

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS PARA DISMINUIR LA
PRODUCCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN ASOCIADA A LA
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

**JUAN FRANCISCO DIAZ ANALUISA
juan.diaz03@epn.edu.ec**

**SANTIAGO FERNANDO CHULDE DEFAZ
santiago.chulde@epn.edu.ec**

**DIRECTOR: MSC. JOANA SALOME MARTÍNEZ VILLARREAL
joana.martinez@epn.edu.ec**

**CO-DIRECTOR: DR. JOHNNY ROBINSON ZAMBRANO CARRANZA
johnny.zambrano@epn.edu.ec**

Quito, agosto 2021

CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por: Santiago Fernando Chulde Defaz y Juan Francisco Diaz Analuisa, bajo mi supervisión.

**MSC. JOANA MARTINEZ V.
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

**DR. JOHNNY ZAMBRANO C.
CO-DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, Juan Francisco Diaz Analuisa y Santiago Fernando Chulde Defaz, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

JUAN FRANCISCO DIAZ ANALUISA

SANTIAGO FERNANDO CHULDE DEFAZ

DEDICATORIA

Este trabajo de investigación quiero dedicar especialmente:

A mis padres Fernando e Inés, quienes no solo me dieron la vida, sino que son y serán mi mayor fuente de inspiración, cariño y confianza.

A mi hermano Andrés, quien siempre ha sido mi apoyo y un gran ejemplo a seguir durante toda mi vida.

A Lizeth, quien con su paciencia y amor me ha ayudado a levantarme incluso en los momentos más difíciles.

Finalmente, a mi familia, amigos y todas esas personas especiales que han acompañado mis pasos a lo largo de mi formación profesional y personal.

Santiago Chulde

AGRADECIMIENTO

Quiero emplear este espacio para agradecer a cada una de las personas e instituciones que me han ayudado en la realización de este trabajo de investigación.

A la Escuela Politécnica Nacional, por haberme abierto las puertas y darme la oportunidad de formarme en tan prestigiosa institución.

A mi profesora y directora de tesis, Msc. Joana Salomé Martínez Villareal, quien ha sabido instruirnos y guiarnos en el desarrollo del presente estudio. Adicionalmente, quiero agradecer al Dr. Johnny Robinson Zambrano Carranza, quien además de ser codirector de esta tesis, ha sabido desempeñarse notablemente como Profesor y como Decano de la Facultad de Geología y Petróleos.

Finalmente, un agradecimiento a todas las autoridades, personal docente y administrativo que de una u otra forma han ayudado para que este proyecto se haga realidad.

Santiago Chulde

DEDICATORIA

A mi familia, mi inspiración.

Juan Francisco

AGRADECIMIENTO

A mi familia y a quienes han sido parte de mi desarrollo profesional.

Juan Francisco

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR	ii
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	iii
DEDICATORIA.....	iv
AGRADECIMIENTO	v
DEDICATORIA.....	vi
AGRADECIMIENTO	vii
ÍNDICE DE CONTENIDO	viii
ÍNDICE DE TABLAS	xi
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xi
RESUMEN.....	xiii
ABSTRACT	xiv
INTRODUCCIÓN	1
Objetivo general	2
Objetivos específicos	2
1. MARCO TEÓRICO	3
1.1 Descripción de la zona de estudio.....	3
1.1.1 Características de los Reservorios	3
1.1.2 Propiedades de la roca y fluido.....	4
1.2 Registros eléctricos convencionales	5
1.2.1 Gamma Ray	5
1.2.2 Potencial Espontáneo (SP).....	6
1.2.3 Registro de Resistividad	7
1.2.4 Registros de Porosidad.....	7
1.2.4.1 Registro Neutrónico.....	8
1.2.4.2 Registro de Densidad	8
1.2.5 Registros de Cementación.....	8
1.2.5.1 Registro de Adherencia del Cemento (CBL).....	9
1.2.5.2 Registro de Densidad Variable (VDL).....	9
1.2.6 Propiedades de los Registros Eléctricos	10
1.2.6.1 Volumen de Arcilla.....	10
1.2.6.2 Permeabilidad.....	10
1.2.6.3 Porosidad.....	10
1.2.6.4 Saturación de Agua	11

1.2.7 Interpretación Cualitativa de Registros	11
1.3 Etapas de la producción de petróleo	12
1.3.1 Curvas de declinación de la producción	13
1.4 Análisis Nodal.....	14
1.4.1 Curva de comportamiento de afluencia del pozo	15
1.4.2 Curva de potencial de producción del pozo.....	16
1.5 Mecanismos de producción primaria	16
1.5.1 Expansión roca y fluido	17
1.5.2 Empuje por gas en solución.....	17
1.5.3 Empuje por capa de gas	18
1.5.4 Empuje hidráulico.....	19
1.5.5 Drenaje gravitacional.....	19
1.6 Curvas de Chan	20
1.6.1 Canalización	20
1.6.2 Conificación	21
1.7 Fuentes del agua de formación	21
1.7.1 Problemas de producción de agua	23
1.7.2 Alternativas para controlar la producción de agua	25
1.7.2.1 Cementación remedial.....	26
1.7.2.2 Tapones.....	26
1.7.2.3 Straddle System	26
1.7.2.4 Abandono.....	26
1.7.2.5 Cambio de zona.....	27
1.7.2.6 Polímeros.....	27
2. METODOLOGÍA	29
2.1 Selección de pozos.....	29
2.2 Método.....	30
2.2.1 Procedimiento para el diagnóstico de producción de agua	31
2.3 Diagnóstico de producción de agua	36
2.3.1 Canalización.....	36
2.3.2 <i>Coning</i>	38
2.3.3 Flujo detrás de casing	39
2.3.4 Producción normal	41
2.4 Alternativas para controlar la producción de agua.....	42
2.4.1 Análisis de alternativas para canalización	43
2.4.2 Análisis de alternativas para flujo detrás de casing.....	45

2.4.3	Análisis de alternativas para <i>coning</i>	46
2.4.4	Alternativas para pozos con producción normal.....	46
3.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	48
3.1	Aplicación de alternativas de solución.....	48
3.1.1	Aislamiento mecánico	48
3.1.2	Cementación remedial	50
3.1.3	Cambio de zona	52
3.2	Estrategias para controlar la producción de agua.....	54
3.2.1	Oportunidades detrás de casing	54
3.2.2	Screening de reservorios	55
3.3	Discusión de resultados.....	57
4.	CONCLUSIONES	60
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	62
	ANEXOS.....	66

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Propiedades de la roca y fluido en la zona de estudio.....	5
Tabla 1.2 Problemas comunes que ocurren durante la cementación.....	10
Tabla 1.3 Características de los mecanismos de producción primaria.....	17
Tabla 1.4 Problemas comunes de producción de agua	24
Tabla 1.5 Identificación y alternativas para los problemas de producción de agua	25
Tabla 1.6 Polímeros selectivos y no selectivos	28
Tabla 2.1 Selección de pozos para análisis	29
Tabla 2.2 Alternativas para controlar los problemas de producción de agua.....	42
Tabla 2.3 Análisis de alternativas para canalización.....	44
Tabla 2.4 Análisis de alternativas para flujo detrás de casing	45
Tabla 2.5 Análisis de alternativas para <i>coning</i>	46
Tabla 3.1 Condición actual y propuesta para la alternativa de aislamiento mecánico	48
Tabla 3.2 Condición actual y propuesta para la alternativa de cementación remedial	50
Tabla 3.3 Condición actual y propuesta para la alternativa de cambio de zona	52
Tabla 3.4 Disminución de fluido, agua e incremental de petróleo para alternativas de solución58	

