ft

K_v = Permeabilidad vertical, md

K_h = Permeabilidad horizontal, md

q_c = Caudal critico de aceite, STB/D

r_e = Radio de drenaje, Ft

r_w = Radio de pozo, Ft

$\Delta\rho$ = Diferencia de densidades agua – aceite, gr/cm³

μ_o = Viscosidad del aceite, cp

2.1.4.11 Pérez & Rodríguez

En 2012, se desarrolló un modelo destinado a determinar la conificación de agua en formaciones fracturadas naturalmente (YNF) mediante el uso de simulaciones numéricas. El modelo desarrollado por el autor se centra en determinar la altura del cono de agua formado durante la invasión de agua hacia el nivel de perforados, siendo el objetivo del autor determinar el comportamiento que se tienen en el cono originado ya la invasión del pozo, este comportamiento será evaluado partiendo de condiciones iniciales desarrolladas para un yacimiento fracturado poroso.

Este modelo analiza cada uno de los factores que influye en el proceso de conificación del agua en un pozo petrolero , algunos de los parámetros mencionados por el autor y la sensibilidad de los mismos , teniéndose como resultado un impacto mayor en el cálculo del caudal crítico en variables como la permeabilidad de la fractura de la formación, la viscosidad de los fluidos en el medio poroso, la distancia entre el nivel de perforados y el contacto agua petróleo, el análisis de cada una de estas variables proporciona mayor indicios del comportamiento de un pozo durante el proceso de conificación por invasión de agua en yacimientos naturalmente fracturados.

A continuación, se presenta el modelo matemático planteado por el autor (véase la ecuación 31):

$$q = \left[\frac{h_{wc}}{(2.963 + F_{bc})} \right]^2 \frac{k_f \Delta \rho}{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (31)$$

$B_o =$ Factor de volumen del aceite, rb/STB

$h_p =$ Intervalo disparado, Ft

$h =$ Espesor impregnado de aceite, Ft

$K =$ Permeabilidad , md

$q_c =$ Caudal crítico de aceite, STB/D

$r_e =$ Radio de drenaje, Ft

$r_w =$ Radio de pozo, Ft

$\Delta\rho = \text{Diferencia de densidades agua} - \text{aceite, gr/cm}^3$

$\mu_o = \text{Viscosidad del aceite, cp}$

2.1.4.12 Tabatabaei

El modelo desarrollado en 2012 se enfoca en la formación de un cono de agua como resultado de las fuerzas gravitacionales e hidrostáticas presentes durante la producción en un pozo. Este modelo matemático se aplica principalmente a pozos con bajos gradientes de presión y se refiere específicamente a pozos verticales completados parcialmente en la parte superior del yacimiento. Este modelo hace mención que el intervalo óptimo para la terminación de un pozo es la parte más alta de la formación productora ya que se encuentra más alejada del contacto agua petróleo. Para yacimientos con alta conductividad el caudal crítico de producción de petróleo libre de agua se podrá logrará teniéndose una penetración de la mitad de la formación productora.

Sin embargo, el modelo tiene ciertas limitaciones como no considerar el efecto de la presión capilar. Además, se asume que existe una interfaz aguda entre el aceite y el agua en la zona ubicada en la transición del yacimiento. Estas simplificaciones pueden afectar la precisión del modelo en ciertos escenarios (Tabatabaei, Ghamblor, & Guo, 2012).

Es importante destacar que la suposición mencionada, la cual no considera la presión capilar y asume una interfaz aguda entre el aceite y el agua, puede llevar a una sobreestimación del caudal crítico en el caso de una formación rocosa saturada de agua. Por otro lado, en una formación rocosa saturada de aceite, esta suposición puede resultar en una subestimación. Sin embargo, en yacimientos con alta conductividad, la omisión de la presión capilar generalmente no afecta significativamente los resultados. (Hernández Morales, 2019, p. 20)

Sin embargo, es fundamental tener en cuenta que en yacimientos de baja conductividad, la falta de consideración de la presión capilar puede tener un impacto significativo y en consecuencia es esencial considerar este efecto en tales casos para obtener resultados más precisos. De acuerdo a las correlaciones desarrolladas por el autor se tiene el siguiente modelo matemático (véase la ecuación 32):

$$q = 7.08 \times 10^{-3} \frac{k_h \Delta \rho (h - h_p - r_w)}{\mu_o \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right)} \left[\frac{1}{\sqrt{\frac{k_v}{k_h} + 1}} + \frac{h_p \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right)}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \right] \quad (32)$$

B_o = Factor de volumen del aceite, rb/STB

h_p = Intervalo disparado, Ft

h = Espesor impregnado de aceite, Ft

K = Permeabilidad, md

q_c = Causal critico de aceite, STB/D

r_e = Radio de drenaje, Ft

r_w = Radio de pozo, Ft

$\Delta \rho$ = Diferencia de densidades agua – aceite, gr/cm^3

μ_o = Viscosidad del aceite, cp

2.1.4.13 **Kegang Ling**

En resumen, investigaciones previas pasaron por alto el efecto crucial de la presión capilar en la conificación de agua. La presión capilar no solo regula la distribución de la saturación de agua en la zona de transición, sino que también actúa como una fuerza que se opone al desplazamiento del aceite por parte del agua en el cono de agua. En yacimientos con alta permeabilidad, la influencia de la presión capilar es pequeña en comparación con los efectos gravitatorios y por lo tanto no es significativa. Sin embargo, en yacimientos de baja permeabilidad, la presión capilar puede tener un impacto mayor que la diferenciación por gravedad y en consecuencia, se vuelve un factor dominante.

Este concepto sugiere que inyectar agua en una zona de baja permeabilidad puede resultar en un retraso en el avance del mecanismo de desplazamiento del aceite por agua debido a la presión capilar, en comparación con una zona de alta permeabilidad. Esto es un aspecto importante a considerar al planificar estrategias de producción y recuperación en yacimientos con diferentes características de permeabilidad. (Kegang & Zheng, 2012, p. 18)

El autor plantea el siguiente modelo matemático en el cual toma como variable importante a la presión capilar, véase la ecuación 33:

$$q_o = \frac{k_o h ((\rho_w - \rho_o) \Delta h_{OWC} - p_{ef\ bottom} + p_c)}{141.2 B_o \mu_o \left(\frac{1}{2} \ln \frac{4A}{\gamma C a r_w^2} + 1.35 \left(\frac{h}{h_p} - 1 \right)^{0.825} \left\{ \ln \left(h \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} + 7 \right) - \left[0.49 + 0.1 \ln \left(h \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \right) \right] \ln r_{wc} - 1.95 \right\} \right)} \quad (33)$$

B_o = Factor de volumen del aceite, rb/STB

h_p = Intervalo disparado, Ft

h = Espesor impregnado de aceite, Ft

K = Permeabilidad, md

q_c = Caudal critico de aceite, STB/D

r_e = Radio de drenaje, Ft

r_w = Radio de pozo, Ft

$\Delta\rho$ = Diferencia de densidades agua – aceite, gr/cm³

μ_o = Viscosidad del aceite, cp

2.2 Marco Conceptual

2.2.1 Yacimientos Convencionales

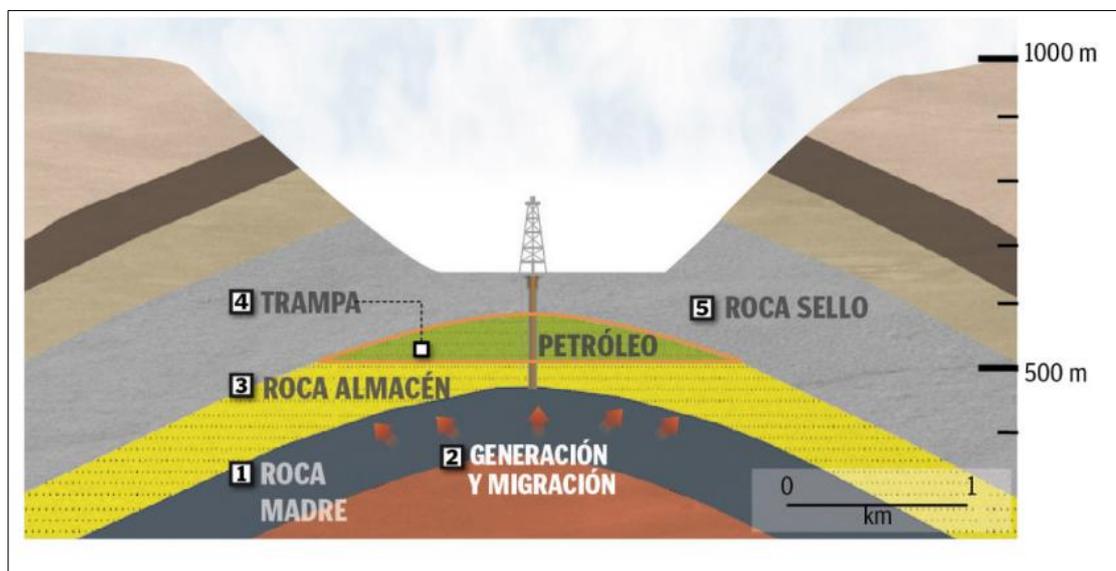
Los yacimientos convencionales son reservorios con petróleo y gas que se caracterizan por tener propiedades geológicas y petrofísicas que hacen que su explotación sea viable económicamente, estas características hacen que la explotación y producción del campo sea menor a comparación de yacimientos no convencionales donde se requiere estimulación y procesos de recuperación más costosas como el fracturamiento hidráulico, los yacimientos no convencionales por su parte requieren de una inversión costosa en tecnología de punta. Los yacimientos convencionales contienen hidrocarburos que debido a las condiciones de presión y permeabilidad de la roca reservorio fluyen de manera natural, debido a estas características del yacimiento su explotación se realiza con perforaciones convencionales como la perforación vertical y horizontal.

El sistema petrolero en yacimientos convencionales consta de varios elementos interrelacionados que facilitan la acumulación, migración y retención de hidrocarburos. Los componentes esenciales del sistema petrolero en estos yacimientos se encuentran

conformado por la roca madre, roca reservorio, trampa, roca sello y un trayecto de migración favorable entre la roca madre y el reservorio. En conjunto, estos componentes forman un sistema complejo que determina la existencia, la distribución y la explotación de los yacimientos de petróleo y gas en yacimientos convencionales. La exploración y producción exitosas dependen de la comprensión detallada de estos elementos geológicos y de cómo interactúan entre sí.

Figura 16

Diagrama de un sistema de petróleo y el proceso de formación del hidrocarburo



Nota: La figura muestra los 5 elementos que conforman un sistema petrolífero que conforman un proceso geológico. Fuente: Origen del petróleo (<https://www.cepsa.com/es/>).

Roca madre

La roca madre o roca generadora es una roca sedimentaria considerada arcillas negras, carbonatos de grano fino que contienen alto material orgánico en su composición, para la generación de hidrocarburos se debe partir de la idea inicial de contar con una roca madre, pueden existir fenómenos de migración, la presencia de fallas y otras condiciones pero si no existe una roca madre no existe hidrocarburo, la determinación de la materia orgánica y su capacidad generadora será determinada mediante técnicas geoquímicas.

Roca Reservorio

Los hidrocarburos se encuentran almacenados en rocas porosas que debido a sus características de porosidad funcionan como esponjas que contiene almacenado el hidrocarburo, entre las rocas almacén más comunes tenemos a las arenas y a los carbonatos, las características principales de la roca almacén son su capacidad de almacenamiento y la permeabilidad que es su capacidad que tenga el fluido para fluir a través de los poros.

Trampa y roca sello

Las trampas son la configuración geométrica de la roca almacén, donde el hidrocarburo quedara atrapado por las condiciones estructurales (anticlinales, o sistemas cerrados por fallas) en la roca reservorio. La roca sello impedirá que la migración continúe debido a la nula permeabilidad que posee completando de ese modo el sistema petrolero.

2.2.2 Mecanismos de impulsión en yacimientos convencionales

La producción de un campo petrolero se encuentra acompañada del uso de energía natural, mediante fenómenos de expansión de los fluidos contenidos en el medio y por la acción de la gravedad o el desplazamiento de fluidos en el medio porosos, en los yacimientos se pueden encontrar diferentes mecanismos de impulsión del petróleo y pueden cambiar dependiendo de la etapa en la cual se encuentre el proceso de explotación y las condiciones del yacimiento para ser explotadas. Entre algunos de los mecanismos de impulsión del petróleo tenemos:

2.2.2.1 Mecanismo de Expansión de Roca - Fluidos

Este mecanismo de desplazamiento se manifiesta en reservorios bajo-saturados, continuando hasta que se alcance la presión de saturación. La expansión del petróleo presente en el medio poroso se origina debido al aumento en el volumen del sistema, que comprende el petróleo, el agua connata y la roca. Este proceso desplaza el petróleo hacia los pozos productores perforados en el yacimiento. Debido a la baja compresibilidad del sistema, la tasa de disminución de la presión del yacimiento en respuesta a la extracción será notable, resultando en una disminución pronunciada de la presión. La liberación del gas contenido en el petróleo se produce en la tubería de producción cuando se alcanza la presión de saturación o el punto de burbuja.

2.2.2.2 Mecanismo con impulsión por capa de gas:

Este tipo de mecanismo se encuentra presente en yacimientos donde la presión inicial es igual a la presión del punto de burbuja, estas condiciones en el yacimiento se originan a medida que transcurre el tiempo geológico y en compensación al equilibrio gas-petróleo que debe existir en el yacimiento, con la presencia de esta capa de gas, el petróleo está manteniendo la máxima cantidad de gas en solución, a medida que la presión del yacimiento disminuya a causa de la producción la capa de gas se expandiera causando la expansión y desplazamiento inmiscible del petróleo. Dentro de los yacimientos convencionales las rocas que almacenan los fluidos se originan un proceso de expansión del gas contenido en este medio, por medio de este el gas disuelto en el yacimiento ayuda al abatimiento de la presión dentro del yacimiento.

2.2.2.3 Mecanismo de Empuje por Agua

En reservorios donde no existe una capa de gas, la presión inicial del reservorio es mayor que la presión de burbuja, cuando disminuye la presión debida a la producción del reservorio genera un diferencial de presión en el contacto entre el agua y el petróleo en el reservorio. Este fenómeno se produce debido a la dinámica de fluidos en el medio poroso. El acuífero actúa en el reservorio haciendo que el agua contenida en el acuífero invada el reservorio de petróleo originando intrusión o influjo, lo cual se genera en medida de compensar la presión perdida, sino que permitir la movilización del petróleo inmiscible en la zona invadida por el agua. Esta invasión de agua ocurre como una respuesta al reemplazo de los fluidos extraídos del reservorio.

Entre las características más destacables de los reservorios por impulsión de agua se tenemos, el Gas-Oil Ratio (GOR) permanece bajo y constante. El GOR es la relación entre el volumen de gas y el volumen de petróleo producido. Permanece estable hasta que la presión en el reservorio cae por debajo del punto de burbuja. La presión del reservorio permanece alta dependiendo mucho del tamaño del acuífero presente.

2.2.2.4 Mecanismo de Gas Disuelto:

En este tipo de reservorios, la presión inicial del yacimiento es igual o superior a la presión de punto de burbuja, lo que significa que el yacimiento contiene gas disuelto en el petróleo. A medida que se produce petróleo del yacimiento, la presión en el yacimiento disminuye gradualmente, alcanzando finalmente el punto de burbuja. Cuando la presión en el yacimiento alcanza el punto de burbuja, se produce una expansión de fluidos. En este proceso, el gas disuelto en el petróleo comienza a expandirse y a moverse a través del yacimiento. El objetivo es evitar que se forme una capa de gas en el yacimiento, lo que podría dificultar la producción de petróleo.

Para lograr este objetivo, se necesita que la permeabilidad vertical del yacimiento sea baja, lo que significa que el gas disuelto tiene dificultades para moverse hacia arriba en el yacimiento. A medida que el gas se expande y se mueve, el Gas-Oíl Ratio (GOR) del pozo aumenta, lo que significa que la proporción de gas producido en relación al petróleo también se incrementa. Este proceso es parte de la gestión de la producción en yacimientos con gas disuelto y requiere un monitoreo y control adecuado para optimizar la recuperación de petróleo y garantizar una producción eficiente a lo largo del tiempo.

2.2.2.5 Mecanismo de Segregación Gravitacional

La energía que cuentan los fluidos en el yacimiento hace que estos fluidos puedan ser drenados, es uno de los mecanismos de recuperación primaria, donde se aprovecha la fuerza de gravedad como mecanismo de empuje de los fluidos. Su efecto es más representativo en el yacimiento con buzamientos abruptos y con altos niveles de permeabilidad.

Capítulo III: Desarrollo del Trabajo de Investigación

Este capítulo muestra las técnicas realizadas en la explotación de los pozos petroleros con producción de altos cortes de agua, muchas veces para evitar la irrupción temprana de agua y alargar la vida del pozo se requiere el uso de trabajos de recompletación para poder colocar alguna barrera física o mecánica para poder disminuir el nivel del contacto agua y petróleo. También se hace mención de la tecnología que actualmente se maneja a nivel mundial.

3.1 Generalidades de la explotación de pozos con problemas de producción de agua por conificación

El agua cumple un importante papel durante la etapa de producción de un pozo, ya que es quien suministra el empuje natural para que pueda extraerse el petróleo del fondo del pozo y también durante la etapa de recuperación secundaria suministra la energía necesaria para realizar un mejor barrido de los pozos, sin embargo el agua se vuelve un problema ya que dependiendo si el pozo es inyector o productor se tendrán problemas distintos, alguno de los problemas más comunes son el taponamientos en las caras de las formaciones, producción de arena y corrosión en las líneas. Además, la producción de agua y aumento de la capacidad de flujo hacia superficie originara una contrapresión sobre la formación, disminuyendo la productividad del pozo.

Cabe señalar que al tener altos volúmenes de agua en superficie se elevara el costo de producción del pozo, debido al uso de aditivos, tener que implementar facilidades para el procesamiento de estos altos volúmenes de agua, así como el tratamiento adecuado para disponer del mismo. Para poder determinar la mejor manera de procesamiento de esta agua es necesario contar con herramientas y pruebas que nos puedan ayudar seleccionar a la mejor técnica de control y poder recuperar un porcentaje importante del volumen de petróleo a producir. A continuación, se detallan los principales problemas presentes durante la producción de un pozo con altos cortes de agua.

a) Corrosion

Cuando se tienen altos cortes de agua durante el proceso de producción se presenta corrosión, lo cual perjudica la tubería de producción y todos los equipos en superficie. Sumando que el fluido de producción tiene entre su composición concentraciones altas de materiales corrosivos (oxígeno, ácido sulfhídrico, dióxido de carbono, sales, etc.), estos materiales aceleran el proceso de corrosión. La corrosión de la línea de producción y los equipos deberá ser evitada mediante el uso de tratamiento químico, mediante la inyección de anticorrosivos tanto al pozo y a los equipos en superficie.

b) Producción de arena

Debido a la producción de agua y en altos volúmenes originarán arrastre de arenas y finos originando taponamiento de canales en la formación productora. Muchas veces también este arrastre de arenas provocara corrosión en el aparejo de producción, en el manifold y equipos de superficie.

Por eso se recomienda el uso de sensores de arena y realizar un monitoreo de muestras de sólidos en superficie para poder evaluar el estado del pozo, estos sensores y muestras nos ayudaran a medir si hay alguna comunicación con otra formación o desprendimiento del material cementante en el fondo del pozo.

c) Incrustaciones

Durante la fase de producción, uno de los desafíos más significativos es la acumulación de sedimentos minerales en el equipo de producción, lo que lleva a la reducción del diámetro interior de las tuberías, obstrucción de los cañones frente a la formación productora, así como válvulas, bombas y equipos en la superficie. Estas incrustaciones se forman a lo largo de la ruta de flujo del agua desde el fondo del pozo hasta los equipos en la superficie. La incompatibilidad de fluidos al reinyectar agua en el pozo, junto con variaciones en la temperatura y presión, contribuye a la precipitación y formación de estas incrustaciones.

En la mayoría de casos la composición de estas incrustaciones incluye iones presentes en el yacimiento, que se acumulan en todo el equipo de producción y en los equipos utilizados en la superficie durante la producción del pozo. Para abordar este problema, se recomienda el uso de inhibidores de incrustaciones.

d) Presencia de emulsiones

Las emulsiones serán formadas por la agitación de las moléculas de crudo en medio acuoso o viceversa, esta emulsión es un sistema de dos fases que presenta cierta afinidad y son miscibles hasta cierto punto. Pero debido al alto volumen de agua de producción extraída del fondo del pozo esta emulsión se presentará en mayor porcentaje en los equipos y los tanques de almacenamiento, para esto es necesario el uso de demulsificantes en mayor concentración para romper las emulsiones de agua/crudo. Muchas veces se agrava la presencia de emulsiones cuando se aplica una recuperación secundaria, ya que la inyección de agua, inyección de surfactantes y la inyección de CO₂ aumentan la formación de emulsión haciéndolas más estables.

e) Manejo de la producción de agua

En campos petroleros que manejan elevados volúmenes de agua de producción, es inevitable lidiar con estos volúmenes para justificar la operación y lograr producciones de petróleo que respalden la viabilidad económica. Aunque gestionar grandes cantidades de agua de producción conlleva costos adicionales por barril producido, hoy en día existen diversas técnicas de tratamiento y procesamiento específicamente diseñadas para abordar las características petrofísicas, geológicas y químicas únicas del agua extraída del yacimiento.

Entre las técnicas utilizadas se encuentra la deshidratación del agua de producción para obtener soda cáustica, que puede ser comercializada como un subproducto de la industria petrolera. Además, en varios países a nivel mundial se lleva a cabo el procesamiento del agua mediante métodos como la filtración y la osmosis inversa, con el objetivo de obtener agua tratada que pueda ser empleada en actividades agrícolas como el riego.

Estos esfuerzos de aprovechamiento del agua de producción están vinculados a un cambio cultural en la explotación de campos petroleros, ya que, en el pasado, este tipo de agua se vertía en el medio ambiente, generando impactos significativos y dañando los ecosistemas. En la actualidad, las compañías petroleras realizan considerables inversiones

en el procesamiento adecuado del agua de producción como parte de sus prácticas operativas y responsabilidad ambiental.

