

Implementación de Técnicas Para Aislamiento de agua “Water Shut Off” en Yacimientos de Crudo Extra pesado con Arenas Masivas y Presencia de Acuífero Activo.

Willmer Parra Silva

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Especialización en Ingeniería De Yacimientos
Bucaramanga

2022

Implementación de Técnicas Para Aislamiento de agua “Water Shut Off” en Yacimientos de Crudo Extra pesado con Arenas Masivas y Presencia de Acuífero Activo.

Willmer Parra Silva

Director:

Luis Eduardo Sarmiento Perdomo

**Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Especialización en Ingeniería De Yacimientos
Bucaramanga**

2022

Dedicatoria

A Dios nuestro creador Todopoderoso por darme las habilidades, el conocimiento y la perseverancia para poder llegar a esta meta en mi vida.

A la orientación de los profesores que estaban dispuestos a colaboración para el desarrollo de este proyecto de crecimiento personal.

A mis compañeros de estudio que, durante este camino de formación, por su apoyo y recomendaciones para poder avanzar para finalizar esta meta.

A mi Padre y Madre por estar siempre apoyándome durante este camino.

Agradecimientos

A la Universidad Industrial de Santander, por permitir la culminación de esta meta, como miembro de esta importante institución.

A mi director de grado por su acompañamiento y apoyo incondicional en el desarrollo del proyecto y todos sus consejos y recomendaciones.

A cada uno de los docentes, por toda su orientación, todo lo aprendido durante mi formación y camino para poder optar el título de Especialista en Yacimientos.

A toda mi familia por su apoyo.

A todos mis amigos que fueron parte del proceso.

Contenido

Introducción	11
1. Marco Teórico.....	12
1.1 Descripción de los diferentes tipos de problemas de producción de agua	12
1.1.1 Flujo detrás de las tuberías de producción y revestimiento	12
1.1.2 Contacto agua petróleo dinámico.....	12
1.1.3 Canalización de agua por falla o fracturas	13
1.1.4 Conificación.....	15
1.2 Diagnostico para identificar la entrada de agua	15
1.2.1 Análisis de registros	16
1.3 Análisis de Gráficos	16
1.3.1 Curvas de CHAN	16
1.3.2 Registros de Cementación.....	17
1.3.3 Registro de Producción PLT	17
1.3.4 Registros de Presión.....	17
1.4 Generalidades del Yacimiento de Crudo Pesado en la Cuenta de los Llanos Orientales	18
1.4.1 Caracterización del yacimiento	18
1.4.2 Columna Estratigráfica	19
1.4.3 Propiedades de la Roca	20
1.4.4 Completamiento tipo de los pozos de estudio.....	20
1.5 Técnicas de Control de Agua	22
1.5.1 Sistemas Mecánicos	22
1.5.2 Sistemas Químicos.....	23
1.5.3 Sistemas de Completamiento	25
1.6 Metodología para la selección de candidatos para aislamiento de agua	26
1.6.1 Determinar áreas estructurales de alta producción de agua	26
1.6.2 Gráfico BSW vs aceite acumulado	26
1.6.3 Gráfico de BSW en función del tiempo	26
1.6.4 Selección de Candidatos para aislamiento de agua.....	27
1.7 Determinación de la técnica más adecuada de “WATER SHUT OFF” para la cuenca de los llanos orientales en yacimientos de crudo extrapesado con presencia de arenas masivas ..	36
1.7.1 Características de la formación Une y Gacheta	37
1.7.2 Estados mecánicos tipo en la formación productora Une y Gacheta.....	40

1.7.3	Registros eléctricos de la formación Une y Gacheta	41
1.7.4	Correlación estructural de los pozos en la formación Une y Gacheta	42
1.7.5	Correlación de los registros eléctricos con estado mecánicos	43
1.8	Técnica seleccionada para yacimientos de crudo pesado con arenas masivas y en presencia de acuífero activo	44
1.8.1	Inyección Dual	44
1.8.2	Pruebas de admisibilidad de la formación	45
1.8.3	Fluido para la prueba de admisibilidad de formación	45
1.8.4	Fluido de tratamiento	45
1.8.5	Radio de invasión del fluido de gel obturante	45
1.8.6	Grosor de pared de la barrera horizontal artificial con gel obturaste	46
1.8.7	Cálculos de Volúmenes de fluido usado para usar en formación a aislar	46
1.8.8	Fluido Protector	48
1.8.9	Radio de invasión del fluido protector	48
1.9	Ejemplos Reales de la Aplicación de la Técnica Inyección Dual	52
2.	Evaluación Financiera	57
2.1	Información de la intervención	57
2.2	Parámetros de Producción	58
2.3	Parámetros de Evaluación	59
2.4	Resultados Evaluación Financiera	60
	Conclusiones	65
	Recomendaciones	67
	Bibliografía	69

Lista de Tablas

Tabla 1 Diferentes tipos de aplicación de las técnicas de Control de agua.	22
Tabla 2 Principales características de la formación Gacheta y Une	39
Tabla 3 Producción antes y después del pozo X1 con Bombeo Dual.	54
Tabla 4 Producción antes y después del pozo X2 con Bombeo Dual.	55
Tabla 5 Producción antes y después del pozo X3 con Bombeo Dual.	56
Tabla 6 Presupuesto Estimado Para Aislamiento de Agua Inyección Dual.	62
Tabla 7 Parámetros de entrada para evaluación financiera.	63
Tabla 8 Resultados Financieros.	63

Lista de Figuras

Figura 1 Filtraciones detrás del revestimiento, (b) flujo detrás del revestimiento (c) Contacto agua petróleo dinámico.	13
Figura 2 Ilustración (a) Canales preferenciales de flujo.	14
Figura 3 Ilustración (a) Canales preferenciales de flujo agua proveniente de un pozo inyector.	14
Figura 4 Ilustración (a) Conificación pozo Vertical (b) Conificación pozo horizontal.	15
Figura 5 Perfil Oeste-Este de la Cuenca de los Llanos Orientales.	18
Figura 6 Columna Estratigráfica de la Cuenca de los llanos Orientales.	19
Figura 7 Estado Mecánico tipo del área de estudio.	21
Figura 8 Empaques mecánicos.....	23
Figura 9 Inyección Dual.....	24
Figura 10 Cementación forzada	24
Figura 11 Doble drenaje.....	25
Figura 12 Primer Paso, Desarrollo del Sector.....	27
Figura 13 Producción de crudo, bbl/d @01_2019 vs 01_2020 vs 11_2020 vs 05_2021.	28
Figura 14 Producción de agua en, bbl/d @01_2019 vs 01_2020 vs 11_2020 vs 05_2021.	28
Figura 15 Relación Agua Petróleo WOR bbl/bbl @01_2019 vs 01_2020 vs 11_2020	29
Figura 16 Irrupción de agua y decremento de producción de crudo.....	30
Figura 17 Correlación estructural del pozo en estudio con pozos vecinos.	31
Figura 18 Registros de huevo abierto del Pozo en estudio	32
Figura 19 Registro de Calidad del Cemento de un pozo en estudio.	33
Figura 20 Registro de Producción PLT del Pozo en estudio	34
Figura 21 Registro de saturación del pozo en estudio	35
Figura 22 Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, Cuenca de los Llanos Orientales.	36
Figura 23 Registros eléctricos de la zona productora de los pozos en el área de estudio donde presenta arenas masivas	38
Figura 24 Estados mecánicos tipo en la formación productora Une y Gacheta	40
Figura 25 Registros eléctricos tipo de la formación Une y Gacheta.....	41
Figura 26 Registros eléctricos Grosor del Shale entre la formación Une y Gacheta.....	42
Figura 27 Estados mecánicos tipo de los pozos produciendo en la formación Une y Gacheta ...	43
Figura 28 Inyección Dual.....	44
Figura 29 Calculo del Volumen a inyectar en la formación a Aislar.....	47
Figura 30 Calculo del volumen a inyectar en la formación a proteger (formación productora).	51
Figura 31 Resultados prueba de desplazamiento en la formación Gacheta, reducción 97,8%....	52
Figura 32 Resultados prueba de desplazamiento formación Une, reducción del 98%.	53
Figura 33 Comportamiento de producción del pozo X1.....	54
Figura 34 Comportamiento de producción del pozo X1.....	55
Figura 35 Comportamiento de producción del pozo X3.....	56
Figura 36 Comportamiento de la declinación de producción del pozo X1.....	61

Resumen

Título: Implementación de Técnicas Para Aislamiento de agua “Water Shut Off” en Yacimientos de Crudo Extra pesado con Arenas Masivas y Presencia de Acuífero Activo¹

Autor: Willmer Parra Silva²

Palabras Clave: Barrera artificial, Acuífero, irrupción, Factor de Recobro.

En yacimientos de crudo extra pesado, se presentan irrupciones de agua o incrementos de BSW de manera abrupta, esto es debido a varios problemas , uno de ellos es el frente de invasión de un acuífero activo, en yacimientos de crudo extra pesado este factor se agudiza, ya que la irrupción del frente del acuífero tiene mayor movilidad que el crudo, por ende cuando se presenta esta producción de agua abrupta el pozo disminuye exponencialmente la producción de crudo, conllevando a que la producción de estos pozos sea inviable económicamente y por ende con la probabilidad alta de ser cerrados o abandonados de manera temprana. Así pues, la selección de la técnica para controlar esta irrupción de agua en yacimientos de crudo extrapesado de manera temprana es de vital importancia para alargar la vida del pozo incrementando el factor de recobro.

¹ Trabajo de Grado

² Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Luis Eduardo Sarmiento Perdomo. Evaluador Samuel Fernando Muñoz Navarro.

Abstract

Title: Implementation of Techniques for Water Isolation "Water Shut Off" in Extra Heavy Oil Reservoirs with Massive Sands and Presence of Active Aquifer

Author: Willmer Parra Silva

Keywords: Artificial barrier, Aquifer, inrush, Recovery Factor.

In extra-heavy oil reservoirs, there are abrupt water inrushes or increases in BSW, this is due to several problems, one of them is the invasion front of an active aquifer, in extra-heavy oil reservoirs this factor is exacerbated, since the irruption of the aquifer front has greater mobility than crude oil, therefore when this production of abrupt water occurs, the well decreases crude oil production exponentially, leading to the production of these wells being economically unfeasible and therefore with the high probability of being closed or abandoned early. Thus, the selection of the technique to control this inrush of water in extra-heavy oil reservoirs early is of vital importance to extend the life of the well by increasing the recovery factor.

Introducción

En el mundo de hoy estamos sometidos a la disminución de los descubrimientos de yacimientos de petróleo en el mundo, nuestros yacimientos maduros ya desarrollados y los cuales estamos explotando se encuentran con la necesidad de utilización de las técnicas de recuperación (EOR) las cuales cumplen una importancia significativa porque sin estas los campos petroleros serian de manera temprana abandonados. Estos campos maduros incrementan excesivamente la producción de agua convirtiéndose en un verdadero problema cuando el corte de agua convierte en antieconómicos los pozos presentándose cierres y abandono de los mismos. La producción excesiva de agua hace que los costos de tratamientos sean elevados, y en yacimientos de crudo extrapesado por diferencias de movilidad causa que en un cierto corte de agua se produzca un 100% de agua y que paralelamente la producción de crudo sea afectada de manera directa llegando a una nula producción del mismo.

Las técnicas de control de agua “WATER SHUT OFF” son en sí un agente de barrera contra la producción de agua en el yacimiento, las cuales según el caso actúan en zonas de productoras de agua, cerrando canales que han sido formados ya sea por Conificación, canalización o simplemente zonas invadidas en agua, lo que las técnicas atacan es la relación de producción de agua con respecto a la producción de crudo. En este contexto, el objetivo de este estudio es presentar las técnicas de “WATER SHUT OFF” aplicado a problemas control de agua en yacimientos de crudo extrapesado en presencia de arenas masivas presentados en Colombia. El estudio mostrará las teorías de las técnicas de “WATER SHUT OFF”, determinaremos el método de diseño de los tratamientos según los casos de estudio, mecanismo de selección de los pozos candidatos, evaluación de las intervenciones postratamiento y motivos de falla de las técnicas mencionadas y realizaremos las conclusiones encaminadas para yacimientos de crudo.

1. Marco Teórico

Las técnicas aquí presentadas han sido utilizadas a través de años atrás en distintos países con una alta probabilidad de éxito y un tiempo corto en retorno a la inversión; es de anotar que para que esto ocurra se debe de realizar una correcta aplicación del tratamiento para determinados tipos de problemas en cuanto a la alta producción de agua, teniendo en cuenta una buena selección del pozo candidato, volúmenes de fluido, radios de penetración y concentraciones de los productos a utilizar en concordancia a las propiedades petrofísicas y de producción de fluidos que se encuentran en el pozo a intervenir.

1.1 Descripción de los diferentes tipos de problemas de producción de agua

Se requiere un método adecuado y eficiente para el control de agua con el objetivo de aumentar el factor de recobro, teniendo así mayor longevidad de producción de los pozos. A continuación, se describen los problemas mas comunes de la intrusión de agua a un pozo basados en este caso que la movilidad del agua es mayor con respecto a la movilidad del petróleo.

1.1.1 Flujo detrás de las tuberías de producción y revestimiento

Producido mediante la canalización del agua por el espacio anular debido a ausencia o mala cementación detrás de la tubería, esta es determinada por registros de cementación CBL, VDL, etc. La cual puede ser corregida por cementaciones forzadas o recirculadas. Figura 1 (a).

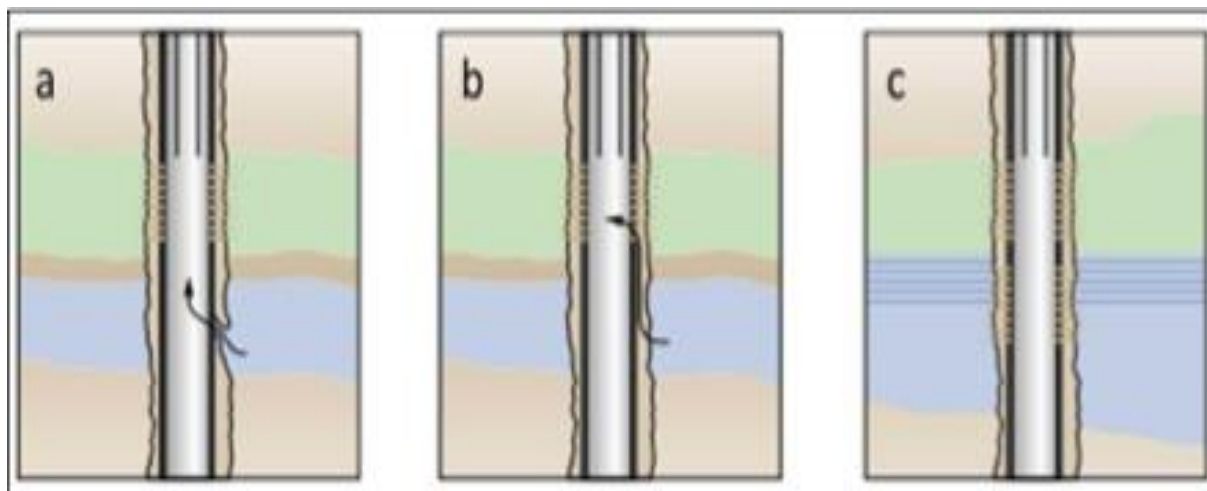
1.1.2 Contacto agua petróleo dinámico

Producido a causa de que el contacto agua petróleo es cerca de la región productora, aunado a un acuífero activo incrementando la irrupción de agua en el pozo, este tipo de inconvenientes puede

ser resuelto mediante uso de gel obturante, o uso de tapones mecánicos aislando la zona productora de agua, o en algunas ocasiones abandonando la zona productora actual y reabriendo nuevas zonas productoras. (Schlumberger 2020); Figura 1 (c).

Figura 1

Filtraciones detrás del revestimiento, (b) flujo detrás del revestimiento (c) Contacto agua petróleo dinámico.



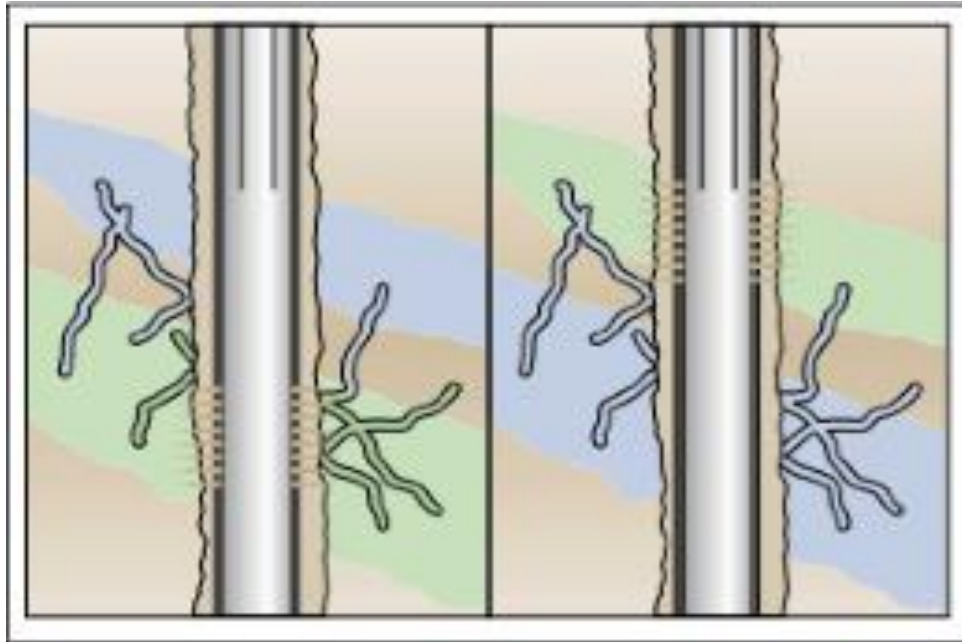
Nota. El grafico representa las tres diferentes posibilidades de flujo detrás del Casing. Tomado de la revista *Oilfield de Schlumberger* sobre control de agua; Capitulo “Problemas del agua” Pag.36 Verano 2000 Autor Bill Bailey Aberdeen, Escocia.