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Mapa de la Cuenca Oriente con sus tres corredores estructurales-petrolíferos	3
Figura 1.2 Distribución del nivel de radiactividad relativa para varios tipos de roca	6
Figura 1.3 Interpretación del Registro Eléctrico SP mediante la identificación del SSP	7
Figura 1.4 Ejemplo de un registro CBL (izq) junto a un registro VDL (der) o microsismograma. 9	
Figura 1.5 Ejemplo real de una interpretación petrofísica a partir de registros convencionales y perfiles derivados.....	12
Figura 1.6 Producción de petróleo ideal.....	13
Figura 1.7 Curvas de declinación de producción para una arenisca.....	14
Figura 1.8 Optimización de la producción usando el análisis nodal	15
Figura 1.9 Intersección de la IPR y VLP, punto óptimo de operación	15
Figura 1.10 Producción de un reservorio con empuje por gas en solución	18
Figura 1.11 Producción de un reservorio con empuje por capa de gas	18
Figura 1.12 Producción de un reservorio con empuje hidráulico.....	19
Figura 1.13 Canalización en el gráfico de Chan	20
Figura 1.14 Conificación en el gráfico de Chan	21
Figura 1.15 Comportamiento del agua en relación con el último recobro esperado (DUR)	22
Figura 2.1 Método para evaluación del comportamiento del agua.....	30
Figura 2.2 Proceso para el diagnóstico de una canalización	32
Figura 2.3 Proceso para el diagnóstico del <i>coning</i>	33
Figura 2.4 Proceso para el diagnóstico de flujo detrás de casing	34

Figura 2.5 Proceso para el diagnóstico de producción normal.....	35
Figura 2.6 Intervalo productor multicapa del pozo ASGR-10	36
Figura 2.7 Evaluación de historia y producción de fluidos del pozo ASGR-10. A: Historia de producción, B: BSW en escala semilogarítmica, C: WOR vs t, D: WOR' vs t.....	37
Figura 2.8 Intervalo productor con posible <i>coning</i> del pozo ASGR-01.....	38
Figura 2.9 Evaluación de historia y producción de fluidos del pozo ASGR-01. A: Historia de producción, B: BSW en escala semilogarítmica, C: WOR vs t, D: WOR' vs t.....	38
Figura 2.10 Intervalo productor con flujo detrás de casing de la misma arenisca pozo ASGR-07	39
Figura 2.11 Evaluación de historia y producción de fluidos para flujo detrás de casing del pozo ASGR-07. A: Historia de producción. B: BSW en escala semilogarítmica, C: Salinidad en escala semilogarítmica, D: WOR vs t.....	40
Figura 2.12 Intervalo productor del pozo ASGR-12.....	41
Figura 2.13 Evaluación de historia y producción de fluidos para producción normal del pozo ASGR-12. A: Historia de producción. B: WOR vs t.....	41
Figura 2.14 Comparativa de pozos con producción normal	47
Figura 3.1 Comparativa de producción entre modelo actual y propuesto	49
Figura 3.2 Porcentaje de disminución de producción e incremental de petróleo.....	50
Figura 3.3 Comparativa de producción entre modelo actual y propuesto	51
Figura 3.4 Porcentaje de disminución de producción e incremental de petróleo.....	51
Figura 3.5 Comparativa de producción entre modelo actual y propuesto	52
Figura 3.6 Comparativa de producción entre modelo actual y propuesto	53
Figura 3.7 Declinación de producción para el pozo ASGR-01	53
Figura 3.8 Estrategia de oportunidades detrás de casing	54
Figura 3.9 Flujo de trabajo y disciplinas para el screening de candidatos de intervención	55
Figura 3.10 Frecuencia de reservorios categorizados por problema de agua	56
Figura 3.11 Flujo de decisión para problemas de agua.....	56
Figura 3.12 Producción de petróleo vs agua para la condición actual y propuesta.....	58

RESUMEN

El mayor reto de la producción de petróleo es asegurar su máxima extracción, y la producción excesiva del agua de formación es una limitante, debido a que ciertos intervalos de areniscas son propensos a producir más agua de formación que petróleo. El control del agua permite identificar los problemas de agua, uno de los métodos más comunes utilizados es la derivada de la relación agua – petróleo que permite determinar rápidamente el problema de agua y proporcionar una alternativa de solución. El método toma en cuenta ciertas consideraciones que no permiten obtener respuestas acertadas. Este trabajo desarrolla un método de control de agua basado en la evaluación del subsuelo incorporando un flujo de trabajo que evalúa información obtenida de registros eléctricos, registros de cementación e historia de producción de fluidos. Su aplicación permitió determinar 12 de 20 pozos con producción de agua mala a desagradable, identificando los siguientes problemas: canalización, flujo detrás de casing y *coning*. Por otro lado, la aplicación del análisis nodal dentro de estas alternativas permitió conocer que en promedio la producción de agua se disminuye un 27% e incrementa en promedio la producción de petróleo en 1.8 veces para las alternativas de aislamiento mecánico y cementación forzada. En cuanto a la alternativa de cambio de zona disminuye en 90% la producción de agua e incrementa en 0.45 veces la producción de petróleo. Finalmente, en base a los resultados de la evaluación del subsuelo y análisis nodal se presentan dos estrategias denominadas oportunidades detrás de casing y *screening* de reservorios.

Palabras clave: Control de agua, análisis de subsuelo, producción de petróleo, agua de formación.

ABSTRACT

The greatest challenge for oil production is to ensure its maximum extraction. However, the excessive production of formation water constitutes a limitation since certain sandstone intervals are prone to produce more formation water than oil. Water control allows us to identify water problems. A common method used for detecting them is the derivative of water oil ratio, that allows us to swiftly determine the water problem and to provide an alternative solution. Nevertheless, this method contemplates certain considerations that hinder obtaining correct answers. This document proposes a water control method based on the subsoil evaluation, incorporating a workflow that combines information obtained from well logs, cement bond logs and fluid production history. This application allowed us to determine 12 of 20 wells with bad to ugly water production, identifying the following problems: channeling, flow behind casing and *coning*. On the other hand, the application of nodal analysis within these alternatives let us know that, on average, water production could decrease by 27% and could increase oil production by a factor of 1.8 for mechanical isolation and forced cementation. Regarding the zone change, water production could decrease by 90% and oil production could increase by a factor of 0.45. Finally, based on the results of subsoil evaluation and nodal analysis, two strategies are presented: opportunities behind casing and reservoir screening.

Keywords: Water control, subsurface analysis, oil production, formation water.

ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS PARA DISMINUIR LA PRODUCCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN ASOCIADA A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

INTRODUCCIÓN

Bailey et al. (2000) señalan que, la producción de agua afecta desde el estado de exploración pasando por el desarrollo, producción y hasta el abandono. A manera que se produce, agua de un acuífero o un pozo inyector es extraído en emulsión con hidrocarburo, siendo entonces la producción de agua inevitable. Y en cierta etapa de explotación, la producción excesiva del agua limitará la extracción de hidrocarburos debido a que ciertos intervalos de areniscas son propensos a producir más agua que otros (Qin, et al. 2017).

Los pozos del campo estudiado ubicado en el sistema Capirón-Tiputini en la zona este de la Cuenca Oriente, en promedio producen 92% BSW, y del mismo modo campos vecinos describen un corte de agua entre 86% y 95%. Al Hasani et al. (2008) indica que pozos con altos cortes de agua incrementa los costos, de manera que es necesario el desarrollo de estrategias que permitan controlar la producción de agua; así maximizar la producción de petróleo, extender la vida productiva del pozo, retardar y prevenir la producción de agua.

Al Hasani et al. (2008) establecen que la evaluación de la producción de los fluidos es una herramienta que permite identificar la producción prematura de agua. Es por esto que una evaluación de subsuelo permite estudiar y diagnosticar efectivamente los problemas de agua. Y consecuentemente, analizar alternativas para controlar la producción de agua como la perforación parcial, inyección de químicos (Qin, et al. 2017), fallas mecánicas, canalizaciones, avance de agua en zonas permeables o *coning* (Al Hasani, et al., 2008).