3.2 Estado de la tecnología en las soluciones de problemas de producción de agua por conificación en pozos productores de aceite

Como medida de solución a los problemas por la producción excesiva de agua de producción y la formación de conificación, existen diferentes soluciones que varían desde las más simples hasta las más complejas, estas tecnologías incluso pueden ser combinadas para obtener mejores resultados en la disminución de la altura del cono en el yacimiento. Entre las tecnologías con las que se cuenta tenemos las siguientes alternativas.

a) Sistemas Mecánicos

Las soluciones que más se recomiendan cuando se presentan problemas de conificación de pozos son el uso de soluciones mecánicas ya que han tenido mayor éxito en las pruebas realizadas a nivel mundial, pero estas varían de acuerdo a las características del pozo donde se aplique. Por ejemplo, cuando se presenten problemas como filtraciones por el casing, se optará por el uso de tapones mecánicos para sellar la sección o el intervalo por donde se observe la invasión de fluido hacia el pozo. Entre las herramientas mecánicas más usadas tenemos a los packers ya que son herramientas bajadas culminado la perforación del pozo, habiéndose llegado a la sección y profundidad deseada, son asentados mediante el uso de medios hidráulicos y mecánicos.

b) Selladores mecánicos

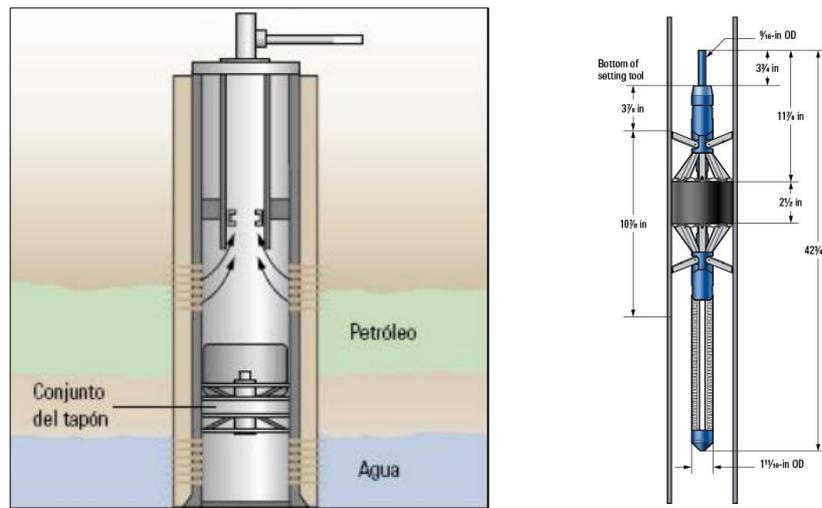
Una de las herramientas más usadas son los packer o camisas que ayudan bloquear la zona comprometida en la cual se presenta la irrupción del agua, la función principal de esta herramienta es evitar el movimiento vertical del agua y vencer la inercia de formación del cono de agua. Esta herramienta permite aislar estas zonas de forma permanente o temporal, ya que estas herramientas pueden ser recuperados o ser fijados definitivamente para aislar la zona donde se presenta la irrupción de agua por conificación, véase la figura 17.

La forma de asentamiento de estos packers mecánicos es bajándose por la tubería durante una intervención del pozo, una de estas herramientas es el Posiset que es una

herramienta de accionamiento mecánico utilizada para mitigar el agua cercana a la zona de producción , su instalación es rápida ya que puede ser bajada mediante una tubería flexible y usa un sistema de anclaje positivo que una vez fijado en la zona y para una máxima confiabilidad del instrumento se realizan pruebas de presión de 24 horas, evaluándose su máxima resistencia a la contrapresión de los fluidos contenidos.

Figura 17

Packers Mecánicos



Nota: La figura muestra herramientas mecánicas usadas para aislar zonas con invasión de agua hacia zonas productoras. Fuente: Control de agua (Bailey, et al., Verano de 2000).

Por otra parte, contamos también con la tecnología AICD que son válvulas que restringen el ingreso de fluidos menos viscosos al interior del aparejo de producción, como en el fondo del pozo tenemos fluidos como agua, petróleo y gas restringe a fluidos que presenten una viscosidad menor a 1cp, pero permite el flujo de fluidos con mayor viscosidad como el petróleo cuya viscosidad es mayor a uno. Esta tecnología es una mejora a la tecnología del ICD que realiza una producción selectiva activa, fue creado para poder combatir los problemas con irrupción temprano de agua y pozos con altos cortes de agua en áreas específicas en pozos horizontales, las AICD a diferencia de las ICD no requieren de la intervención o monitoreo remoto ya que estas actúan de forma automática restringiendo el ingreso del agua, a su vez ayuda a estabilizar las presiones y a estabilizar el fondo del pozo. El diseño de instalación de estas válvulas incorpora orificios que permiten el flujo continuo de

fluido dentro de la tubería generando una contrapresión que ayuda a que el fluido ingrese por todos los orificios de ingreso de la válvula y podamos optimizar de mejor manera la producción de la sección horizontal perforada.

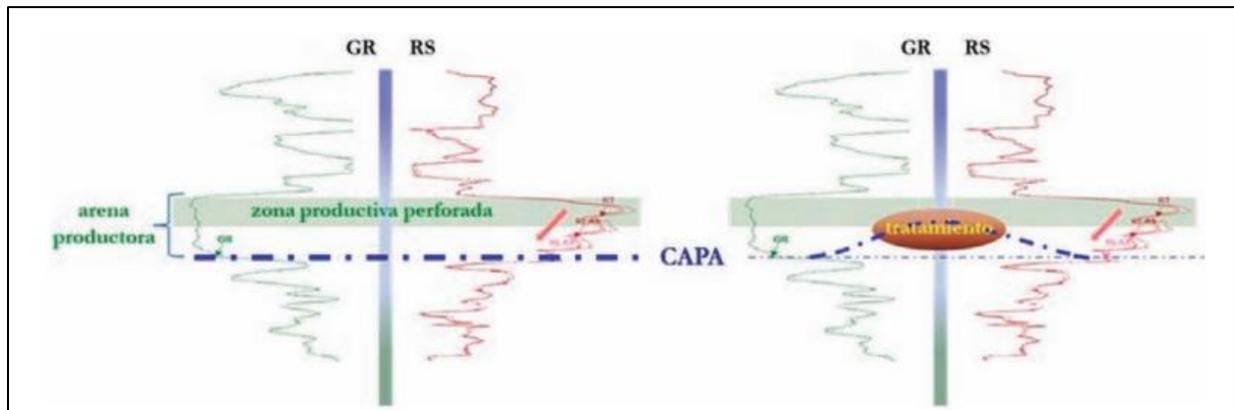
c) Sistemas Químicos

Cuando se tienen altos cortes de agua durante la producción, una de la tecnología usada es el uso de geles polímeros como una alternativa para disminuir la permeabilidad del agua en las zonas de invasión hacia la zona de producción del pozo y mantener la permeabilidad relativa del petróleo para poder mantener una recuperación óptima del petróleo del fondo del pozo. Estos polímeros son solubles al agua y al actuar sobre el medio acuoso ejercen una fuerza de resistencia hacia las moléculas de agua ya que hacen que la cadena del polímero sea más estable, pero se tienen que tener en cuenta otros factores para el uso de esta tecnología, ya que algunos factores desestabilizan el polímero y rompiendo la estabilidad en el medio, entre los principales factores que se deben de tener en cuenta es la compatibilidad con el tipo de agua, ya que se debe de evaluar el Ph, la salinidad y el contenido microbiológico del medio acuoso donde se realizara la aplicación del polímero. Cabe señalar que otro factor importante a tomar en cuenta es la temperatura ya que la mayoría de polímeros resisten temperaturas hasta a los 300°F cuando se supera esta temperatura degrada a los geles con base de polímeros y disminuye su vida útil.

Una característica importante de estos tratamientos es que al disminuir la resistencia de flujo de los fluidos, muchas veces también se disminuye la velocidad del flujo de los hidrocarburos, pero la disminución del agua es más significativa ya que representa entre 5 a 10 veces una disminución en comparación el crudo disminuye ente 2 a 5 veces, pero en comparación a otros sistemas de tratamiento de control de agua disminuye el riesgo hacia la producción del pozo y garantiza su éxito por al menos 6 meses hasta que el polímero por las condiciones de operación en el fondo del pozo se rompa y otra vez se requiera la colocación de la barrera de gel.

Figura 18

Registros eléctricos durante el asentamiento del tratamiento químico



Nota: La figura muestra herramientas mecánicas usadas para aislar zonas con invasión de agua hacia zonas productoras. Fuente: El reventón energético (Ramos & Marín, 2018).

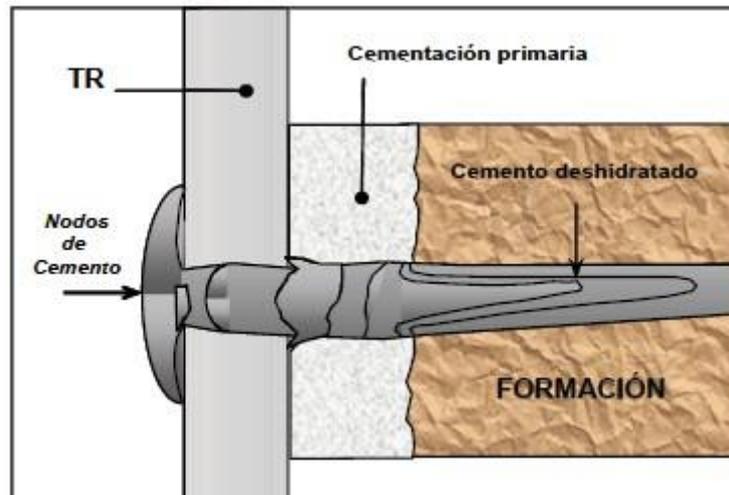
d) Sistema de cementación

Muchas veces se generan problemas de comunicación de formaciones productivas y ocasionan irrupción de agua hacia el pozo, o se generan corrosiones al contacto de la tubería del pozo con agua de formación, también es común cuando se realiza un mal desplazamiento del lodo durante la etapa de perforación, como consecuencia de esta mala circulación del lodo tendremos mala adherencia de la tubería de revestimiento durante el proceso de cementación.

Para realizar el proceso de cementación se inyecta en la zona dañada una lechada para poder bloquear la migración de agua, el objetivo de esta maniobra es sellar esta zona y suspender la canalización de agua a través del revestimiento. Esta irrupción de agua solo se puede bloquear mediante el uso de cementación forzada en zonas dañadas, también el proceso de cementación es realizado durante el asentamiento de packer fijos como medida en pozos en los que se hace una producción selectiva de las zonas a producir, para realizar esta selección de zonas productivas es necesario el contraste del nivel de contacto agua petróleo mediante el uso de registros eléctricos. El proceso se muestra en la siguiente figura,

Figura 19

Sistema de cementación para aislar la zona acuosa



Nota: La figura muestra el proceso de cementación para aislar una zona por invasión de agua hacia la tubería de revestimiento Fuente: Control de agua (Bailey, et al., Verano de 2000).

3.3 Análisis de fuerzas que actúan en medio poroso y que promueven la producción de agua por conificación

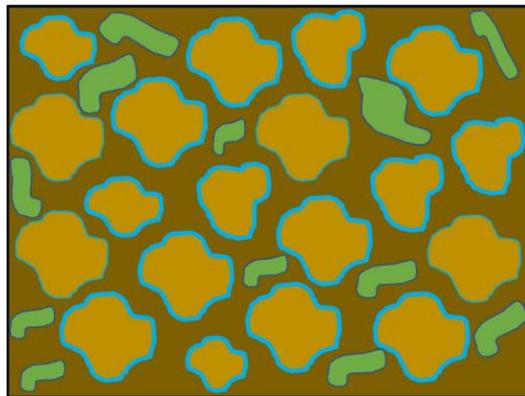
En el medio poroso se encuentran fluidos entre los cuales se tiene al agua y el crudo que se encuentran en el medio poroso, cada una de las partículas que conforman cada uno de los fluidos presentan interacciones entre ellas dependiendo de su naturaleza, ya que se tienen fluidos de composición orgánica (petróleo) e inorgánica (agua). Las interacciones entre el fluido y el medio poroso serán cambiantes dependiendo de las propiedades de las moléculas y la naturaleza electrolítica de cada una de estos fluidos, esta interacción entre los fluidos se muestra en la figura 20. Todas estas características se presentarán mayor afinidad de un fluido con el medio poroso, ya que el medio poroso también contiene partículas que dentro de su composición tienen electrolitos que ayudaran a tener fuerzas de cohesión y atracción entre el medio y el fluido.

Una de las interacciones es la que se presenta entre el agua y el medio se deben a propiedades de las moléculas de agua, partiendo de que entre las moléculas de agua se formaran enlaces Dipolo eléctrico que generan una fuerza de atracción molecular no compensada en las moléculas de la superficie porosa, la fuerza necesaria para romper esta fuerza de atracción se puede realizar mediante el uso de agentes químicos que romperán

estos enlaces Dipolo. Como el desplazamiento de los fluidos es realizado en un medio permeable también tendremos la acción de fuerzas gravitacionales, fuerzas de presión y otras fuerzas que influirán en el movimiento hacia zonas con menor energía potencial. La combinación de toda esta fuerza originara la aparición de fuerzas de ascensión capilar, ya que la única forma en la que estos fluidos fluirán será por capilaridad.

Figura 20

Distribución de fluidos en el medio poroso



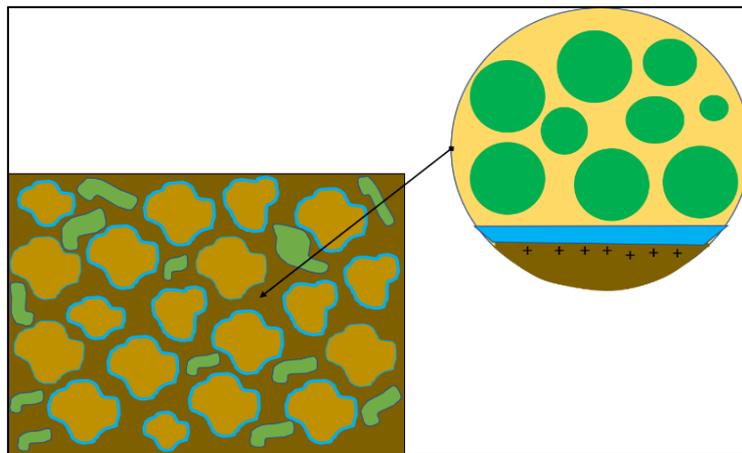
Nota: La figura muestra los fluidos en el medio poroso, donde se puede observar la roca se encuentra mojado por una película de agua y se tiene al petróleo de color verde en la fase no mojada. Fuente: Elaboración propia.

Partiendo de la consideración que el medio poroso donde se desplazan los fluidos es mojado por agua y el mecanismo de impulsión es el agua, tendremos petróleo en la parte superior del contacto agua-petróleo y agua en la parte inferior. Durante el proceso de producción del pozo se genera una presión de succión en el fondo del pozo, lo cual se transmitirá en el medio y originará una fuerza de ascenso en el medio permeable, pero si partimos de la premisa que inicialmente se tiene la superficie del medio poroso mojado por agua esta ayudara a que las partículas de crudo tenga fácil desplazamientos y capacidad de ser drenado durante la etapa inicial de producción del pozo pero con el pasar del tiempo y gracias a la velocidad de arrastre y a la fuerza inercial de estas partículas de crudo se irán disminuyendo la fase mojada en el medio poroso, otro de los factores que afectara este cambio en la fase mojada del medio será la frecuencia del pozo, ya que esta transmitirá mayor presión de succión y velocidad de flujo en la zonas aledañas al nivel perforado y a la

zona de producción, este movimiento inercial propio de las partículas originaria que se modifique la saturación en el medio poroso, sumado a la fuerza de empuje propio del acuífero generara un aumento en la tasa de producción de agua ya que se habrá cronificado el pozo. Las fuerzas físicas a nivel poroso entre los fluidos se muestran gráficamente en la figura 21.

Figura 21

Medio poroso mojado por agua y desplazamiento de petróleo en el medio poroso

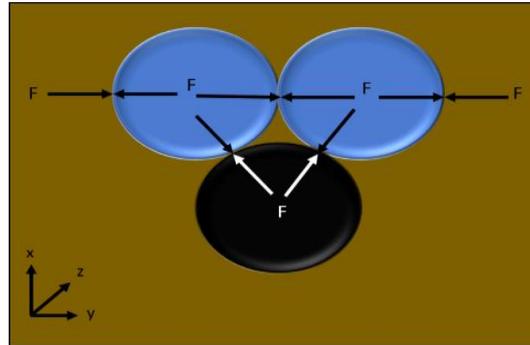


Nota: La figura muestra los fluidos en el medio poroso, la afinidad que tienen los fluidos hacia las paredes del medio dependerá de la naturaleza electrolítica. Fuente: Elaboración propia.

La presencia de estas fuerzas de Van der Waals generan cargas eléctricas no balanceadas entre las partículas de los minerales que contenga el medio poroso, estas cargas eléctricas generaran fuerzas que ocasionan interacciones entre el medio poroso y el fluido desplazante, generando afinidad hacia la formación de la fase mojante del medio poroso. Por otro lado, en el medio poroso se observa la formación de fuerzas de repulsión que son formadas por los campos eléctricos negativos, véase figura 22.

Figura 22

Análisis de fuerzas de los fluidos en el medio poroso



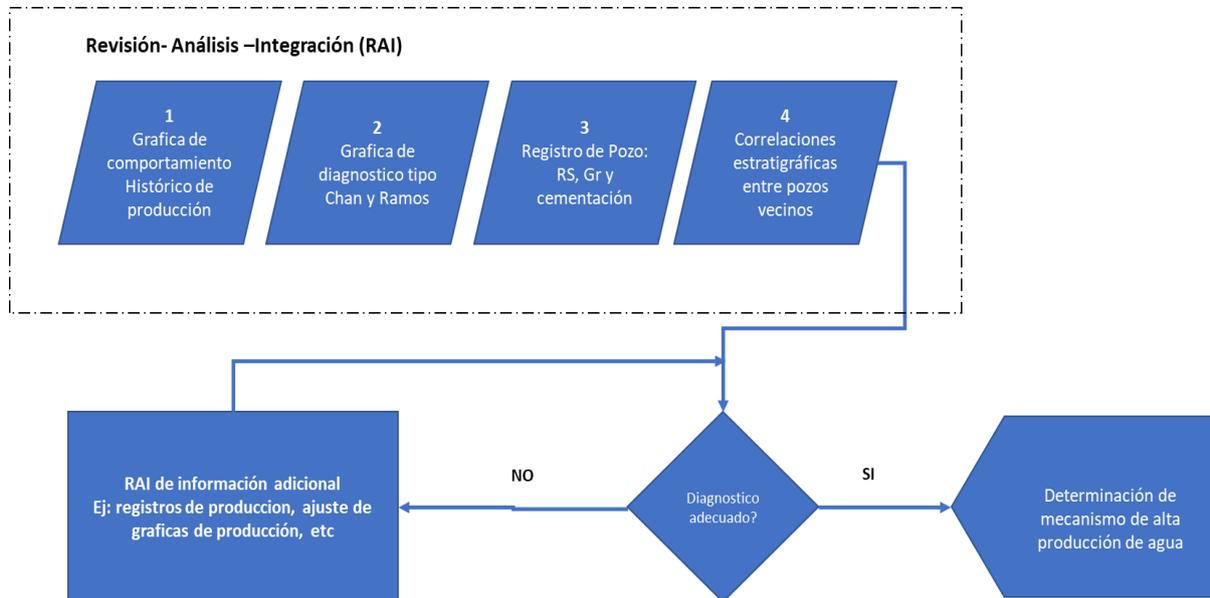
Nota: La figura muestra las fuerzas de atracción y repulsión entre los fluidos presentes en el medio poroso. Fuente: Elaboración propia.

3.4 Análisis de casos de aplicación

Se describen el estado operacional de los pozos y un análisis de la producción realizada como parte del análisis si el pozo presenta conificación o algún problema en su completación. Este análisis parte de la necesidad por determinar el caudal crítico de producción de estos pozos y como la sobreproducción de estos pozos afecta la vida productiva de los pozos. Para poder realizar un correcto diagnóstico de los problemas de producción de agua asociados a problemas de conificación del pozo se utilizarán herramientas graficas desarrolladas por diferentes autores con la finalidad de poder determinar los problemas por invasión de agua hacia el pozo. Durante los últimos años se vienen usando diferentes técnicas para determinar la invasión de agua hacia el pozo, en la figura 23 se presenta un diagrama sugerido como parte de un proceso de revisión y análisis para poder determinar con mayor exactitud los problemas ligados al control de agua en pozo por conificación, en esta grafica se detallan la información básica requerida, herramientas necesarias para poder minimizar los tiempos de un análisis integrado, ha quedado demostrado por la practica en campos de Colombia y Ecuador el desarrollo de esta metodología genera bajos costos y demostraron eficacia en su ejecución, cabe señalar que en caso no se pueda determinar mediante pruebas y análisis iniciales, existen herramientas con mayor complejidad y más costosas que pueden ayudar a determinar problemas de conificación con mayor exactitud

Figura 23

Diagrama del proceso de revisión -análisis -integración (RAI) para el diagnóstico de mecanismos de alta producción de agua



Nota: La figura muestra un diagrama de un proceso para analizar pozos con problemas de producción de agua.
Fuente: (Ramos & Marín, 2018).

3.4.1 Caracterización geológica y estructural del yacimiento en estudio

El campo LOREL se encuentra ubicado en la cuenca del Marañón, ubicada en la zona norte del Perú, en la actualidad es una de las principales cuencas donde se extrae el mayor volumen de petróleo en el Perú, por eso es considerada una región con un potencial importante para proyectos de inversión en exploración y producción de lotes petroleros ubicados en esta zona, su ubicación y extensión se encuentra en la zona nororiental del Perú, extendiéndose desde la Cordillera de los Andes hasta la llanura Amazónica, lo que los caracteriza de una variedad geográfica y geología significativa para el sector petrolero. La estructura geológica que conforma la cuenca del Marañón está influenciada por la confluencia de la placa sudamericana y la placa de Nazca, lo que originó la formación de estructuras geológicas como fallas, pliegues y anticlinales donde se encuentran almacenados los hidrocarburos por las condiciones que representan este tipo de estructura geológica.

La cuenca del Marañón presenta un gran sistema petrolero con alto potencial, las reservas que se tiene en esta cuenca se encuentran en formaciones sedimentarias del cretácico, terciario y Jurásico, entre las formaciones de mayor aporte que cuenta esta cuenca se tienen a las formaciones Chonta y Vivian. La cuenca del Marañón es una cuenca del tipo Foreland por su ubicación en la cadena montañosas en formación y se desarrolla entre la faja plegada ubicada al oeste en la cuenca de Santiago y el Cratón de la Brasilia Guayana, su extensión es de más de 10 km de rocas sedimentarias Paleozoicas, Mesozoicas, Terciarias y Cuaternarias que han sido determinadas por sísmica, afloramientos y pozos exploratorios realizados en esta zona, los hidrocarburos localizados en esta cuenca se encuentran entrampadas en areniscas relacionadas con el sistema petrolero Cretácico .

El espesor productivo fluctúa entre 30 a 50m, la porosidad es intergranular y en el yacimiento varía entre 20 a 25%, los estudios geoquímicos realizados determinaron que se tiene una roca madre con buen potencial generador de hidrocarburos, teniendo kerógenos del tipo I y II de origen marino.

La cuenca de Marañón representa un atractivo para la exploración y explotación de recursos energéticos debido a la diversidad y variedad de condiciones estructurales que cuenta, cabe señalar que su ubicación se encuentre la amazonia del Perú, lo cual representa un gran reto teniendo en consideración la sostenibilidad que debe de tener los proyectos que se ejecuten en esta área, con miras a no dejar gran impacto en la biodiversidad y el medio ambiente.