1.1.3 Canalización de agua por falla o fracturas

Producida en zonas donde se tiene pozos inyectoros adyacentes o provenientes de formaciones productoras de agua, las cuales van por caminos preferenciales entre las fallas o fracturas generando la producción de agua excesiva a punto de no ser viable económicamente el pozo, es normalmente utilizado geles en los pozos inyectoros para direccionar el agua inyectada por otros caminos de flujo. (Schlumberger 2020).

Figura 2

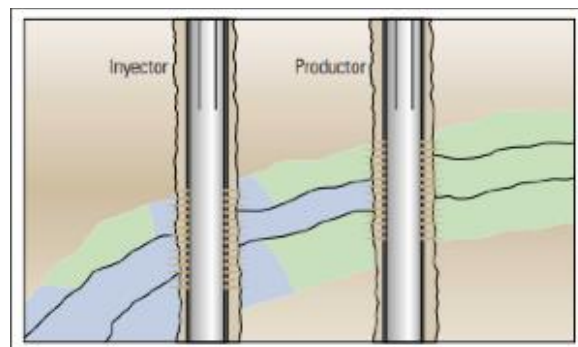
Ilustración (a) Canales preferenciales de flujo.



Nota. El grafico representa como se forman los canales preferenciales. Tomado de la revista *Oilfield de Schlumberger* sobre control de agua; Capitulo “*Problemas del agua*” Pag.37 Verano 2000 Autor Bill Bailey Aberdeen, Escocia.

Figura 3

Ilustración (a) Canales preferenciales de flujo mediante agua proveniente de un pozo inyector.



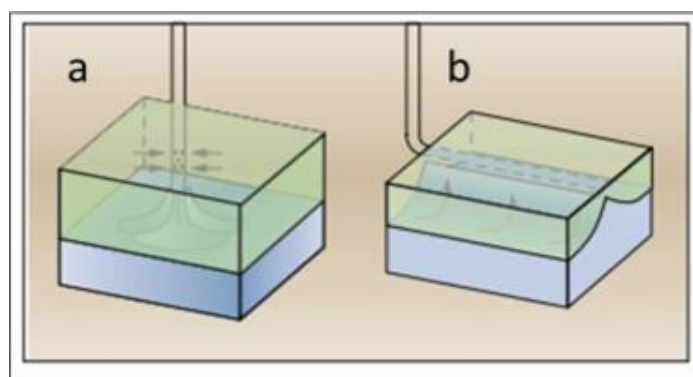
Nota. El grafico representa el flujo transversal de agua proveniente de un pozo inyector. Tomado de la revista *Oilfield de Schlumberger* sobre control de agua; Capitulo “*Problemas del agua*” Pag.38 Verano 2000 Autor Bill Bailey Aberdeen, Escocia.

1.1.4 Conificación

Producida cuando la permeabilidad vertical es muy alta y el contacto agua petróleo está cercano a la formación productora, en este caso la producción de agua tiene un alto porcentaje de producción con respecto a la producción de crudo. (Schlumberger 2020).

Figura 4

Ilustración (a) Conificación pozo Vertical (b) Conificación pozo horizontal.



Nota. El grafico representa la Conificación de agua en un pozo productor. Tomado de la revista *Oilfield de Schlumberger* sobre control de agua; Capitulo “Problemas del agua” Pag.37 Verano 2000 Autor Bill Bailey Aberdeen, Escocia.

1.2 Diagnostico para identificar la entrada de agua

El diseño del tratamiento de control de agua se debe basar en el análisis del mecanismo de producción de la misma, después de determina la magnitud de este influjo mediante herramientas como los históricos de producción o algún tipo de registro.

1.2.1 Análisis de registros

Registros de Saturación (Carbono/Oxígeno). Mediante el uso de la herramienta RST, requerida para determinar la saturación de fluidos, mediante la captura de neutrones de la formación en estudio, este tipo de registros se puede tomar sin requerir cerrar el pozo, es una herramienta de diámetro reducido, tampoco tiene limitaciones por tipo de fluido de perforación o de producción, 15 ft de resolución vertical tiene tres principios de funcionamiento (Modo inelástico, modo captura, modo sigma).

1.3 Análisis de Gráficos

Los gráficos se construyen con curvas de Chan y registro PLT a continuación descritos.

1.3.1 Curvas de CHAN

Es importante determinar el mecanismo de producción de agua del pozo, ósea saber el problema y así poder tratarlo, Chan, Diagnostico de control de agua, (1995) determinó mecanismos principales que generan los problemas de alta producción de agua: La Conificación, la canalización y comunicaciones mecánicas, estas se determinan a partir de unos gráficos o curvas de relación Agua-petróleo (RAP) y su derivada (Rap'), con respecto al tiempo, la razón de cambio de la relación agua petróleo en función del tiempo está determinada por esto. En este sentido, Paper SPE 30775 Diagnostico de control de agua (1995). Refiere que Las curvas de diagnóstico de Chan se basan en un estudio numérico del historial de producción del pozo donde se usan graficas log - log de RAP (Relación Agua Petróleo) y la RAP' (Derivada de la Relación Agua Petróleo) contra el tiempo acumulado de producción para obtener en base a curvas tipo (Chan 1995).

1.3.2 Registros de Cementación

Los registros CBL y VDL son basados en ondas sónicas, estos determinan problemas de cementación midiendo la adherencia del cemento junto con el registro de densidad variable es la principal herramienta para evaluar la calidad de la cementación (Halliburton Services Training Department, 1988).

1.3.3 Registro de Producción PLT

PLT- “Production Logging Tool”, mide el movimiento de fluidos dentro y cerca de la cara del pozo, diagnosticando zonas de agua, gas, petróleo indicando la eficiencia de la zona productora, los registros tradicionales indican cuatro variables: flujo, densidad, temperatura y presión, las dos primeras suministran datos cuantitativos y los otros datos cualitativos, con toda esta data se logra analizar el desempeño dinámico del pozo y la productividad en diferentes zonas. Los registros de producción se pueden definir como el conjunto de mediciones efectuadas en el subsuelo posteriores a la terminación inicial del pozo; Su objetivo es proporcionar información sobre la naturaleza y el movimiento de los fluidos dentro del pozo. Hay dos grandes áreas a las cuales se le aplica el perfil de producción: comportamiento de los yacimientos y problemas en los pozos. UGLYALCALA (2016).

1.3.4 Registros de Presión

la presión de fondo fluyente y estática puede ser usada para determinar el volumen original de hidrocarburos, así como el modelo de entrada de agua, existen diferentes tipos de pruebas de presión.

Prueba de un solo pozo: Es cuando medimos de forma continua la p_{wf} debido al cambio de las condiciones de producción o inyección.

Prueba de interferencia: Medición de la p_{wf} de un pozo cuando se varia la producción de otro pozo adyacente activo.

Medición de p_{wf} en pozos: Es cuando se mide la p_{wf} en diferentes profundidades mediante estaciones, es de vital importancia para determinar la dinámica de flujo del pozo.

Medición de p_{wf} en pozos cerrados: Es cuando se mide la presión y la temperatura de un pozo cerrado, a diferentes profundidades, se calculan gradientes de presión y temperatura.

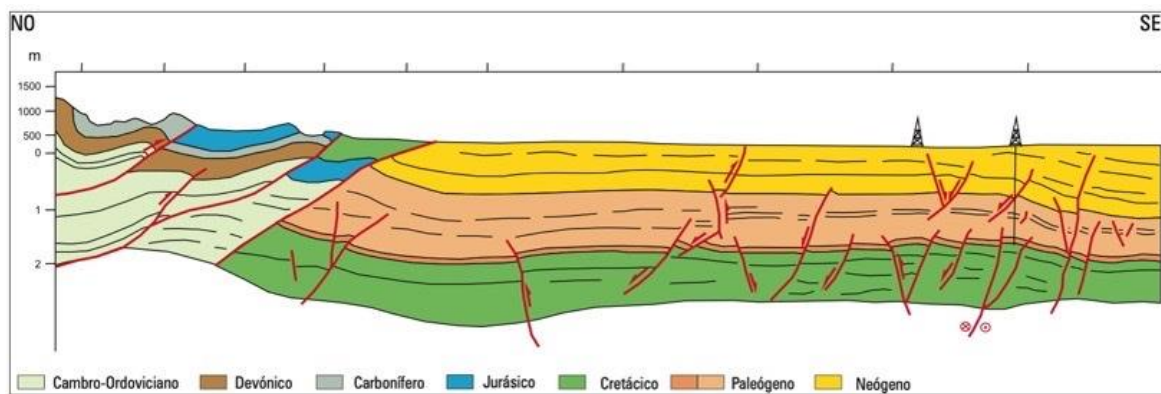
1.4 Generalidades del Yacimiento de Crudo Pesado en la Cuenca de los Llanos Orientales

Se requiere conocer los antecedentes del campo con información del yacimiento y las propiedades de los fluidos, para lo cual se describen a continuación.

1.4.1 Caracterización del yacimiento

Su ubicación se encuentra al oriente de Colombia llamado cuenca de los llanos orientales, a unas 50 millas de la cordillera oriental, es una zona con presencia de fallas normales, estas generaron estructuras con hidrocarburos.

Figura 5 Perfil Oeste-Este de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Nota. Tomado de cuenca sedimentaria colombiana, *Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH* 2007.

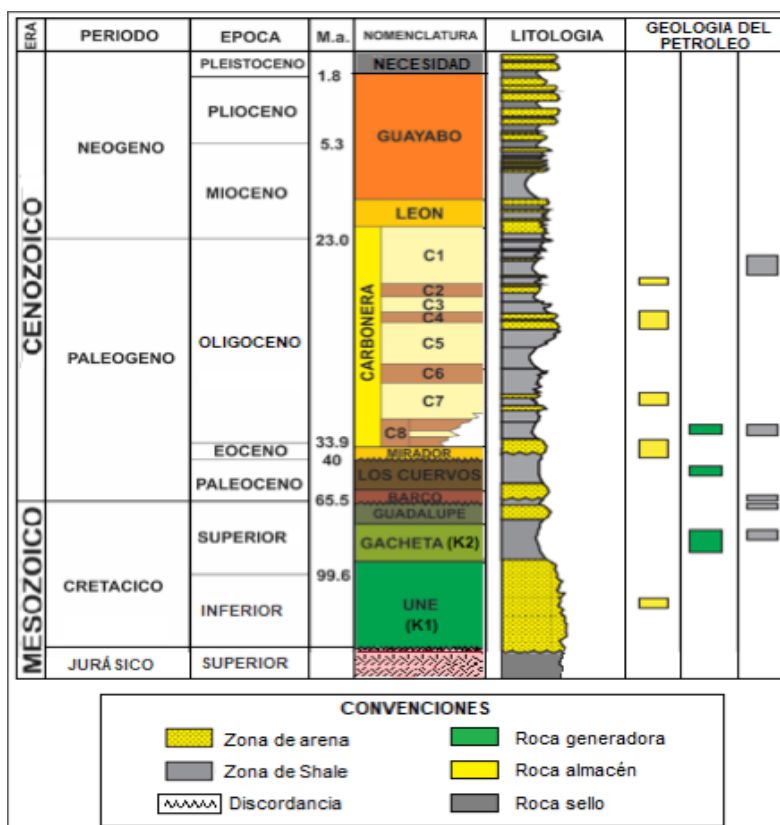
La cuenca de los llanos orientales posee rocas precámbricas y pasa por el Paleozoico inferior, Cretácico y Terciario (Formaciones Carbonera, León, Guayabo), la formación productora es la Carbonera, de ambiente sedimentario fluvial, su estructura es un monoclinal ligeramente plegado con una inclinación menor de 5 grado (ANH 2007).

1.4.2 Columna Estratigráfica

Formaciones que datan del Cámbrico (Basamento) hasta el Pleistoceno, a continuación, se presenta la columna estratigráfica.

Figura 6

Columna Estratigráfica de la Cuenca de los llanos Orientales.



Nota. Tomado de Columna estratigrafía generalizada, Agencia Nacional de Hidrocarburos NH 2007.

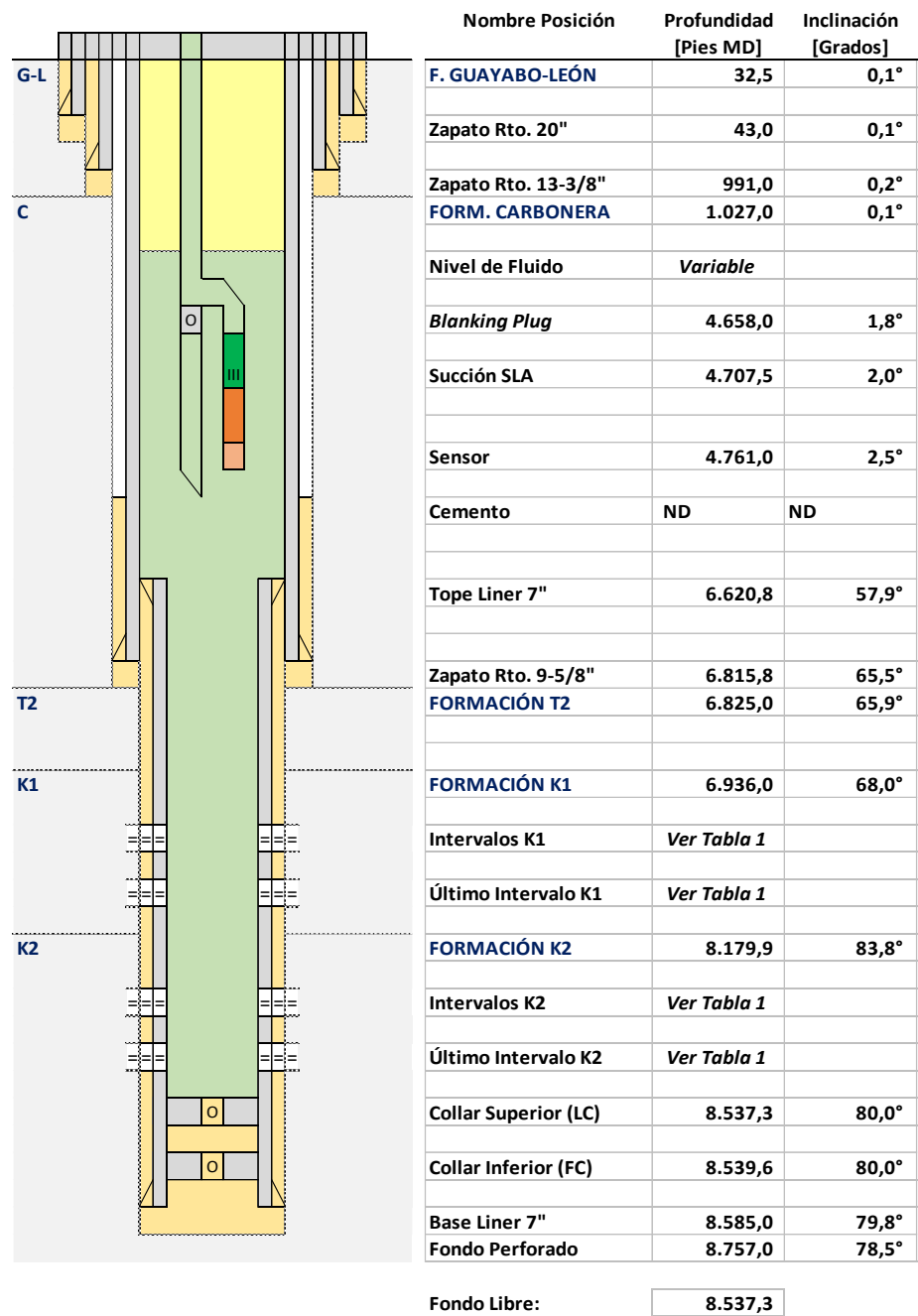
1.4.3 Propiedades de la Roca

La roca se identifica como areniscas cuarzosas, con bajo contenido de plagioclasas y feldespatos, posee una porosidad entre el 25% y el 33%, con una permeabilidad de 5 a 10 darcys, los espesores netos varían entre 3 ft y 55 ft. El petróleo posee una desfavorable condición de movilidad con una mojabilidad preferentemente al agua, esta condición de movilidad desfavorable causa que en un determinado porcentaje de producción de agua la movilidad del agua supere la del crudo y por ende se presente incrementos exponenciales o abruptos de agua en corto tiempo y por el contrario disminución de la producción de petróleo. (ANH 2007).

1.4.4 Completamiento tipo de los pozos de estudio

Debido a que los tratamientos de control de agua en algunos casos vienen con herramientas mecánicas y que adicional la posición en profundidad de los perforados vs el contacto agua-petróleo influyen en la eficiencia de las técnicas propuestas, a continuación, se presenta los estados mecánicos tipo de los yacimientos en estudio. Normalmente presentan un casing de 9 5/8", casing de 7", con liner de 4 1/2, los pozos en tu mayoría tienen bombeo electro sumergible (ECP 2021).

Figura 7
Estado Mecánico tipo del área de estudio.



Nota. Estado mecánico tipo de los pozos del Campo, donde se presenta las profundidades de las formaciones .

1.5 Técnicas de Control de Agua

Tabla 1

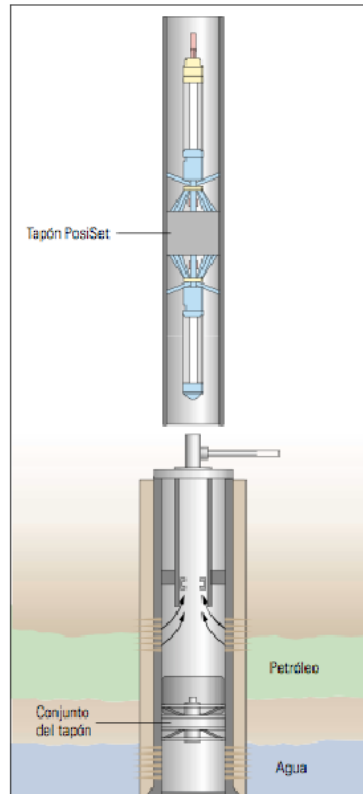
Diferentes tipos de aplicación de las técnicas de Aislamiento de Agua.