Estudios previos para controlar el agua evalúan la derivada del WOR, dejando de lado la evaluación del reservorio. Este estudio busca evaluar efectivamente el subsuelo y proponer alternativas para controlar el agua con la evaluación del reservorio, registros eléctricos, cementación e historia de producción de fluidos; de modo que se determine efectivamente el problema de agua.

Finalmente, este estudio desarrolla estrategias para disminuir la producción de agua, aportando una evaluación del subsuelo completa como herramienta de control del agua que permite identificar problemas de agua como canalización, flujo detrás de casing, *coning* y tendencias normales de producción. Posteriormente, se analizan las alternativas de solución mediante el análisis nodal y en base estas evaluaciones se establecen dos estrategias para controlar la producción de agua.

Objetivo general

Definir alternativas para disminuir la producción del agua asociada a la producción de petróleo considerando una evaluación de la geología, reservorios y control de agua.

Objetivos específicos

- Estudiar alternativas para controlar la producción de agua mediante el análisis de subsuelo.
- Evaluar la factibilidad para aplicar las alternativas estudiadas por medio del análisis nodal.
- Presentar estrategias para controlar la producción de agua, de acuerdo con el análisis de subsuelo y nodal efectuado.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 Descripción de la zona de estudio

La Cuenca Oriente está segmentada en tres unidades tectónicas o “Plays Petroleros”, el sistema Capirón – Tiputini se encuentra al borde oriental como se muestra en la Figura 1.1. En la parte central del sistema Capirón – Tiputini se ubica la estructura Yuturi, asociada con anticlinales fallados producto de una inversión tectónica en el Eoceno Temprano, las fallas en su mayoría son lítricas con despegue en el basamento.

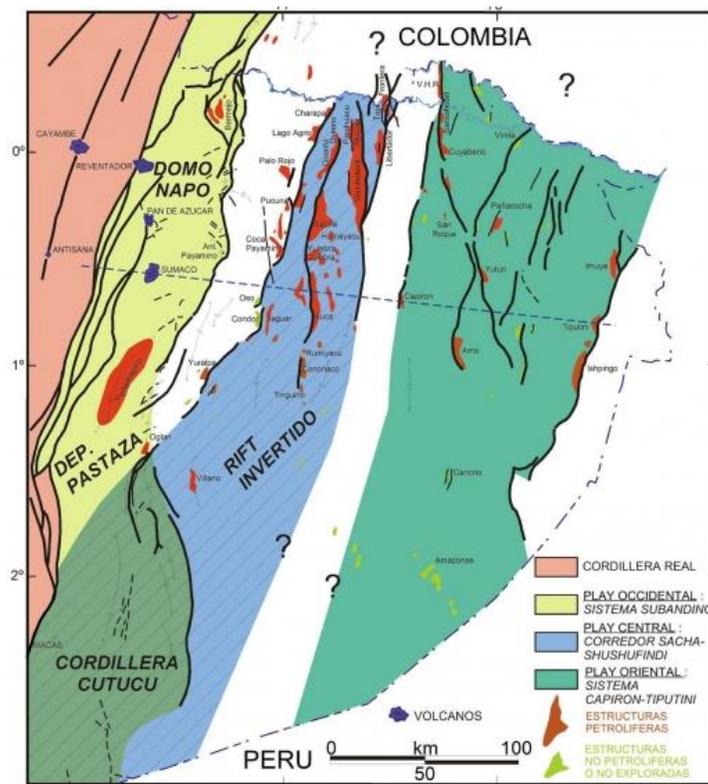


Figura 1.1 Mapa de la Cuenca Oriente con sus tres corredores estructurales-petrolíferos

Fuente: Baby, et al., 2004

1.1.1 Características de los Reservorios

En el sistema Capirón – Tiputini y en la zona de estudio de la estructura Yuturi, se produce principalmente de la formación Napo (Guachamín, et al., 2012); el principal reservorio desarrollado es “M1” siguiendo “U” en grado de importancia, con acumulaciones menores en “T”, “M2” y marginalmente “Hollín” (Baby, et al., 2004).

El reservorio “M1” es una arenisca cuarzosa muy limpia ocasionalmente con intercalaciones lutáceas/arcillosas, grada de micro-conglomerados a areniscas de grano medio a fino (Baby, et al., 2004). Se considera una depositación deltaica en la base y marino somero al tope (Guachamín, et al., 2012).

El reservorio “U” es una arenisca cuarzosa con feldespatos, de grano medio-fino a grueso, con estratificación cruzada y festoneada (Baby, et al., 2004). En la base de la arenisca “U Inferior” presenta estratificación cruzada por canales de marea y hacia el tope presenta intercalaciones de arcillas indicando un ambiente marino somero (Guachamín, et al., 2012). El ambiente de la arenisca “U Superior” es influencia por mareas, y tiene continuidad lateral a lo largo de la zona de estudio (Guachamín, et al., 2012).

El reservorio “M2” es una arenisca glauconítica, en algunas partes cuarzosa a subarcósica, debido a la abundante presencia de glauconita y cemento carbonático, hacen de esta un reservorio de pobre calidad (Baby, et al., 2014).

El reservorio “T” es una arenisca cuarzosa de grano medio a grueso, con presencia de glauconita hacia el tope. Se divide en dos cuerpos, la “T Inferior” de mejor calidad descrita como un ambiente tidal, mientras que la “T Superior” es de menor calidad, presenta intercalaciones de arcillosa, cemento calcáreo y glauconita, el ambiente se define como marino somero (Guachamín, et al., 2012).

1.1.2 Propiedades de la roca y fluido

Los objetivos de producción en la zona de estudio son rocas sedimentarias de la formación Napo (Baby, et al., 2004), esta se constituye de aproximadamente 1,300 pies de los siguientes reservorios: “M1”, “US”, “UI”, “M2” y “T” (Guachamín, et al., 2012). Para que una roca sedimentaria constituya un reservorio comercialmente atractivo para su explotación debe contar con dos propiedades fundamentales (Bidner, 2001).

La primera es una propiedad estática que tiene la capacidad para acumular y almacenar hidrocarburos, definida por la porosidad. Por otro lado, para producir la acumulación de hidrocarburos, debe ser posible su movimiento hacia un pozo productor generado por una caída de presión, y la segunda propiedad es la capacidad del fluido para desplazarse dentro del medio poroso definido por la permeabilidad (Bidner, 2001).

Entonces, para estimar la producción de un reservorio es necesario conocer sus propiedades; en la Tabla 1.1 se presentan las propiedades de la roca y fluidos de los reservorios “M1”, “US”, “UI”, “M2” y “T”.

Tabla 1.1 Propiedades de la roca y fluido en la zona de estudio

Parámetro	Unidad	M1	US	UI	M2	T
Presión reservorio	psi	2,200	2,500	2,900	2,400	3,000
Presión de burbuja	psi	268	560	683	637	298
Gravedad API	°API	18	17	19	15	18
RGP (Relación gas-petróleo)	PCN/BN	60	150	190	40	80
Porosidad	v/v	0.22	0.23	0.20	0.12	0.15
Saturación de agua inicial	v/v	0.23	0.34	0.25	0.38	0.27
Permeabilidad	mD	900	2,700	550	150	450
Viscosidad de petróleo	cP	19.7	10.3	3.8	17.9	3.8
Temperatura de formación	°F	187	198	203	198	202
Salinidad	ppm	6,000	13,000	9,800	36,000	3,700

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

Relacionando las características de los reservorios y las propiedades de la roca-fluido, se espera que la productividad en la arenisca “M2” sea de menor que la productividad en las areniscas de “U”, “UT” y “M1”. Esto debido a que en la “M2” muestra presencia de glauconita, cemento carbonático (M2), con intercalaciones de arcilla describiendo una pobre calidad de roca. Por el contrario, las areniscas “M1”, “U” y “T” describen una mejor calidad de roca.