3.4.2 *Análisis de la producción de los pozos modelo*

El mecanismo de producción con el cual cuenta el campo petrolero LOREL es por empuje de agua del acuífero activo como se muestra en la gran mayoría de campos petroleros que se encuentran ubicados en la cuenca del marañón. A pesar del acuífero existente se ha determinado una disminución localizada del acuífero, en medida de la explotación efectuada. Es importante mencionar para el desarrollo de estos proyectos se debe anticipar la gestión correcta del yacimiento, el campo sobre el cual se basa esta investigación inicio su etapa de producción alcanzando los 1 200 BPD, En la figura 24 se muestra la evolución de la

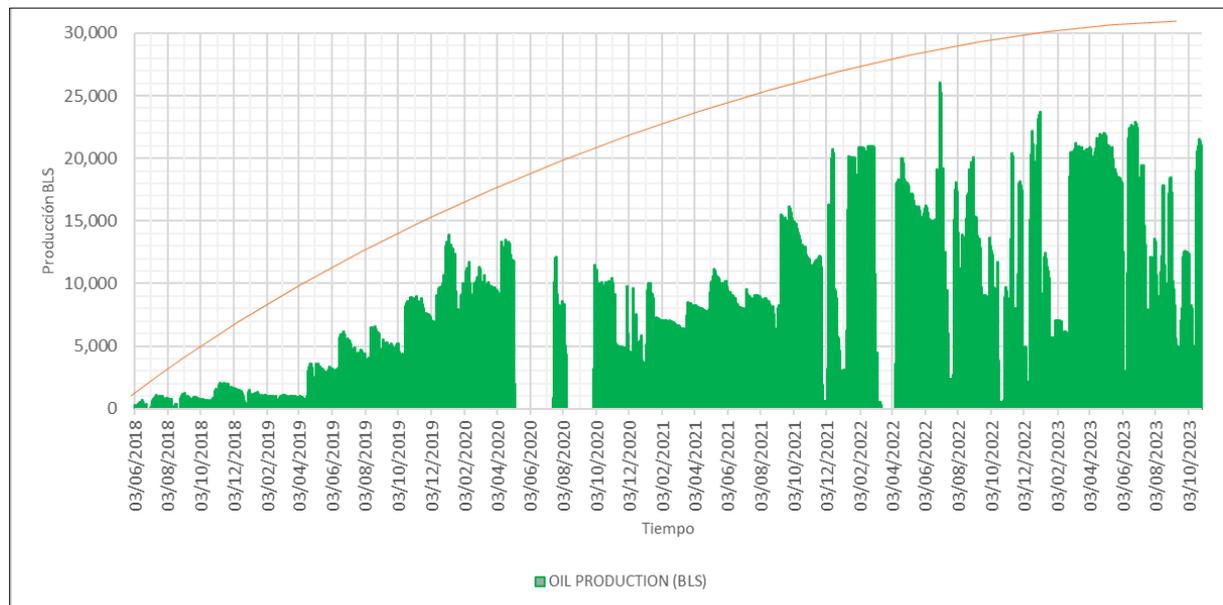
producción de petróleo del campo, la producción total de agua y el corte de agua , se puede evidenciar un aumento progresivo del corte de agua durante el primer año, llegando a valores por encima del 80%, desde el aumento de la producción progresiva mediante un programa de perforación de pozos direccionales y horizontales se ha buscado el incremento de la producción, a su vez se observa que el corte de agua incrementa progresivamente, con lo cual se representa un reto para poder disminuir el impacto en la producción de agua.

La información que proporcionas sugiere que el campo petrolero comenzó su producción hace más de 5 años, y en sus primeros años, se logró una producción de 1,400 barriles de aceite por día a partir de un pozo inicial. Posteriormente, la producción de todo el campo alcanzó un pico de 23,500 barriles por día de petróleo.

Este comportamiento se refleja en la figura 25, que probablemente muestra una gráfica que ilustra el incremento en la producción del campo con el paso del tiempo. El aumento de la producción es un fenómeno común en los yacimientos petroleros nuevos fundamentados en la perforación de nuevos pozos, cabe señalar que también se observa un aumento del corte de agua que puede deberse a varios factores, como la disminución de la presión del yacimiento, el agotamiento de los recursos, la conificación de agua, entre otros. Es probable que se observe una tendencia a lo largo del tiempo, que muestra la disminución en la producción de petróleo. Esto es importante para las operaciones petroleras, ya que requiere estrategias específicas, como la implementación de técnicas que ayuden a una recuperación mejorada o la optimización de la producción, para mantener la eficiencia en la extracción de hidrocarburos

Figura 24

Historial de producción del campo LOREL



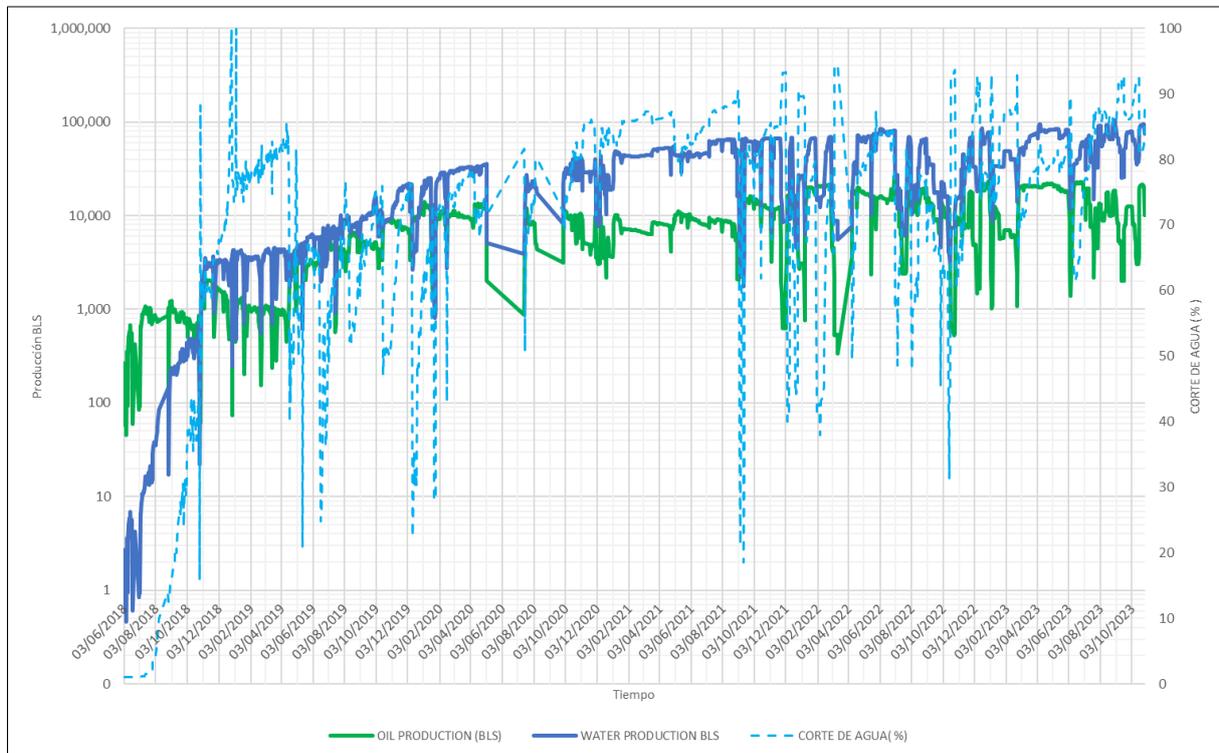
Nota: La figura muestra el histórico de producción del campo desde la puesta en marcha y muestra la tendencia creciente de la producción del campo nuevo. Fuente: Elaboración propia.

Analizando el histórico de producción del campo LOREL, se puede observar disminuciones en el volumen de petróleo producido, Esta disminución del volumen de petróleo producido se puede explicar por fenómenos que se presenta cuando se produce un campo y no se toma en consideración fuerzas presentes en el medio poroso, para comenzar un análisis más completo se evaluara los históricos de producción de fluidos de los 13 pozos que tiene el campo entre los cuales se tienen pozos direccionales y horizontales, si bien tarde o temprano los yacimientos que tienen como mecanismo de empuje un acuífero activo como es el caso del campo tienden a incrementar el volumen de agua producida como se observa en la figura 25, este aumento en la producción de agua del campo puede llegar a ser perjudicial para la economía de explotación del campo petrolero, más aún si tenemos en cuenta que los pozos horizontales completados tienen una proximidad hacia el contacto agua petróleo del yacimiento, sumado a la permeabilidad vertical alta que se tiene, al fuerte empuje hidráulico y sumado a la movilidad de los fluidos

localizados en el yacimiento originan que los pozos presenten altas tasas de producción de agua en el corto tiempo.

Figura 25

Histórico de producción de fluidos del campo LOREL



Nota: La figura muestra el histórico de producción de los fluidos y el incremento paulatino del corte de agua del campo. Fuente: Elaboración propia.

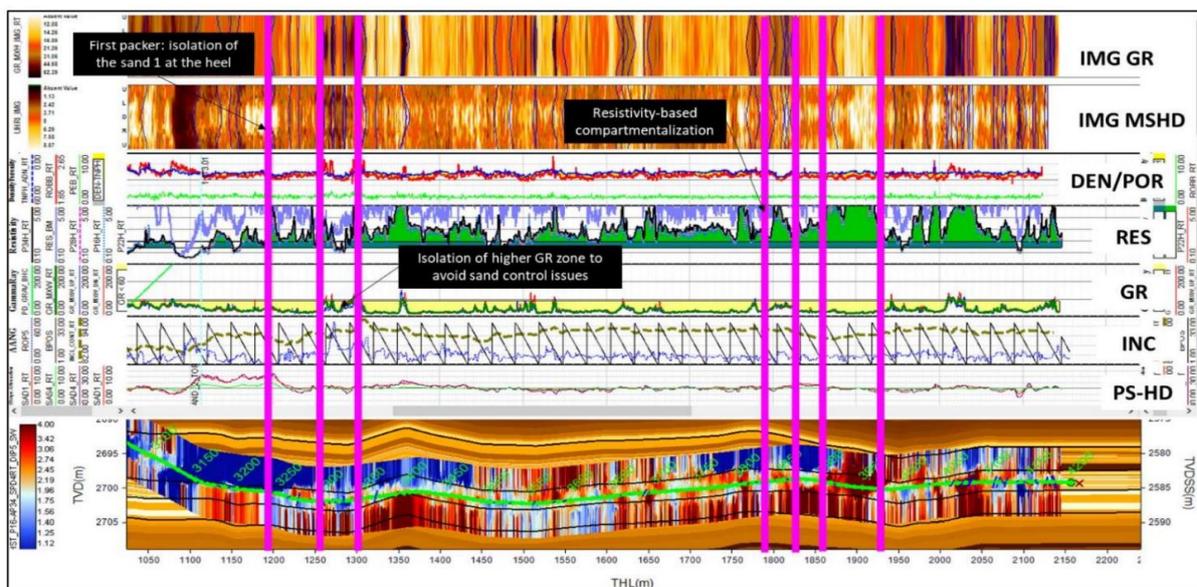
En la figura 25 se puede observar un aumento del volumen de agua producida, esto acompañado de un aumento en la producción de aceite. Entonces partiendo que este es un campo nuevo en explotación, el cual viene siendo explotado de manera tal cual se trató de obtener una producción alta a por encima del caudal crítico estimado, con el fin de rentabilizar de forma directa el proyecto, estas decisiones trajeron consigo un cambio en las condiciones de medio poroso. Cabe señalar que la presión estática del yacimiento declino.

En un yacimiento de hidrocarburos, las características geológicas y estructurales suelen ser los artífices que determinan la presencia de volúmenes de agua, ya sea directa o indirecta a medida que se produzca los hidrocarburos del yacimiento. La explotación de agua es inherente a la explotación de petróleo, es por ese motivo que el agua se hará presente en

todas las fases de explotación de petróleo. En un yacimiento que contiene distintos fluidos como el agua, petróleo y gas, antes del inicio de la producción se puede considerar la saturación inicial de agua como un volumen invariable. Durante el periodo de producción, se forma una zona de transición debido a la disminución de la presión en el yacimiento, donde la saturación de agua aumenta gradualmente, incluso alcanzando niveles cercanos al 100%. La extensión de esta zona de transición parte directamente del comportamiento de algunas variables como las condiciones que se tengan en el tamaño de los poros en el medio poroso, la viscosidad de los fluidos presente, las densidades de estos fluidos presentes en el medio, la mojabilidad, la presión capilar y entre otros factores.

Figura 26

Registros eléctricos e imágenes de corte horizontal de navegación de pozos horizontales



Nota: La figura muestra los registros de navegación de un pozo horizontal. Fuente: (Acensios, et al., 2023)

Como parte del proceso de vida y explotación de este campo petrolero, es usual que el contacto agua petróleo cambie y se eleve y presente un nuevo contacto agua petróleo con tendencia a incrementar continuando elevando su nivel, ya que como se vio anteriormente a medida que se va explotando el pozo la saturación del medio será fluctuante por la presencia de los fluidos, teniendo una presión capilar distinta de cero que originará que cambie su nivel por la fuerza de arrastre y cambio de la fase mojante en el medio poroso. Considerando que los pozos horizontales perforados se sitúan a una distancia de 13 metros por encima del

contacto agua-petróleo, surge la necesidad de emplear registros eléctricos a hueco descubierto y datos durante la perforación, como se ilustra en la figura 26. En este contexto, se optó por el asentamiento de packers basado en lecturas obtenidas de los registros de Gamma Ray. Además, se tuvo en cuenta el registro de resistividad para identificar las regiones con mayor saturación de petróleo. Cada una de estas herramientas de registros eléctricos contribuye a determinar el uso apropiado de la completación, con el fin de mitigar problemas durante la puesta en marcha del pozo. Otro indicador relevante para determinar la sección y la eficiencia de la completación es el uso de trazadores, que facilitan la identificación del sector de producción y el control de la conificación en los pozos.

3.4.3 Comportamiento del corte de agua vs el volumen de crudo recuperado

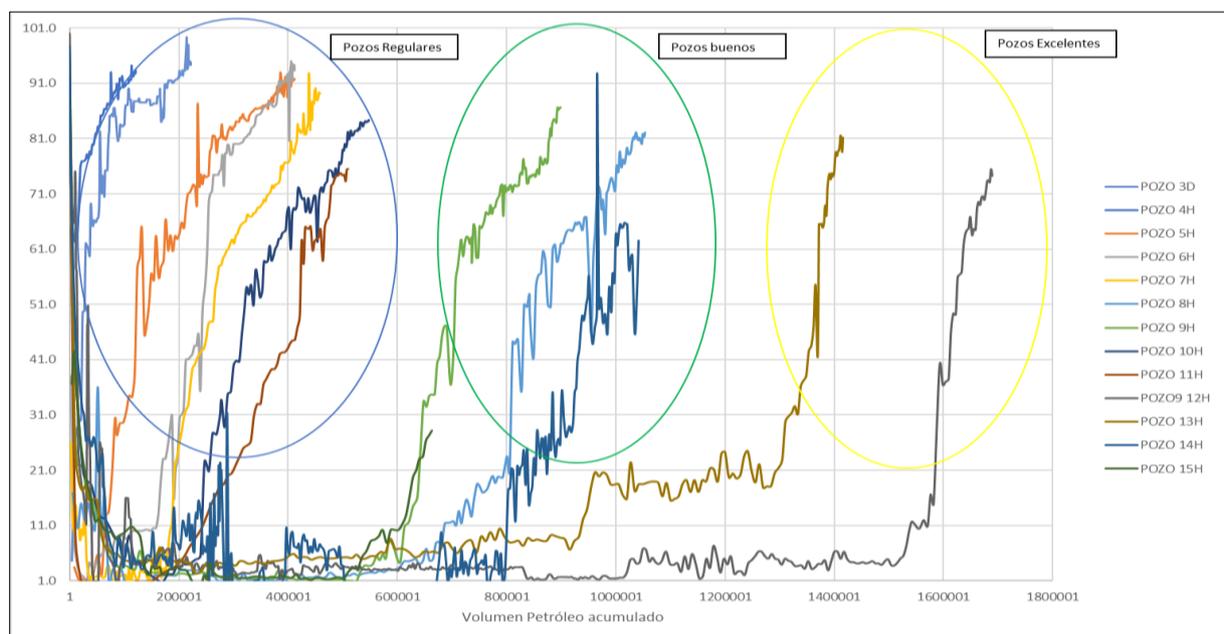
Como parte del análisis de otros parámetros utilizados para evaluar la irrupción temprana de agua al pozo, se debe de analizar el corte de agua versus el volumen de crudo recuperado, en caso un pozo tenga un alto corte de agua y un bajo volumen de crudo recuperado, se considera un pozo con potencial para ser intervenido, por el contrario un pozo que tenga altos cortes de agua pero a su vez se registra altos volúmenes de petróleo acumulado recuperado se consideran pozos con potencial y son considerados pozos buenos, si bien se deben de considerar otros factores y evaluar otras herramientas para la determinación si un pozo entra a servicio para poder mejorar la producción del pozo, uno de los indicativos iniciales son los volúmenes y cortes de agua que se tienen en el pozo.

Por otra parte tenemos pozos buenos que han logrado acumular más de 1MMBOE alcanzando un corte por encima del 80%, a su vez tenemos pozos excelentes que alcanzaron un volumen recuperado por encima de 1, 5 MMBOE con un corte por debajo del 80%, teniendo aun potencial para continuar con su aporte significativo en el campo, siendo los últimos pozos perforados en el campo, por ultimo tenemos regulares buenos que tiene un volumen de recuperación por debajo de 0,5 MMBOE con un corte de más del 90% y que tiene una curva ascendente a incrementar su producción de agua y el corte de agua, por el análisis efectuado en la figura 27 se puede determinar que los pozos con mayor potencial serían los pozos regulares porque tienen un excelente aporte de volumen acumulado de

petróleo y tienen aún bajo corte de agua lo que hace que sean pozos candidatos poder realizar cualquier trabajo de completación para poder optimizar aún más su producción, Por otro lado si analizamos el comportamiento de los pozos que lograron un gran aporte acumulado de petróleo, observamos que el pozo 13 H logro un aporte cercano al 1, 5 MMBOE con un corte de agua que llegando a un punto sigue una tendencia ascendente lo que podría ser un comportamiento ante una irrupción de agua, lo que s0e refleja en el volumen de agua producida de este pozo.

Figura 27

Comportamiento de producción del campo LOREL

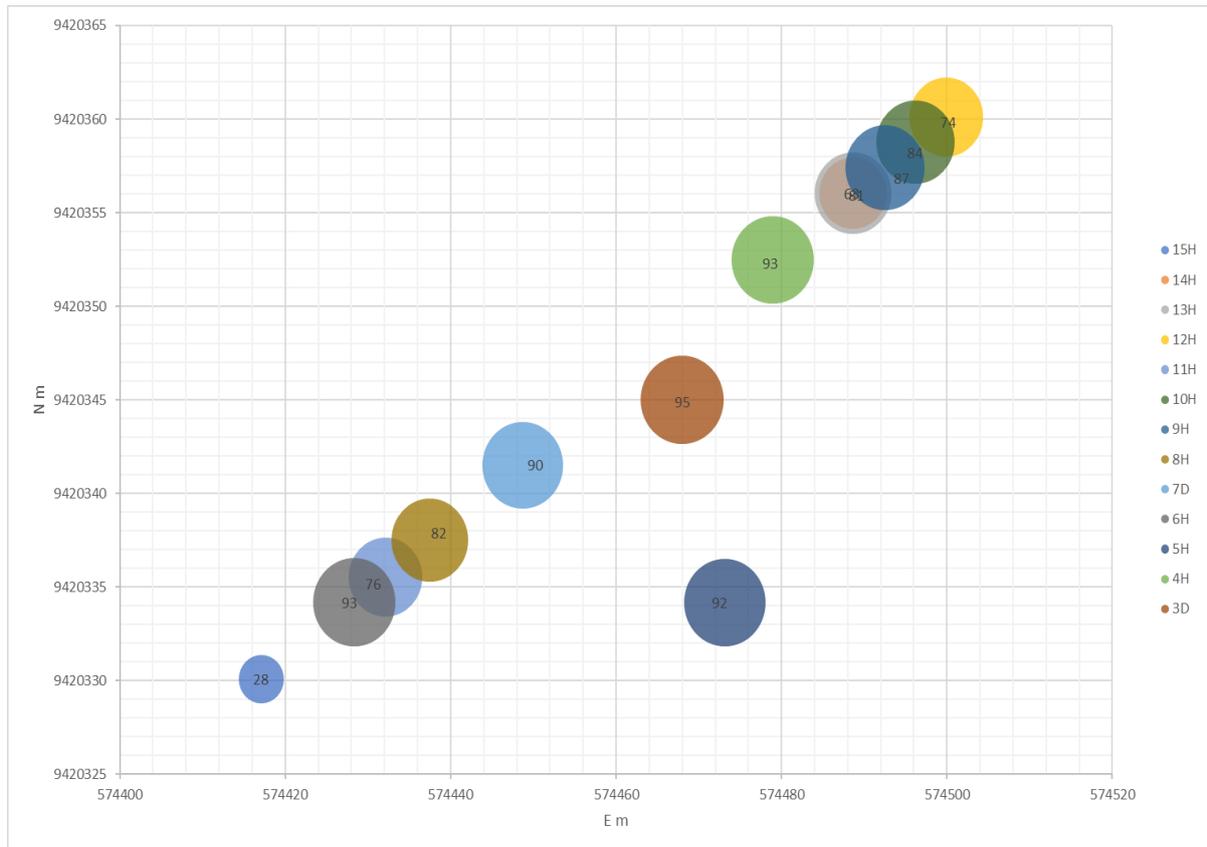


Nota: La figura muestra el acumulado de producción y corte de agua de cada uno de los pozos del campo. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 28 se observa que el corte de agua del campo varía de pozo a pozo y que aparentemente no hay una relación directa entre el corte de agua y la posición de los mismos. Se observa que los pozos 3D, 4H, 5H, 6H, 7D, 9H y 10H son los de mayor corte de agua. Asimismo, los de menor corte de agua son los pozos 15H, 12H, 11H y 14H.

Figura 28

Comportamiento del corte de agua del campo LOREL



Nota: La figura muestra la distribución de los pozos y el comportamiento del corte de agua. Fuente: Elaboración propia.

Se espera que los pozos horizontales que están en mejor posición estructural sean los que tengas un water breakthrough tardío, pero eso no siempre pasa, es más por temas de heterogeneidad en la formación. Se ha visto en los núcleos que existen barreras verticales (estas son aisladas, pero existen) que retrasan la formación de cresta de agua en los pozos horizontales

Se simuló un caso hipotético en el cual no se consideraban las barreras verticales y se observó que la producción de agua se incrementa fuertemente, y no se consigue calibrar el modelo dinámico. Así las barreras verticales aisladas en Vivian por debajo de ciertos pozos hacen que la cresta de agua no se forme rápidamente.