Clasificación Operativa de los Tratamientos de Aislamiento de Agua	
Químicas	Tratamientos Orgánicos
	Tratamientos Ácidos
	Geles
	Polímero
	RPM
Mecánicas	Empaques Mecánicos
	Tapones de Cemento
	Tapones de Grava
	Cañoneos

Nota: Los tratamientos se dividen en químicos y mecánicos, y en las técnicas de aislamiento se podrían usar una combinación de ambos.

1.5.1 Sistemas Mecánicos

Empaques Mecánicos. Se bajan a través de la tubería de producción, los cuales restringen la producción de agua en cercanías al hueco. Se bajan con cable o tubería flexible usando sistemas de anclaje positivo con anclas superiores e inferiores con gomas sellantes tanto en huecos abiertos como revestidos (Schlumberger 2000).

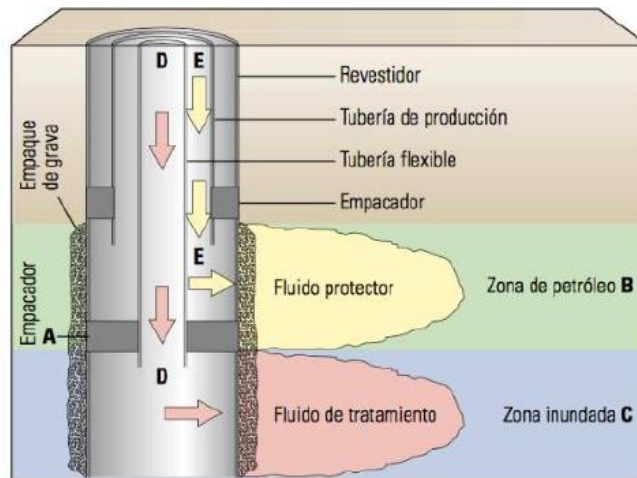
Figura 8*Empaques mecánicos*

Nota. El grafico representa los tapones mecánicos comúnmente utilizados en este tipo de aislamientos. Tomado de la revista *Oilfield de Schlumberger* sobre control de agua; Capítulo “*Problemas del agua*” Pag.45 Verano 2000 Autor Bill Bailey Aberdeen, Escocia.

1.5.2 Sistemas Químicos

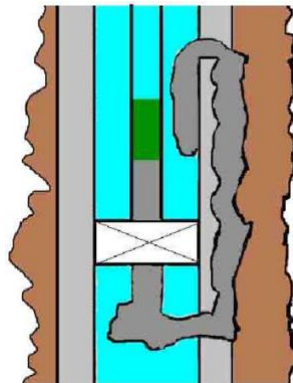
A continuación, se describen los tipos de sistemas químicos para el control de agua en los campos.

Inyección Dual. Como su nombre lo indica se realiza una inyección paralela, consistiendo en bombear un fluido protector a lo largo del anular junto con fluido de tratamiento a través de la tubería, todos estos tratamientos son invasivos a formación (Schlumberger 2000).

Figura 9*Inyección Dual*

Nota. El grafico representa la inyección Dual, donde se bombea por anular y por tubing. Tomado de la revista *Oilfield de Schlumberger* sobre control de agua; Capitulo “Problemas del agua” Pag.47 Verano 2000 Autor Bill Bailey Aberdeen, Escocia.

Cementación Remedial. Es un tratamiento de remediación de mala calidad del cemento lo cual causa infiltraciones en las tuberías provocando flujo detrás de las mismas.

Figura 10*Cementación forzada*

Nota. El grafico representa la cementación remedial, la cual se debe realizar con un empaque mecánico y un cañoneo para permitir conectar el cemento bombeado a la zona a remediar.

Geles rígidos. Son muy efectivos para controlar excesos de producción de agua en cercanías al hueco, se debe forzar en la formación para realizar taponamiento completo de producción de fluido no deseado.

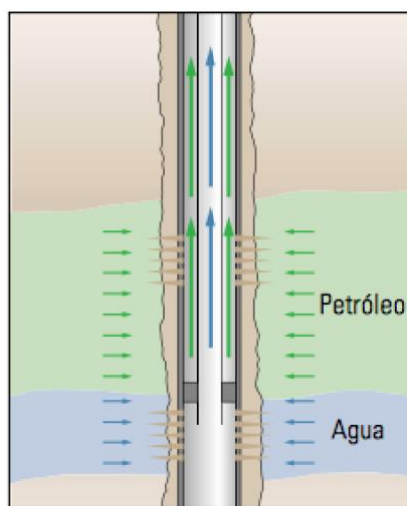
Empacador químico anular. Es el bombeo de fluido base cemento en el espacio anular entre un tubing ranurado no cementada y la formación, donde se debe forzar el fluido mediante empaques inflables para rellenar el espacio anular sobre el intervalo seleccionado (Schlumberger 2000).

1.5.3 Sistemas de Completamiento

Drenaje Doble. Resuelve los problemas de Conificación de agua, consiste en un sistema dual de producción, uno produce en la zona de interés de crudo y el otro en la zona de agua, eliminando así el cono de agua (Schlumberger 2000).

Figura 11

Doble drenaje



Nota. El grafico representa la producción por tubing y anular para permitir que no se forme una Conificación. Tomado de la revista *Oilfield de Schlumberger* sobre control de agua; Capitulo “*Problemas del agua*” Pag.48 Verano 2000 Autor Bill Bailey Aberdeen, Escocia.

1.6 Metodología para la selección de candidatos para aislamiento de agua

A continuación, descubriremos el paso a paso del análisis que se realiza para la selección de pozos para aplicar técnicas de aislamiento de agua en pozos de crudo pesado con arenas masivas en presencia de acuífero activo.

1.6.1 *Determinar áreas estructurales de alta producción de agua*

En el campo de estudio se debe de tener los datos de producción de agua actual de cada pozo, una vez hecho esto se determinará las áreas estructurales donde mayor es la producción de agua.

1.6.2 *Gráfico BSW vs aceite acumulado*

Una vez determinada el área estructural con el anterior paso, se debe graficar el corte de agua vs aceite acumulado, para evaluar la velocidad de la irrupción de agua, aquí se observa el incremento de BSW en el tiempo frente a cuanto crudo ha producido los pozos, determinando así que un pozo que tenga alto corte de agua y que haya producido poco petróleo acumulado en comparación a los otros pozos se podría considerar un pozo candidato , y un pozo que el BSW no tenga incrementos tan importantes y que tenga buena acumulación de petróleo no se considera candidato para “WATER SHUT OFF”.

1.6.3 *Gráfico de BSW en función del tiempo*

Se debe de graficar esta grafica de BSW en función del tiempo para cada pozo del área estructural determinada en el primer punto, ya que la irrupción de agua en cada pozo no es de

manera simultánea, así determinando el comportamiento del movimiento de agua en la entrada de cada pozo a lo largo del tiempo.

1.6.4 Selección de Candidatos para aislamiento de agua

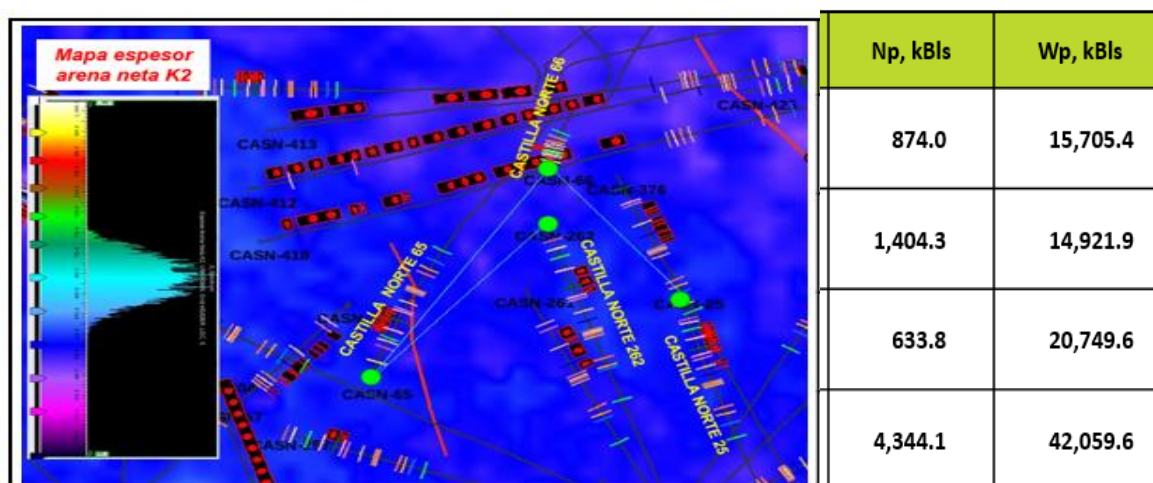
Según los pasos anteriores se filtran un conjunto de pozos como posibles candidatos, de los cuales se priorizan los que tienen comportamientos anómalos (irrupción repentina de agua).

Una vez tengamos el grupo de candidatos, se les realizan los siguientes pasos.

Primer Paso, Desarrollo del Sector. Una vez determinemos el sector de estudio donde el frente de agua paso o está pasando, se debe representar en el mapa (con ayuda de Software de la compañía operadora) se construye el acumulado en producción de cada pozo para así determinar la zona de drenaje y debe ser comparado con el pozo más tempranamente perforado el cual debe se considerado sub-explotado o con información límite de producción acumulada dada por el departamento de yacimientos de la empresa, esta información cruzada con el perfil vertical (Cuarto paso) nos indicara las oportunidades de mejorar zonas no drenadas por invasión del frente de agua.

Figura 12

Primer Paso, Desarrollo del Sector.

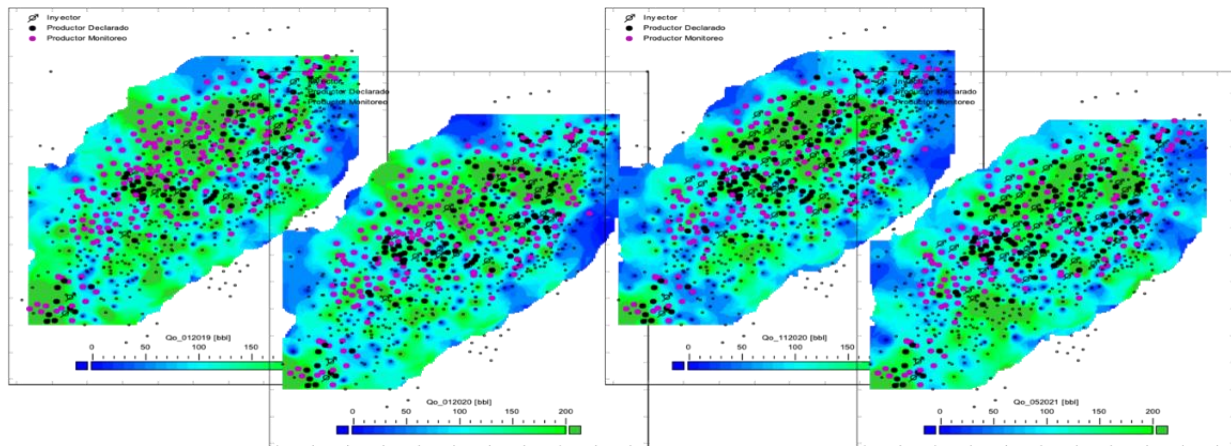


Nota. Tomado del Software OFM de la empresa Operadora del campo de crudo Extra pesado de la cuenta de los llanos orientales de Colombia.

A continuación, se presenta el avance del frente de agua en el yacimiento en función del tiempo de 4 años, junto con la producción de crudo en sus mismas fechas.

Figura 13

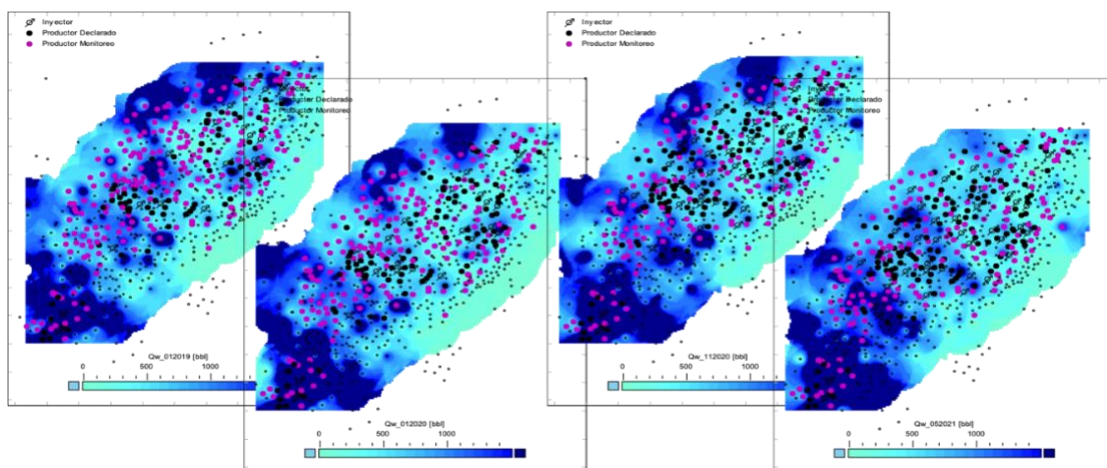
Producción de crudo, bbl/d @01_2019 vs 01_2020 vs 11_2020 vs 05_2021.



Nota. Tomado del Software OFM de la empresa Operadora del campo de crudo Extra pesado de la cuenta de los llanos orientales de Colombia (2021).

Figura 14

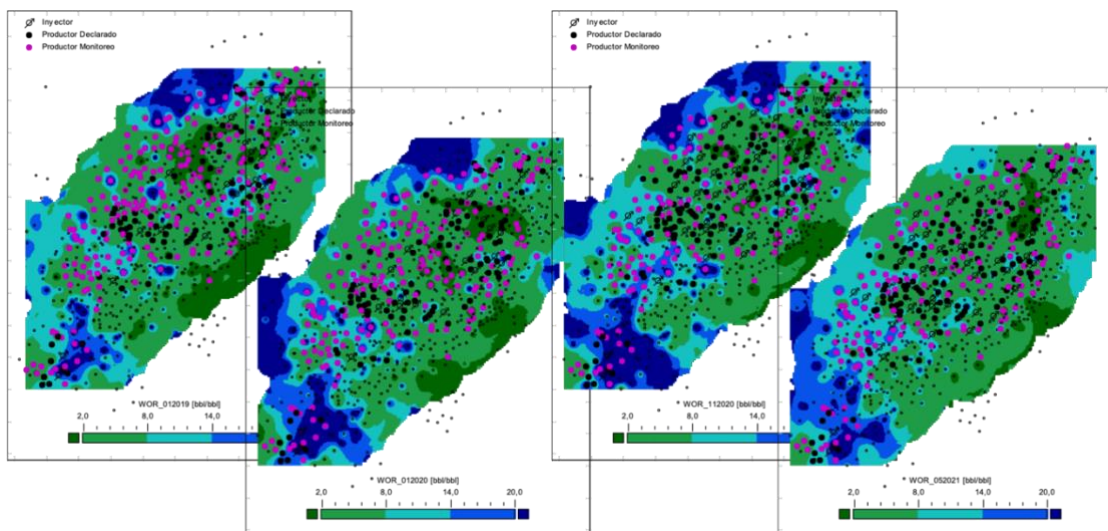
Producción de agua en, bbl/d @01_2019 vs 01_2020 vs 11_2020 vs 05_2021.



Nota. Tomado del Software OFM de la empresa Operadora del campo de crudo Extra pesado de la cuenta de los llanos orientales de Colombia (2021).

Figura 15

Relación Agua Petróleo WOR bbl/bbl @01_2019 vs 01_2020 vs 11_2020 vs 05_2021



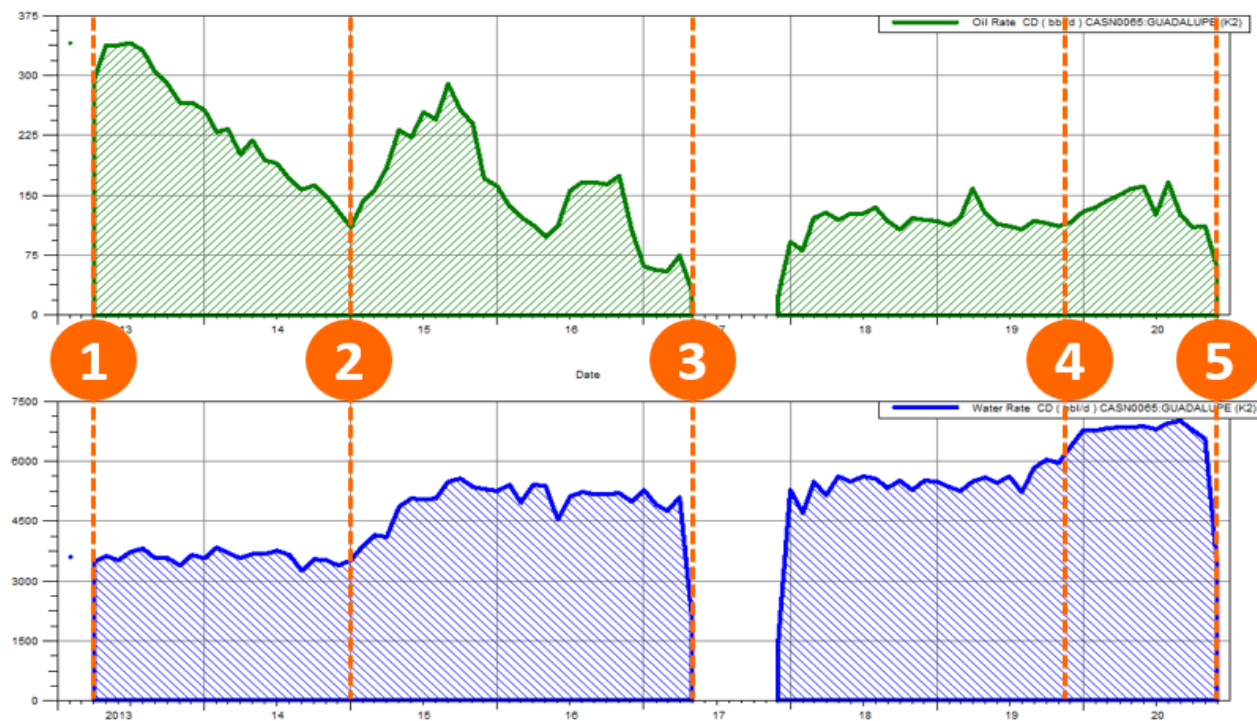
Nota. Tomado del Software OFM de la empresa Operadora del campo de crudo Extra pesado de la cuenta de los llanos orientales de Colombia. (2021).