1.2 Registros eléctricos convencionales

Los registros eléctricos son herramientas de toma de datos del subsuelo, tanto de forma digital como análoga. Esta información consiste en data petrofísica y geológica en base a la profundidad. La importancia de ellos no radica en la información obtenida del subsuelo en sí, sino en las interpretaciones y conclusiones que se desprenden de su análisis, tanto cualitativa como cuantitativamente.

1.2.1 Gamma Ray

El registro Gamma Ray, empleado para identificar litologías y diferenciar zonas, mide la radioactividad de las rocas. Los valores del registro Gamma Ray, medido en unidades API, indican el contenido de arcilla (Vsh) en base a la identificación de minerales como potasio, torio, radio y radón (Asquith, et al., 2004). Los valores de Gamma Ray pueden dar lugar a la interpretación de diversas litologías, como se muestra en la Figura 1.2.

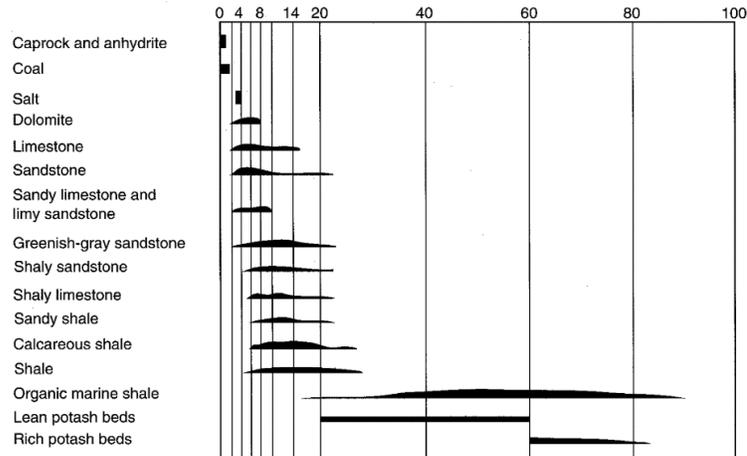


Figura 1.2 Distribución del nivel de radiactividad relativa para varios tipos de roca

Fuente: Sutan, et al., 2019

De la Figura 1.2 se infiere que a valores de Gamma Ray alto una mayor presencia de arcillas, o en el caso de areniscas limpias un gran contenido de feldespatos, glauconitas y micas. Por otra parte, a valores de Gamma Ray bajos: un bajo contenido de arcillas y carbonatos (Asquith, et al., 2004).

1.2.2 Potencial Espontáneo (SP)

El registro SP, se emplea para la identificación de zonas permeables y distinción entre formaciones permeables y no permeables, identifica el potencial o voltaje en corriente continua (DC) existente entre dos electrodos, uno movable en el pozo y uno fijo en superficie (Asquith, et al., 2004).

De forma general se puede establecer que un desplazamiento tanto positivo como negativo denotan la presencia de zonas permeables, como se ve en la Figura 1.3. La forma general de interpretar el registro SP es realizándole una corrección y estableciendo una línea base de lutitas o *Static Spontaneous Potential*, que se considera como el máximo valor que alcanzará el SP en lutitas y que no necesariamente

es en cero (Asquith, et al., 2004). Este dato nos facilitará el desarrollo de cálculos como se muestra en la Figura 1.3.

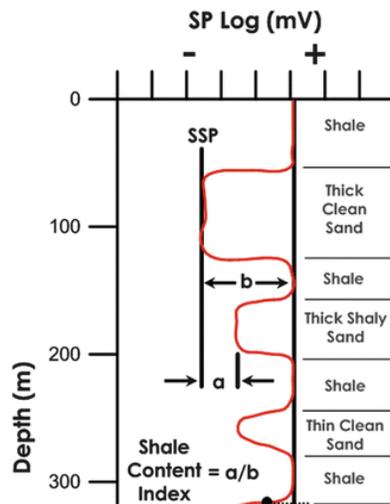


Figura 1.3 Interpretación del Registro Eléctrico SP mediante la identificación del SSP

Fuente: Mondol, 2015

1.2.3 Registro de Resistividad

Se lo emplea fundamentalmente para diferenciar zonas que contengan hidrocarburo de zonas con agua, indicar zonas permeables y determinar porosidad. El principio de funcionamiento de este registro es la transmisión y conductividad de corriente eléctrica, siendo el petróleo y agua de formación con baja concentración de sal el principal factor para un incremento en la resistividad de la formación (Bassiouni, 1994).

Este registro es influenciado por el tipo de fluido usado durante la perforación y su filtración en la formación (Asquith, et al., 2004). Buscando mitigar este efecto, existen dos tipos de registros de resistividad: de corriente enfocada (para lodos conductivos) y de inducción (para lodos con alta resistividad)

1.2.4 Registros de Porosidad

La porosidad de la formación constituye una de las propiedades más importantes en la evaluación del reservorio. Esta información puede ser inferida a partir de la densidad de la roca. Diversas tecnologías han surgido buscando la mayor certeza de información durante la medición de esta propiedad. Entre estos registros destacan los registros de densidad, neutrónico y de densidad, de los cuales su elección dependerá de la empresa contratada y de la información requerida (Wen, et al., 2011).

1.2.4.1 Registro Neutrónico

Este registro busca medir la cantidad de hidrógeno presente en las distintas zonas, y en el caso de zonas permeables identificar el tipo de fluido presente, petróleo o agua.

Su principio de funcionamiento se base en el choque de neutrones emitidos por la herramienta con los hidrógenos presentes en la formación. Producto de este choque existe una pérdida de energía del neutrón. Esta pérdida de energía es máxima cuando existe una mayor concentración de hidrógenos en la roca (Asquith, et al., 2004).

De esta forma este choque puede ser cuantificado y representado en función de la profundidad, considerando que este registro es susceptible a variar en función de la herramienta empleada, la proximidad a la zona de investigación, la litología y la presencia de gas natural.

1.2.4.2 Registro de Densidad

El registro de densidad consiste en un registro eléctrico que emplea una fuente de rayos gamma para medir la densidad de la formación. El principio de funcionamiento es la atenuación de rayos gamma que ocurre entre una fuente emisora y un receptor. Se lo mide en gramos por centímetro cúbico y se los obtiene con la ayuda de la herramienta FDC (*Fluid Density Compensation*). Una de sus desventajas es la poca profundidad de investigación (Schlumberger, 2016).

Este registro constituye además una herramienta para la identificación de evaporitas, zonas con gas y para la evaluación de reservorios de arenas arcillosas o litologías complejas. De forma general se puede establecer que valores bajos de este registro de densidad indican una mayor porosidad, mientras que valores altos indican una menor porosidad (Schlumberger, 2016)

1.2.5 Registros de Cementación

El proceso de cementación consiste en el revestimiento del pozo luego de haber sido perforado. Existen diversos métodos que permiten medir la calidad de la cementación realizada, sean basados en ondas acústicas, hidráulica o temperatura. Para efectos de este estudio, se describirá únicamente los registros sínicos CBL y VDL, los cuales cuantifican la cantidad de energía acústica perdida durante su propagación en el Casing y la formación (Sisalema, 2017)

1.2.5.1 Registro de Adherencia del Cemento (CBL)

El registro CBL (Cement Bond Log) se emplea para determinar las zonas donde la cementación esté defectuosa o presente problemas, mediante la medición de la amplitud y tiempo de ondas acústicas. Este registro permite identificar adherencia tanto entre cemento y casing y entre cemento y formación, además de una correcta centralización de la herramienta (Cruzalegui, et al., 2012).