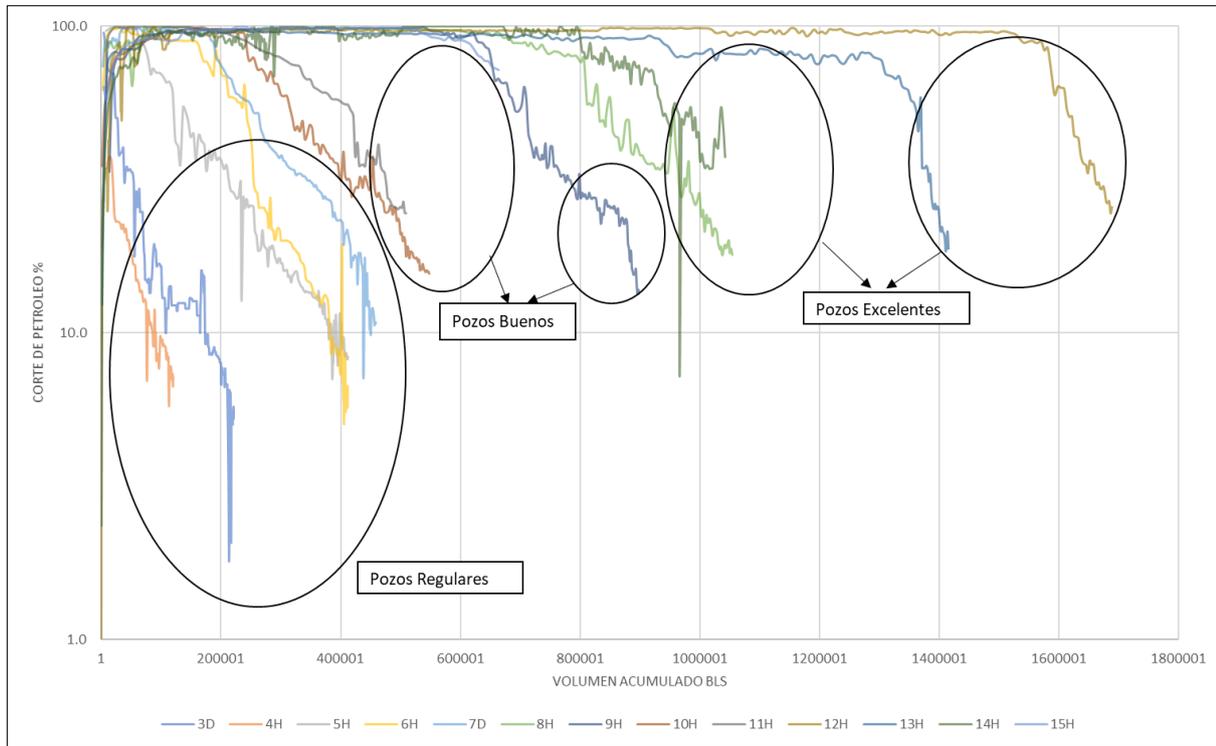
3.4.4 Comportamiento del corte de petróleo vs el volumen de crudo recuperado

Entre los parámetros más utilizados para evaluar el rendimiento de un pozo se evalúa el corte de petróleo versus el volumen de petróleo acumulado. En la figura 29 se puede observar el comportamiento del corte de petróleo frente al volumen de crudo logra acumular cada pozo perteneciente al campo petrolero LOREL, de la gráfica se puede inferir como un pozo que tenga un corte de petróleo bajo y que haya acumulado poco volumen de petróleo frente al resto de los pozos se considera como un pozo candidato a intervención por problemas de conificación o intrusión de agua. Por el contrario, un pozo que tenga un alto corte de petróleo y que acumule un gran volumen de crudo frente a los otros pozos se considera un excelente pozo.

Existen pozos dentro de la categoría de excelentes pozos y que han logrado acumular más de 1 MMBOE como es el caso del pozo 8H. Existen otros pozos que han logrado acumular más de 1.4 MMBOE manteniendo su corte de petróleo, sin embargo, son pozos perforados recientemente y que se clasifican como excelentes pozos. Por último, están los pozos regulares que han acumulado menos de 0.6 MMBOE y que tienen una disminución del corte de petróleo en incremento.

Figura 29

Comportamiento del corte de petróleo de los pozos del campo LOREL



Nota: La figura muestra la distribución de los pozos y el comportamiento del corte de petróleo de los pozos del campo Fuente: Elaboración propia.

3.4.5 Análisis de heterogeneidad del campo petrolero

Para realizar el cálculo del índice de la heterogeneidad se definieron las variables como el caudal de crudo y caudal de agua producido por cada uno de los pozos para realizar un análisis de producción de los pozos del campo LOREL, sumados a la curva declinación de los pozos se determinó anomalías en el comportamiento de los pozos durante el proceso de producción y se determinó cuáles son los pozos candidatos a intervenir por problemas de producción de agua.

En la gráfica de Cross-Hair desarrollada para los 13 pozos con los que se cuenta en el campo LOREL. Véase figura en el Anexo A, se observa en el comportamiento de los datos de los pozos en base a la ubicación que estos se encuentran en los cuadrantes de la figura 30.

Primer cuadrante

En el primer cuadrante tenemos al pozo 9H que muestra una productividad tanto de petróleo como de agua por encima del promedio de los pozos que pertenecen al campo LOREL. Este comportamiento indica que el agua que se produce viene con petróleo.

Segundo cuadrante

Los pozos con mejor rendimiento en el segundo cuadrante son 13H, 15H, 11H y 8H debido a sus volúmenes de petróleo superiores al promedio y volúmenes de agua inferiores al promedio para los pozos en el campo LOREL. Estos pozos están ubicados en la parte más alta de la estructura y por lo tanto más alejados del contacto agua-petróleo.

Tercer cuadrante

El tercer cuadrante muestra a los pozos 4H, 6H, 7D, 12H y 14H con tasa de petróleo y agua por debajo del promedio de los pozos que pertenecen al campo LOREL. Los pozos 12H y 14H, están con la tendencia de pasar al cuadrante 2. Esto es indicativo que las válvulas ICD está restringiendo la entrada de agua y permitiendo que el petróleo se produzca, el agua que se está produciendo es buena.

Cuarto cuadrante

En el cuarto cuadrante, tenemos a los pozos 3D, 5H y 8H con tasa de petróleo por debajo del promedio del campo LOREL y tasa de agua por encima del promedio siendo los pozos candidatos para la intervención o tratamiento de control de agua.

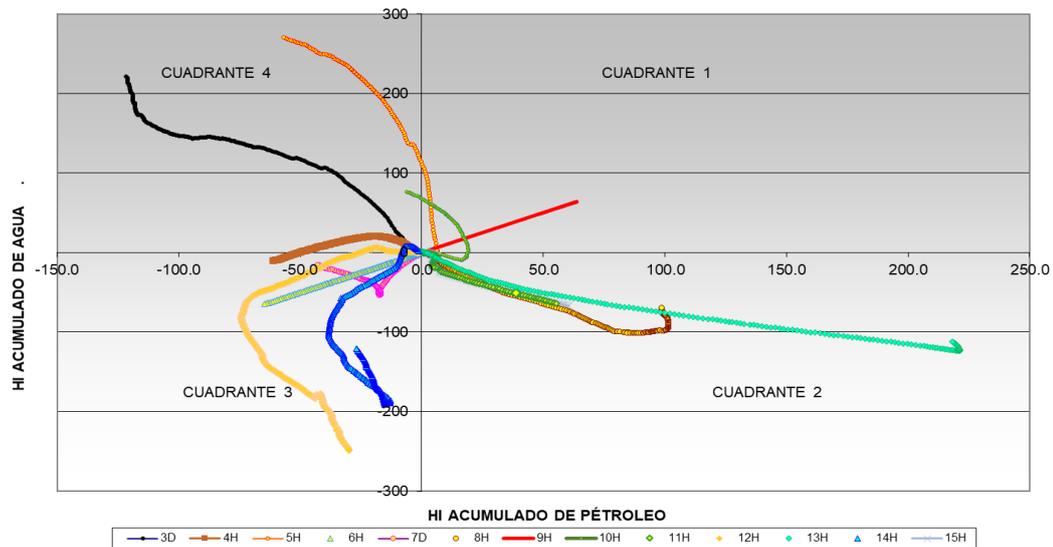
Los pozos 3D y 7D son pozos desviados y 5 metros más hundidos que el resto de pozos encontrándose más cerca del contacto agua-petróleo.

Los pozos 4H y 6H han navegado aproximadamente 5 metros más hundido que los pozos del primer cuadrante y la Completación que se realizó conto con menos válvulas ICD que los pozos 12H y 14H.

En general las gráficas de "Cross Hair" de heterogeneidad se cuentan dentro de las herramientas más eficaces para determinar el comportamiento de los pozos petroleros, donde se puede analizar el comportamiento anormal de un pozo con respecto a todo el campo o hacia un sector del yacimiento.

Figura 30

Índice de heterogeneidad de pozos del campo LOREL



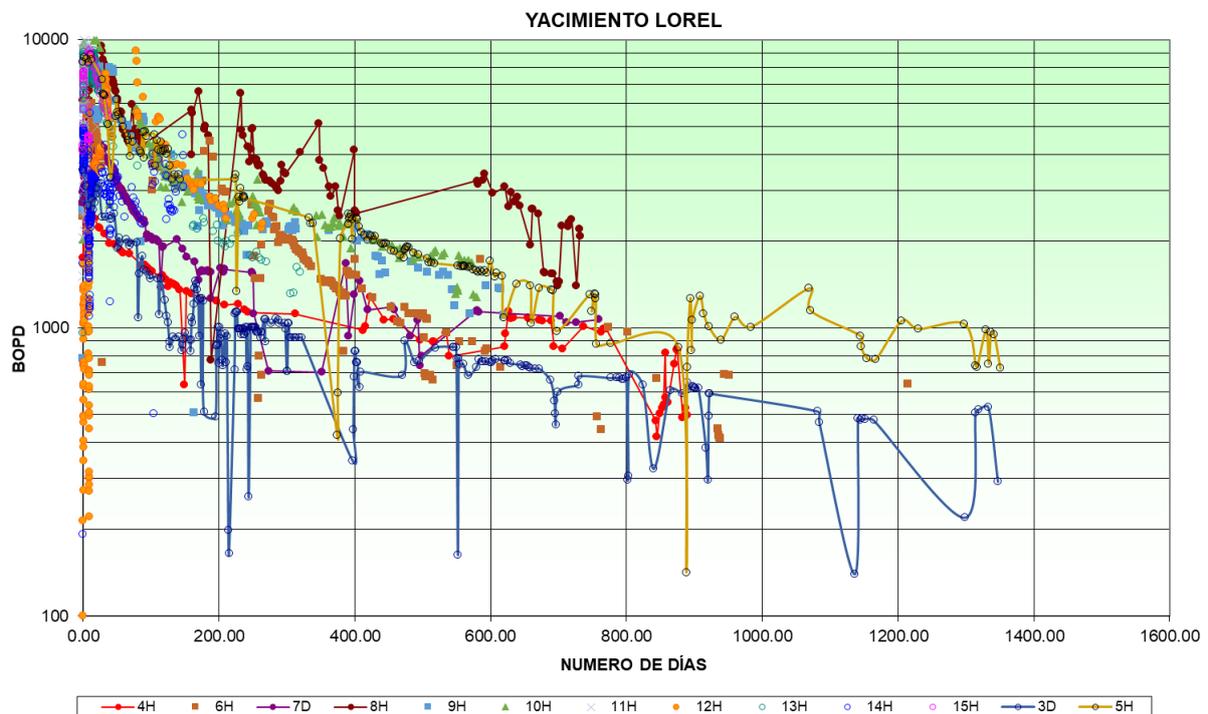
Nota: La figura muestra la gráfica de Cross Hair para cada uno de los pozos que se tienen en campo. Fuente: Elaboración propia.

La gráfica del volumen producción crudo contra el tiempo permite identificar que el caudal declina en función del tiempo de explotación y tipo de completación, siendo los Pozos 3D, 6H y 7D los pozos donde se observa una disminución en el caudal de producción de petróleo, véase figura 31.

Cabe señalar que el comportamiento de los pozos direccionales será distinto al comportamiento de los pozos horizontales, Un pozo horizontal tiene un mayor contacto con la formación debido a la navegación que se realiza durante su completación por lo que la caída de presión para una producción dada es menor que en un pozo direccional, lo cual reduce la tendencia del agua a incrementar su volumen y a producir conificación del pozo.

Figura 31

Curva de declinación de pozos del campo LOREL



Nota: La figura muestra la curva de declinación para cada uno de los pozos horizontales y verticales que se tienen en campo. Fuente: Elaboración propia.

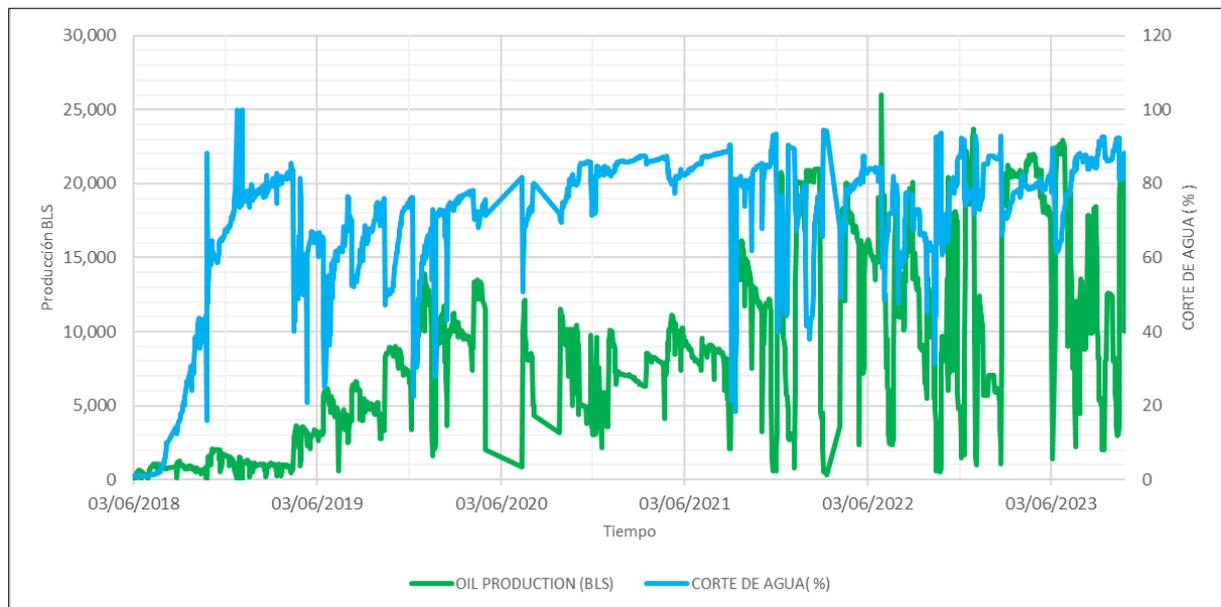
3.4.6 Corte del agua en el campo petrolero

Se muestra el comportamiento histórico del corte de agua del campo LOREL, que si bien ha logrado alcanzar un corte del 80%, con la ayuda de nuevos pozos perforados se intenta estabilizar el corte de agua del campo, sin embargo se observa un aumento en el corte del agua durante los últimos meses alcanzando valores cercanos al 90% esto debido a retrasos durante el programa de perforación de pozos nuevos que ayudarían a mantener estable el corte de agua del campo, si bien la tendencia de la producción del campo es en el orden creciente debido a que es un campo nuevo, se puede observar que el corte de agua del campo también se encuentra en ascenso, queda pendiente la evaluación de los pozos que presentan posibles problemas por la producción de altos volúmenes de agua o irrupción temprana en la producción de agua de los pozos petroleros, a diferencia de alguno de los pozos petroleros que pertenecen a este campo, la irrupción de agua se da aproximadamente

180 días después de la puesta en marcha del pozo petrolero este tiene un corte por encima del 20%.

Figura 32

Variación del corte del agua vs Histórico de producción del campo



Nota: La figura muestra la tendencia de incremento del corte del agua del campo y la relación directa que tiene con la producción de petróleo del campo. Fuente: Elaboración propia.

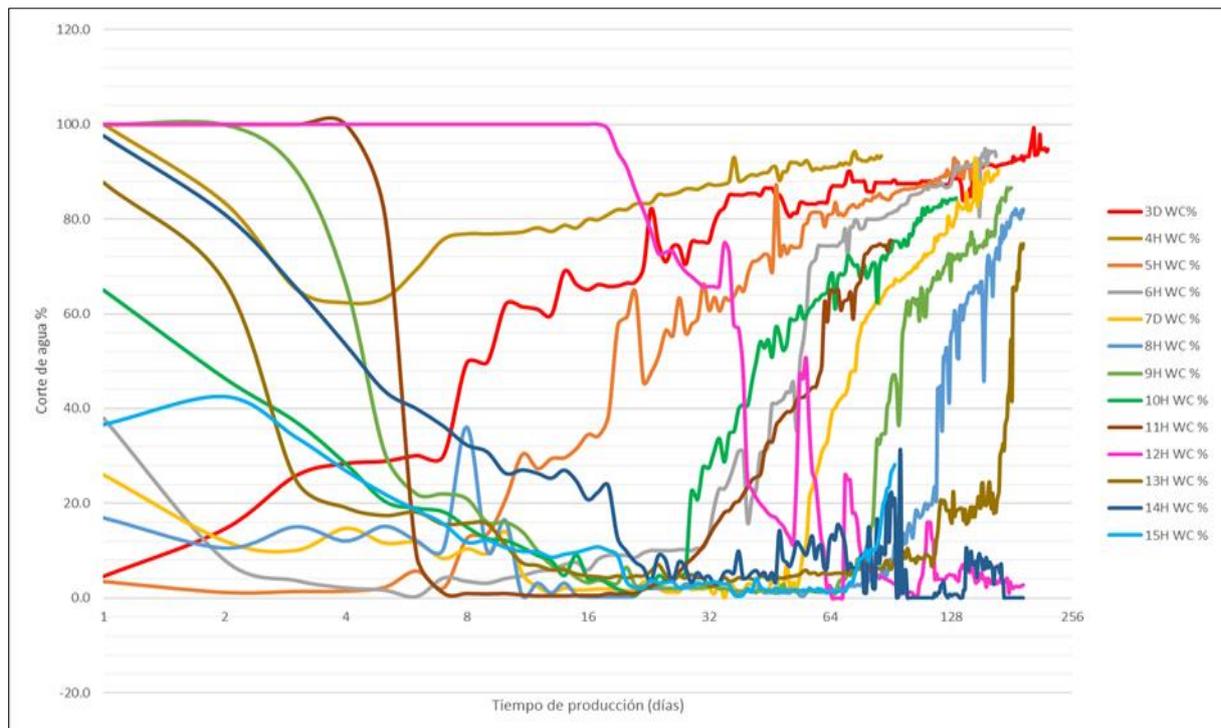
3.4.7 Comportamiento del corte de agua en función del tiempo producido

Una de las gráficas más importantes durante el análisis de la producción de un campo petrolero es la gráfica constituida por la variación del corte del agua a medida que transcurre el tiempo de aporte de cada pozo petrolero, la producción de agua de cada pozo será diferente ya que dependerá si se encuentra en la vecindad de algún pozo que tenga altos volúmenes de aporte de agua de producción, de la figura 29 podemos determinar el comportamiento de cada pozo en base a su corte de agua a lo largo del tiempo durante su aporte de producción hacia el campo, los pozos donde se observa una irrupción tardía en la producción de agua es el pozo 13H y el pozo 8H, por el contrario se tienen algunos pozos donde se observa una irrupción temprana de agua como en el pozo 4H, esta grafica representa una ayuda para poder determinar de manera preliminar que pozo podrían ser candidatos para una intervención debido a irrupción temprana del agua y no habiéndose recuperado el petróleo

estimado en la reservas iniciales del pozo, ya que si la empresa considera no intervenir el pozo al no garantizar un potencial de detención de la producción de agua y representan pocas reservas estimadas a este pozo, es en estos casos que se descarta la intervención del pozo.

Figura 33

Variación del corte del agua durante el tiempo de producción del campo



Nota: La figura muestra los cortes de agua de cada uno de los pozos y su tendencia en base al tiempo de vida de cada pozo. Fuente: Elaboración propia.

3.4.8 Grafica de Chan

Debido a que la formación en estudio tiene como mecanismo de impulsión un acuífero activo, además considerando que es un yacimiento convencional se puede considerar un medio poroso con altos valores de permeabilidad tanto horizontal y la permeabilidad vertical como una fracción de este valor, teniendo esta una anisotropía que bordea el 80%, que nos indica que las permeabilidades tanto horizontales como vertical tienen una relación del 25%. Considerando que el tipo de deposición de los sedimentos son de origen deltaico y fluvial, tendremos como uno de los principales mecanismos de impulsión al agua, a su vez este dará origen a la conificación como se puede visualizar en la figura 37, para analizar la irrupción

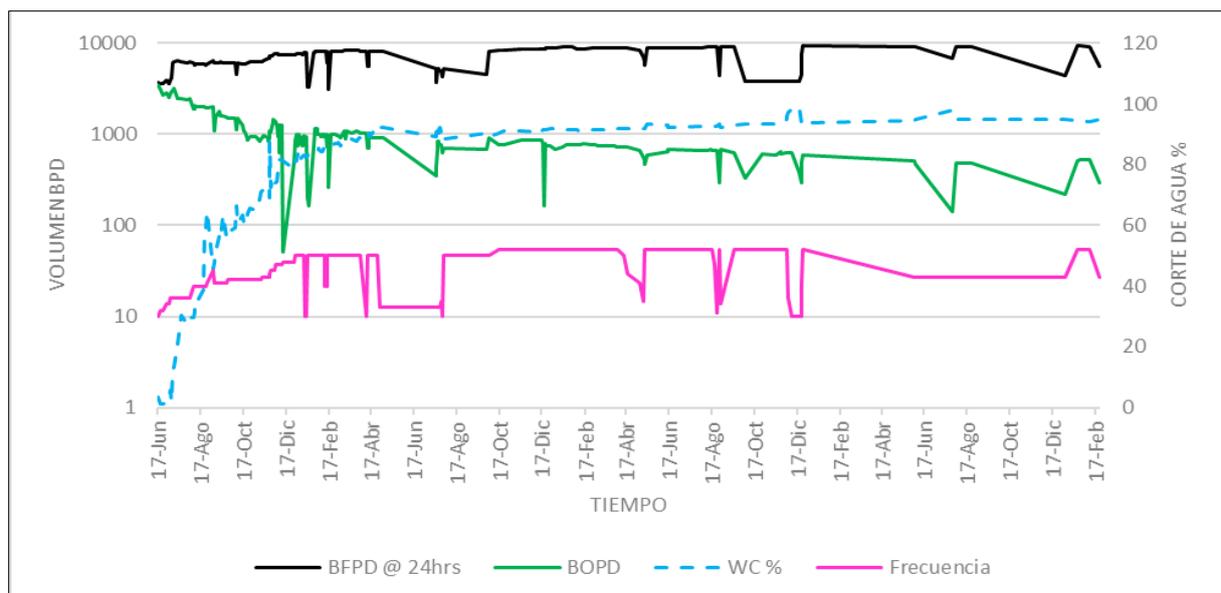
temprana de agua se tomaron el histórico de producción de algunos pozos del campo y en base a esta se determinó el pozo a analizar debido a los problemas que se tuvo durante su vida de producción , el pozo elegido es el pozo 3D, 6H en el cual se observó debido a las características que se tienen el medio poroso con alta permeabilidad vertical y debido a que la completación del pozo fue cerca del contacto agua y petróleo, la formación tiene la suficiente fuerza para poder migrar debido al diferencial de presión.