En los mapas anteriores se muestra la evaluación del corte de agua y de producción de crudo con el WOR, se observan incrementos sistemáticos del fuerte influjo del acuífero donde una adecuada planeación de intervenciones de los pozos para controlar la producción de agua es inermemente requerida y necesaria.

Segundo Paso Análisis del Histórico de producción. Se deben observar comportamientos de incrementos de BSW en cortos tiempos, junto con el decremento en producción de crudo inversamente proporcional a ese incremento de BSW.

Figura 16

Irrupción de agua y decremento de producción de crudo.



Nota. Tomado del Software OFM de la empresa Operadora del campo de crudo Extra pesado de la cuenta de los llanos orientales de Colombia.

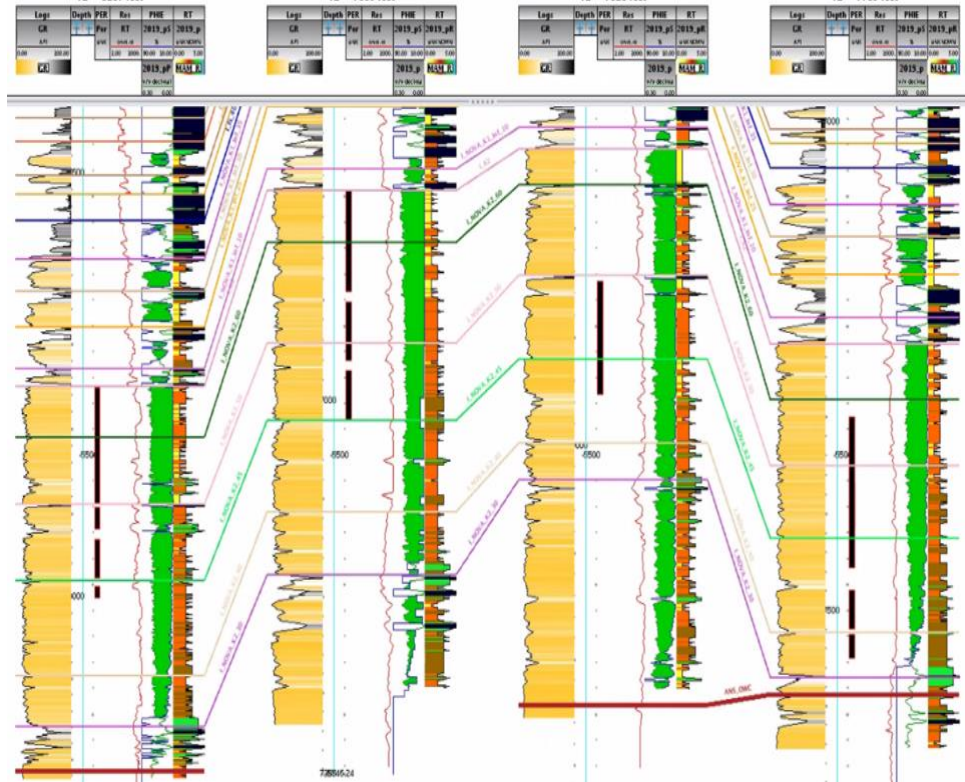
Este tipo de comportamiento de un pozo es clave para poner este pozo en la lista de candidatos para el tratamiento.

Tercer Paso grafico de CHAN. Se realiza con el diagnóstico de la gráfica WOR para determinar si el pozo tiene canalización, Conificación o flujo detrás del revestimiento.

Cuarto Paso Correlación estructural. Con los registros eléctricos de open hole, adquiridos durante la perforación del pozo, en profundidades MD, se correlacionan las arenas de pozos cercanos o adyacentes en los intervalos abiertos de producción de la zona de arena masiva, en estos gráficos se evidencian las propiedades petrofísicas en los intervalos activos, se resaltan propiedades de la roca, tanto del pozo en estudio como de los pozos cercanos.

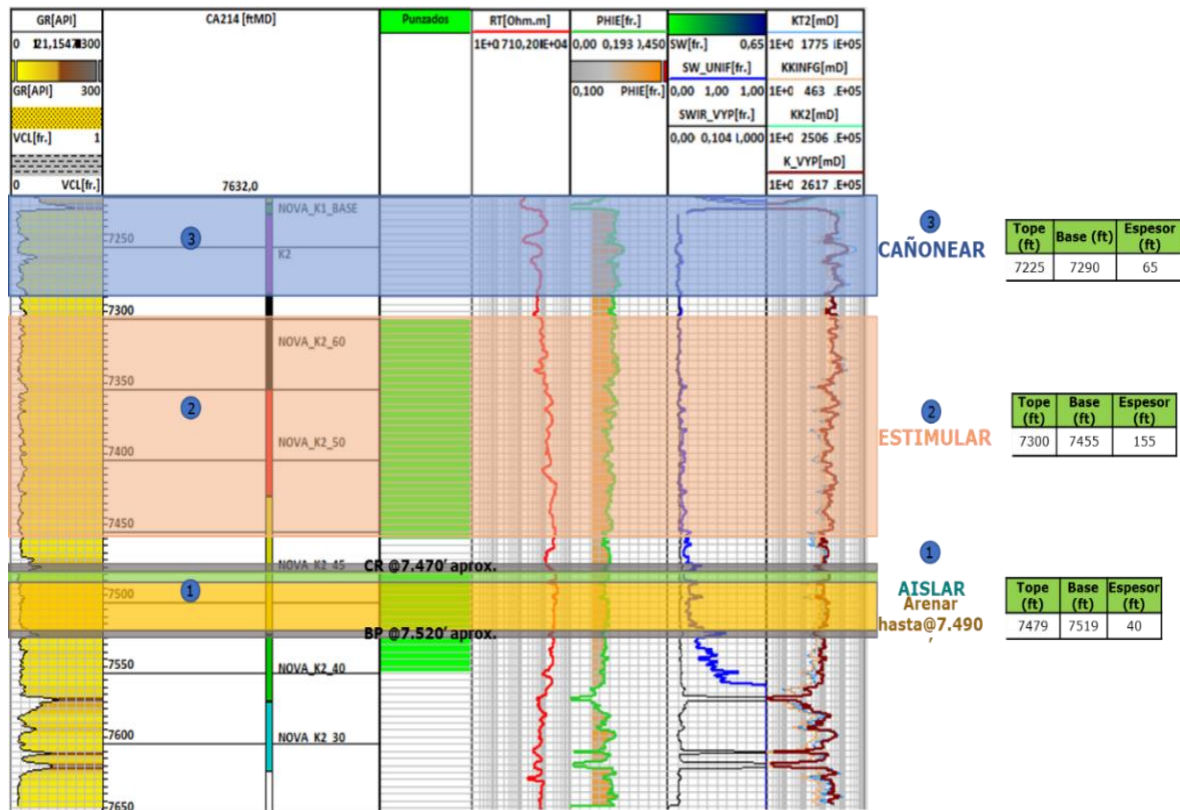
Figura 17

Correlación estructural del pozo en estudio con pozos vecinos.



Nota. Tomado del Software OFM de la empresa Operadora del campo de crudo Extra pesado de la cuenta de los llanos orientales de Colombia.

Tal como se expresó anteriormente se debe analizar el registro eléctrico del pozo para determinar intervalos cañoneados, intervalos cerrados, intervalos abiertos, pronosticar posibles intervalos a cañonear, estimular o aislar según el estudio.

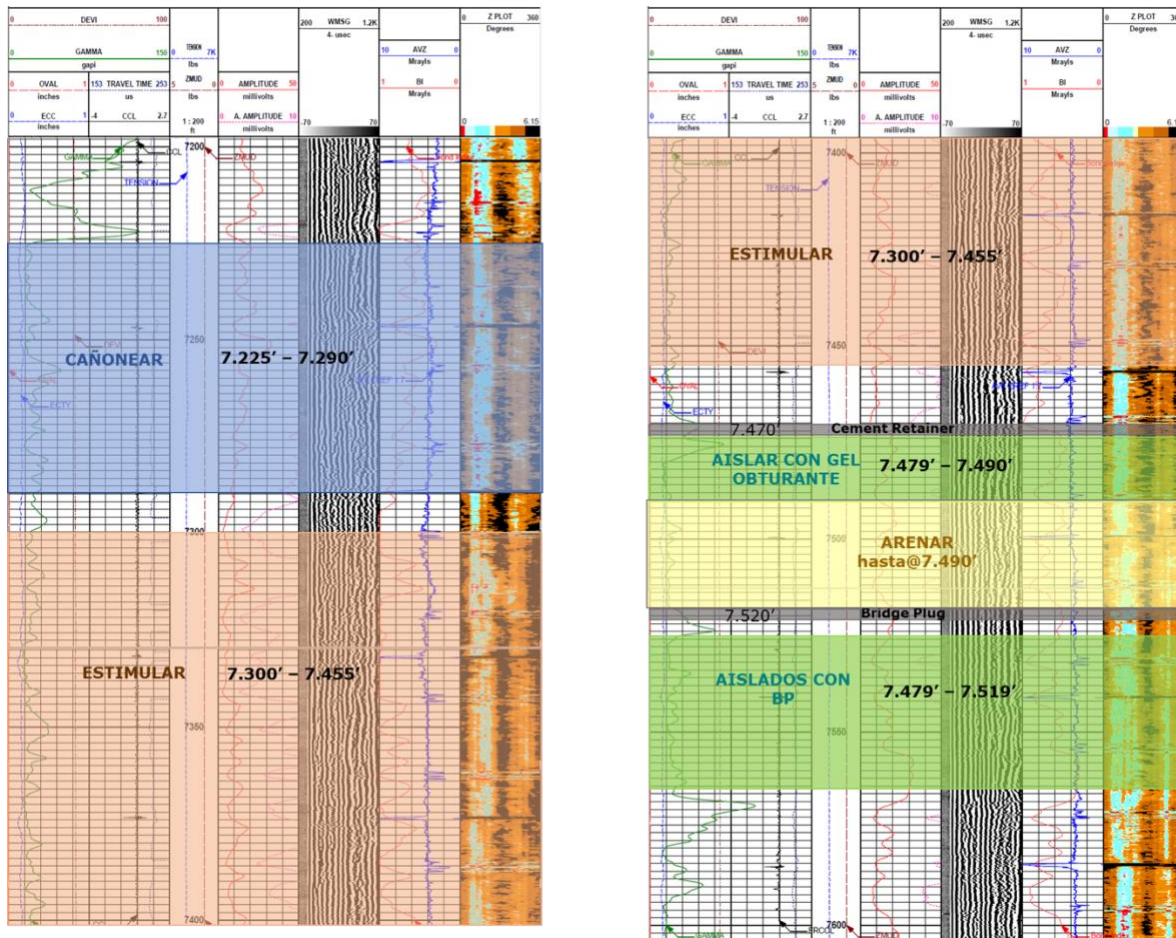
Figura 18*Registros de huevo abierto del Pozo en estudio*

Nota. Tomado del Software OFM de la empresa Operadora del campo de crudo Extra pesado de la cuenta de los llanos orientales de Colombia.

Quinto paso análisis de calidad del cemento. Tomando el registro de cementación en su completamiento inicial se deben observar las variaciones del registro CBL en la zona de interés, de igual forma los arribos del registro VDL, y evidenciar posibles malas adherencias, evidenciar posibles revestimientos recostados con canales preferenciales, observar si existen sellos competentes en la zona de interés y también fallas de sellos por mala calidad del cemento, en algunos trabajos es posible proponer una toma de un nuevo registro de cementación para ser más asertivos en las propuestas y los trabajos de control de agua a proponer.

Figura 19

Registro de Calidad del Cemento de un pozo en estudio.



Nota. Tomado del Software OFM de la empresa Operadora del campo de crudo Extra pesado de la cuenta de los llanos orientales de Colombia.

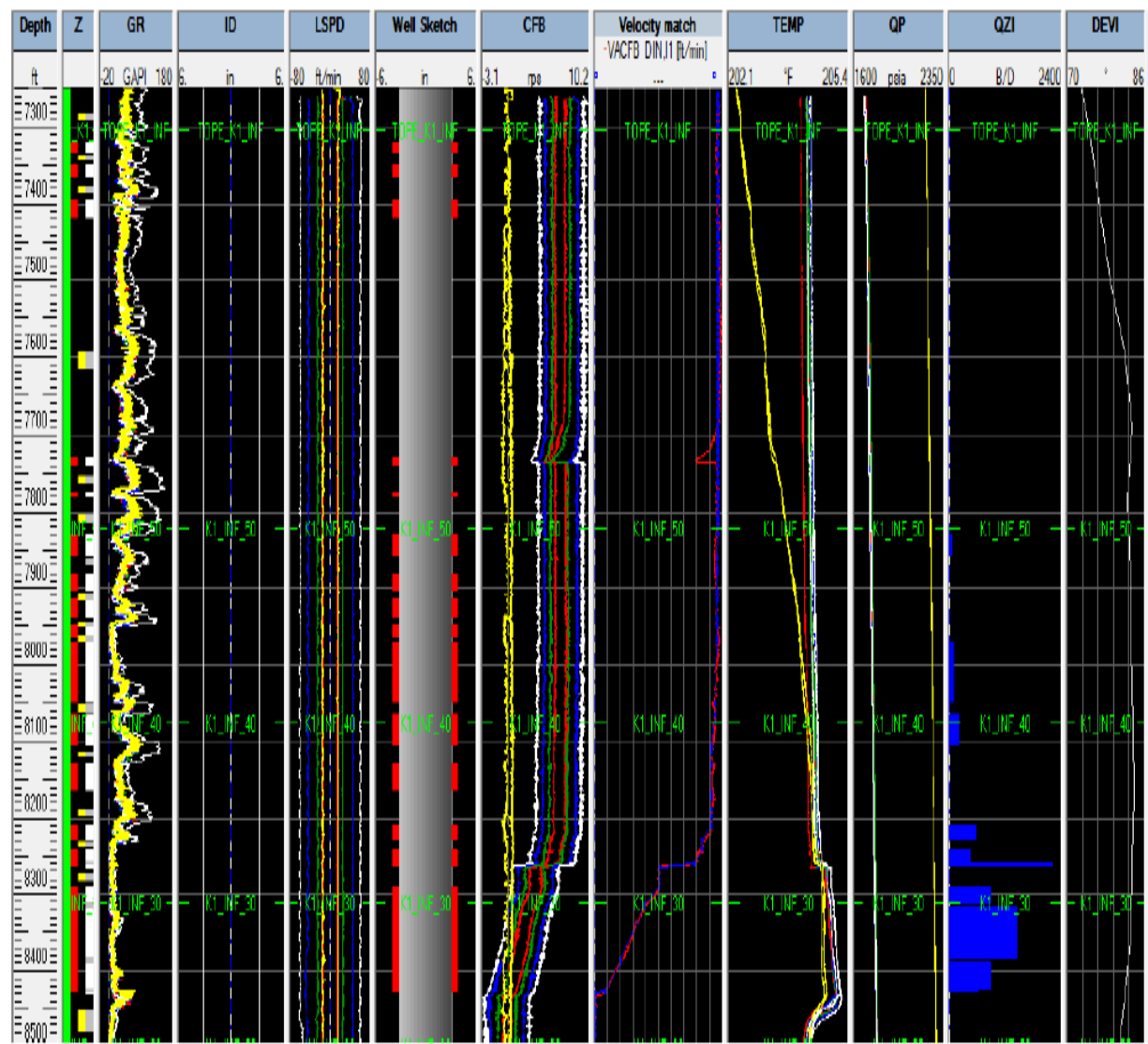
Sexto paso, Análisis de Registros de Producción PLT

Realizar toda la reunión de todos los registros de PLT tomados al pozo en toda su historia, esto nos dará a conocer el comportamiento del corte de agua en cada uno de las zonas cañoneadas, en el registro PLT se determina las zonas de mayor producción de agua, de igual forma las zonas

productoras de agua junto con zonas donde posiblemente tengamos crudo entrampado debido a que la movilidad del agua a superado la movilidad del crudo en estas posibles zonas.