El principio de funcionamiento de esta herramienta es en general similar al del Registro Sónico de Densidad, es decir, se emite ondas sonoras en todas las direcciones y se mide el tiempo de tránsito y amplitud.

1.2.5.2 Registro de Densidad Variable (VDL)

El registro VDL (Variable Density Log) consiste en una representación continua de la forma de la onda acústica durante un determinado periodo de tiempo, dando como resultado un mapa de contornos denominado micro sismograma como se muestra en Figura 1.4 (Cruzalegui, et al., 2012).

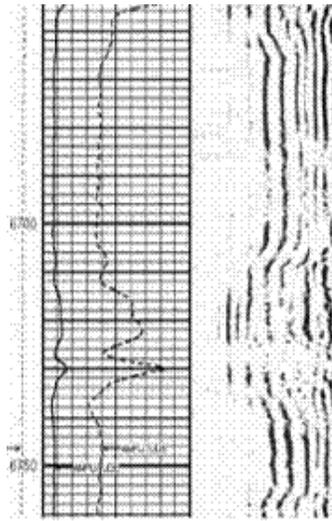


Figura 1.4 Ejemplo de un registro CBL (izq) junto a un registro VDL (der) o microsismograma

Fuente: Cruzalegui, 2012

La interpretación de este registro es únicamente cualitativa, donde la distorsión o desplazamiento del registro indica problemas de adherencia. Como se aprecia en la Figura 1.4, este registro se emplea en conjunto con el registro CBL para detectar problemas en la cementación; ver Tabla 1.2.

Tabla 1.2 Problemas comunes que ocurren durante la cementación

Problema	Significado	Causa
Microanillo	Separación por falta de adherencia entre el cemento y casing	Problemas relacionados a temperatura entre el casing y en la formación
Canalización	Separación por falta de adherencia entre el cemento y formación.	Mal posicionamiento o centrado del Casing.

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

1.2.6 Propiedades de los Registros Eléctricos

La importancia de los registros eléctricos también yace en las propiedades y registros que se pueden derivar de ellos, perfiles que emplean uno o más registros convencionales para el cálculo de parámetros como el volumen de arcilla, la saturación de agua, permeabilidad, porosidad efectiva, porosidad total, entre otros. Para efectos de este estudio, se describirá únicamente los registros con las propiedades mencionadas anteriormente.

1.2.6.1 Volumen de Arcilla

Este registro se emplea para medir la cantidad de arcilla presente en la formación o zona de estudio. Es un parámetro que nos ayuda a diferenciar zonas limpias de las zonas arcillosas, siendo las limpias las de nuestro interés pues es donde puede albergarse los hidrocarburos (Bassiouni, 1994).

1.2.6.2 Permeabilidad

Las fórmulas para calcular la permeabilidad a partir de registros eléctricos consideran la formación a su saturación de agua irreductible (Schlumberger, 2016). Una de los métodos más comunes y complejos para calcular la permeabilidad es el establecido por Coates y Dumanoir en 1973, donde la definen en función de la resistividad, porosidad de la formación y además consideran la densidad del hidrocarburo, parámetro que otorga más certeza al valor de permeabilidad calculado.

1.2.6.3 Porosidad

Algunos de los registros eléctricos tienen la capacidad de medir directamente la densidad de la roca, sea a partir de medidas nucleares o acústicas y con las cuales

se calcula la porosidad. Para una mayor certeza, se puede emplear o relacionar la porosidad obtenida de diferentes registros como el sónico, neutrónico y de densidad (Schlumberger, 2016).

A partir de los registros sónico, neutrónico y de densidad podemos determinar un perfil de la porosidad de la roca. Sin embargo, por efectos de las arcillas, esta lectura puede verse alterada, por lo que es necesario corregirla y obtener la porosidad efectiva (Asquith, et al., 2004).

1.2.6.4 Saturación de Agua

El método pionero para la evaluación de la saturación de agua en formación es el propuesto por Archie en 1963, donde establece que la saturación de agua depende de la resistividad de la formación llena de agua, la resistividad de la formación, el tamaño del grano y la complejidad de los caminos con los que se conectan los poros, también denominado tortuosidad (Schlumberger, 2016).

A partir de esta se han derivado diversas ecuaciones que buscan una mayor certeza, como la ecuación de Simandoux, propuesta en 1963 y que emplea parámetros como volumen de arcilla, porosidad y resistividades

1.2.7 Interpretación Cualitativa de Registros

Si bien cada uno de los registros eléctricos descritos anteriormente tiene la capacidad de brindarnos información del reservorio de forma independiente, una correcta y acertada interpretación se la obtiene al analizar los registros como un conjunto, en donde se pueden apoyar entre sí para corroborar y verificar que la información y conclusiones obtenidas sean las correctas.

En la vida práctica, los registros eléctricos pueden llegar a ser complejos de interpretar, pues arrojan valores que de acuerdo con la teoría básica de registros eléctricos podrían considerarse contradictorios, como, por ejemplo:

- Valores altos de Gamma Ray en areniscas causado por la presencia de glauconita, feldespatos y micas.
- Valores altos en el Registro sónico causado la presencia de hidrocarburos
- Valores altos en el Registro Neutrónico ocasionado por la presencia de hidrógeno en Lutitas (Asquith, et al., 2004).

Un ejemplo real se presenta en la Figura 1.5, en donde el intervalo de producción es analizado e interpretado a partir de los registros eléctricos convencionales Gamma Ray, SP, Neutrónico, Densidad y Cementación, con apoyo de los perfiles de las propiedades Volumen de Arcilla, Porosidad, Permeabilidad y Saturación de agua.

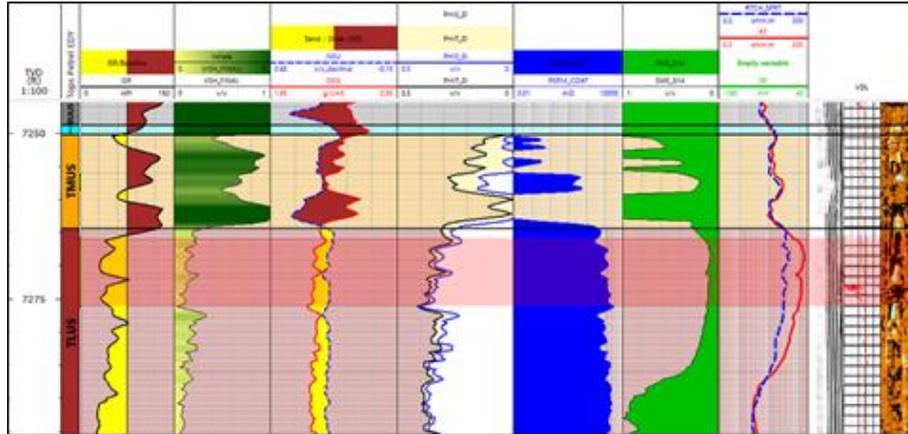


Figura 1.5 Ejemplo real de una interpretación petrofísica a partir de registros convencionales y perfiles derivados

Modificado por: Díaz y Chulde (2021)

En el ejemplo de la Figura 1.5 se observa la interpretación de un intervalo de profundidad a partir de un conjunto de registros eléctricos. De todo el intervalo nos enfocamos en la zona de interés, desde los 7267' a 7275', donde se analiza cada una de las propiedades petrofísicas para determinar el intervalo a producir.

1.3 Etapas de la producción de petróleo

La producción de petróleo pasa por una serie de etapas, la Figura 1.6 permite identificar las etapas previas al inicio de producción: descubrimiento (*Discovery Well*) y la evaluación del pozo (*Appraisal Well*) (Höök, 2009), y a su vez permite identificar el periodo de producción o desarrollo que comprende desde la obtención del "primer crudo" (*First oil*) hasta el abandono (*Abandonment*) (Robelius, 2007).