POZO 3D

Este pozo tuvo un pico de producción de 3,200 BOPD en junio del 2019 cuando se inició la producción a 30 Hz y ha mostrado una declinación moderada hasta alcanzar una producción de 350 BOPD. Asimismo, se observa que el corte de agua (línea punteada celeste) empieza a tener valores diferentes a cero desde el primer día y que su crecimiento ha sido considerable. Todo esto con una frecuencia de operación de la bomba BES variable (valores entre 43 Hz a 52 Hz). Los periodos en los que las curvas de producción de crudo y agua llegan a cero representan paradas operacionales generadas por condiciones operativas de planta y problemas en planta de generación, véase la figura 34.

Figura 34

Historial de producción del pozo 3D

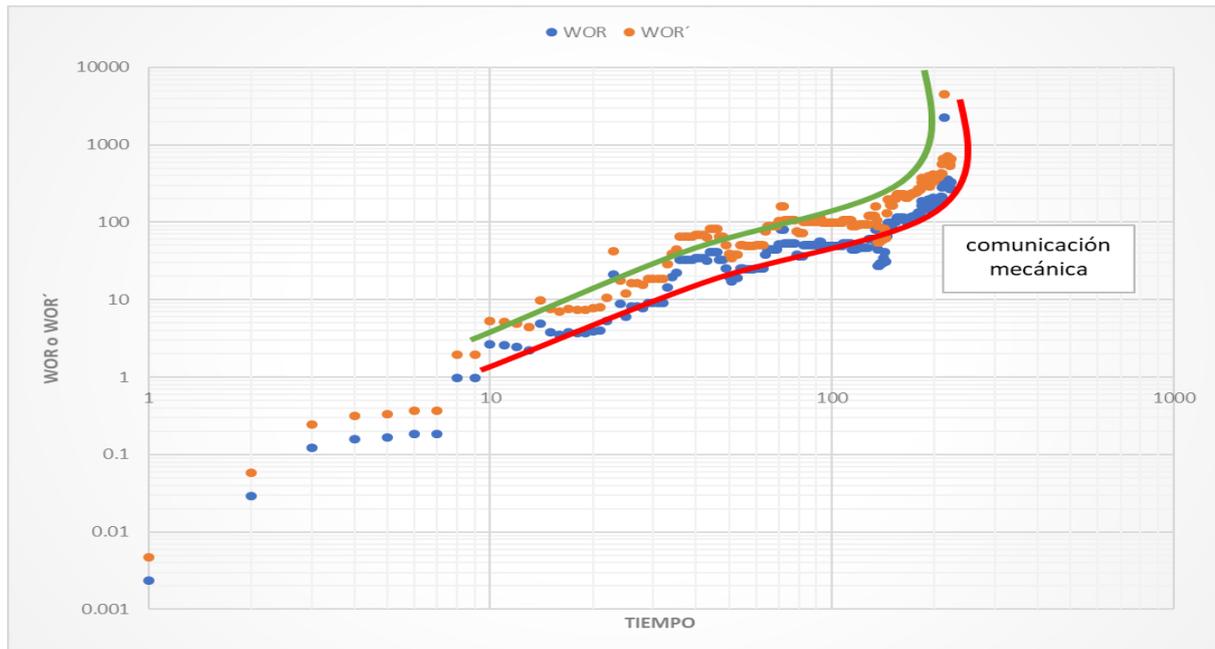


Nota: La figura muestra el comportamiento del pozo desde su puesta en marcha y en base al aporte de fluidos y frecuencia de operación de la bomba BES. Fuente: Elaboración propia.

Con la información analizada previamente, históricos de producción y corte de agua del pozo, se ha usado las gráficas de Chan para poder determinar el tipo de problema que se pueda presentar como una conificación o canalización, la misma se muestra a continuación en la figura 35.

Figura 35

Gráfico de Chan del pozo 3D



Nota: La figura muestra el gráfico de Chan en base a la relación del agua petróleo y la derivada de la relación agua petróleo versus el tiempo de operación del pozo. Fuente: Elaboración propia.

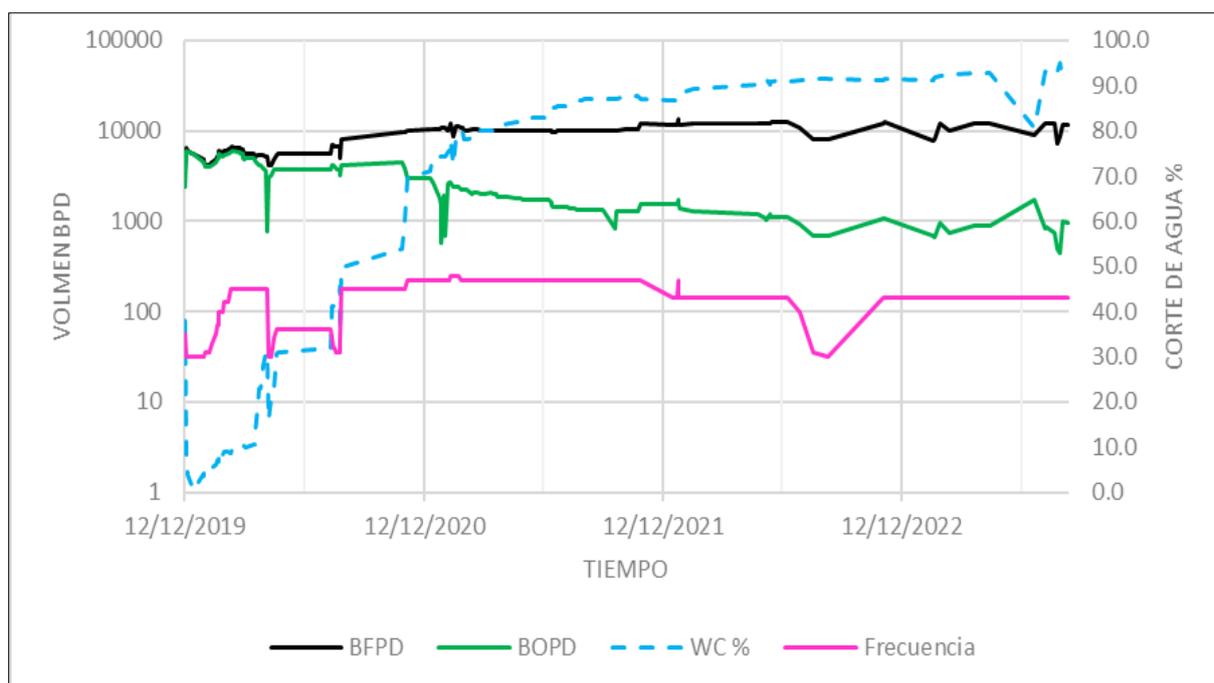
Se puede observar que hasta los 100 días la entrada de agua es normal, posteriormente se puede apreciar una tendencia de crecimiento pronunciada WOR (relación de agua/petróleo), indicativo que se ha producido una comunicación mecánica. Por tal motivo se identifica una comunicación mecánica del pozo analizado como el mecanismo de producción de agua. El pozo, desde el día 150 de producción, ha venido aportando altos volúmenes de agua de forma significativa y es una tendencia que no parece cambiar. Adicional a esto, otra de las razones por la cual es conveniente la intervención del pozo para el control del agua de producción y maximizar la recuperación de crudo, considerando que el potencial del pozo según las proyecciones de producción del pozo era alto.

POZO 6H

Este pozo tuvo un pico de producción de 8,500 BOPD en diciembre del 2019 cuando se inició la producción a 28 Hz y ha mostrado una declinación rápida hasta alcanzar una producción de 720 BOPD. Asimismo, se observa que el corte de agua (línea punteada celeste) empieza a tener valores diferentes a cero desde el primer día y que su crecimiento ha sido considerable. Todo esto con una frecuencia de operación de la bomba BES variable (valores entre 39 Hz a 43 Hz). Los periodos en los que las curvas de producción de crudo y agua llegan a cero representan paradas operacionales generadas por condiciones operativas de planta y problemas en planta de generación, véase la figura 36.

Figura 36

Historial de producción del pozo 6H

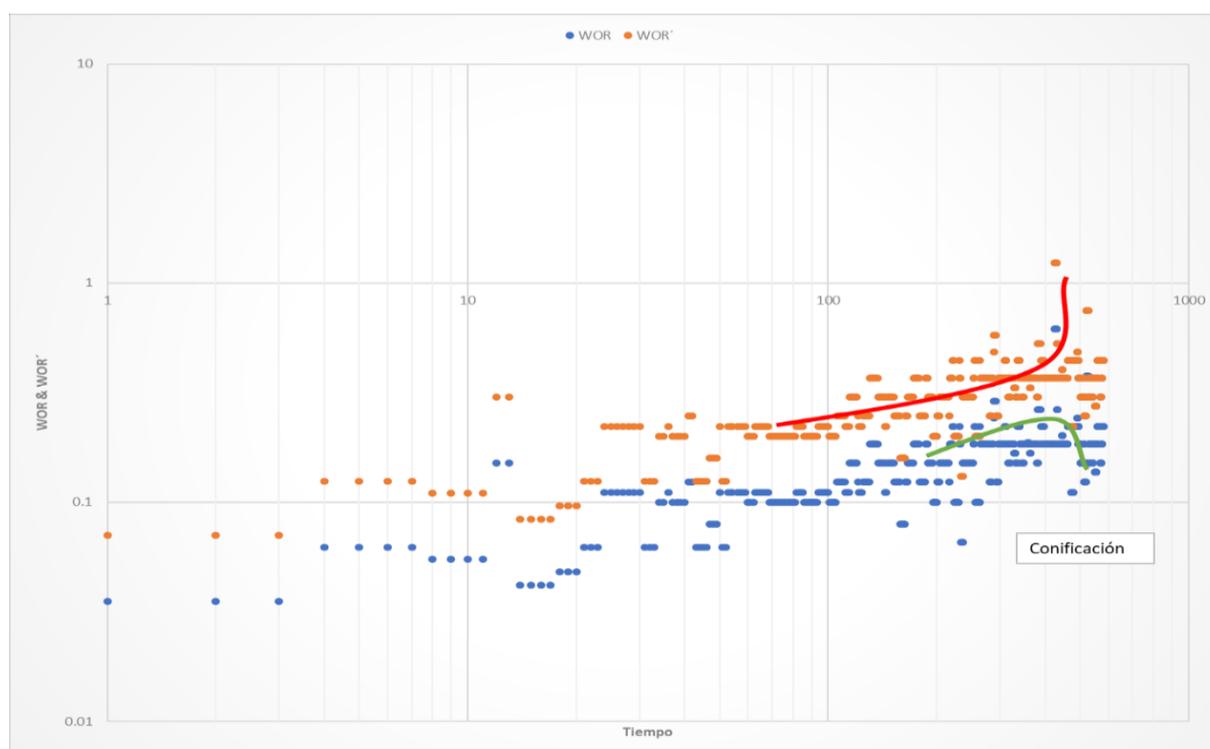


Nota: La figura muestra el comportamiento del pozo desde su puesta en marcha y en base al aporte de fluidos y frecuencia de operación de la bomba BES. Fuente: Elaboración propia.

El análisis del pozo se muestra a continuación en la figura 37, donde se observa la conificación del pozo.

Figura 37

Gráfico de Chan de pozo 6H



Nota: La figura muestra el gráfico de Chan en base a la relación del agua petróleo y la derivada de la relación agua petróleo versus el tiempo de operación del pozo. Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que hasta los 300 días la entrada de agua es normal, posteriormente se puede apreciar una tendencia negativa en la deriva de la RAP (relación de agua/petróleo), indicativo que se ha producido el cresting (conificación en pozos horizontales). Cabe señalar que en la mayoría de los pozos del campo analizados buena cementación, entonces partimos que el problema no es una canalización como del aporte hacia una arena superior al intervalo de producción, pero si se puede apreciar la formación del cresting por la proximidad con el contacto agua-petróleo, favoreciendo así el ingreso del agua hacia la formación de producción, cabe señalar que la mayoría de pozos en la etapa inicial

presenta caudales altos que fueron declinara rápidamente por la irrupción temprana de agua en el pozo.

Si bien por la presencia del acuífero activo se presenta conificación o problemas mecánicos en el pozo, se debe de tener en cuenta que durante la etapa inicial de producción de un pozo se debe de tener en cuenta el caudal óptimo de producción sin romper la estabilidad de fuerzas en el medio poroso.

3.5 Definición de metodología de cálculo de caudal crítico

En la siguiente sección se definen los lineamientos y premisas de los métodos de cálculo del caudal crítico y la definición de los modelos matemáticos con mayor aplicación en base de las características del yacimiento y las propiedades de los yacimientos convencionales con acuífero activo con el objetivo de determinar el caudal crítico y óptimo de producción que pueda mantener estable las fuerzas en el medio poroso. cómo se observa en los históricos de producción del campo se observa altos cortes de agua, lo cual muestra un problema importante, considerándose que el costo de tratamiento de agua es elevado. Se muestran los modelos matemáticos con cada una de las variables que sus autores consideraron para el cálculo del caudal crítico, para analizar el comportamiento del caudal crítico en los pozos seleccionados en base al índice de producción que. La principal justificación para la investigación será la evaluación de los índices de productividad de cada uno de los pozos seleccionados por encima de cualquier variable para analizar el comportamiento local en el fondo del pozo y en la vecindad cerca a los perforados, tal como el daño. Para el análisis de este campo se tomaron dos pozos sobre los cuales se presenta una irrupción temprana de agua por conificación y problemas mecánicos basado en los historiales de producción y los cortes de agua que se tienen de los pozos analizados. Cada uno de los pozos presenta diferente completación por lo que no deben ser analizados de la misma manera, ni tendrán el mismo caudal crítico. Se seleccionaron once correlaciones, con respuestas favorables al comportamiento de los pozos del campo en estudio, se muestra la siguiente tabla 3 con los diferentes modelos matemáticos para la determinación del caudal crítico y su comparación con cada una de las variables a tomar en cuenta. Estos cálculos se

aplicaron tomando como datos las variables reales de los pozos seleccionados y se evaluaron cada uno de los resultados obtenidos. Finalmente se muestran todos los lineamientos para la selección del modelo matemático de Kegang Ling que permite analizar la conificación como parte de un mal manejo del caudal de producción crítico. Véase figura 38.

Tener en consideración a la presión capilar ayudara a que se pueda mantener un aporte constante del pozo y prolongar la extracción continua del pozo, manteniéndose una alta rentabilidad de cada uno de los pozos, para esta investigación se evaluó de manera cualitativa y cuantitativa los modelos matemáticos planteados para el cálculo de caudal crítico como son los siguientes autores: Muskat, Chaney, Chaperon, Meyer&Garder, Schols, Birks&Maidebor y E. Pérez. Rodríguez, se analizaron cada uno de los modelos matemáticos para el cálculo del caudal crítico y se aplicaron en 2 pozos, seleccionando aquellos pozos que presentaron problemas por el incremento del corte de agua y disminución en el recobro de petróleo del pozo. El conocimiento adecuado de aplicación para el cálculo del caudal crítico para estos pozos seleccionados y su posterior análisis mostrara evidencias aplicables hacia pozos vecinos para un mejor control del caudal de producción crítico y mejor gestión del yacimiento.

Tabla 3

Modelos y variables usadas por cada autor

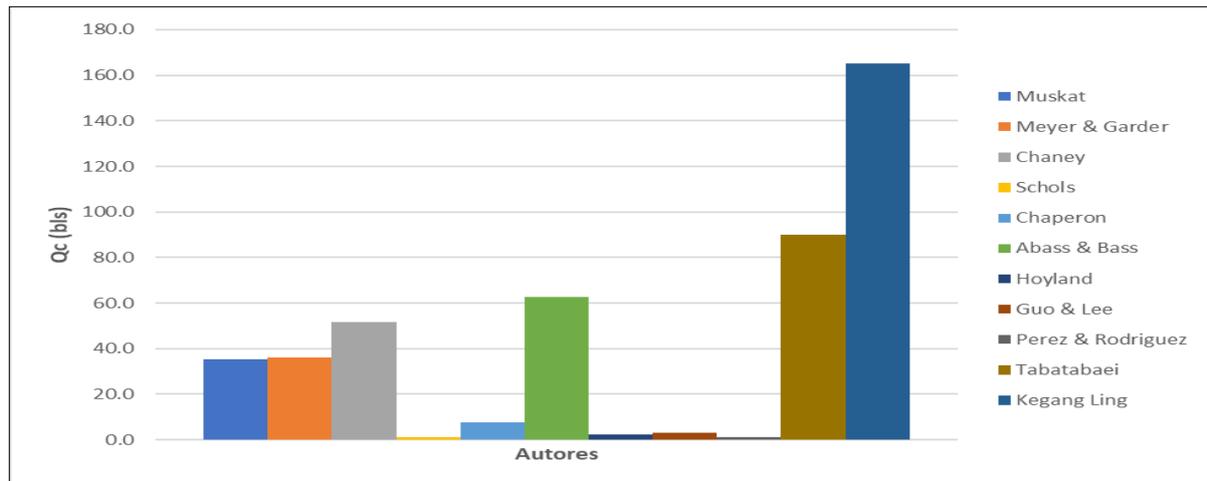
Modelo	Variables												
	μ_o	ρ_w	B_o	k_h	k_v	k_f	r_e	r_w	h	h_p	h_{wc}	F_{bc}	P_c
Muskat (1949)	x	x	x				x	x					
Meyer & Garder (1954)	x	x	x				x	x	x	x			
Chaney (1956)	x	x	x						x	x			
Schols (1972)	x	x	x				x	x	x	x			
Chaperon (1986)	x	x	x	x			x		x	x			
Abass & Bass (1988)	x	x	x	x			x	x	x	x			
Hoyland (1989)	x	x	x	x			x		x	x			
Guo & Lee (1933)	x	x		x	x		x	x	x	x			
Perez & Rodriguez (2012)	x	x	x			x	x	x			x	x	
Tabatabaei (2012)	x	x		x	x		x	x	x	x			
Kegang Ling (2012)	x	x	x	x	x		x	x	x	x	x		x

Fuente: Elaboración propia.

Se llevo a cabo el cálculo del caudal crítico con cada uno de los modelos matemáticos, posteriormente se realizó una valoración de forma cualitativa y cuantitativa, aplicándolas en pozos tipo y se seleccionaron aquellas con aplicación práctica, a continuación, se realiza una breve descripción de cada una de las correlaciones analizadas

Figura 38

Cálculo del caudal critico en base al modelado de cada autor



Nota: La figura muestra el valor del cálculo del caudal critico en base a cada modelo matemático, se observa un mayor valor en el modelo de Kegan Ling. Fuente: Elaboración propia.

La validación de cada uno de los modelos aplicados en el desarrollo de esta investigación se llevó a cabo a través de la ejecución de cada uno de los modelos propuestos. Cada modelo se implementó y se realizaron cálculos utilizando datos y parámetros reales del yacimiento. Posteriormente, se compararon los resultados obtenidos a partir de cada modelo y se evaluó su precisión en relación con el cálculo del caudal crítico. El propósito de esta validación era determinar cuál de los modelos matemáticos ofrecía la mejor aproximación al cálculo del caudal crítico en el contexto específico de la investigación

Datos del pozo 3D

Como parte del desarrollo del campo LOREL, se perforo el pozo productor direccional dentro de la sección superior de la formación Vivian. Teniéndose los siguientes datos del pozo (véase tabla 4) se buscó evaluar la precisión del cálculo del caudal critico de producción de este pozo en base a las ecuaciones planteadas en esta investigación y basado en el tiempo

adimensional de la ruptura del cono se realizó una estimación en base al histórico de producción del pozo.

Tabla 4

Datos del pozo 3D

Variable	Valor	Unid
ρ_o	0.895	lb/ft ³
μ_w	0.36	cp
μ_o	23.8	cp
ρ_w	1.006	lb/ft ³
B_o	1.05	rt/stb
k_h	2500	md
k_v	650	md
r_e	820	ft
r_w	0.3735	ft
h	55.77	ft
h_p	26.24	ft
h_{wc}	49.21	ft
P_c	93	psi
ϕ	0.23	%
M	95	psi
Tres	101	°c
(ko)swc	1	md
(kw)sor	0.3	md
S_{or}	0.28	%
S_{wc}	0.2	%

Fuente: Elaboración propia.

Para el cálculo del caudal crítico se tomará la correlación de Chaperon (1986) y la correlación planteada por Kegang Ling & Zheng Shen (2012) en el cual se toma en consideración a la variable de la presión capilar y muestra mayor porcentaje de precisión durante el cálculo por encima de correlaciones planteadas por autores como Muskat.