Figura 20

Registro de Producción PLT del Pozo en estudio

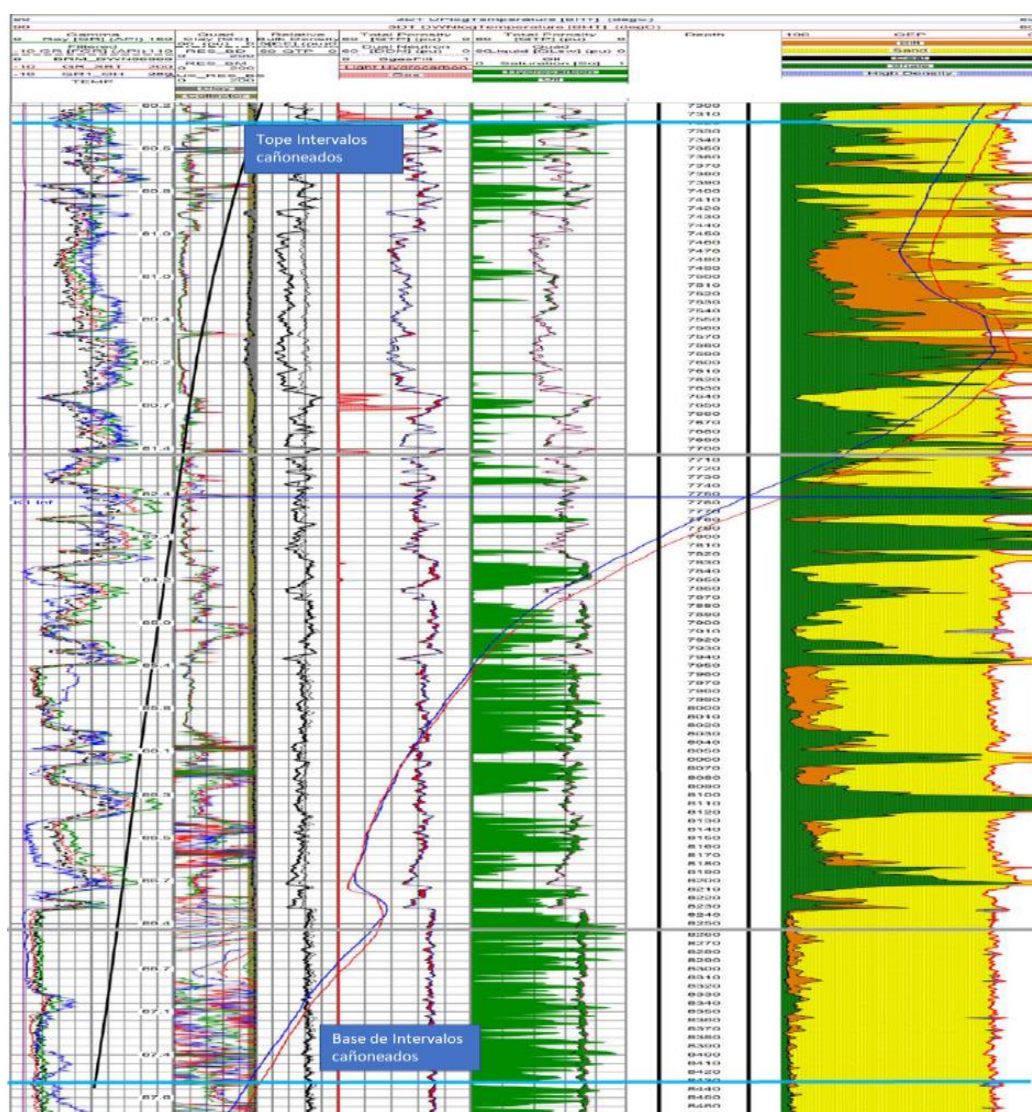


Nota. Tomado del Software OFM de la empresa Operadora del campo de crudo Extra pesado de la cuenta de los llanos orientales de Colombia.

Séptimo Paso, Registros de Saturación. En los registros de saturación registración registra la saturación de aceite y agua en los intervalos productores, este puede ser tanto analizado cuando se perforo el pozo, así como uno tomado en las últimas etapas de producción del mismo.

Figura 21

Registro de saturación del pozo en estudio



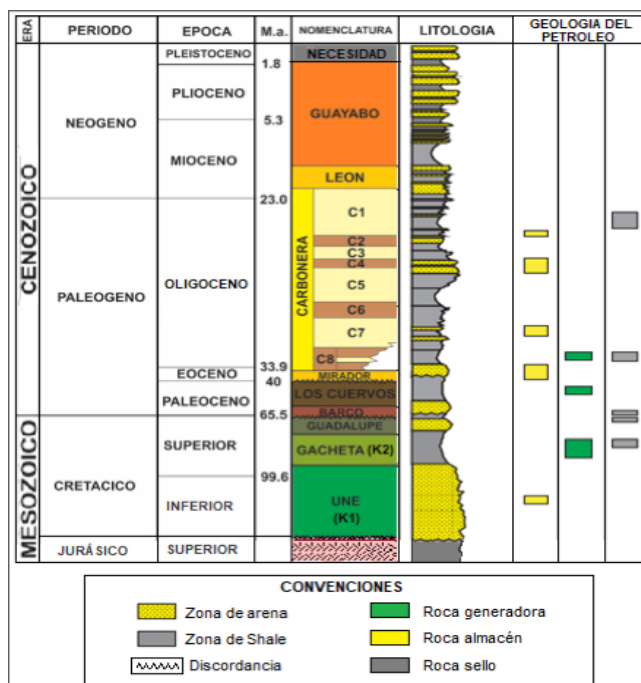
Nota. Registro de saturación de fluidos tomado para un pozo de estudio, realizado por la compañía operadora, Software Sahara.

1.7 Determinación de la técnica más adecuada de “WATER SHUT OFF” para la cuenca de los llanos orientales en yacimientos de crudo extrapesado con presencia de arenas masivas

La importancia de recuperar las reservas de los yacimientos de crudo extrapesado en presencia de arenas masivas radica en que estas contienen el 57% de las reservas de hidrocarburos pesados de la cuenta de los llanos orientales. En lo que se refiere a yacimientos de crudo extrapesado en la cuenta de los llanos orientales es a pozos donde no tenemos barreras naturales de aislamiento que nos permitan restringir la movilidad del agua de manera tanto horizontal como vertical o caminos preferenciales (Shale), son pozos donde su formación es una arena masiva (formación Une y Gacheta) que fue cañoneada y que de igual forma son pozos que tienen o van a tener afectación del frente de invasión del acuífero activo.

Figura 22

Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, Cuenca de los Llanos Orientales.



Nota. Tomado Agencia Nacional de Hidrocarburos, Columna estratigráfica de la cuenca de los llanos orientales.

Para detallar estas formaciones a continuación describimos el tipo de formación productora en los pozos de interés.

1.7.1 Características de la formación Une y Gacheta

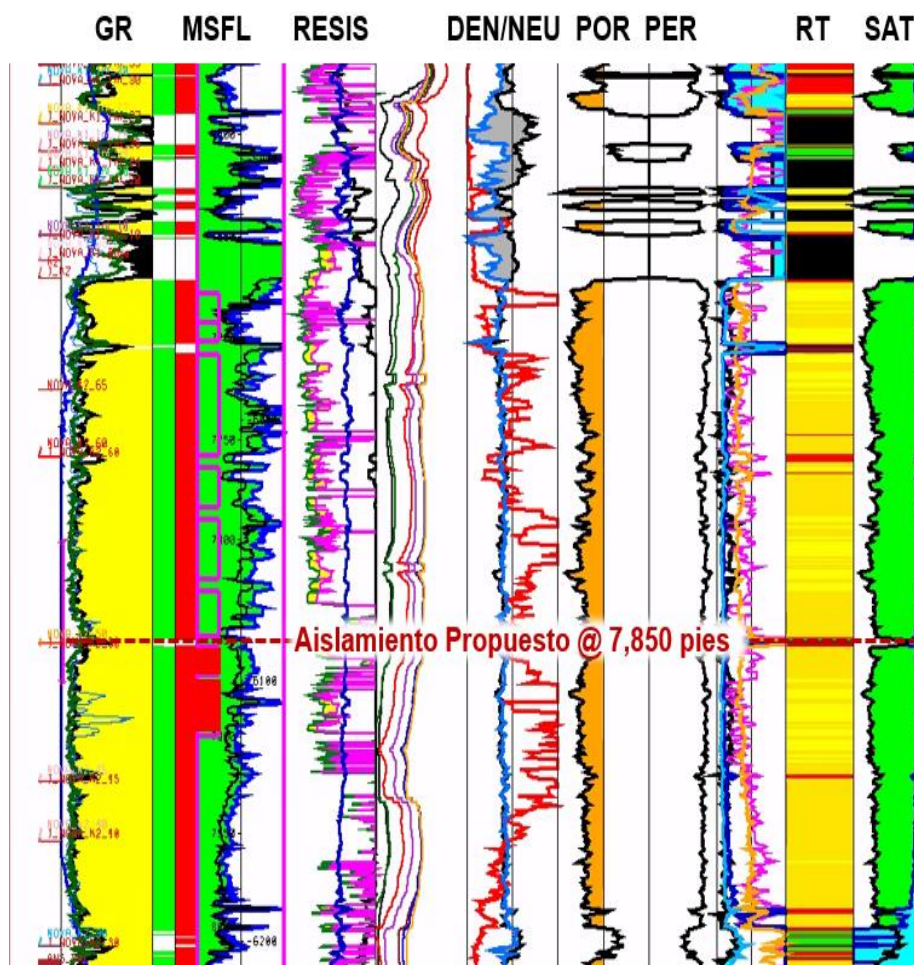
A continuación, solo describiremos las formaciones Une y Gacheta, las cuales son las formaciones productoras que no presentan barreras naturales horizontales (Shale) y por consiguiente se podrían clasificar como arenas masivas.

Formación Une. Correspondiente al periodo Cretáceo Inferior, consiste en areniscas cuarzosas con grano grueso y lutitas como intercalaciones junto con limolitas carbonosas, su espesor esta entre 50 pies y 350 pies, el ambiente de sedimentación está entre continental a nerítico con sedimentación de alta energía, esta se caracteriza por ser una formación reservorio de la cuenta de los llanos orientales (ANH 2007).

Formación Gacheta. Es una formación de depósitos de areniscas de grano medio a grueso con intervalos de lutita, este rico en materia orgánica como sección basal, posteriormente tiene una sedimentación de arenisca de grano fino con secciones que presentan reservas de hidrocarburos con intercalaciones de lutita, se caracteriza por ser una roca arcillosa con saturaciones de agua, esta formación tiene un espesores de 500 pies al Occidente y cero pies al Este, se determina esta formación como productora de petróleo en la cuenta de los llanos orientales (ANH 2007). En la siguiente figura se muestra el registro eléctrico de un pozo tipo de la cuenca de los llanos orientales con presencia de arenas masivas.

Figura 23

Registros eléctricos de la zona productora de los pozos en el área de estudio donde presenta arenas masivas



Nota. El grafico muestra las arenas masivas de las formaciones productoras, donde a la profundidad de perforados no hay una capa de Shale que restrinja la producci3n de agua de la formaci3n inferior. Tomado del Software OFM de la empresa Operadora del campo de crudo Extra pesado de la cuenta de los llanos orientales de Colombia.

Las siguientes son las características principales de la formación Gacheta y Une, las cuales se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 2*Principales características de la formación Gacheta y Une*

Propiedad	Une- Gacheta	Unidades
Profundidad (TVD)	7000	Pies
Porosidad	10.8-24	%
Permeabilidad	2-400	mD
Gravedad API	12.5	°API
Temperatura	186	°F
Tipo de Crudo	Aceite Negro	
Mecanismo de empuje	Empuje de Agua	

Nota. Los datos aquí representados fueron tomados de la compañía operadora.

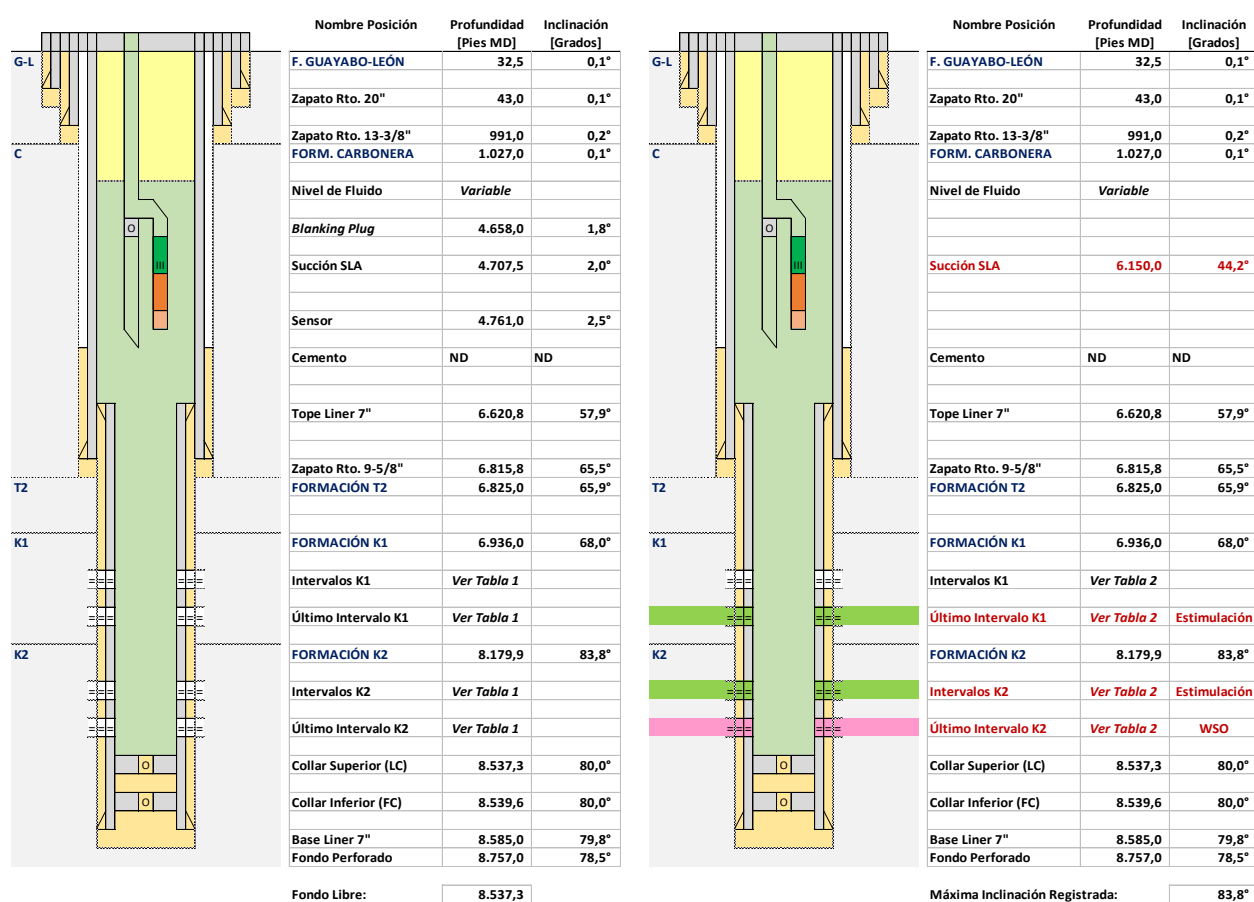
Las formaciones Une y Gacheta son arenas limpias confinadas, con buena permeabilidad que hacen factible la extracción de crudo pesado en presencia de altos volúmenes de producción de agua. (ANH 2007). Una vez identificado el mecanismo de producción de agua, el pronóstico del comportamiento de BSW y las propiedades del yacimiento y de los fluidos, se determina que para la cuenta de los llanos orientales en yacimientos de crudo extrapesado en presencia de arenas masivas las técnicas de WATER SHUT OFF se dividen en químicas y mecánicas, a continuación se presenta un cuadro a nivel general de la clasificación de las técnicas según tipo de intervención operativa. es de anotar que las técnicas de Water Shut Off descritas aquí pueden contener en su aplicación una intervención tanto química o mecánica o las dos según el análisis correspondiente.

1.7.2 Estados mecánicos tipo en la formación productora Une y Gacheta

A continuación, se presenta el estado mecánico tipo de los pozos que tienen apertura en la zona productora en las formaciones Une y Gacheta, se muestran las profundidades tipo de los sistemas de levantamiento artificial el cual es bombeo electro sumergible, el cual no puede superar los 6500 ft de profundidad promedio debido al tope del liner de 7" dando así una limitación importante en realizar profundizaciones del sistema electro sumergible.

Figura 24

Estados mecánicos tipo en la formación productora Une y Gacheta



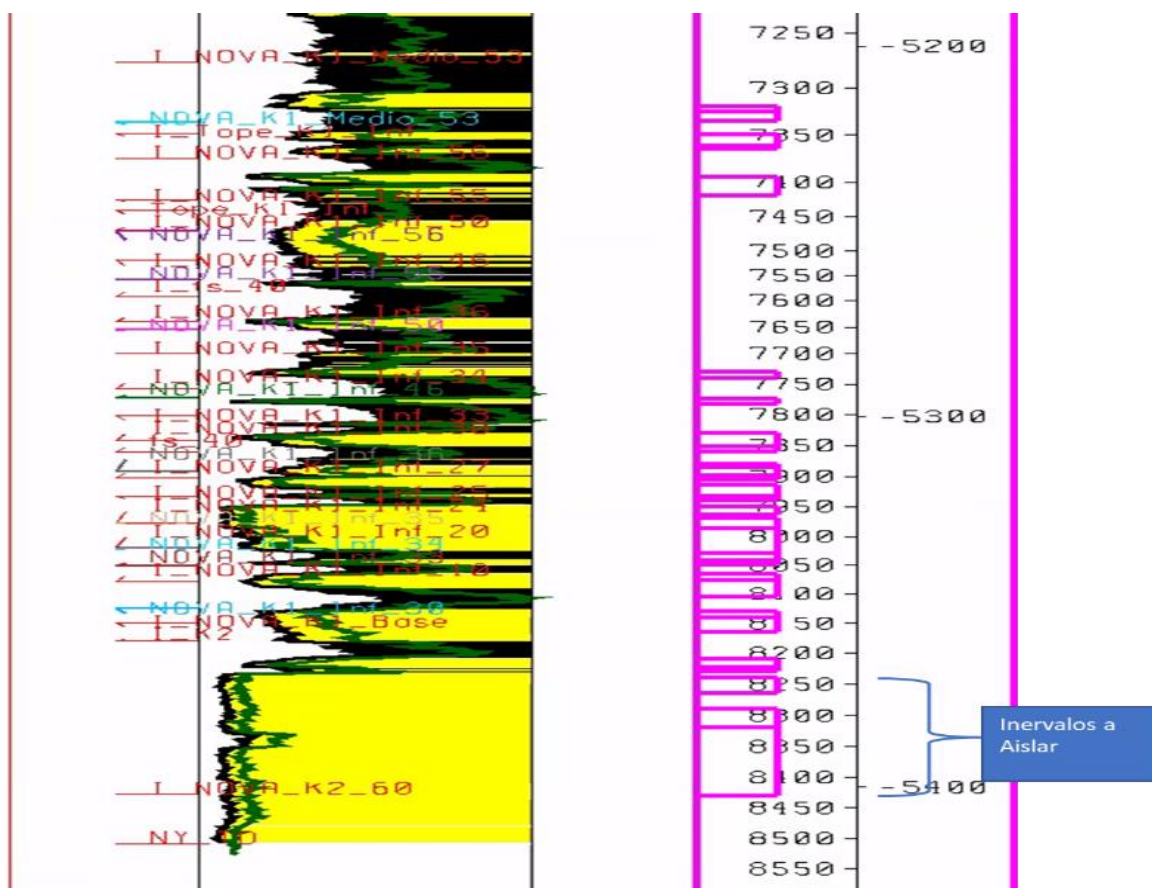
Nota. En el Grafico se observa que las perforaciones en la zona productora es en toda su área, donde la distancia entre perforados máxima encontrada es de 10 ft.