El first oil indica el inicio de producción, seguido del *Build Up* en donde se alcanza la máxima producción de hidrocarburo, consecuentemente se tiene el *Plateau* en donde la producción tiene una tendencia estabilizada y esta puede representarse en periodos de tiempo cortos o pueden producir en este nivel décadas, finalmente inicia la declinación de la producción que termina cuando el límite económico se ha alcanzado (Höök, 2009).

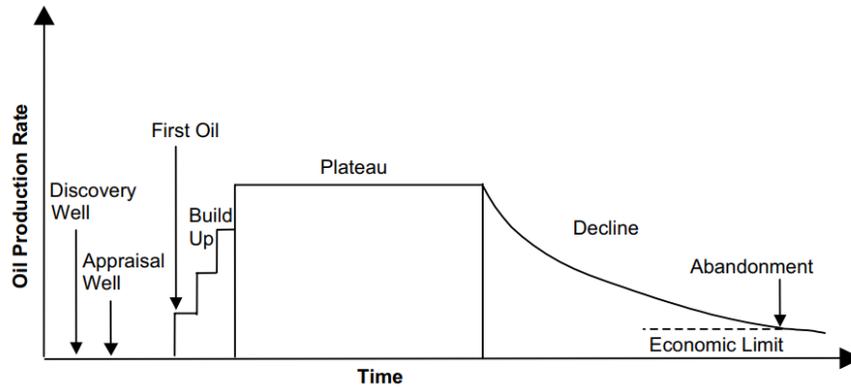


Figura 1.6 Producción de petróleo ideal

Fuente: Robelius, 2007

Un análisis de producción permite identificar su nivel de madurez de acuerdo con las etapas de producción señaladas anteriormente y a su vez permite inferir problemas con la producción de agua que con una evaluación de subsuelo se puede diagnosticar el problema y analizar alternativas para minimizar la producción de agua.

1.3.1 Curvas de declinación de la producción

Las curvas de declinación son modelos matemáticos que permiten predecir la producción de petróleo a partir de su historia (Jia, et al., 2016). Arps determinó tres tipos de declinación; exponencial, armónica e hiperbólica; como se observa en la Figura 1.7. La declinación exponencial es el modelo más usado (Satter, et al., 2016).

Como se observa en la Figura 1.7, la relación entre el tiempo y caudal para el modelo exponencial tiene una declinación constante (Arps, 1944), por ende la caída en caudal por unidad de tiempo es proporcional al caudal (Arps, 1956), y se representa por la siguiente ecuación (Ec. 1).

$$q = q_0 e^{-Dt} \quad \text{Ec. 1}$$

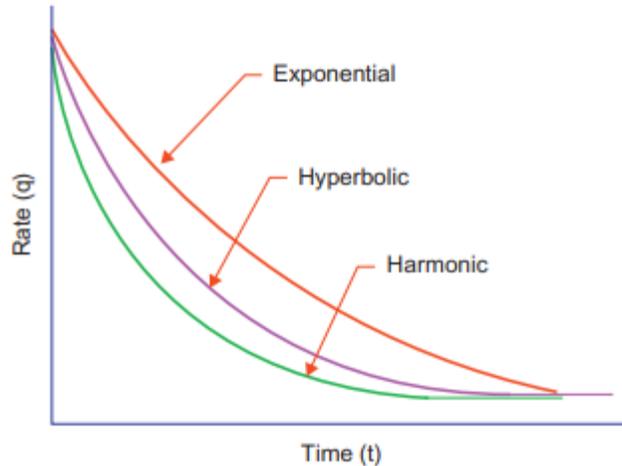


Figura 1.7 Curvas de declinación de producción para una arenisca

Fuente: Thakur, 2017

Para desarrollar un análisis de declinación de producción, se consideran tres importantes pasos: (1) encontrar el periodo que represente la declinación, (2) identificar el caudal inicial, (3) seleccionar el tipo de declinación y realizar el ajuste del modelo de declinación con la historia de producción (Siavash, 2019). Finalmente, el análisis de declinación y la historia de producción se puede usar para monitorear la producción, identificar problemas y predecir su comportamiento (Jia, et al., 2016).

1.4 Análisis Nodal

El análisis nodal estima el comportamiento actual y futuro del pozo, consiste en dividir el sistema de producción en segmentos o nodos donde se calcula las caídas de presión y caudal de fluidos. A partir de este análisis se puede evaluar el incremento de la producción del pozo, mejorar la eficiencia de flujo y predecir su comportamiento a diferentes condiciones (Carvajal, 2012).

En la Figura 1.8 se representa un sistema de producción que involucra al reservorio, tubería de producción, válvulas, equipos de superficie, entre otros elementos. El sistema consiste en un reservorio cuya producción se transporta a través de una tubería vertical y horizontal hasta llegar a superficie. Es así que el análisis nodal evalúa el comportamiento del sistema de producción y permite estimar el potencial de producción del pozo (Carvajal, 2012).

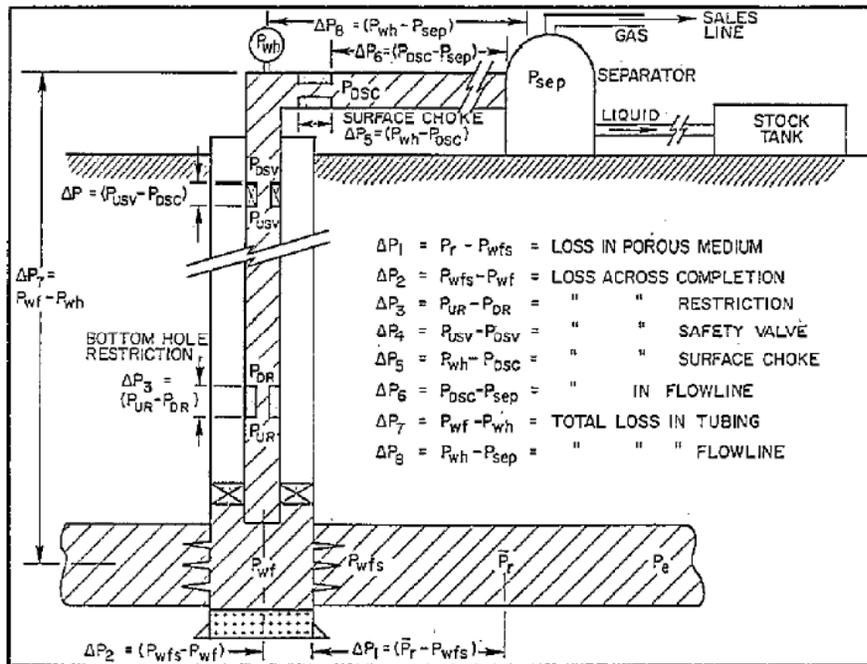


Figura 1.8 Optimización de la producción usando el análisis nodal

Fuente: Beggs, 1984

1.4.1 Curva de comportamiento de afluencia del pozo

A lo largo de la historia, la necesidad de modelar el flujo de fluidos del reservorio hacia el pozo ha permitido el desarrollo de las IPR, ecuaciones que permiten describir la capacidad de entrega del yacimiento (ver Figura 1.9). Estas ecuaciones consisten en una relación entre la presión y la tasa de flujo en la cara del pozo (Schlumberger, 2012).