Radio de drenaje adimensional, será calculado en base a la relación entre las permeabilidades horizontal y vertical, véase la ecuación 34:

$$r_{eD} = \frac{r_e}{h_o} \sqrt{\frac{k_v}{k_H}} \quad (34)$$

$$r_{eD} = \frac{820 \text{ ft}}{55 \text{ ft}} \sqrt{\frac{625}{2500}} = 7.45 \text{ ft}$$

Caudal crítico adimensional según Chaperon planteado en la ecuación 26:

$$q_c^* = 0.7311 + \frac{1.9434}{r_{eD}}$$

$$q_c^* = 0.7311 + \frac{1.9434}{7.45} = 0.76$$

$$q_{oc} = \frac{4.888 \times 10^{-4} k_H h_o^2 \Delta \rho q_c^*}{\mu_o \beta_o}$$

$$q_{oc} = \frac{4.888 \times 10^{-4} \times 2500 \times 15 ft^2 (1 - 0.943) q_c^*}{\mu_o \beta_o}$$

$$q_{oc} = 13,4 \text{ BOPD}$$

Caudal critico adimensional según Kegang Ling & Zheng Shen (2012), tomando en consideración la presión capilar véase la ecuación 33:

$$q_o = \frac{k_o h ((\rho_w - \rho_o) \Delta h_{OWC - \text{perf bottom} + p_c})}{141.2 B_o \mu_o \left(\frac{1}{2} \ln \frac{4A}{\gamma C_a r_w^2} + 1.35 \left(\frac{h}{h_p} - 1 \right)^{0.825} \left\{ \ln \left(h \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} + 7 \right) - \left[0.49 + 0.1 \ln \left(h \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \right) \right] \ln r_{wc} - 1.95 \right\} \right)}$$

$$Q_{OC} = 0.266 \times 10^{-4} \frac{(\rho_w - \rho_o) k_h D_b (h - h_p)}{\mu_o B_o}$$

$$Q_{OC} = 220 \text{ BOPD}$$

Tiempo de irrupción del agua basado en la correlación de Sobocinski – Cornelius será planteado en la ecuación 35:

$$Z = \frac{0.00307 \Delta \rho_w o k_H h_o (h_o - h_p)}{\mu_o \beta_o q_o} \quad (35)$$

$$Z = 0.04736$$

El tiempo de irrupción adimensional será planteado por el siguiente modelo matemático, véase la ecuación 36:

$$t_{btD}^{SC} = \frac{Z}{4} \left[\frac{16 + 7Z - 3Z^2}{7 - 2Z} \right] \quad (36)$$

$$t_{btD}^{SC} = 89 \text{ días}$$

Reemplazando Z en de la ecuación 35 en el tiempo de irrupción adimensional planteado en la ecuación 36, tenemos que el tiempo de irrupción del agua será (véase la ecuación 37):

$$t_{bt} = \frac{\phi \mu_o h_o t_{btD}}{0.00137 \Delta \rho r_w o k_v (1 + M^\alpha)} \quad (37)$$

$$t_{bt} = 149.7 \text{ días}$$

Estimación del comportamiento del corte de agua del pozo, posterior a la irrupción del agua en el pozo, según Kuo & Desbriasy plantearon una solución en base a balance de materiales, tomando como parámetros de análisis el corte del agua adimensional, el corte del agua limite adimensional y el tiempo de ruptura adimensional, véase la ecuación 38.

$$t_{Dbt} = \frac{1}{t_{bt}} \quad (38)$$

El corte de agua adimensional donde se podrá estimar la proyección del corte de agua será planteado en base del factor M, véase la ecuación 39:

$$(WC)_{limit} = \frac{M}{M + \left(\frac{h}{h_w}\right)} \quad (39)$$

El factor M será obtenido de la relación entre la permeabilidad relativa para el agua y la permeabilidad relativa para el petróleo y la saturación de fluido que se encuentre en el medio, véase la ecuación 40:

$$M = \frac{[(K_{rv})_{sor}] \mu_o}{[(k_{ro})_{swc}] \mu_w} \quad (40)$$

El espesor actual de la zona de petróleo será obtenido de la ecuación 41:

$$h = H_o(1 - R) \quad (41)$$

Por otro lado, el espesor de la capa de agua que tenga el reservorio será representado mediante la siguiente ecuación 42:

$$h_w = H_w + H_o R \quad (42)$$

En las ecuaciones 41 y 42 se tiene un Factor R, el cual guarda relación con la saturación del medio y el numero capilar, véase la ecuación 43:

$$R = \left(\frac{N_p}{N}\right) \left[\frac{1 - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}}\right] \quad (43)$$

donde:

- $(WC)_{limit}$ = Valor limite actual para el corte de agua
- M = ratio de movilidad
- $(K_{rv})_{sor}$ Permeabilidad relativa para el agua y saturacion del aceite residual
- $(k_{ro})_{swc}$ permeabilidad relativa para el aceite de la saturacion de agua connata
- h_o = espesor inicial de la zona de petroleo, Ft

- hw = espesor actual de la zona de agua, Ft
- h = espesor actual de la zona de petróleo, Ft
- N_p = producción acumulada de petróleo, STB
- N = volumen inicial de petróleo, STB
- μ_o = Viscosidad del aceite, cp

El comportamiento del agua posterior a la irrupción será planteado por el modelo matemático donde la función toma como variable directa al tiempo de ruptura adimensional, véase la ecuación 44:

$$(f_w)_D = 0.29 + 0.94 \log(t_{DBT}) \text{ para valores } 0.5 \leq t_{DBT} \quad (44)$$

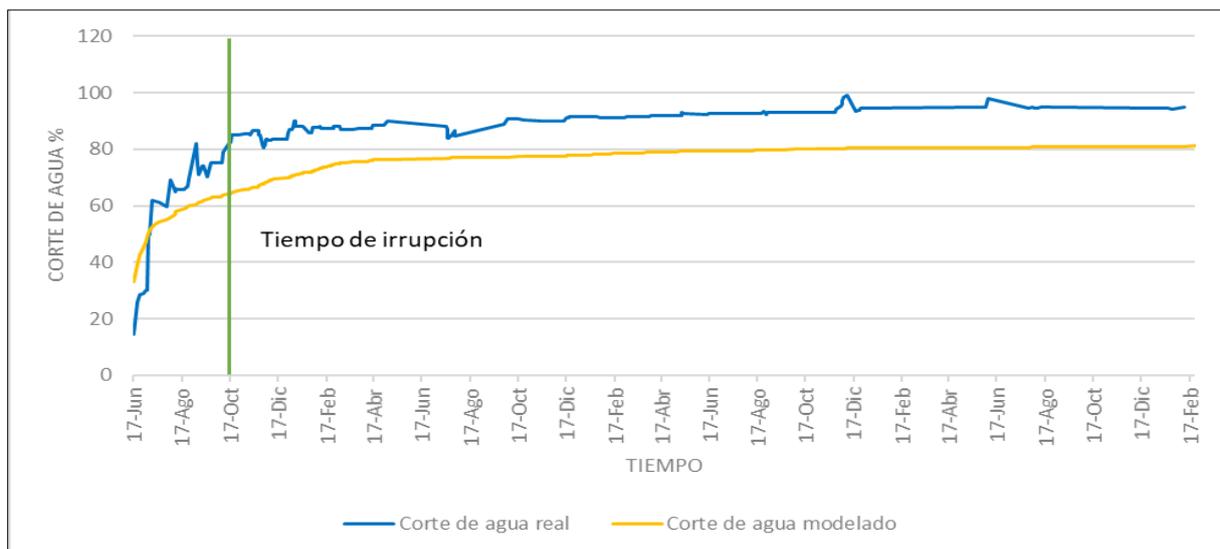
Reemplazando la ecuación 40, ecuación 41 y ecuación 42 en la ecuación 39, se tiene una aproximación del corte de agua.

$$(WC)_{limit} = 60\%$$

La predicción del comportamiento del pozo 3D nos muestra analizando el corte de agua histórico del pozo que durante los 150 primeros días de producción un corte por encima del 85%, siendo el resultado de la predicción estimada 60%. Incrementándose en 25% respecto a la predicción versus el corte actual del pozo, siendo la producción actual del pozo por encima de 9000 BPD, volumen de petróleo alrededor de los 800 BPD. Véase figura 39.

Figura 39

Cálculo del caudal crítico en base al modelado de Kuo & Desbriasy



Nota: La figura muestra el comportamiento del corte de agua real del campo y el comportamiento estimado en base al modelado de Kuo Desbriasy. Fuente: Elaboración propia.

Después de que se produce la irrupción del corte de agua, es crucial anticipar cómo se comportará este corte en el futuro para evitar posteriores problemas de control de agua. Autores como Kuo & Desbriasy ofrecen una solución utilizando la ecuación del balance de materiales, que se define a través de tres parámetros: el corte de agua adimensional, el tiempo de ruptura adimensional y el corte de agua límite adimensional. Para estimar el comportamiento futuro del corte de agua del pozo (BSW), la predicción del corte de agua se extiende hasta un año después del último dato real de BSW registrado en el pozo. Además, se supone una producción constante de fluidos (el último valor estable de producción registrado en el pozo). Estas ecuaciones permiten predecir el comportamiento del corte de agua en función del tiempo, lo cual resulta fundamental para conocer la cantidad de agua a tratar en un momento específico si no se implementa ningún tratamiento.

Datos del pozo 6H

Como parte del desarrollo del campo LOREL, se perforo el pozo productor horizontal dentro de la sección superior de la formación Vivian. Teniéndose los siguientes datos del pozo (véase tabla 5) se buscó evaluar la precisión del cálculo del caudal crítico de producción de este pozo en base a las ecuaciones planteadas en esta investigación y basado en el tiempo adimensional de la ruptura del cono se realizó una estimación en base al histórico de producción del pozo.

Tabla 5*Datos del pozo 6 H*

Variable	Valor	Unid
ρ_o	0.895	lb/ft ³
μ_w	0.36	cp
μ_o	23.8	cp
ρ_w	1.006	lb/ft ³
B_o	1.05	rt/stb
k_h	2500	md
k_v	650	md
Y_e	60	ft
r_w	0.3735	ft
h	55.77	ft
L	3280	ft
h_{wc}	49.21	ft
P_c	93	psi
\emptyset	0.23	%
Tres	101	°c
(ko)swc	1	md
(kw)sor	0.3	md
S_{or}	0.28	%
S_{wc}	0.2	%

Fuente: Elaboración propia.

Para el cálculo del caudal crítico se tomará la correlación de Chaperon (1986) y la correlación planteada por Giger en el cual se toma en consideración a la variable de la presión capilar y muestra mayor porcentaje de precisión durante el cálculo por encima de correlaciones planteadas por autores como Muskat.

Basado en el equilibrio de fuerzas gravitacionales presentes en el medio, despreciando el efecto generado por la formación de una cresta de agua, se toma el posicionamiento del pozo al tope del yacimiento,

Caudal crítico adimensional según Chaperon, véase la ecuación 25:

$$q_{oc} = \frac{4.888 \times 10^{-4} k_H h_o^2 \Delta \rho F L}{Y_e \mu_o \beta_o} \quad (25)$$

para:

$$1 \leq \alpha^n \leq 70 \text{ y } 2Y_e$$

$$\alpha^n = \left(\frac{Y_e}{h}\right) \sqrt{\frac{K_v}{K_h}}$$

donde:

Y_e = Longitud media de drenaje (perpendicular al pozo) ft

F = función adimensional que depende de α^n y ha sido correlacionado por Joshi

3 como:

$$F = 3.9624955 + 0.0616438(\alpha^n) - 0.000540(\alpha^n)$$

$$q_{oc} = 54 \text{ BOPD}$$

Caudal crítico adimensional según Giger para un yacimiento limitado y con mecanismo de impulsión de acuífero activo, véase la ecuación 45:

$$q_c = 0.75 \times 10^{-3} \frac{K_h \Delta \rho (2Y_e)}{\mu_o \beta_o} \left[\sqrt{1 + \frac{16}{3} \left(\frac{h}{Y_e}\right)^2} - 1 \right] * L \quad (45)$$

$$Q_{OC} = 476 \text{ BOPD}$$

Tiempo de irrupción del agua basado en la correlación de Sobocinski – Cornelius, véase la ecuación 35:

$$z = \frac{0.00307 \Delta \rho_{wo} k_H h_o (h_o - h_p)}{\mu_o \beta_o q_o} \quad (35)$$

$$z = 0.07736$$

El tiempo de irrupción adimensional, véase la ecuación 36:

$$t_{btD}^{sc} = \frac{z}{4} \left[\frac{16 + 7z - 3z^2}{7 - 2z} \right] \quad (36)$$

$$t_{btD}^{sc} = 179 \text{ días}$$

Tiempo de irrupción del agua, véase la ecuación 37:

$$t_{bt} = \frac{\phi \mu_o h_o t_{btD}}{0.00137 \Delta \rho_{wo} k_v (1 + M^\alpha)} \quad (37)$$

$$t_{bt} = 249.7 \text{ días}$$

Estimación del comportamiento del corte de agua del pozo, posterior a la irrupción del agua en el pozo, según Kuo & Desbriasy plantearon una solución en base a balance de materiales, tomando como parámetros de análisis el corte del agua adimensional, el corte del agua límite adimensional y el tiempo de ruptura adimensional.

El comportamiento del agua posterior a la irrupción será planteado por el modelo matemático donde la función toma como variable directa al tiempo de ruptura adimensional, véase la ecuación 44:

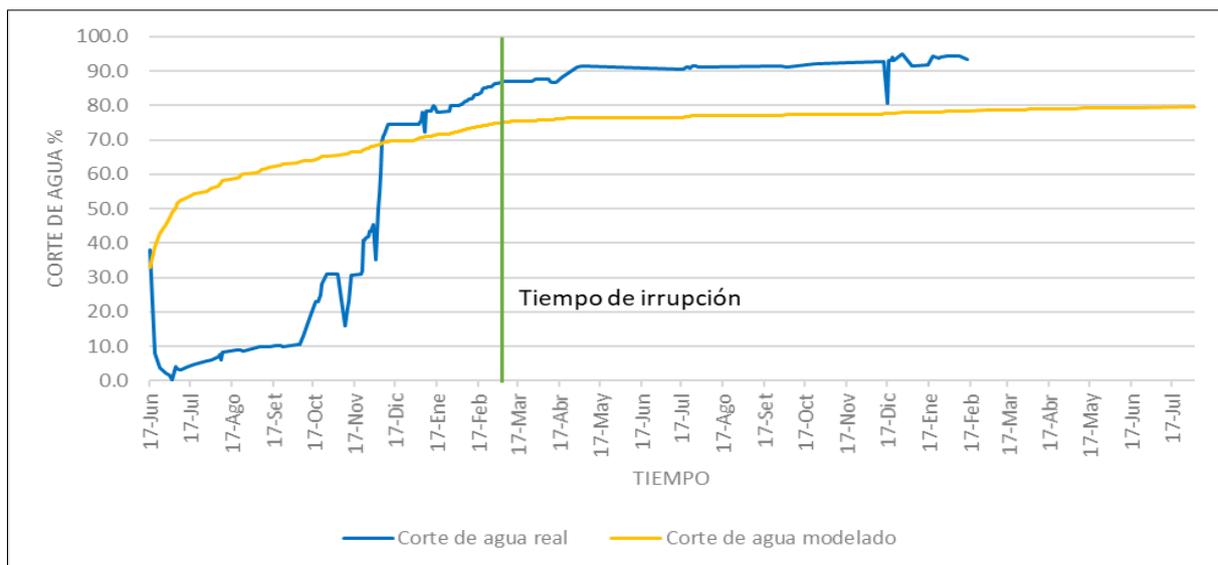
$$(f_w)_D = 0.29 + 0.94 \log(t_{DBT}) \text{ para valores } 0.5 \leq t_{DBT} \leq 5.7 \quad (44)$$

$$(WC)_{limit} = 68.7\%$$

La predicción del comportamiento del pozo 6H nos muestra analizando el corte de agua histórico del pozo que durante los 270 primeros días de producción un corte por encima del 85%, siendo el resultado de la predicción estimada 70%. Incrementándose en 15% respecto a la predicción versus el corte actual del pozo, siendo la producción actual del pozo por encima de 11000 BPD, volumen de petróleo alrededor de los 700 BPD.

Figura 40

Comportamiento del corte de agua del pozo 6H en base al modelado de Kuo & Desbriasy



Nota: La figura muestra el comportamiento del corte de agua real del campo y el comportamiento estimado en base al modelado de Kuo Desbriasy. Fuente: Elaboración propia.

Capítulo IV: Análisis y Discusión de Resultados

4.1 Descripción de análisis Costo-Beneficio

Para evaluar el Costo-Beneficio se presenta un flujo de caja, que toma en cuenta al costo operativo para la producción del campo petrolero, donde se detalla los costos operativos del campo petrolero LOREL. Teniendo entre los costos operativos más altos el tratamiento del agua de producción en superficie por barril producido. Para realizar el modelo de evaluación del proyecto de desarrollo del campo LOREL se debe de partir de una correcta evaluación de cada uno de los costos fijos y variables vasados en los niveles estimados de producción, estos costos fijos son analizados en la tabla 6.

Tabla 6

Costos operativos del campo LOREL

CONCEPTO	CANTIDAD	UNIDAD	COSTO	COSTO
		MEDIDA	UNIT USD	TOTAL
Costo de operaciones				
Costo de servicio de produccion	40	Jornal	5000	\$200,000.00
Costo de servicio de mantenimiento	35	Jornal	3500	\$122,500.00
Costo de servicio de análisis de laboratorio	18	Jornal	4000	\$72,000.00
Control de solidos	2	Jornal	5000	\$10,000.00
Soporte técnico y de ingeniería	8	Jornal	8000	\$64,000.00
SUBTOTAL				\$468,500.00
Generación eléctrica				
Costo operativo	195000	kW	0.85	\$165,750.00
SUBTOTAL				\$165,750.00
Sistema de reinyección				
Alquiler de Bombas HPS	1		80000	\$80,000.00
SUBTOTAL				\$80,000.00
Tratamiento de petróleo				
Barril producido	705000	BLS	0.057	\$40,185.00
SUBTOTAL				\$40,185.00
Tratamiento de agua producción				
Barril producido	3450000	BLS	0.035	\$120,750.00
SUBTOTAL				\$120,750.00
Tratamiento de agua fresca				
Barril producido	75000	BLS	0.015	\$1,125.00
SUBTOTAL				\$1,125.00
Combustibles				
Diesel	18000	Gal	15	\$270,000.00
SUBTOTAL				\$270,000.00
TOTAL COSTOS				-\$1,146,310.00

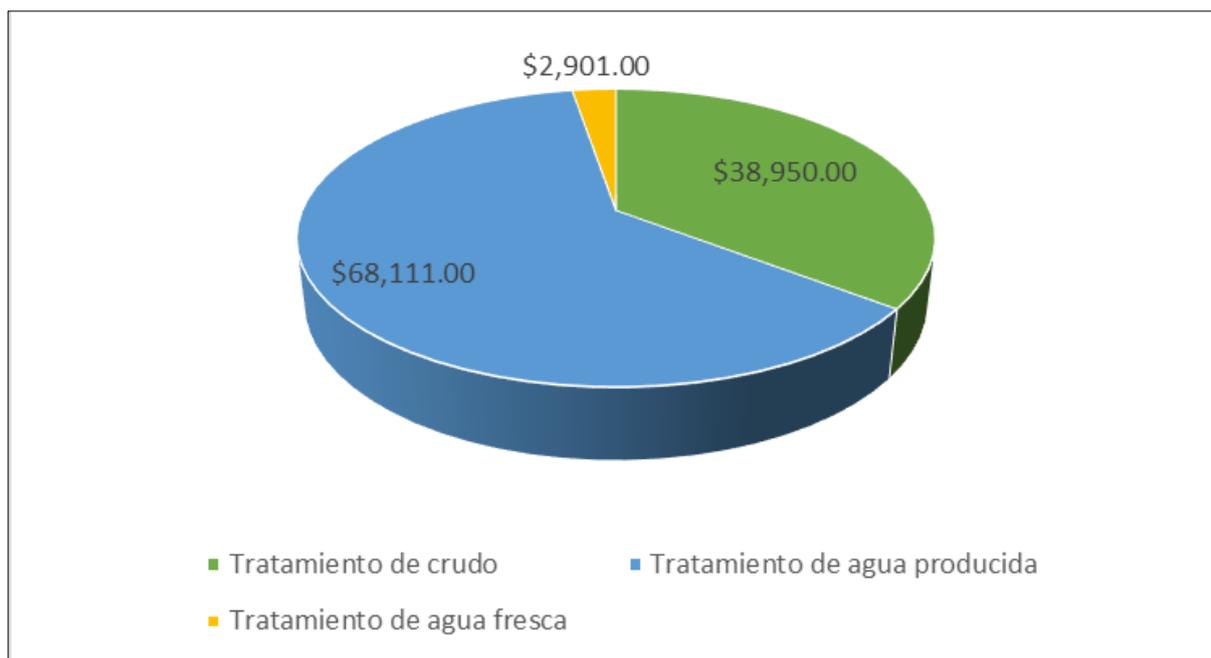
Fuente: Elaboración propia.

Según los valores entregados en las proyecciones de producción de petróleo y agua de los pozos seleccionados para el análisis de modelo de reducción de la producción de agua mediante una reducción del tiempo de irrupción de agua en pozos con problemas de conificación, se tomará el volumen de producción de crudo y agua total histórico de cada uno de los pozos para poder estimar el VPN del proyecto petrolero.

Según el historial de producción se tiene un valor promedio de producción 115 000 BPD de agua y 23 500 BPD de petróleo. Durante el último mes el costo de tratamiento químico del campo LOREL alcanzo el valor aproximado de US \$ 120,000, siendo el costo de tratamiento químico de agua producida el más alto por encima del costo de tratamiento químico del crudo y el costo de tratamiento químico de agua fresca, véase la figura 41.

Figura 41

El costo para el tratamiento químico para el campo LOREL



Nota: La figura muestra el costo de tratamiento químico del campo y el porcentaje que representa el tratamiento de cada fluido. Fuente: Elaboración propia

Si bien tenemos una producción total de agua de 115 000 BPD y una producción de petróleo de 23 500 BPD, este volumen total es la suma de aportes de producción de los 13

pozos con los que se cuentan en el campo LOREL, entre pozos direccionales y horizontales, véase la tabla 7.

Tabla 7

Volumen total de producción del campo LOREL

Niveles para estos costos	Volumen
Agua	115000
Crudo	23500

Fuente: Elaboración propia

Partiendo del análisis de cada uno de los costos operativos, costos fijos y variables de la explotación del campo LOREL se tiene que el costo de barril de petróleo crudo tratado fue de US \$0.36 por cada barril extraído y el costo de barril de agua tratado fue de US \$0.40 por cada barril extraído, véase la tabla 6.

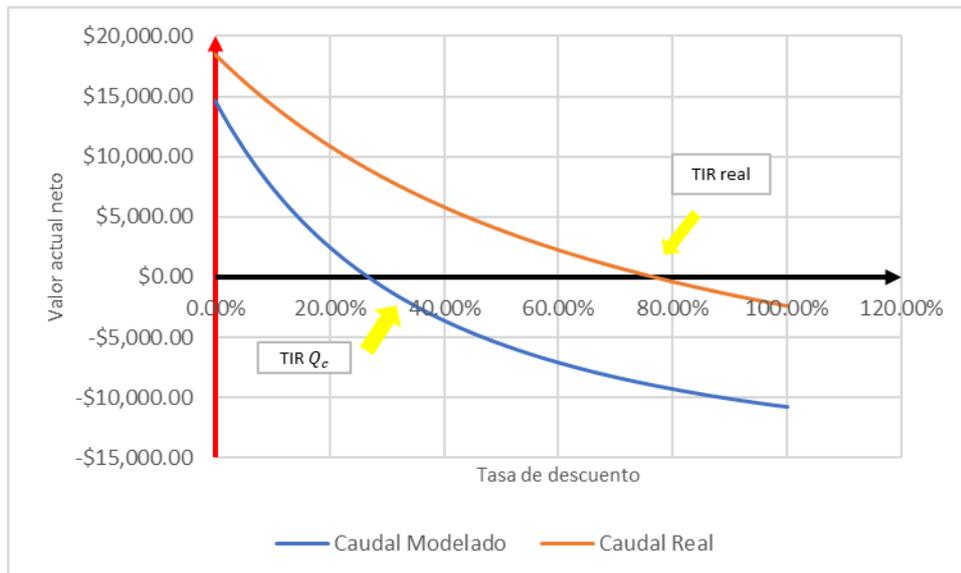
4.2 Análisis para el pozo 3D

Cómo se pudo analizar previamente con la ayuda de las gráficas de Chan el pozo presenta una comunicación mecánica, partiendo que desde la etapa inicial se hubiese calculado de forma adecuada el caudal crítico para el pozo sin romper el balance de fuerzas en el medio poroso, la irrupción del agua habría tomado más tiempo y el corte de agua hubiese disminuido aproximadamente en 25%.