1.7.3 Registros eléctricos de la formación Une y Gacheta

En el completamiento de los pozos que producen en la formación Une y Gacheta se realizaron cañoneos en la totalidad de las zonas del espesor de las formaciones, un ejemplo tipo de las zonas cañoneadas se presenta en la siguiente figura, donde los puntos ciegos entre cañoneos en promedio son 6 pies en los pozos analizados.

Figura 25

Registros eléctricos tipo de la formación Une y Gacheta



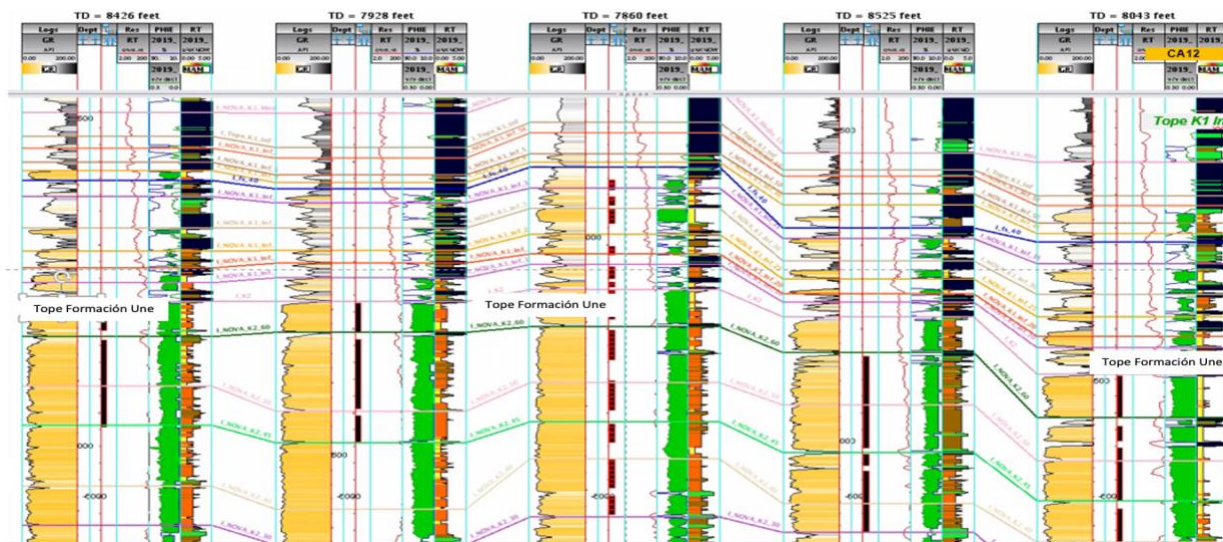
Nota. El grafico muestra las arenas masivas de las formaciones productoras, donde a la profundidad de perforados no hay una capa de Shale que restrinja la producción de agua de la formación inferior. Tomado del Software OFM de la empresa Operadora del campo de crudo Extra pesado de la cuenta de los llanos orientales de Colombia.

1.7.4 Correlación estructural de los pozos en la formación Une y Gacheta

Cuando se analiza las correlaciones estructurales de los pozos candidatos para “Water Shut Off” se observa que el Shale presente entre la formación Une y Gacheta varia su espesor , y en la mayoría de los pozos tiende a desaparecer; en un análisis más minucioso en cuanto a la variable de BSW se puede observar que el agua proveniente de la formación Une inferior invade tanto las zonas superiores de la misma formación Une al igual de las zonas inferiores de la formación Gacheta, también se observa que en pozos donde se presenta un espesor considerable de Shale entre formaciones la invasión de agua se ha presentado por canalización por un pozo adyacente estructuralmente cercano, tendiendo el agua invadida a sobrepasar el Shale e invadir el siguiente Pozo productor, a continuación se muestra los grosores del Shale entre la formación Une y Gacheta donde se denota la no existencia del mismo en la mayoría de los pozos, considerando así un efecto que se consideraría como una arena masiva en cuanto a su comportamiento en producción de agua.

Figura 26

Correlación de registros eléctricos Grosor del Shale entre la formación Une y Gacheta



Nota. Correlación de registros eléctricos donde se observa el grosor de la capa de Shale entre la formación Une y Gacheta. Tomado del Software OFM de la empresa Operadora del campo de crudo Extra pesado de la cuenta de los llanos orientales de Colombia.

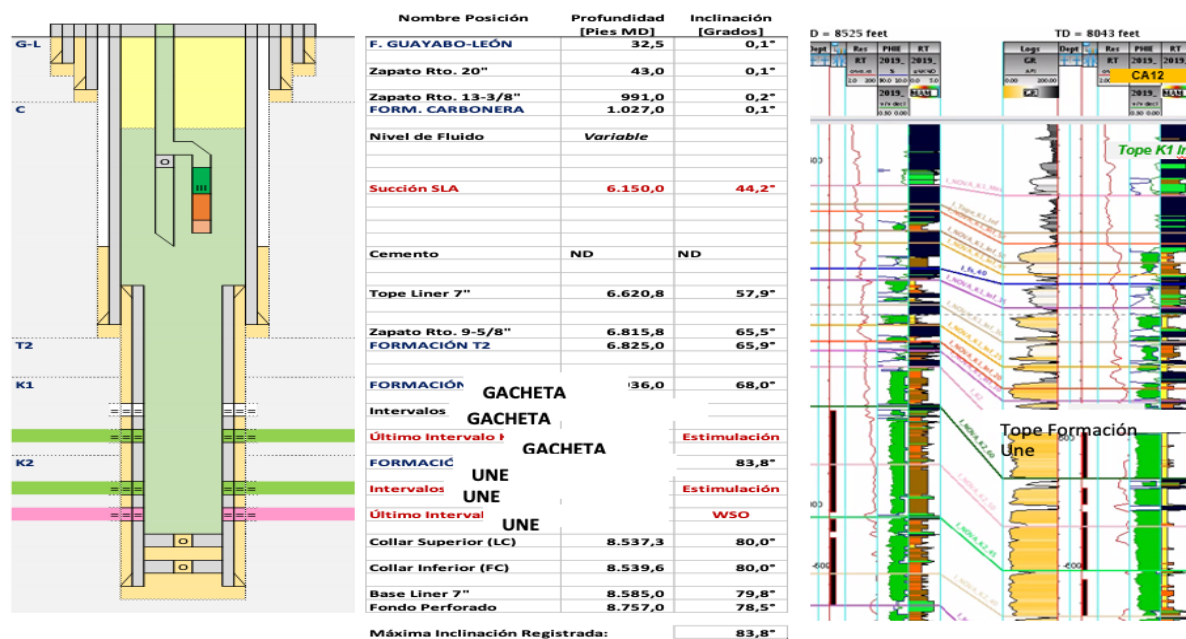
Con todo el análisis anteriormente mencionado se determina que la mejor técnica para Aislamiento y control del agua es la de inyección Dual usando empaques mecánicos con algunas propuestas de estimulación de la formación que se deja en producción, a continuación, se explica de manera más detallada la técnica de Water Shut Off a realizar.

1.7.5 Correlación de los registros eléctricos con estado mecánicos

Los estados mecánicos tipo de los yacimientos de los llanos orientales se muestra a continuación, junto con el registro eléctrico litológico, mostrando así que no tenemos barreras naturales impermeables que impidan el desplazamiento del frente del acuífero activo, por ende, se requiere realizar la técnica de bombeo dual que nos permita realizar una barrera artificial la cual vamos a explicar más a fondo.

Figura 27

Estados mecánicos tipo de los pozos produciendo en la formación Une y Gacheta



Nota. El grafico muestra las arenas masivas de las formaciones productoras, donde a la profundidad de perforados no

hay una capa de Shale que restrinja la producción de agua de la formación inferior. Tomado del Software OFM de la empresa Operadora del campo de crudo Extra pesado de la cuenta de los llanos orientales de Colombia.

1.8 Técnica seleccionada para yacimientos de crudo pesado con arenas masivas y en presencia de acuífero activo

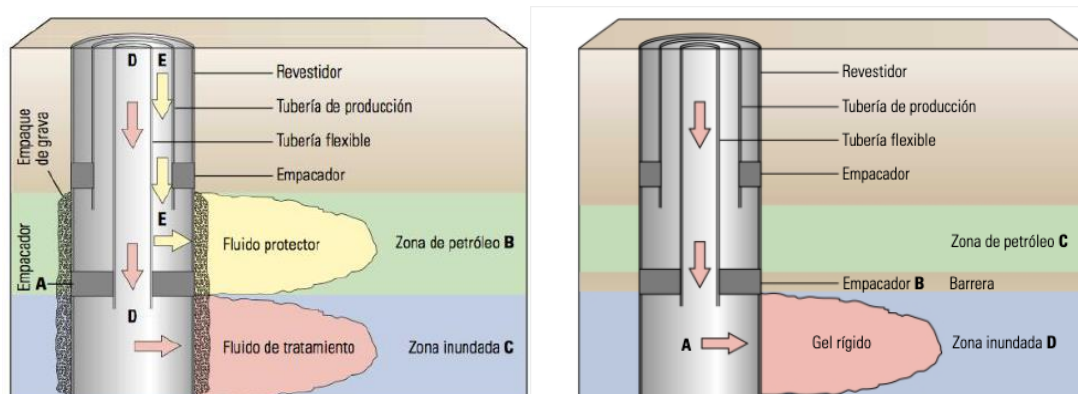
Como se explicó anteriormente, la técnica más adecuada para yacimientos de crudo extra pesado es inyección dual, debido a que debemos formar la barrera artificial para restringir el acuífero activo. A continuación, se describe el proceso de inyección Dual para la cuenta de los llanos orientales en yacimientos de crudo pesado con arenas masivas.

1.8.1 Inyección Dual

Como su nombre lo indica se realiza una inyección paralela, consistiendo en bombear un fluido protector a lo largo del anular junto con fluido de tratamiento a través de la tubería, todos estos tratamientos son invasivos a formación.

Figura 28

Inyección Dual



Nota. El grafico representa la inyección de tratamiento de aislamiento por el tubing y de fluido protector de la formación productora por el anular . Tomado de la revista *Oilfield de Schlumberger* sobre control de agua; Capitulo “Problemas del agua” Pag.47 Verano 2000 Autor Bill Bailey Aberdeen, Escocia.

1.8.2 Pruebas de admisibilidad de la formación

Se debe realizar pruebas de admisibilidad con step rate test tanto de la formación a aislar con el gel, así como la formación a enviar el fluido protector.

1.8.3 Fluido para la prueba de admisibilidad de formación

Pueden ser de forma reactiva o no reactiva, ejemplo si se usara HF como fluido de estimulación se requiere el uso de Cloruro de Amonio como fluido Preflush, en el caso de los llanos orientales se propone el uso de fluidos no reactivos como salmueras inhibidas; los datos de caudales y presiones obtenidos en estas pruebas se deben de analizar para determinar las tasas de bombeo de los fluidos principales de tratamiento.

1.8.4 Fluido de tratamiento

Según la gráfica anterior, el fluido de tratamiento es un gel obturante la cual su función es realizar una barrera artificial (Tipo Shale) denominándose zona inundada C, este impedirá la invasión del frente de agua que viene desde la parte inferior de la formación Une.

1.8.5 Radio de invasión del fluido de gel obturante

Debido a que se pretende formar una barrera horizontal artificial que se asemeje a un Shale, se debe de tener un radio de invasión lo más profundo posible, y su limitante radicará en el análisis financiero siempre y cuando no sea menos de 9 ft.

1.8.6 Grosor de pared de la barrera horizontal artificial con gel obturaste

Esta no debe ser menor a 10 ft de grosor, esto con el sentido de tener una barrera lo suficientemente impermeable y que no sea atravesada por el frente de agua.

1.8.7 Cálculos de Volúmenes de fluido usado para usar en formación a aislar

A continuación, se describe las ecuaciones utilizadas para el cálculo de Volumen, para efectos prácticos a la formación a aislar como Formación 1.

$$V_1 = \pi r_1^2 h \text{ Ecuación 1.}$$

Donde r es radio de la formación 1 (Formación a aislar).

h es el espesor de la formación 1 (Formación a aislar).

Insertamos el valor de porosidad en fracción para calculo en medios porosos así.

$$V_1 = \pi r_1^2 h_1 \phi_1 \text{ Ecuacion 2}$$

$$\text{Donde } r_1^2 = r_{e1}^2 - r_{w1}^2 \text{ Ecuacion 3}$$

sabiendo que $r_{e1}^2 = \text{radio de invasion}$

$$r_{w1}^2 = \text{radio del pozo}$$

Ahora con Unidades

$$V_1 = \pi h_1 (ft) \phi_1 (r_{e1}^2 - r_{w1}^2) ft^2 \text{ Ecuacion 4.}$$

Sabiendo que

$$1ft^3 = 0,178108 bls$$

$$\pi = 3,1416$$

Reemplazando los anteriores términos en la ecuación 4.

$$V_1 = 0,5595h_1\phi_1 (r_{e1}^2 - r_{w1}^2) \text{ Ecuacion 5.}$$

Despejando r_e de la ecuación 5 quedaría.

$$r_e = \left(\sqrt{\frac{V_1}{0,5595h_1\phi_1}} \right) + r_{w1}^2 \text{ Ecuacion 6.}$$

Para la ecuación 5 y ecuación 6 las unidades de los valores son:

ϕ_1 = Porosidad de la formacion a realizar el aislamiento en fraccion

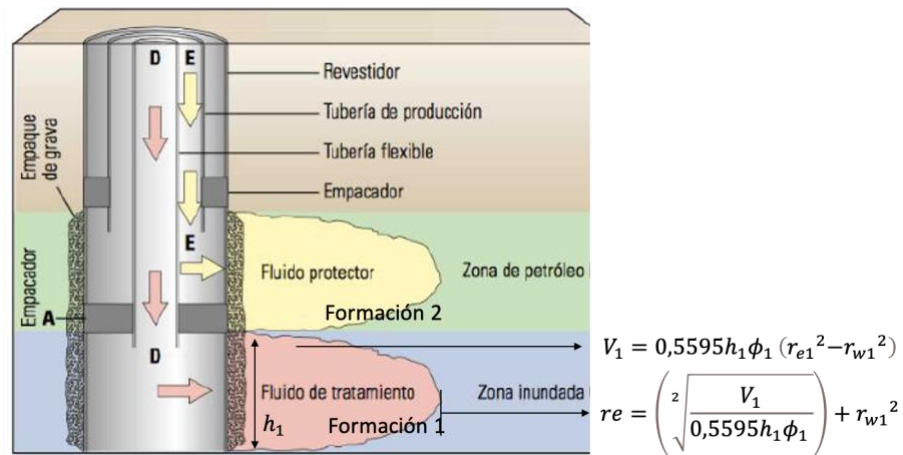
r_{e1} = Radio de invasion en ft de la formacion a realizar el aislamiento (ft)

r_{w1} = Radio del pozo (ft)

h_1 = Espesor de la formacion a realizar el bombeo para aislamiento. (ft).

Figura 29

Cálculo del Volumen a inyectar en la formación a Aislar.



Nota. El grafico representa el cálculo del volumen a inyectarla de tratamiento de aislamiento por el tubing en función del radio de penetración. Adaptado de la revista *Oilfield de Schlumberger* sobre control de agua; Capitulo “Problemas del agua” Pag.47 Verano 2000 Autor Bill Bailey Aberdeen, Escocia.

1.8.8 *Fluido Protector*

Esta es la zona que será productora después del tratamiento de control de agua, según los análisis, este se recomienda que sea agua inhibida o salmuera, esto para no causar más reacciones secundarias o indeseadas en la formación, adicional el volumen de fluido es alto por lo que hacerlo con fluido reactivo resultaría costoso, en caso tal si la formación requiere estimulación se debe de realizar operativamente después de este tratamiento de aislamiento, en cuanto a fluidos de estimulación no se hablara en este documento ya que no es el objeto de estudio.

1.8.9 *Radio de invasión del fluido protector*

El radio de invasión debe ser igual al radio de invasión dinámico del fluido de gel obturante en el momento del bombeo, calculado con la rata en barriles por minuto inyectada en función de la porosidad de la formación, del espesor neto, el cual se calcula de la siguiente forma. La misma ecuación 5 es usada para la formación 2 superior, donde se realizará el bombeo del fluido protector

$$V_2 = 0,5595 h_2 \phi_2 (r_{e2}^2 - r_{w2}^2) \text{ Ecuacion 7.}$$

Donde.

ϕ_2 = Porosidad de la formacion a realizar bombeo del fluido protector

r_{e2} = Radio de invasion de la formacion a bombearo fluido protector (ft)

r_{w2} = Radio del pozo (ft)

h_2 = Espesor de la formacion a realizar el bombeo del fluido protector (ft).

Como el bombeo de la formación 2 ósea donde se bombeará el tratamiento de protección está en función del radio de penetración de la formación 1 donde se aislará, entonces los cálculos de volumen estarán en función del radio dinámico de invasión del tratamiento para aislamiento de la formación 1, por consiguiente.