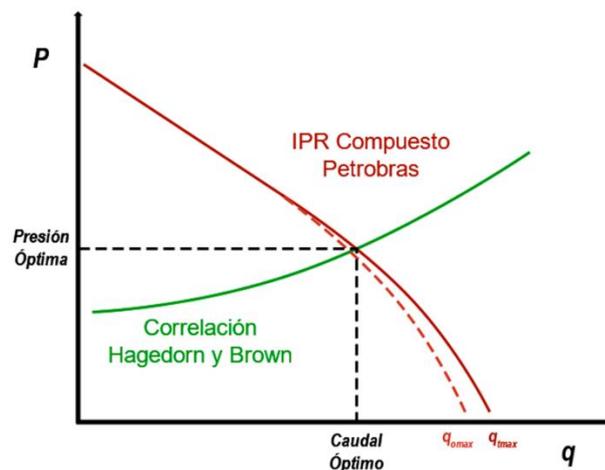


Figura 1.9 Intersección de la IPR y VLP, punto óptimo de operación

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

Se han desarrollado varios modelos capaces de representar el comportamiento de producción. Uno de estos modelos es la IPR compuesta que considera el flujo fraccional de petróleo y agua (Brown, 1984). Bajo la P_b , Vogel describe el comportamiento únicamente para petróleo, $q_{o\max}$; mientras que el IPR compuesto representa el comportamiento para una producción petróleo y agua, $q_{t\max}$; ambas curvas se pueden diferenciar en la Figura 1.9.

1.4.2 Curva de potencial de producción del pozo

Diversas correlaciones se han empleado para el diseño y evaluación del sistema de producción. Uno de los métodos empleados en la industria es el de Hagedorn y Brown, propuesta en 1965. Esta correlación empírica para flujo bifásico basada en la ley de la conservación de la energía no distingue el régimen de flujo, pero se apoya en el concepto de colgamiento del líquido (Hagedorn & Brown, 1965).

La curva de potencial de producción del pozo permite variar los parámetros de diseño del pozo, de forma que se obtenga la mayor capacidad de producción. Así, esta curva sirve para encontrar la condición óptima para operar el pozo, por la intersección con la curva de afluencia como se puede apreciar en la Figura 1.9.

1.5 Mecanismos de producción primaria

La producción de petróleo en la etapa primaria de explotación se da por la energía natural que por las caídas de presión en el reservorio y en el pozo (Clark, 1969), produce el desplazamiento de hidrocarburo (Satter, et al., 1994). Esta producción primaria se relaciona con el mecanismo de empuje predominante caracterizado por; la presión del reservorio, tasas de producción, relación gas-petróleo y relación agua-petróleo (Satter, et al., 1994).

En la Tabla 1.3 se presenta un resumen de las características de los siguientes mecanismos: expansión de la roca y fluido, gas en solución, capa de gas, empuje hidráulico y el mecanismo de drenaje gravitacional.

Tabla 1.3 Características de los mecanismos de producción primaria

Mecanismos	Presión de Reservorio	GOR	Producción de agua	Factor de Recobro
Expansión roca y fluido	Declinación rápida y continua	Se mantiene bajo y constante	No produce agua	1 – 10% Prom. 3%
Empuje por gas en solución	Pr > Pb Declinación rápida y continua	Inicia bajo, alcanza un pico y finalmente cae	No produce agua	5 – 35% Prom. 20%
Empuje por capa de gas	Cae lenta y continuamente	Incrementa en pozos de alto buzamiento	Ausente o despreciable	20 – 40% Prom. 25%
Empuje hidráulico	Tiene a mantenerse alta	Permanece bajo, si la presión se mantiene alta	Produce desde el inicio y alcanza cantidades considerables	35 – 80% Prom. 50%
Drenaje gravitacional	Declinación rápida y continua	Bajo en pozos de bajo buzamiento y alta en pozos de alto buzamiento	Ausente o despreciable	40 – 80% Prom. 60%

Fuente: Satter, et al., 2016

1.5.1 Expansión roca y fluido

La presión en el reservorio es mayor a la presión de burbuja, en esta condición solo existe crudo y agua connata. A medida que la presión del reservorio declina, la roca y el fluido se expanden debido a sus compresibilidades, la disminución de la presión en el fluido en el espacio poral fuerza a los fluidos hacia el pozo. Debido a que la roca y el fluido son ligeramente compresibles, el reservorio tiene una declinación rápida de producción (Ahmed, 2001).

1.5.2 Empuje por gas en solución

Este mecanismo libera el gas en solución del crudo (Clark, 1969), las burbujas de gas liberadas en el espacio poroso se expanden y fuerzan al crudo a salir del espacio poroso (Ahmed, 2001). La presión se depleta rápidamente y tiene un incremento rápido del GOR, ver Figura 1.10. Debido a la ausencia de energía para continuar produciendo este tipo de reservorio no recupera grandes cantidades de crudo (Clark, 1969).

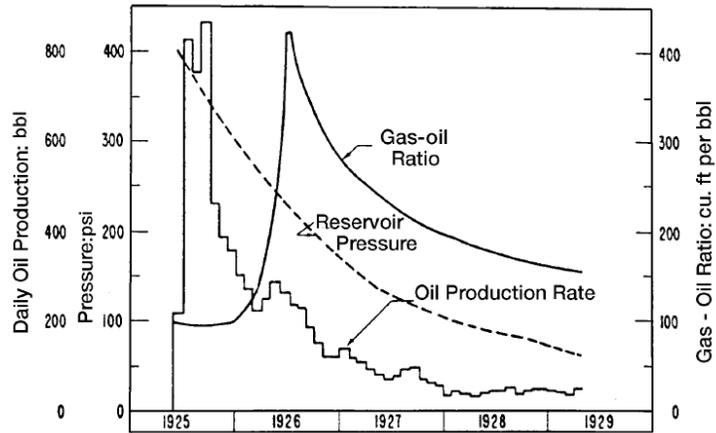


Figura 1.10 Producción de un reservorio con empuje por gas en solución

Fuente: Clark, 1969

1.5.3 Empuje por capa de gas

Este mecanismo posee una capa de gas *in situ*, la energía que produce petróleo proviene de la expansión de la capa de gas y la liberación del gas disuelto (Ahmed, 2001). En la Figura 1.11 se puede observar que la presión se depleta lentamente debido a que la cantidad de gas genera una menor caída de presión (Clark, 1969), el GOR incrementa continuamente en el pozo a medida que la capa de gas avanza (Ahmed, 2001). Este mecanismo recupera más crudo que el mecanismo de gas en solución (Clark, 1969).

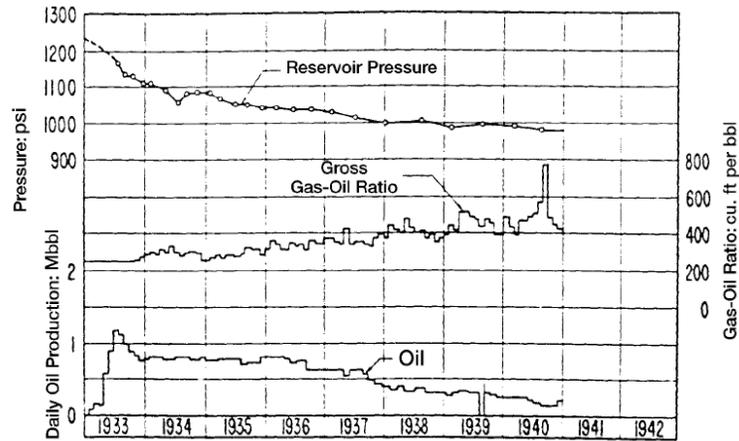


Figura 1.11 Producción de un reservorio con empuje por capa de gas

Fuente: Clark, 1969

1.5.4 Empuje hidráulico

El reservorio es influenciado por un acuífero (Ahmed, 2001), este soporte natural es la mayor fuente de energía disponible (Clark, 1969). Los acuíferos pueden ser tan grandes con un comportamiento infinito, tanto como pueden ser pequeños con un comportamiento despreciable (Ahmed, 2001).