En el Anexos A y Anexo B, se muestra la evaluación económica del pozo y todos los gastos operativos que se tienen en campo para el tratamiento del petróleo extraído y también para el tratamiento del agua producida, cabe señalar que el costo de inversión inicial será estimado en base al costo de perforación del pozo. Esta evaluación económica tiene como objetivo buscar un mejor manejo del caudal de producción para poder obtener un mejor índice de producción del pozo.

Figura 42

Van y TIR del pozo 3D



Nota: La figura muestra el valor acumulado neto y la tasa de interés de retorno que tiene el pozo direccional 3D.

Fuente: Elaboración propia

La evaluación financiera utilizando la ecuación del Valor actual Neto (VAN) es una excelente manera de cuantificar los beneficios económicos de implementar un nuevo modelo de cálculo del caudal crítico de producción del pozo. En este caso, estás analizando el impacto económico de un cambio en la producción de agua del pozo al considerar el nuevo modelo de cálculo del caudal crítico.

Los pasos clave para llevar a cabo esta evaluación financiera son los siguientes:

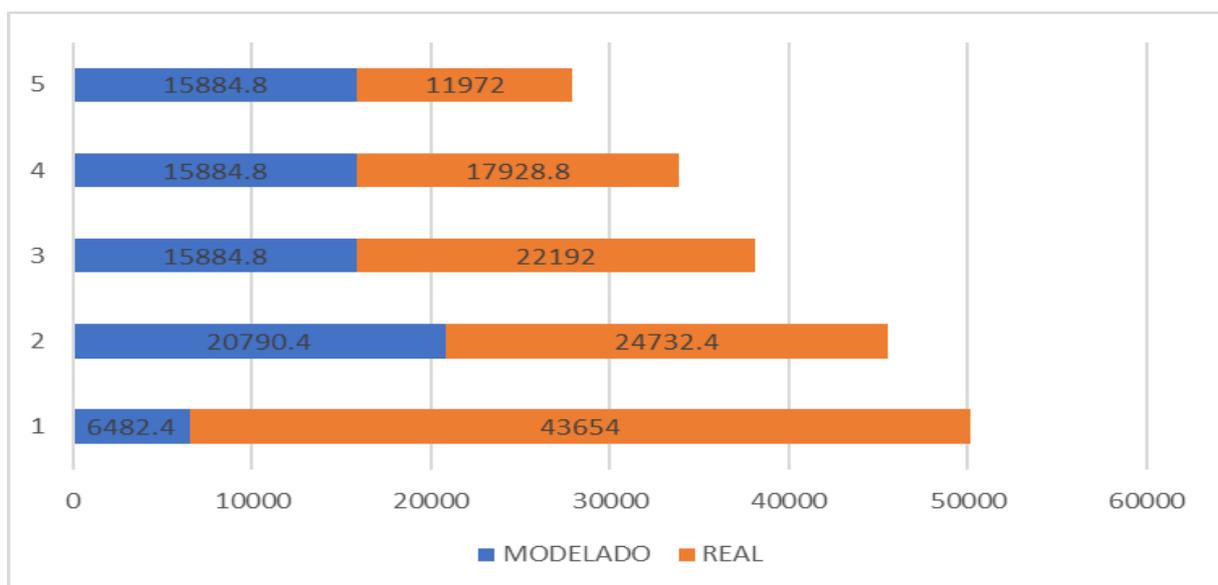
- ✓ Determinación de los parámetros financieros: Identifica los parámetros necesarios, como el costo del tratamiento químico y disposición del agua producida hacia el sistema de reinyección, el precio del petróleo, el costo de operación del pozo, la tasa de descuento, el período de evaluación, entre otros.
- ✓ Cálculo del flujo de efectivo: Estima los flujos de efectivo neto anuales para el caso actual (aporte real del pozo) y para el nuevo caso (aporte estimado modelado del pozo). Esto incluye ingresos por ventas de hidrocarburos, costos operativos, costos de tratamiento de agua, y cualquier otro gasto o ingreso relevante.

En la figura 42 se muestra un análisis de la sensibilidad de la puesta en producción del pozo en base a la comparativa entre los caudales de producción real y un caudal de producción modelado en base a un caudal crítico teórico. Teniendo una disminución del 25% en el volumen anual total de agua producida del pozo en base a los modelos planteados, Se tiene valores de la TIR de 26,7% para la evaluación económica realizada cuando se mantiene un caudal crítico de producción y una TIR de 76,7% para la evaluación económica de la explotación del campo a condiciones reales. Teniéndose una Tasa de retorno de inversión más alta a condiciones reales

Esto indica que el nuevo modelo de cálculo del caudal crítico de producción conlleva un ahorro en costos de tratamiento y disposición de agua. Sin embargo, este ahorro es menor que cualquier costo adicional asociado con la implementación del nuevo modelo, entonces el proyecto es financieramente no viable. Esta evaluación financiera proporciona una base sólida para tomar decisiones informadas sobre la implementación del nuevo modelo y demuestra cómo consideraciones técnicas pueden tener un impacto directo en la rentabilidad de la operación del campo. Véase figura 43.

Figura 43

Gastos Operativos del pozo 3D en M\$

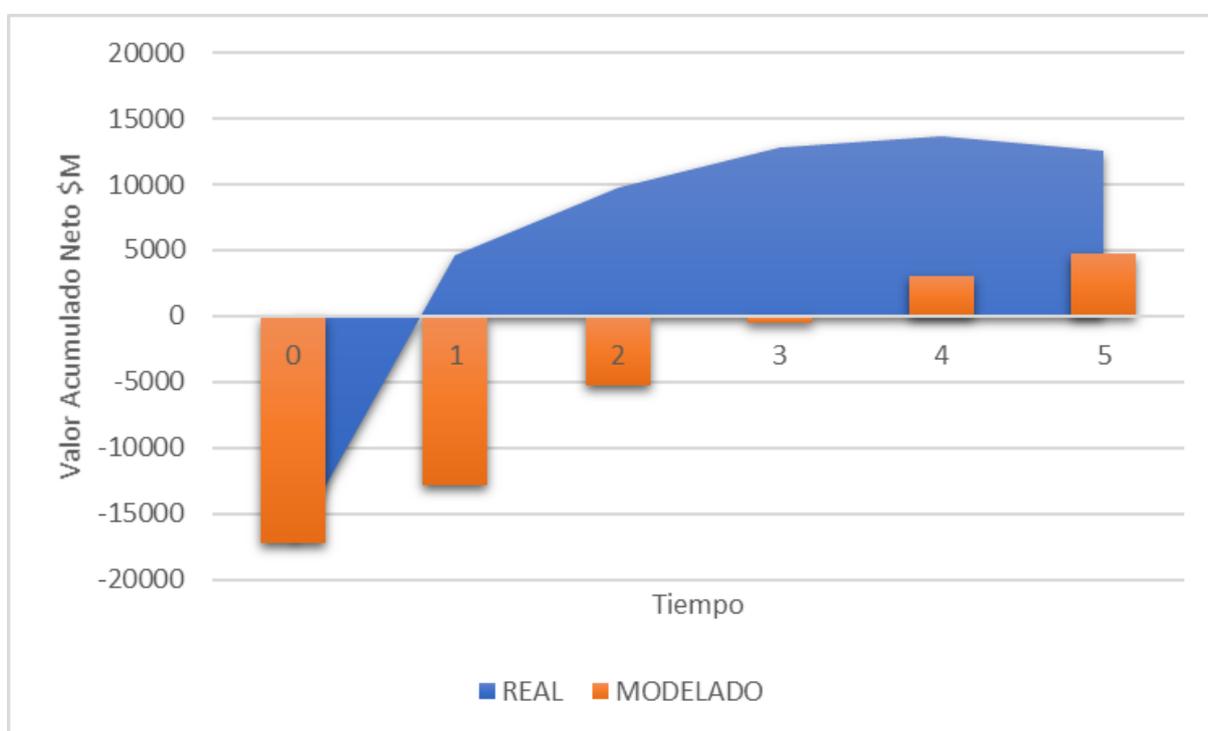


Nota: La figura muestra la comparativa de costos operativos del pozo 3D, en base al modelado del corte de agua estimado y el comportamiento real del corte del agua. Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en la figura 44, la evaluación económica realiza al pozo 3D, muestra que la recuperación de la inversión realizada para la perforación del pozo 3D es recuperada alrededor del primer año basado en el historial de producción del pozo y teniendo un precio referencial del barril de crudo de US \$ 80.00 USD/BBL, por otro lado en caso se optara por mantener un caudal crítico alrededor de los 220 BPD se observa que la inversión desarrollada hacia el pozo es recuperada alrededor del cuarto año tal como lo indica en la gráfica analizada.

Figura 44

Tiempo de recuperación de la inversión del pozo 3D



Nota: La figura muestra el tiempo de recuperación de la inversión efectuada para la perforación del pozo direccional. Fuente: Elaboración propia.

4.3 Análisis para el pozo 6H

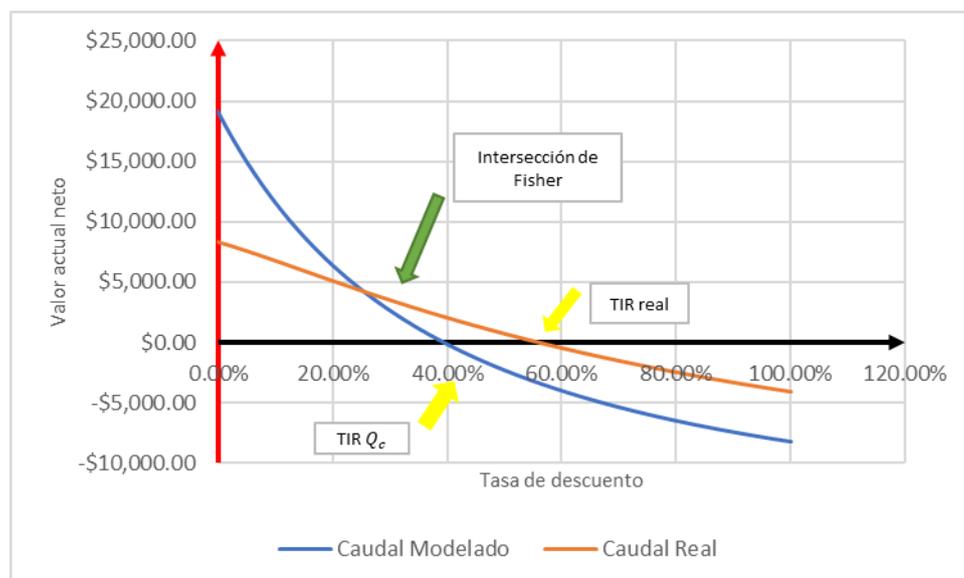
Cómo se pudo analizar previamente con la ayuda de las gráficas de Chan el pozo presenta cresting, partiendo que desde la etapa inicial se hubiese calculado de forma adecuada el caudal crítico para el pozo sin romper el balance de fuerzas en el medio poroso,

la irrupción del agua habría tomado más tiempo y el corte de agua hubiese disminuido aproximadamente en 15%.

En los Anexos D y Anexo E, se muestra la producción de agua y petróleo del pozo y todos los gastos operativos que se tienen en campo para el tratamiento químico del petróleo extraído y también para el tratamiento del agua producida, cabe señalar que el costo de inversión inicial es la perforación del pozo petrolero, posteriormente lo que se busca es un mejor manejo del caudal de producción para poder obtener un mejor índice de producción del pozo.

Figura 45

VAN y TIR del pozo 6H



Nota: La figura muestra el valor acumulado neto y la tasa de interés de retorno que tiene el pozo Horizontal 6H.
Fuente: Elaboración propia

En la figura 45 se muestra un análisis de la sensibilidad del proyecto en base a la comparativa entre los caudales de producción real y un caudal de producción modelado en base a un caudal crítico teórico. Teniendo una disminución del 15% en el volumen anual total de agua producida del pozo en base a los modelos planteados, Se tiene valores de la TIR de 39,5% para la evaluación económica realizada cuando se mantiene un caudal crítico de producción y una TIR de 59,6% para la evaluación económica de la explotación del campo a

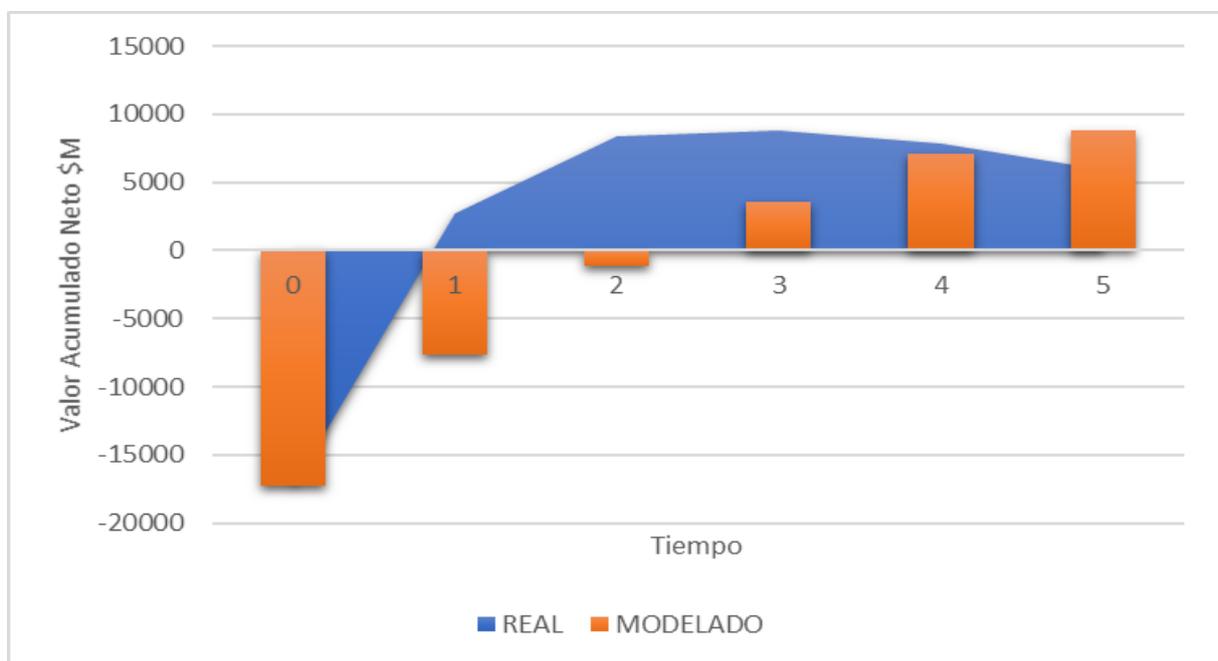
condiciones reales. Teniéndose una Tasa de retorno de inversión más alta a condiciones reales

Esto indica que el nuevo modelo de cálculo del caudal crítico de producción conlleva un ahorro en costos de tratamiento y disposición de agua. Sin embargo, este ahorro es menor que cualquier costo adicional asociado con la implementación del nuevo modelo, entonces el proyecto es financieramente no viable.

Como se observa en la figura 44, la evaluación económica realiza al pozo 3D, muestra que la recuperación de la inversión realizada para la perforación del pozo 3D es recuperada alrededor del primer año basado en el historial de producción del pozo y teniendo un precio referencial del barril de crudo de US \$ 80.00 USD/BBL, por otro lado en caso se optara por mantener un caudal critico alrededor de los 476 BPD se observa que la inversión desarrollada hacia el pozo es recuperada alrededor del tercer año tal como lo indica en la gráfica analizada

Figura 46

Tiempo de recuperación de la inversión del pozo 6H



Nota: La figura muestra el tiempo de recuperación de la inversión efectuada para la perforación del pozo horizontal.
Fuente: Elaboración propia.

Conclusiones

En la evaluación realizada, se ha determinado que la conificación originada por el mecanismo de impulsión de agua es la principal fuente de entrada de agua en el yacimiento evaluado. El análisis comparativo de los 11 modelos utilizados, incluyendo la gráfica de Chan y el modelo de (Kegang & Zheng), muestran similitudes en aspectos clave como el radio de drenaje del pozo, permeabilidad y la profundidad de perforación. Basándonos en esta evaluación, el modelo de (Kegang & Zheng) muestra una mayor concordancia con los datos reales y por lo tanto se considera el más adecuado para analizar la conificación de agua en el pozo o yacimiento en estudio. Esta validación es crucial para asegurar la confiabilidad de los resultados del modelo seleccionado, los cuales serán utilizados en la toma de decisiones relacionadas con la producción de petróleo o gas, así como el control de la conificación de agua en el yacimiento. Los resultados de este análisis subrayan la importancia de seleccionar el modelo más adecuado para calcular el caudal crítico en los pozos seleccionados, teniendo en cuenta la completación realizada y las condiciones del reservorio. La diferencia en los resultados obtenidos entre los modelos, se observa que considerar la capilaridad tiene un impacto significativo en el cálculo del caudal crítico.

De las correlaciones ampliamente utilizadas en la industria, se ha destacado que el modelo que incorpora la variable de presión capilar ofrece la mejor aproximación al caudal en el cual se produce la conificación. El análisis de los modelos matemáticos propuestos evidencia una influencia positiva de la presión capilar en las propiedades de movilidad de los fluidos. Un aumento en la presión capilar puede contribuir a un mayor caudal crítico al mantener una mayor estabilidad en el flujo de la fase de petróleo. Es esencial tener presente que los valores de presión capilar pueden variar según la caracterización del reservorio, siendo las pequeñas laminaciones (intercalaciones) de baja permeabilidad las que generan altas presiones capilares. La consideración de la presión capilar se vuelve crucial en el cálculo del caudal crítico en yacimientos convencionales con mecanismo de impulsión de agua, como se ejemplifica en la aplicación del modelo matemático propuesto por (Kegang & Zheng). La

omisión de la presión capilar en el cálculo del caudal crítico podría resultar en errores significativos, superiores al 200%, en comparación con modelos matemáticos que no consideran esta variable. Comprender el comportamiento de la presión capilar y sus efectos en las etapas iniciales de explotación del campo es esencial para optimizar la producción y maximizar los beneficios económicos para la empresa.

La conificación de agua en pozos petroleros revela una relación compleja entre fuerzas físicas y químicas a nivel poroso, vinculadas al tipo de fluido y las condiciones en el reservorio. Las fuerzas físicas, como la gravedad, desempeñan un papel significativo en la conificación del agua, ya que la fase acuosa, al ser más densa, tiene mayor propensión a ascender en la formación del cono. Este fenómeno está directamente relacionado con la distancia al contacto agua-petróleo y el nivel de perforación. Además, la viscosidad de los fluidos también es una fuerza física clave, ya que afecta la resistencia al flujo. El equilibrio entre los fluidos en el medio poroso influye en la velocidad con la que se movilizan. Por otro lado, la presión capilar regula la movilidad relativa de los fluidos en la formación, siendo un parámetro crucial para el avance libre del agua en el medio poroso. Un manejo adecuado de la presión capilar es esencial para controlar el avance de los fluidos. Por otro lado las fuerzas químicas inciden en el desplazamiento de los fluidos en el medio poroso, ya que las interacciones químicas entre el agua y el petróleo, basadas en su afinidad acentúan las fuerzas de atracción y repulsión entre las moléculas. La caracterización precisa del medio y las condiciones ayuda a entender la permeabilidad de la formación, dado que ciertos minerales pueden generar atracción o repulsión entre los fluidos. Comprender y gestionar estas fuerzas físicas y químicas es esencial para prevenir problemas como la irrupción temprana de agua en el pozo y garantizar una producción eficiente de petróleo.

La gestión de un campo petrolero abarca diversas actividades destinadas a mejorar la eficiencia operativa y desarrollar políticas para reducir el impacto ambiental, especialmente en la gestión de volúmenes de agua reinyectada y tratada. Para abordar problemas de producción de agua en pozos, se emplea una metodología que utiliza el análisis de datos históricos, el corte de agua histórico, las propiedades del yacimiento, así como gráficas de

Chan y Cross Hair. Estos datos permiten determinar el comportamiento futuro de los pozos, identificar problemas actuales, y seleccionar pozos para intervención con el objetivo de recuperar un mayor porcentaje de petróleo y reducir los costos operativos asociados al tratamiento del agua de producción. Cuando un pozo opera sin sobrepasar el caudal crítico, la prioridad es reducir los costos de producción. Esto se logra mediante la gestión eficiente del agua producida, su tratamiento y disposición para reinyección en pozos específicos. Esta estrategia busca optimizar la recuperación de petróleo o gas del yacimiento y minimizar los costos asociados a la gestión del agua. No obstante, en muchos casos, para alcanzar la rentabilidad en la explotación de pozos petroleros, es necesario recurrir a otras técnicas de producción que permitan aumentar el caudal crítico de producción. La implementación de estas técnicas busca mejorar la eficiencia del proceso de extracción y asegurar la rentabilidad económica de la operación. En resumen, la gestión integral de un campo petrolero involucra estrategias para optimizar la producción, reducir los costos operativos, y minimizar el impacto ambiental asociado a la gestión del agua producida. La combinación de análisis históricos, técnicas de tratamiento del agua y enfoques innovadores de producción son fundamentales para el éxito a largo plazo de la gestión del campo.

Analizando los pozos perforados para la explotación del campo LOREL, se pudo determinar que existe: conificación en el pozo 6H, el pozo 3D revela resultados significativos que lo relacionan a un pozo con problemas de comunicación mecánica.

El equilibrio entre la gestión eficiente del agua producida y el aumento del caudal crítico de producción es fundamental para lograr la rentabilidad en la explotación de pozos petroleros. Cuando se produce un pozo sin sobrepasar el caudal crítico se busca tener un menor costo de producción del pozo, debido al manejo del agua producida mediante su tratamiento y posterior disposición para la reinyección hacia pozos reinyectores, pero cabe señalar que muchas veces para obtener rentabilidad en la explotación de pozos petroleros se recurre a otras técnicas de explotación que ayudaran a poder incrementar el caudal crítico de producción.

La evaluación económica realizada de los pozos seleccionados muestra que los caudales a los cual se producen los pozos muestran gran diferencia en base a la estimación del caudal critico de producción, cabe señalar que habiéndose realizado la evaluación económica para ambos caudales se muestra que el tiempo de retorno para el pozo no resulta económicamente rentable, ya que se muestra que tiempo de retorno cercanos a los tres años a más, lo cual no es rentable para un proyecto. Si bien producir a un caudal por encima del caudal critico estimado puede producir problemas desestabilización del sistema roca-fluido y una sobreproducción de agua y arrastre de salidos lo cual consigo genera costos elevados para el proyecto, pero en contra posición a esto se observa un retorno de la inversión corto durante el primer año desde su puesta en marcha.