De la ecuación 6

$$r_{e1} = \left(\sqrt{\frac{V_1}{0,5595h_1\phi_1}} \right) + r_{w1}^2 \text{ Ecuacion 6.}$$

Despejamos $(r_{e1}^2 - r_{w1}^2)$

Lo cual queda así:

$$r_{e1}^2 - r_{w1}^2 = \left(\frac{V_1}{0,5595h_1\phi_1} \right) \text{ Ecuacion 7.}$$

Ahora procederemos a calcular el volumen requerido de fluido de protección para la formación 2 usando la misma ecuación 5, pero para formación 2 ósea cambiamos los subíndices de 1 a 2 y así creamos la ecuación 8 así.

$$V_2 = 0,5595h_2\phi_2 (r_{e2}^2 - r_{w2}^2) \text{ Ecuacion 8.}$$

Como se trata de un fluido protector en la formación 2, entonces como se dijo antes debemos usar el radio de invasión dinámico de la formación 1, por lo cual el parámetro de los radios de la ecuación 5 se reemplaza por los parámetros de la ecuación 7.

$$(r_{e2}^2 - r_{w2}^2) \text{ Se reemplaza por } (r_{e1}^2 - r_{w1}^2) \text{ Ecuacion 9.}$$

Reemplazamos la ecuación 9 en la ecuación 8 quedando así.

$$V_2 = 0,5595h_2\phi_2 (r_{e1}^2 - r_{w1}^2) \text{ Ecuacion 10.}$$

Ahora de la ecuación 7 la reemplazamos en la ecuación 10 lo cual queda así.

$$V_2 = 0,5595 h_2 \phi_2 \left(\frac{V_1}{0,5595 h_1 \phi_1} \right) \text{ Ecuacion 11.}$$

De aquí la constante 0,5595 se anula, revisando las porosidades del área estas están entre 18% y 19 %, por lo cual igualmente decidimos anularlas por ser parámetros iguales, si en algún pozo la porosidad tiene bastante diferencia se tendrá que tener en cuenta este parámetro.

Por lo cual la ecuación 11 queda así.

Si estamos realizando la intervencion en diferente formacion la siguiente ecuacion

$$V_2 = \left(\frac{h_2 \phi_2 V_1}{h_1 \phi_1} \right) \text{ Ecuacion 12.}$$

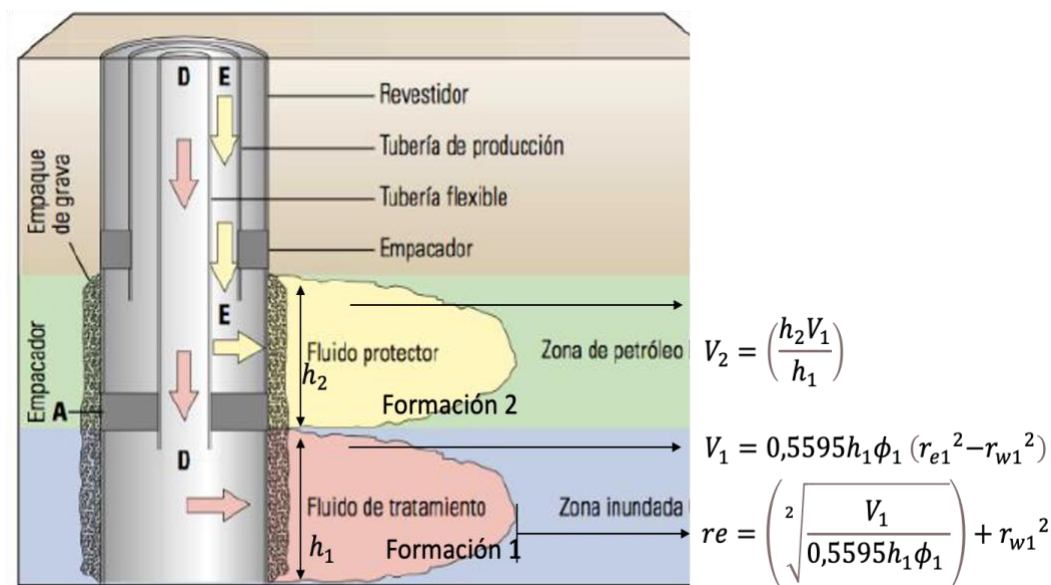
Si estamos realizando la intervencion en la misma formacion la siguiente ecuacion .

$$V_2 = \left(\frac{h_2 V_1}{h_1} \right) \text{ Ecuacion 13.}$$

En resumen, la relación $\left(\frac{h_2}{h_1} \right)$ es un factor multiplicativo para hallar el volumen total a usar en la formación 2 en función del radio de penetración de la formación 1.

Figura 30

Cálculo del volumen a inyectar en la formación a proteger (formación productora)



Nota. El grafico representa el cálculo del volumen a inyectarla de tratamiento de aislamiento por el anular en función del radio de penetración de la formación inferior. Adaptado de la revista *Oilfield de Schlumberger* sobre control de agua; Capítulo “Problemas del agua” Pag.47 Verano 2000 Autor Bill Bailey Aberdeen, Escocia.

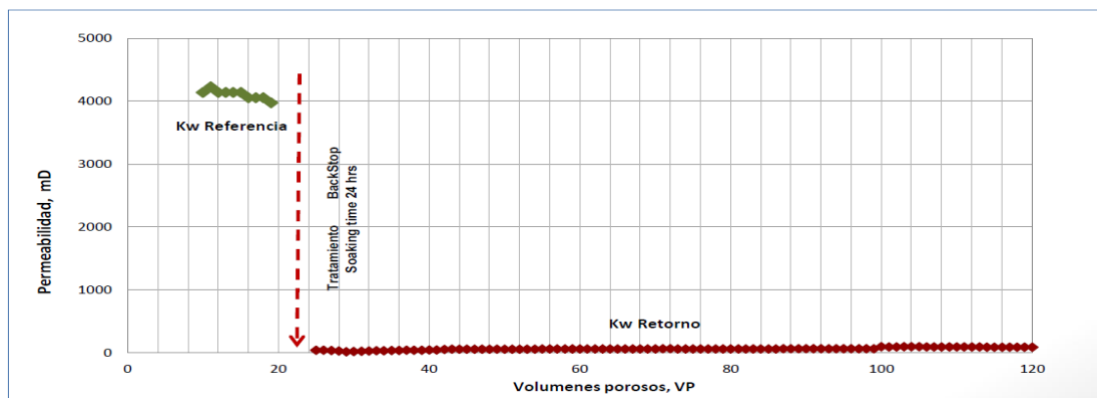
En conclusión, el fluido bombeado acumulado en la formación 1 está en función del caudal inyectado a través del tiempo, por lo que a nivel práctico la relación del grosor de la formación 2 con la formación 1 es directamente proporcional al caudal y esta así vez al fluido acumulado, en búsqueda de tener a tiempo real el radio de penetración igual tanto de la formación 1 como de la formación 2 para que tengamos certeza de proteger la formación productora. Es de anotar que para realizar este tratamiento se requiere de conexión de una bomba en tubing y otra en anular para bombear de forma dual tanto el tratamiento de bloqueo de agua, así como el tratamiento de protección de la formación que quedara productora. En cuanto a los fluidos existen una variedad en la industria, en los pozos en mención usamos un gel obturante y en cuanto al fluido de protección se usó salmuera inhibida.

1.9 Ejemplos Reales de la Aplicación de la Técnica Inyección Dual

En los yacimientos de crudo extrapesado en la cuenca de los llanos orientales el tema de gran importancia es la producción de agua, esta tiende a seguir el camino de menor resistencia, por lo tanto, en varios yacimientos ha sido un problema mayor la intrusión de agua, pero en el caso de yacimientos de crudo extrapesado es de mayor severidad debido a la alta viscosidad del crudo por ende a su muy baja movilidad con respecto al agua. Los trabajos realizados en estos pozos estuvieron basados en geles obturante (entrecruzados), zonas productoras de agua como formación Une y Gacheta han sido intervenidas con este tratamiento, reduciendo la permeabilidad de la formación Une al agua K_w inicial de 4100 mD a una final de 89,4 mD, y con respecto a la formación Gacheta de 620 mD a 11,3 mD

Figura 31

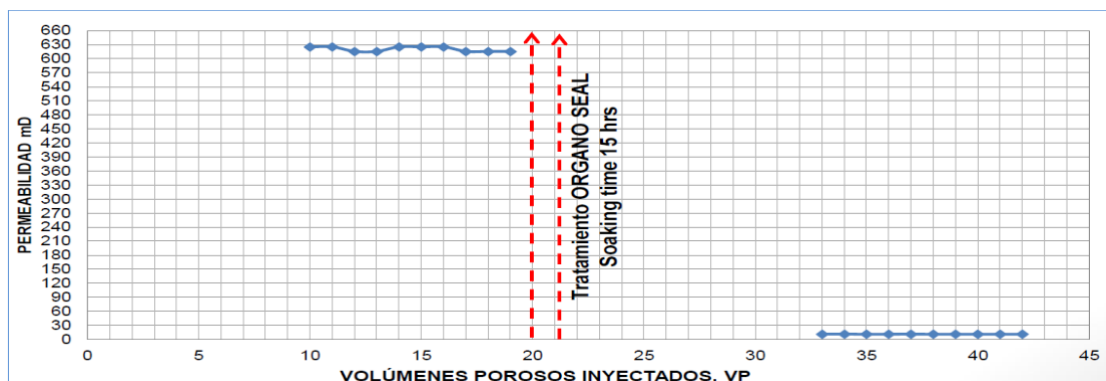
Resultados prueba de desplazamiento en la formación Gacheta, reducción 97,8%



Nota. Según pruebas de laboratorio en la formación Gacheta se obtuvo una reducción de permeabilidad de 620 mD a 11,3 mD. Los datos obtenidos fueron realizados en el seguimiento de producción del pozo por la compañía operadora.

Figura 32

Resultados prueba de desplazamiento formación Une, reducción del 98%.



Nota. Según pruebas de laboratorio los datos de reducción de permeabilidad de la formación Une es de 4100 mD hasta 89,4 mD. Los datos obtenidos fueron realizados en el seguimiento de producción del pozo por la compañía operadora.

Las anteriores graficas fueron pruebas de desplazamiento realizadas en laboratorio a condiciones de presión y temperatura de las formaciones Une y Gacheta. Por ende, el objetivo de los tratamientos fue crear una barrera artificial con gel obturante en la misma arena, de igual forma protegiendo la formación donde existen reservas de crudo para ser drenadas, todas estas intervenciones fueron a través de una ventana de 10 ft de espesor con un volumen de gel para alcanzar un radio de penetración entre 16 ft y 20 ft en formación. A continuación, se presentan tres pozos a los cuales se les realizó el tratamiento de WATER SHUT OFF (Inyección Dual), es de anotar que la practica ha sido generalizada en los tres campos más grandes de crudo extrapesado que tiene la cuenta de los llanos orientales.

Tabla 3

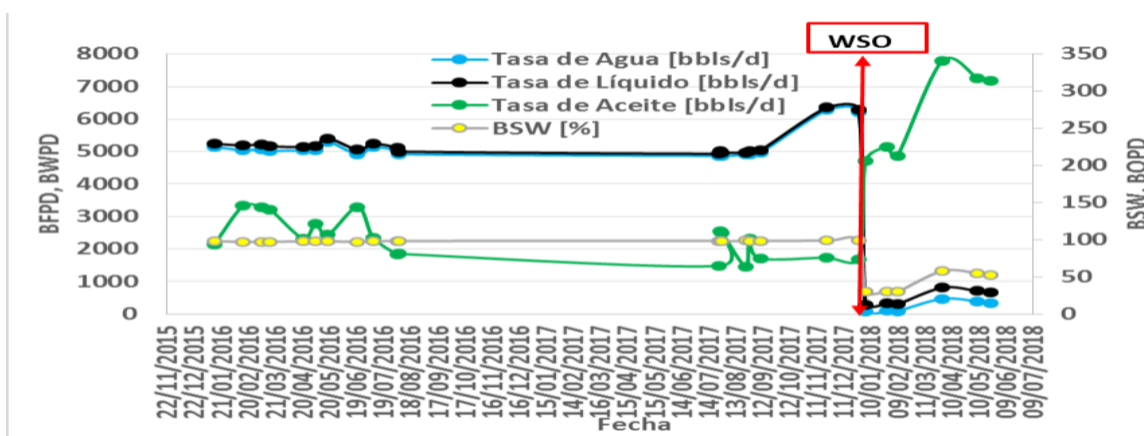
Producción antes y después del pozo X1 con Bombeo Dual.

POZO X1	BFPD	BWPD	BOPD	BSW
ANTES	6298	6224	74	98,8%
DESPUES	319	94	216	30%

Nota. Los datos obtenidos fueron realizados en el seguimiento de producción del pozo por la compañía operadora.

Figura 33

Comportamiento de producción del pozo X1.



Nota. En la gráfica la palabra WSO es el día en que se realizó el trabajo de aislamiento. Los datos obtenidos fueron realizados en el seguimiento de producción del pozo por la compañía operadora.

Tabla 4

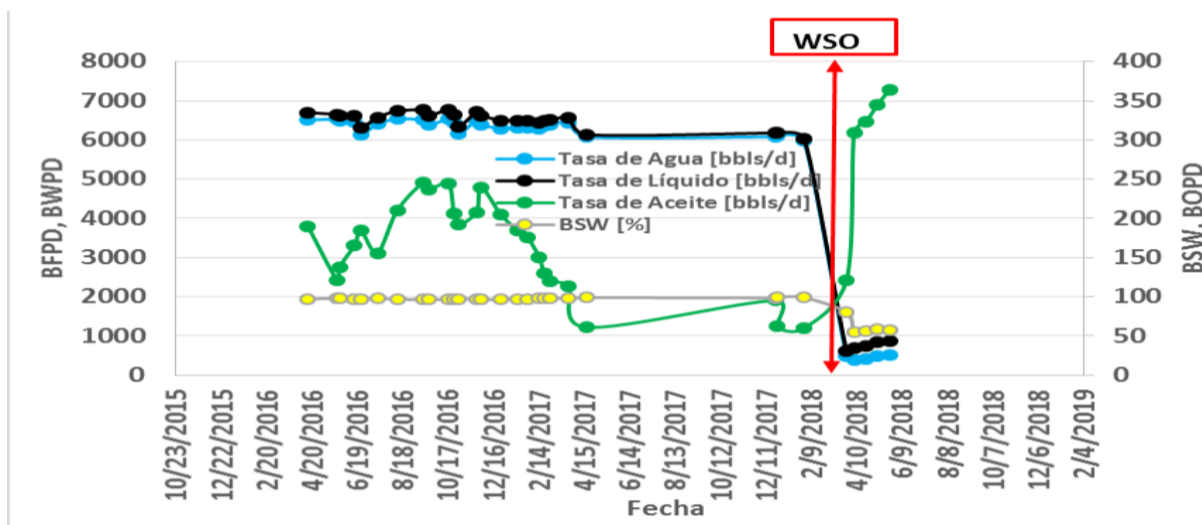
Producción antes y después del pozo X2 con Bombeo Dual.

POZO X2	BFPD	BWPD	BOPD	BSW
ANTES	6087	6037	50	99%
DESPUES	900	550	350	55%

Nota. Los datos obtenidos fueron realizados en el seguimiento de producción del pozo por la compañía operadora.

Figura 34

Comportamiento de producción del pozo X1



Nota. En la gráfica la palabra WSO es el día en que se realizó el trabajo de aislamiento. Los datos obtenidos fueron realizados en el seguimiento de producción del pozo por la compañía operadora.

Tabla 5

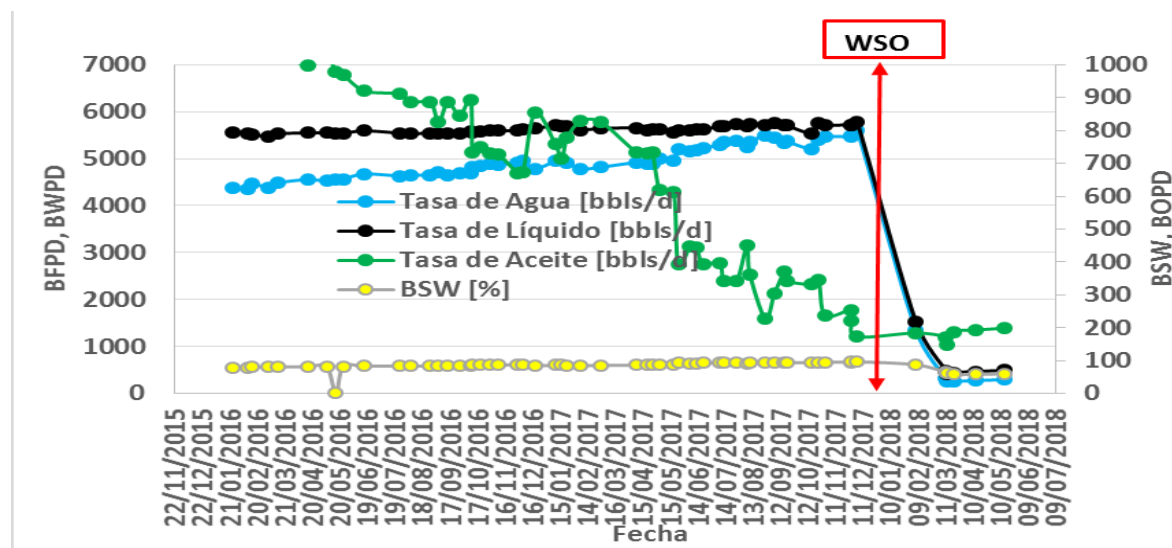
Producción antes y después del pozo X3 con Bombeo Dual.

POZO X3	BFPD	BWPD	BOPD	BSW
ANTES	5780	5607	173	97%
DESPUES	450	260	190	58%

Nota. Los datos obtenidos fueron realizados en el seguimiento de producción del pozo por la compañía operadora.

Figura 35

Comportamiento de producción del pozo X3.



Nota. En la gráfica la palabra WSO es el día en que se realizó el trabajo de aislamiento. Los datos obtenidos fueron realizados en el seguimiento de producción del pozo por la compañía operadora.

A la fecha se han realizado más de 23 trabajos en los campos de crudo extrapesado en la formación Une y Gacheta, y debido a la influencia del acuífero activo, unos 50 pozos más están en evaluación para el tratamiento, se continua con el seguimiento para evaluar la durabilidad del

tratamiento , pero los beneficios se ha visto de inmediato, sin embargo existen resultado no satisfactorios lo cual nos indica que el proceso de mejora en la selección de los candidatos sigue actualizándose tanto en ingeniería , planeación y parte operativa.

2. Evaluación Financiera

Para la realización de la evaluación financiera se deben tener en cuenta todos los datos a continuación descritos.

2.1 Información de la intervención

A continuación, se describe la información requerida del pozo para realizar la evaluación financiera.

Duración de la intervención: Duración: corresponde al tiempo en días que va a durar la intervención desde el momento mismo en que entre el equipo de WO al pozo hasta que el pozo quede en operación, para estos trabajos se usó se requiere en promedio 16 días.

Fecha de inicio de la intervención: Fecha Ejecución: corresponde a la fecha de inicio de la actividad.

Presupuesto tipo: Presupuesto: en dólares correspondiente a la ejecución de la totalidad de las actividades comprendidas en el servicio. Se presupuesta promedio 913.500 USD.

Tiempo medio de falla o Run Life del sistema de levantamiento: Tiempo Medio de Falla: corresponde al Run Life del sistema de levantamiento instalado en el pozo, el cual debe

especificarse en meses y no debe superar 24 meses. Los indicadores financieros serán reportados a dicho tiempo. Para nuestro calculo se usó 24 meses como tiempo de falla.

2.2 Parámetros de Producción

A continuación, se describen los parámetros de producción requeridos para realizar la evaluación financiera.

Producción en antes. Prod. Antes del Servicio: corresponde al caudal de producción en BPPD que tiene el pozo actualmente, si el pozo está en operación y desea ser intervenido, debe contemplarse la producción actual para efectos de estimar el costo de la producción diferida a causa del servicio; si en su defecto el pozo fue objeto de una falla operacional que lo dejó fuera de línea no debe asociarse producción.

Producción en barriles esperados. Potencial Esperado: corresponde al caudal de producción en BPPD esperado posterior a la intervención del pozo. De acuerdo con el alcance del servicio, esté podrá aumentar, disminuir o no alterar las condiciones de producción.

Declinación histórica. Corresponde a la tasa de declinación anual resultado del comportamiento histórico de producción del pozo.

Declinación esperada después de la intervención. Declinación Esperada: corresponde a la tasa de declinación anual resultado de la intervención al pozo. De acuerdo con el alcance del servicio, esta podrá aumentar, disminuir o no alterar la tendencia de declinación del pozo.

2.3 Parámetros de Evaluación

A continuación, se describen los parámetros adicionales que se deben tener en cuenta en la evaluación financiera.

Costo de levantamiento USD/BL. Costo de Levantamiento: corresponde al costo de levantamiento en USD/Bl para el campo objeto de evaluación reportado en el último informe de gestión. Para campos que emplean diluyentes deben incluir este costo para efectos de la evaluación. En los campos y para este cálculo usamos 5 USD/Bl.

Precio del barril actual. Corresponde al precio en USD/Bl . Para efectos de reflejar una evaluación a condiciones de mercado podrá emplearse una proyección del precio internacional definido para la mezcla objeto de exportación; Para nuestros trabajos y en cuanto al año 2021 usamos 50 USD/Bl.

Regalías: Corresponde al % de regalías que aplica a la producción básica del campo. Para los campos en mención para el 2021 fue del 8%.

Calidad y Transporte: Corresponde al descuento por calidad y transporte aplicado al precio del barril USD/Bl a emplearse tanto para precios de portafolio como para condiciones de mercado, para el cálculo se usó un dato de 23 USD/BL.

Impuesto de renta: Impuesto de Renta: corresponde al Impuesto en % que grava los ingresos netos operacionales definido por la normatividad, para efectos de los calculos se usó un 30 %. Como impuesto sobre la renta.

2.4 Resultados Evaluación Financiera

Con la información anteriormente suministrada al SOFTWARE de la empresa operadora y este mediante modelos matemáticos y financieros calcula e indica la viabilidad económica de realizar o no el servicio a pozo. Para el efecto de realizar una evaluación financiera, a continuación, se presenta una tabla de costos promedio de las diferentes actividades que se realizan en el pozo, esto con el fin de pretender llegar a un estimado, para lo cual se requieren los siguientes conceptos.

VPN (Valor Presente Neto): Es donde se analizan todos los flujos de caja, donde se considera efectivo si el VPN>0 es decir que cuando la totalidad de los flujos de caja esperados descontando a una tasa apropiada del proyecto supera el costo de realizarlo (Cruz, 2014).

$$VPN = -A + \sum_{j=1}^{j=n} \frac{FCL}{(A + K)^j} \text{ Ecuacion 14.}$$

A: Desembolso inicial

FCL: Flujo de caja libre

N: Horizonte del proyecto

K: Tasa de descuento (costos de oportunidad del capital)

Tasa Interna de Retorno (TIR): Mide la rentabilidad de la actividad de inversión (Cruz, 2014).

$$TIR = \frac{\text{Beneficio Neto Actual}}{\text{Inversion Total Inicial}} * 100 \text{ Ecuacion 15.}$$

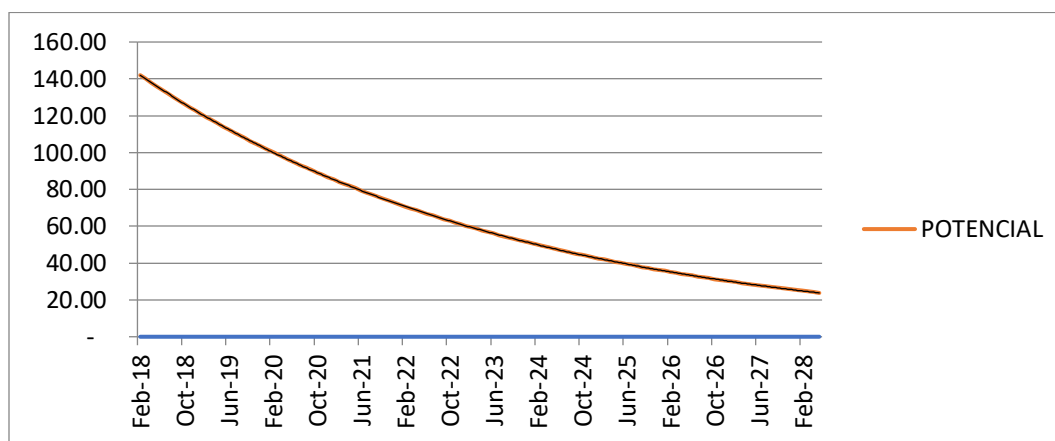
Tiempo de retorno: Es el tiempo que recuperas la inversión, es decir que los flujos de caja positivos sean iguales a la inversión inicial (Cruz, 2014).

$$\text{Tiempo de retorno} = \frac{\text{Inversion Inicial}}{\text{Flujo Efectivo Anual}} \text{ Ecuacion 16.}$$

Para el efecto de realizar la evaluación financiera se realiza el análisis de comportamiento de la declinación de la producción en el tiempo, dato importante para determinar si la evaluación financiera es viable o no, a continuación, presentamos un ejemplo con el pozo X1.

Figura 36

Comportamiento de la declinación de producción del pozo X1



Nota. Aquí se presentan la declinación del pozo X1 el cual tiene un tiempo de recuperación a la inversión de 15 meses, en promedio los tiempos de recuperación a la inversión de los trabajos realizados son de 15-24 meses.

En la siguiente tabla se presenta el presupuesto tipo de una inversión de aislamiento de inyección dual realizado en los campos de crudo extrapesado de la cuenta de los llanos orientales.

Tabla 6

Presupuesto Estimado Para Aislamiento de Agua Inyección Dual.

#	ACTIVIDAD	INVERSIÓN
1	EQUIPO DE WORKOVER	150.000
2	SERVICIOS PROFESIONALES DE SUPERVISIÓN	15.000
3	SERVICIO DE BOMBEO DE FLUIDOS	300.000
4	SERVICIO DE REGISTROS(SL-WL)	70.000
5	SERVICIO CORRIDA DE EMPAQUES Y/O HERRAMIENTAS	30.000
6	ALQUILER DE TUBERIA	35.000
7	FACILIDADES+OPERACIONES	25.000
8	SERVICIO DE PULLING AND RUNNING	25.000
9	EQUIPO BES	150.000
10	HERRAMIENTAS	10.000
11	TUBERIA DE PRODUCCION	30.000
12	PLT-POST INTERVENCIÓN	30.000
COSTO ESTIMADO SIN CONTINGENCIAS		\$ 870.000
CONTINGENCIAS (CEMENTACIÓN REMEDIAL, OTROS)		43.500
COSTO ESTIMADO TOTAL		\$ 913.500

Nota. El presupuesto aquí descrito se realizó con los costos promedio de las intervenciones realizadas, por ende es un presupuesto tipo donde se describen no solo los costos de la intervención de la técnica de bombeo dual sino también los costos asociados, debido a que esos costos asociados son importantes para determinar si hacer o no la intervención.

Con los datos de entrada descritos anteriormente se usa una Hoja de Cálculo de la Empresa

Operadora con los siguientes datos de entrada del año 2021.

Tabla 7

Parámetros de entrada para evaluación financiera.

INFORMACION DEL SERVICIO A POZO			
DURACION	16	PRESUPUESTO	913.500 USD
FECHA EJECUCION	16/02/18	TIEMPO MEDIO DE FALLA	24 Meses
PARAMETROS DE PRODUCCION			
PROD. ANTES DE SERVICIO	-	DECLINACION HISTORICA	0,17 año-1
POTENCIAL ESPERADO	142,0	DECLINACION ESPERADA	0,17 año-1
PARAMETROS DE EVALUACION			
COSTO DE LEVANTAMIENTO	5,00	TASA DESCUENTO	10,0 % EA.
PRECIO BRENT	50,00	CALIDAD & TRANSPORTE	23,00 USD/BL
REGALIAS DE PROD. BASICA	8	IMPUESTO DE RENTA	30 %

Nota. Aquí se presentan los parámetros requeridos para realizar la evaluación financiera, los datos aquí presentados fueron del año 2021, concertados dentro de la empresa operadora, la cual usa una Hoja de Cálculo para determinar la viabilidad de la intervención.

Con los datos suministrados y con ayuda de la Hoja de cálculo de la empresa operadora se obtiene los siguientes resultados financieros.

Tabla 8

Resultados Financieros.

Resultado	Valor	Unidad	Criterio
Valor Presente Neto (VPN)	2.842.770	USD	Positivo
Tasa Interna de Retorno (TIR)	112,72	%	> TD
Relación Beneficio/Costo (EFI)	3,11	USD/USD	> 1
Tiempo de Retorno	15,00	meses	< 5 años

Nota. Con los costos estimados en la tabla 6 de \$913.000 y los pronósticos de producción asociados a la intervención y teniendo en cuenta los parámetros de evaluación del proyecto, los resultados financieros muestran que las intervenciones son viables y que cumplen con los criterios de evaluación, Adaptado de Hoja de Cálculo de la Empresa Operadora.

En todos los pozos se realizó el análisis de evaluación financiera, teniendo resultado favorables para la realización del trabajo, con un promedio de 15-24 meses de retorno a la inversión y un valor presente Neto bastante favorable lo cual se considera una razón viable para intervenir los pozos con el pronóstico de producción esperado.

Conclusiones

Los yacimientos de crudo pesado de la cuenca de los llanos orientales poseen un acuífero activo y sus arenas productivas no poseen una barrera impermeable natural que impida el avance del frente de agua, se concluye que la técnica de control de agua más adecuada es la de inyección dual, con la cual se forma una barrera horizontal con un gel obturante que impide temporalmente la irrupción de agua.

En los pozos intervenidos con la técnica de inyección dual se observó una disminución del porcentaje de agua así: En el pozo X1 paso de 6224 BWPD a 94 BWPD disminución del 98,5%, en el pozo X2 de 6037 BWPD a 550 BWPD disminución del 90%, en el pozo X3 de 5607 BWPD a 260 BWPD disminución del 95%.

La técnica de inyección dual presentó un incremento de producción de crudo en los mismos pozos así: En el pozo X1 paso de 74 BOPD a 216 BOPD aumento de 142 BOPD, en el pozo X2 de 50 BOPD a 350 BOPD aumento de 300 BOPD, en el pozo X3 de 173 BOPD a 190 BOPD aumento de 17 BOPD.

La barrera artificial que se instala mediante la técnica de inyección dual se tiene una durabilidad promedio de 6-8 meses, después de este tiempo el frente de agua irrumpe nuevamente en el pozo de forma paulatina.

Los volúmenes de producción incremental junto con la disminución de producción de agua de los pozos intervenidos contribuyen a las metas de producción de la compañía operadora.

En promedio por intervención se genera un VPN de 2.842.770 USD con un EFI de 3,11 por lo cual hace económicamente rentable las intervenciones de aislamiento de agua mediante la técnica de bombeo dual.

El uso de los geles obturantes para el taponamiento de zonas de agua ha sido exitoso en los yacimientos de crudo extrapesado en presencia de arenas masivas mediante la técnica de inyección dual.

En los trabajos realizados en la técnica de inyección dual se usó salmuera inhibida para proteger la formación productora, por lo que es un agente económico y noble con la formación.

Recomendaciones

- Se recomienda el uso de la técnica de control de agua mediante el bombeo dual para las arenas masivas de las formaciones Une y Gacheta de los yacimientos de crudo extra pesado.
- La aplicación de la técnica de WATER SHUT OFF debe de bombearse de forma Dual por tubing y casing, pretendiendo que el bombeo tanto de la formación a aislar como la de proteger sea con el mismo radio de invasión.
- Usar geles obturante para el aislamiento de la zona y salmuera inhibida para protección de la formación productoras.
- Se requiere un proceso de mejoramiento continuo en la selección de los pozos candidatos y en la parte operativa.
- Se requiere tener una barrera con mayor radio de penetración, para lograr esto su límite es la evaluación financiera, para ello se debe de realizar una evaluación de nuevas tecnologías en geles obturante que permitan ser más económicos y eficientes para así lograr mayor tiempo de beneficio del tratamiento.
- Se recomienda seguir usando la técnica del bombeo dual para restringir el frente del acuífero activo en los campos de crudo pesado de la cuenca de los llanos orientales, esto debido a que ha sido efectiva y se han visto resultados óptimos que conllevaron a mejorar la vida útil de los pozos con estos inconvenientes.

- Se debe probar los pozos intervenidos una vez se estabilice el BS&W y PIP, para recalcular el índice de productividad nuevo y realizar diagnóstico del sistema de levantamiento instalado.

Bibliografía

- Agencia Nacional de Hidrocarburos NH (2007). *Documentación sobre información de la columna estratigráfica de la cuenca de los llanos orientales*.
- Bailey B, Crabtree M, Tyrie J, Jon E, Kuchuk F, Romano C, et al. *Control del agua*. Oilf Rev Schlumberger. 2000;(Verano):32–53.
- Biblioteca UIS (2020). *Presentación y entrega de trabajos de grados normas APA*. https://www.youtube.com/watch?v=8-aQv-7fE_Y.
- Bill Bailey Aberdeen, Escocia. (2000). revista Oilfield de Schlumberger sobre control de agua; Capitulo “Problemas del agua”.
- Bondar V V, Blasingame TA. (2002) *Analysis and Interpretation of Water-Oil-Ratio Performance*. Soc Pet Eng.
- 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*. [México D.F]: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Castiblanco Borbon Luis Francisco (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*”.
- Chan KS, Dowell S. (1995) *Water Control Diagnostic Plots*. Soc Pet Eng. 1995;(October):755–63.
- Chan KS. Water Control Diagnostic Plots. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*
- Cruz Cárdenas; Maira Pua Rodríguez Agredo (2014). *Evaluación financiera incluyendo impacto de riesgos para un proyecto de recobro mejorado en un campo colombiano de crudo pesado* (Pag-39-49).
- Ecopetrol 4tas Jornadas Tecnológicas de E&P (2018) *Operaciones Exitosas de Aislamiento de Agua (Water Shut Off-WSO)*.
- Escobar Macualo Fredy Humberto (2012) *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*.

- Fernandez Moreno Juan David (2019) *Tesis Metodología Integral Para el Control del Agua en Fondo en Un Campo De Crudo Pesado de la Cuenca de los Llano Orientales*.
- Franco O. VH, Perez U. J. (2012). *Estado del arte del control de entrada de agua en pozos productores de petróleo*. [Caracas]: Universidad Central de Venezuela; 2012.
- Halliburton Services Training Department. (1998). *Essential Cementing Technology*. Halliburton Company. Cuarta edición.
- Hernandez Montiel A. (2010) *Identificación del origen y control del agua producida*. [México D.F]: Universidad Autónoma de México.
- Lopera SH, Reina JF, López PA, González C. *Evaluación del gel como fluido divergente en un sistema paralelo de muestras de formación balcón*. Medellín, Colombia; 2010.
- Martinez Amante Fernando Xavier (2019) *Optimización de tratamientos de estimulación*.
- Morales Jiménez Diana Alexandra, De la Torre Santamaría Jorge Enrique (2018) *Tesis “Evaluación de la Saturación Promedio de los Fluidos del pozo “POZO A” con lo Datos Obtenidos de la Herramienta RST, en el Área sur del Campo Castilla”*.
- Schlumberger. *Control de Agua y Disparos Incrementan la producción 1,47%*. 2009;1–2.
- Schlumberger. *El diagnóstico del perfil mantiene la productividad y evita un tratamiento costoso de control de agua*. 2011;1–2.
- Schlumberger. Interstitial Water [Internet]. *Oilfield Glossary*. from: http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/i/interstitial_water.aspx
- Schlumberger. (2005) *La evaluación de la saturación con la herramienta RST permite detectar zonas de petróleo y gas pasadas por alto*. (Operaciones de Disparos).
- Schlumberger. (2014) *Oilfield Water Management*. Schlumberger Water Services.
- Schlumberger. (1997). *Water in the oil field*. Middle East Well Eval Rev 3. 19):1–13.
- Schlumberger. *El sistema de control de la producción de agua Water SEEKER incrementa la producción de petróleo un 244 % y reduce el corte de agua un 65 % Un sistema lechada selectiva taponó las zonas*. 2011. p. 2–3.

Seright RS, Liang J. (1994). *A Survey of Field Applications of Gel Treatments for Water Shutoff*. Soc Pet Eng. 1994;(April):221–31.

Society of Petroleum Engineers (1995) *El diagnóstico del perfil mantiene la productividad* from: <http://www.onepetro.org/doi/10.2118/30775-MS>

1.