Recomendaciones

- Considerando que la conificación en los pozos petroleros representa un gran desafío importante en la industria del petróleo, y su manejo eficiente es esencial para maximizar la producción y la rentabilidad de los proyectos petroleros, actualmente en la selva peruana se tienen lotes petroleros en campos maduros y campos nuevos; se recomienda que se realice una mejor gestión y evaluación de los cálculos de caudal crítico y el incremento paulatino del caudal durante la puesta en marcha, con el fin de optimizar la producción.
- Una vez concluida la fase de terminación del pozo petrolero, es imperativo realizar pruebas exhaustivas a la formación para evaluar con precisión las características del yacimiento. Estas pruebas se centran en propiedades fundamentales como la permeabilidad, porosidad y presión capilar. Las pruebas de presión inicial permiten ajustar los parámetros de producción y lograr un rendimiento óptimo del pozo. En este contexto, se determinará la frecuencia de operación de la bomba, un aspecto fundamental para optimizar la producción. La información obtenida debe ser procesada e integrada con el monitoreo continuo del pozo.
- Este seguimiento constante es esencial para evaluar el comportamiento a lo largo del tiempo. Se recomienda especialmente analizar los datos obtenidos de los sensores instalados en el fondo del pozo, como aquellos que miden la temperatura y la presión. Esta información en adición al uso de completación inteligentes mediante el uso de válvulas AICD en los pozos horizontales ha contribuido a mejorar la eficiencia de recuperación al evitar que se extraiga más agua de la necesaria y permite un mejor control del barrido del petróleo en el yacimiento, con lo cual se ha logrado mejores tasas de recuperación en los pozos analizados.

- La gestión adecuada de la conificación es fundamental para maximizar la producción y minimizar los costos operativos en la industria del petróleo. Al adoptar un enfoque proactivo y aprovechar la tecnología y las mejores prácticas disponibles, es posible optimizar la producción y garantizar la rentabilidad en los proyectos petroleros en la selva peruana y en cualquier otro lugar.

Referencias Bibliográfica

- Acensios, L., Garcia, W., Huaranga, L., Guerrero, X., Camelo, S., Gurses, S., & Williams, B. (23-25 de Septiembre de 2023). Increased oil and reduced water production using cyclonic AICDs with tracer monitoring application in Peru's Breña Norte Field. *ATCE*, 16.
- Bailey, B., Crabtree, M., Tyrie, J., Elphick, J., Kuchuk, F., Romano, C., & Roodhart, L. (Verano de 2000). Control de Agua. *Oilfield Review*, 32-53.
- Bidner, M. S. (2001). *Propiedades de la roca y fluidos en el reservorio de petróleo*. Buenos Aires: Universitaria de Buenos Aires.
- Cárcamo Bernal, V. (2010). *Desarrollo de una Metodología estadística para la selección de agentes gelificantes, aplicados al control de la conificación de agua en pozos productores*. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería. México D.F.: Facultad de Ingeniería de Petróleo.
- Castiblanco Borbón, L. F. (2017). *Control de agua en yacimientos de crudo pesado con acuífero activo y con contacto agua-petróleo: Alternativas tecnológicas para los campos de los llanos orientales*. Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Minas, Departamento de procesos y Energía. Medellín, Colombia: Facultad de Minas, Departamento de procesos y Energía -Universidad Nacional de Colombia.
- Centeno Rojas, A. C. (2011). *Evaluación de la aplicación de dispositivos de control de flujo (ICD'S) para el control de la conificación de agua a través de pozos horizontales en yacimientos de crudo mediano*. Universidad de Oriente - Núcleo de Anzoátegui, Departamento de petróleo. Barcelona: Escuela de ingeniería y ciencias aplicadas.
- Chan, K. (1995). Water Control Diagnostic Plots. *SPE 70th Annual Technical(SPE 30775)*, 9.

- Chaney PE, Henson WL, Rice TD, & Noble MD. (1956). How to perforate your well to prevent water and gas coning oil and gas Journal.
- Chen, C., Ming, Y., Xue , L., Fei , S., & Meijia , L. (1996). Study on the critical Production calculation Method of the water-Flooding reservoir with Gas Cap. *SPE*, 17.
- DAKE, L. (1977). *Fundamentals of reservoir engineering* (8 ed.). (ELSERVER, Ed.) Amsterdam, The Netherlands: Shell Learning and Development.
- Escobar Macualo, F. (2012). *Fundamento de la Ingeniería de Yacimientos*. Colombia: Universidad Surcolombiana.
- Fernández Moreno, J. D. (2019). *Metodología Integral para el control de agua en un campo de crudo pesado de la cuenca de los llanos orientales*. Fundación Universidad de América. Bogotá D.C: Facultad de Ingenierías - Programa de Ingeniería de petróleos .
- Gutiérrez Melo , G., & Rangel Juárez , C. (2016). *Análisis generalizado de la conificación de agua en pozos productores de yacimientos de aceite*. Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero, Universidad Nacional Autónoma de México , Facultad de Ingeniería Petrolera, Ciudad de México.
- Gutti Viela , J. (2013). Evaluación de problemas asociados al agua de producción en campos petroleros.
- Hernández Morales, A. R. (2019). *Determinación de Gastos Críticos de producción para minimizar la conificación de agua en yacimientos petroleros*. Instituto Politécnico Nacional . México: Escuela Superior de Ingeniería y arquitectura - Unidad Ticomán Ciencias de la Tierra.
- Holmgrem C, & Morse R. (1951). Effect of free gas saturation on oil recovery by water flooding.
- Holmgrem C, & Morse R. (s.f.). Effect of free gas saturation on oil recovery by water flooding.

- Hoylan L.A, Papatzacos, & Skjaveland, P. (s.f.). Critical rate water coning, correlation and analytical solution . *SPE*.
- Kegang, L. (2012). Incluyendo el efecto de la presión capilar para estimar el gasto crítico en pozos con conificación de agua.
- Kegang, L., & Zheng, S. (20-22 de February de 2012). Incluyendo el efecto de la presión capilar para estimar el gasto crítico en pozos con conificación de agua. *SPE*, 18.
- Lapa Salinas, L. (2014). *La responsabilidad social empresarial frente a la colectividad laboral en el Peru (Tesis de Doctorado USMP)*. Universidad San Martín de Porres. Lima: Facultad de Ciencias Contables, Económicas y Financieras sección de posgrado.
- Lee, & Guo. (1993). *Assimple approach to optimization of completion interval in oil-water coning system society of petroleum engineers*.
- López Hernández, F. (2015). *Caracterización teórico-numérica de la inyección y colocación de espumas YNF, para procesos de recuperación mejorada*. Instituto Mexicano del Petróleo, Dirección de Desarrollo del Talento. México, D.F: Instituto Mexicano del Petróleo.
- Luque Castro, E. P., & Moreno León, C. A. (2019). *Desarrollo de una estrategia de selección de sello químico para control de agua de producción en un campo colombiano mediante análisis estadístico*. Fundación Universidad de América. Bogotá: Facultad de Ingenierías - Programa de Ingeniería Química.
- Martínez, E. P. (21 de Febrero de 2011). Estudio de conificación de agua en yacimientos naturalmente fracturados. México.
- Merino Bautista, L. (2019). *Mejoras en cementación primaria de pozos con problemas de invasión y/o impulsión de agua*. Piura: Universidad Nacional de Piura.
- Meyer, H., & Garden, A. (1954). Physical principles of oil production. *SPE*.

- Montoro, M. A. (2011). *Caracterización y Análisis del desplazamiento de Fluidos no miscibles en medios porosos*. Universidad Nacional de Córdoba. Córdoba: Facultad de Ciencias Exactas Físicas y Naturales de la Universidad Nacional de Córdoba.
- Muskat.M. (1949). *Mechanic of two inmiscible fluids in porous media*. *New York*.
- Narr, W., & Schechter, D. (2006). *Naturally Fractured Reservoir Characterization* . Texas: SPE.
- Pella López, A. E. (2021). *Control de producción de agua en yacimientos con empuje hidráulico en el norte de la cuenca del marañon del Perú*. Piura: Universidad Nacional de Piura.
- Pérez Martínez , E. (2011). *Estudio de conificación de agua en yacimientos naturalmente fracturados* . Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería . Ciudad de México y Ciudad del Carmen Campeche: Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería.
- Perez, De la Garza, & Samaniego. (2012). Water coning in naturally fractured carbonate heavy oil reservoir-A simulation study. *SPE Latin America and Carribbean Petroleum Engineering conference*, 12-15.
- Pinilla Rivera , J. (2011). *Implenetación de la tecnología de geles poliméricos para el control de agua en pozos productores : caso de campo*. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierias Fisico-Quimicas. Bucaramanga: Escuela de Ingenieria de Petroleos.
- Ramos, L., & Marín, A. (2018). Evaluacion y experiencias en el control de conificacion en pozos con altos corte de agua en yacimientos con empuje hidráulico. *El reventón energético*, 23-40.
- Ruiz García, S. (2011). *Flujo anormal de fluidos (Agua y gas) en pozos productores localizados en la vecindad de una falla conductiva*. Universidad Nacional Autónoma de México,

Facultad de Ingeniería. México D.F: Facultad de Ingeniería-Universidad Nacional Autónoma de México.

Sagal Ortega, M. (2013). *Estudio Técnico económico para controlar el incremento de la producción de agua en los pozos del campo Pindo empleando el análisis de las gráficas de Chan*. Escuela Politécnica Nacional. Quito: Facultad de Ingeniería en Geología y petróleos.

Schols , R. (1972). An empirical formula for the critical oil rate.

Sihuay Maravi , E. (2004). Reinyección del agua de producción de un yacimiento de petróleo como alternativa para un proceso de manejo ambiental.

Tabatabaei, M., Ghamblor, A., & Guo, B. (2012). An analytical solution for water coning.

Tarek, A. (2006). *Reservoir Engineering HANDBOOK* (Vol. Third Edition). Burlington, USA: Gulf Professional Publishing.

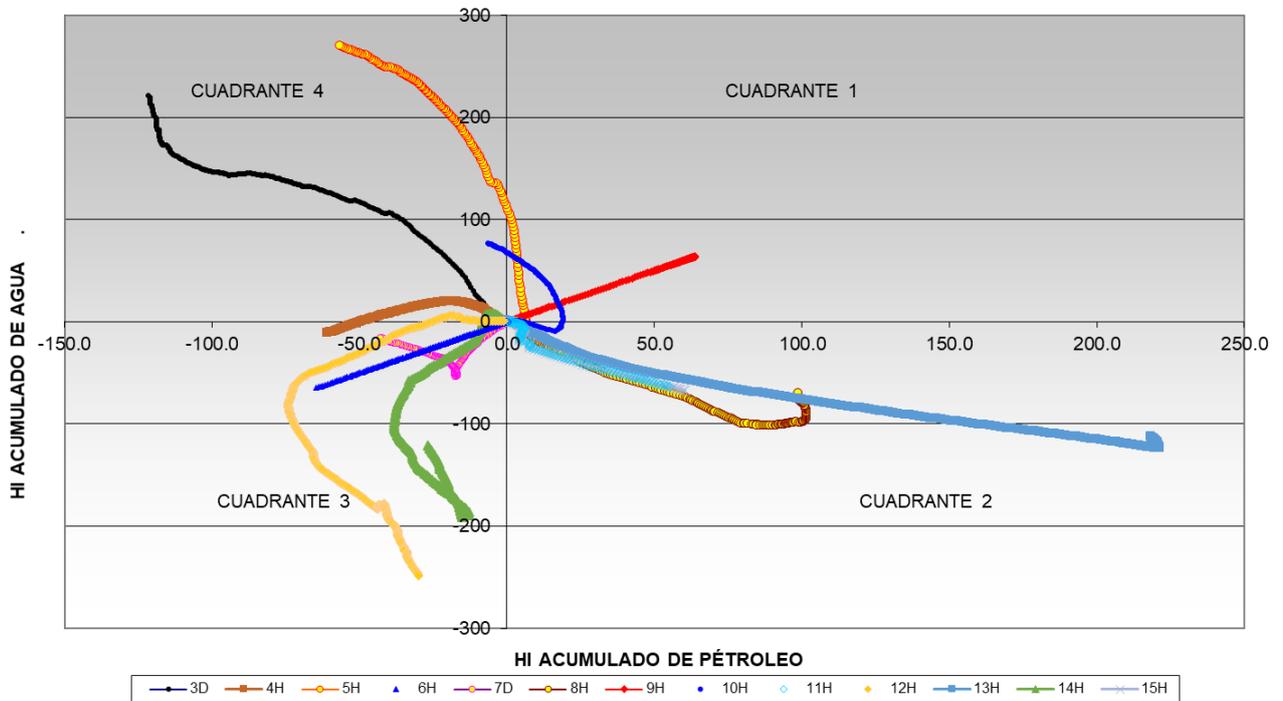
Villacís Hinojosa , N. L., & Tumbaco Núñez, G. G. (2004). *Tratamiento para el control de agua de formación usando sellantes permanentes*. Escuela superior Politecnica del Litoral, Facultad de Ingeniería en ciencias de la Tierra. Guayaquil, Ecuador: Facultad de Ingeniería en ciencias de la Tierra-Escuela superior Politecnica del Litoral.

Anexos

	Pág.
Anexo 1: Gráfico de Cross Hair de los pozos del campo LOREL	1
Anexo 2: Evaluación económica del pozo 6H a condiciones reales.....	2
Anexo 3: Evaluación económica del pozo 6H a condiciones ideales	3
Anexo 4: Evaluación económica del pozo 3D a condiciones reales.....	4
Anexo 5: Evaluación económica del pozo 3D a condiciones ideales	5

Anexo 1

Gráfico de Cross Hair de los pozos del campo LOREL



Anexo 2

Evaluación económica del pozo 6H a condiciones reales

EVALUACION ECONOMICA POZO

PROPIEDAD	LOREL
YACIMIENTO	6H

Parámetros

Reservas	50	MMBOE
Precio Oil	80	US\$/b
Precio Gas		US\$/MMBTU
Precio LPG		US\$/b
Transporte		
Tarifa ONP	9.4	US\$/bbl
Opex Crudo	0.42	US\$/b
Opex Agua	4.1	US\$/b
Impuestos	30.0%	
No Pozos	1	
Regalía Gas	20%	
Regalía Líquido	10%	
Tasa de Descuento	15%	Annual

Inversión

	TANG	INTANG	TOTAL
Perforación	2,000	15,000	17,000
Facilidades Superficie/Planta	300		300
Total	2,300	15,000	17,300

Tasa	NPV, M \$
0	8
10	7
15	6
20	5
25	4
30	4
ROR	56.0%

AÑO	OIL (BPD)	AGUA (BPD)	LPG (BPD)	OIL (BPD)	LPG	Condensado	Ventas	Regalía	Gastos Fijos	Opex	Ductos	Amort	Dep	Ingresos	Impuestos	Ing. Despues de imp	Tang	Irv	Cash Flow	Valor Presente	
0																					
1	1485	5794		43,362			43,362	3,165	8,898	5,095	15,000		460	10,743	3,223	7,520	2,300	17,300	(17,300)	(17,300)	
2	956	7951		27,915			27,915	2,038	12,045	3,280			460	10,082	3,028	7,064			22,990	19,983	
3	635	9400		18,542			18,542	1,354	14,164	2,179			460	385	116	270			7,524	5,680	
4	514	8802		15,009			15,009	1,096	14,747	1,764			460	(3,058)	(917)	(2,141)			730	480	
5	410	10342		11,972			11,972	874	15,540	1,407			460	(6,308)	(1,892)	(4,416)			(1,681)	(961)	
6									0	0											
7									0	0											
8									0	0											
9									0	0											
10									0	0											
11									0	0											
12									0	0											
13									0	0											
14									0	0											
15									0	0											
TOTAL		16		116,800			116,800	8,526	65,995	13,724	15,000	2,300	11,854	3,556	8,298	15,000	2,300	17,300	8,298	5,925	
MBS																					
VAN (15%)																					
TIR																					
PAY OUT																					
MUS\$																					
5.925																					
56.0%																					
1.0																					
Años																					

Anexo 3

Evaluación económica del pozo 6H a condiciones ideales

EVALUACION ECONOMICA POZO

PROPIEDAD	LOREL
YACIMIENTO	6H

Parámetros	MMBOE
Reservas	50
Precio Oil	80 US\$/bbl
Precio Gas	US\$/MMBTU
Precio LPG	US\$/bbl
Transporte	
Tarifa ONP	9.4 US\$/bbl
Opex Crudo	0.42 US\$/bbl
Opex Agua	4.1 US\$/bbl
Impuestos	30.0%
No Pozos	1
Regalía Gas	20%
Regalía Líquido	10%
Tasa de Descuento	15% Anual

Inversión	TANG	INTANG	TOTAL
Perforación	2,000	15,000	17,000
Facilidades Superficiales/Planta	300		300
Total	2,300	15,000	17,300

Tasa	NPV, M\$
0	19
10	12
15	9
20	6
25	4
30	3
ROR	39.5%

AÑO	OIL (BPD)	AGUA (BPD)	LPG (BPD)	OIL (BPD)	LPG	OIL	Condensado	Ventas	Regalía	Gastos Fijos	Opex	Ductos	Amort	Dep	Ingresos	Impuestos	Hg. Despues de imp	Intang	Tang	Inv	Cash Flow	Valor Presente
0																		15,000	2,300	17,300	(17,300)	(17,300)
1	476	47.6		13,889				13,889	1,015	144	144	1,633	15,000	460	(4,353)	3,487	(4,353)				11,107	9,658
2	612	1530		17,870				17,870	1,305	2,363	2,100	2,363		460	11,623	3,487	8,136				8,596	6,500
3	544	1813		15,885				15,885	1,160	2,797	1,866	2,797		460	9,602	2,881	6,721				7,181	4,722
4	544	2720		15,885				15,885	1,160	4,154	1,866	4,154		460	8,245	2,473	5,771				6,231	3,563
5	544	5440		15,885				15,885	1,160	8,224	1,866	8,224		460	4,174	1,252	2,922				3,382	1,881
6																						
7																						
8																						
9																						
10																						
11																						
12																						
13																						
14																						
15																						
TOTAL				79,424				79,424	5,788	17,703	9,332	15,000	2,300	29,291	10,093	19,198	15,000	2,300	17,300	19,198	8,824	
M\$																						
MIBLS																						
VAN (15%)	8,824 MIBLS																					
TIR	39.5%																					
PAY OUT	3.0 Años																					

Anexo 4

Evaluación económica del pozo 3D a condiciones reales

EVALUACION ECONOMICA POZO

PROPIEDAD	LOREL
YACIMIENTO	3D

Parámetros	50	MMBOE
Reservas	80	
Precio Oil	US\$/bbl	
Precio Gas	US\$/MMBTU	
Precio LPG	US\$/bbl	
Transporte	9.4	US\$/bbl
Tarifa ONP	0.42	US\$/bbl
Opex Crudo	4.1	US\$/bbl
Opex Agua	30.0%	
Impuestos	1	
No Pozos	20%	
Regalía Gas	10%	
Regalía Líquido	15%	Annual

Inversión	TANG	INTANG	TOTAL
Perforación	2,000	15,000	17,000
Facilidades Superficie/Planta	300		300
Total	2,300	15,000	17,300

Tasa	NPV, M\$
0	19
10	14
15	13
20	11
25	9
30	8
ROR	76.7%

ANO	OIL (BPD)	AGUA (BPD)	LPG (BPD)	OIL (BPD)	LPG	OIL	Condensado	Ventas	Regalía	Gastos Fijos	Opex	Ductos	Amort	Dep	Ingresos	Impuestos	Ing. Despues de imp	Intang	Tang	Inv	Cash Flow	Valor Presente		
0																		15,000	2,300	17,300	(17,300)	(17,300)		
1	1495	3842		43,654				43,654	3,187	5,979	5,129	15,000	460	460	13,899	4,170	9,729				25,189	21,904		
2	847	6851		24,732				24,732	1,805	10,382	2,906		460	460	9,179	2,754	6,425				6,885	5,206		
3	760	7682		22,192				22,192	1,620	11,613	2,608		460	460	5,892	1,768	4,124				4,584	3,014		
4	614	8402		17,929				17,929	1,309	12,668	2,107		460	460	1,386	416	970				1,430	818		
5	410	8742		11,972				11,972	874	13,145	1,407		460	460	(3,914)	(1,174)	(2,740)				(2,280)	(1,133)		
6																								
7																								
8																								
9																								
10																								
11																								
12																								
13																								
14																								
15																								
TOTAL			13	120,479				120,479	8,795	53,787	14,156	15,000	2,300	2,300	26,441	7,932	18,509	15,000	2,300	17,300	18,509	12,508		
MBLS																								
VAN (15%)																							12,508	MIUS\$
TIR																							76.7%	
PAY OUT																							1.0	Años

Anexo 5

Evaluación económica del pozo 3D a condiciones ideales

EVALUACION ECONOMICA POZO

PROPIEDAD	LOREL
YACIMIENTO	3D

Parámetros		MMBOE
Reservas		50
Precio Oil		80
Precio Gas		
Precio LPG		
Transporte		
Tarifa ONP		9.4
Opex Crudo		0.42
Opex Agua		4.1
Impuestos		30.0%
No Pozos		1
Regalia Gas		20%
Regalia Líquido		10%
Tasa de Descuento		15% Anual

	TANG	INTANG	TOTAL
Perforación	2,000	15,000	17,000
Facilidades Superficie/Planta	300		300
Total	2,300	15,000	17,300

Tasa	NPV, M\$
0	15
10	7
15	5
20	2
25	1
30	-1
ROR	26.7%

AÑO	OIL (BPD)	AGUA (BPD)	LPG (BPD)	OIL (BPD)	LPG	Condensado	Ventas	Regalia	Gastos Fijos	Opex	Ductos	Amort	Dep	Ingresos	Impuestos	Ing. Despues de imp	Intang	Tang	Inv	Cash Flow	Valor Presente	
0																						
1	222	22.2		6,482	-	-	6,482	473	67	762	15,000	460		(10,280)			15,000	2,300	17,300	(17,300)	4,505	
2	712	1760		20,790	-	-	20,790	1,518	2,773	2,443	-	460		13,597	4,079	9,518			-	9,978	7,545	
3	544	1813		15,885	-	-	15,885	1,160	2,197	1,866	-	460		9,602	2,881	6,721			-	7,181	4,722	
4	544	2720		15,885	-	-	15,885	1,160	4,154	1,866	-	460		8,245	2,473	5,771			-	6,231	3,563	
5	544	5440		15,885	-	-	15,885	1,160	8,224	1,866	-	460		4,174	1,252	2,922			-	3,382	1,681	
6																						
7																						
8																						
9																						
10																						
11																						
12																						
13																						
14																						
15																						
TOTAL				74,927			74,927	5,470	18,015	8,804	15,000	2,300		25,338	10,685	-14,653	15,000	2,300	17,300	14,653	4,715	
MBELS																						
VAN (15%)		4,715																				
TIR		26.7%																				
PAY OUT		4.0																				
Años																						