En la Figura 1.12 se puede observar que la presión del reservorio declina gradualmente debido a que la producción se reemplaza por el avance del agua (Ahmed, 2001). La relación gas-petróleo es constante debido a que la presión se mantiene alta. La producción excesiva de agua en este tipo de mecanismo es común. Mientras el avance del agua sea uniforme, no se debe ejecutar una operación para restringir el avance ya que el agua estará suministrando el desplazamiento más eficiente del mecanismo (Ahmed, 2001).

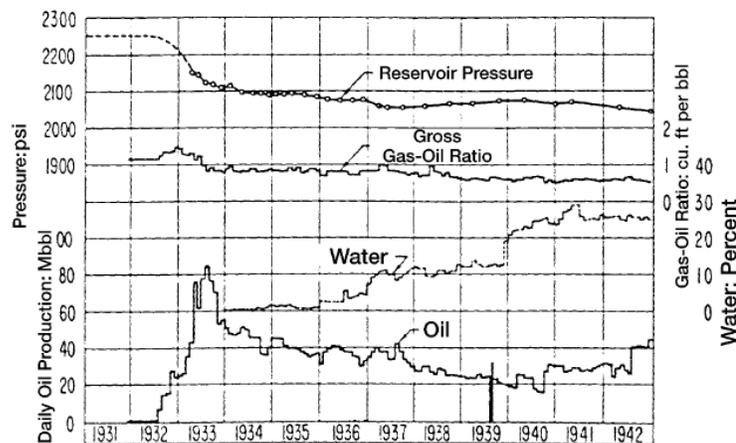


Figura 1.12 Producción de un reservorio con empuje hidráulico

Fuente: Clark, 1969

1.5.5 Drenaje gravitacional

Este mecanismo se da por la diferencia de densidades de los fluidos que debido a las fuerzas gravitacionales se distribuyen de acuerdo con su posición relativa. La producción de agua es mínima o nula. La depleción de la presión depende de la cantidad de gas, en el caso que la presión se mantenga indica un empuje combinado con una capa de gas. En el caso que la declinación de presión sea rápida es por la actuación única del drenaje gravitacional (Ahmed, 2001).

1.6 Curvas de Chan

Los gráficos o curvas de Chan es una herramienta que analiza el historial de producción de un pozo que identifica problemas asociados a la producción de agua. Son una representación gráfica entre la relación agua petróleo WOR contra el tiempo acumulado en días, o a su vez la derivada de la relación agua petróleo WOR contra el tiempo acumulado en días, en ambos casos todos los ejes deben ser representados en escala logarítmica (Chan, 1995).

Este método ha sido realizado a través de numerosas simulaciones que corroboran la veracidad de la teoría propuesta. Es importante mencionar que para poder emplear estas gráficas es indispensable contar con una vasta información de producción, y de alta confiabilidad (Freire, 2010). En general, se puede identificar dos tipos de problemas mediante el gráfico de Chan: Canalización y Conificación

1.6.1 Canalización

La canalización consiste en la invasión de agua a través de un canal imprevisto. Este problema se puede identificar a través de la curva WOR-Tiempo donde se evidencia un incremento abrupto en la pendiente en un corto periodo de tiempo (Sagal, 2013). Este fenómeno puede suscitarse por el contacto entre un pozo inyector con un pozo productor o por canalización de una capa de agua. En la Figura 1.13, se observa la gráfica de Chan para un pozo con canalización, en donde entre los días 100 y 1000 existe un fuerte aumento de producción de agua.

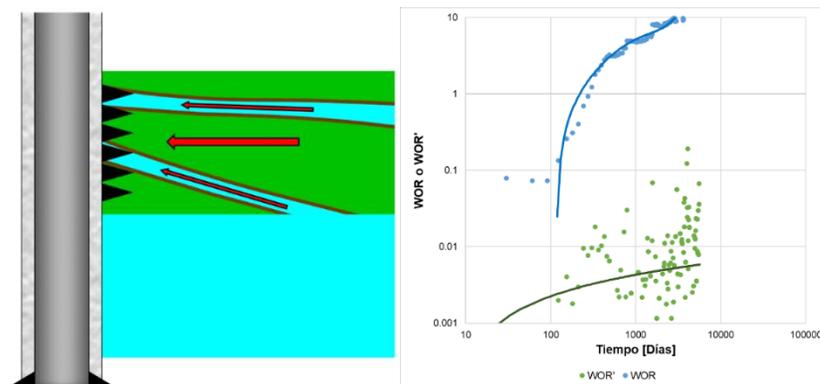


Figura 1.13 Canalización en el gráfico de Chan

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

1.6.2 Conificación

La conificación consiste en un aumento repentino e inesperado de tasa de producción de agua, siendo este aumento abrupto en principio para posteriormente estabilizarse dejando al pozo con una producción con un alto corte de agua. Puede suscitarse por causas como excesiva disminución de la presión de fondo fluvente o incremento del delta de presión en tubería (Freire, 2010).

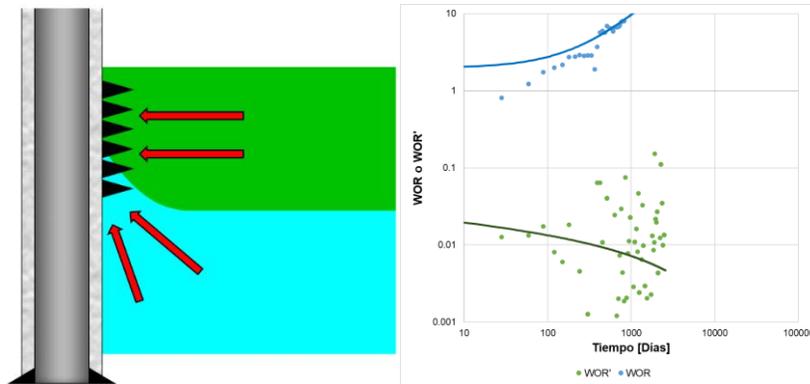


Figura 1.14 Conificación en el gráfico de Chan

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

En la Figura 1.14 se observa un incremento de agua progresivo entre los días 100 y 1000 hasta que logra alcanzar una estabilización, que indica la existencia de conificación. Puede emplearse la gráfica WOR'-Tiempo para diferenciar entre canalización y conificación, pues ésta tiene una pendiente negativa cuando se trata de una conificación.

La conificación puede apreciarse en las gráficas WOR-Tiempo mediante un incremento del WOR, dibujando así una pendiente positiva y en la gráfica WOR'-Tiempo: donde ocurre lo contrario, se aprecia una pendiente negativa (Chan, 1995).

1.7 Fuentes del agua de formación

El agua afecta cada etapa de explotación en un pozo o campo, es el fluido más abundante y ningún operador quiere producir agua por los costos que esta genera (Bailey, et al., 2000). El impacto del agua en la producción de petróleo puede ser buena, mala o hasta desagradable, y su distinción es clave para manejar la producción (Ayeni, et al., 2018).

La Figura 1.15 muestra el recobro estimado de reservas (DUR/EUR) y la evolución del corte de agua a lo largo del tiempo para cada tipo de agua. De ahí que, el agua desagradable es el desplazamiento menos deseado durante la producción, debido a la baja estimación de reservas y al desarrollo rápido del corte de agua en el tiempo.

Agua buena: Un acuífero genera un desplazamiento estable acompañado de un *Plateau*. El avance del agua es gradual con un incremento del corte de agua, se ha evidenciado en pozos con un corte de agua mayor al 90% (Ayeni, et al., 2018). Este tipo de agua se produce por debajo del límite económico del WOR, el flujo fraccional se da debido al comportamiento del fluido que gradualmente incrementa el WOR.

Agua mala: Un acuífero produce un desplazamiento inestable del agua, debido al mantenimiento inestable de la presión de reservorio declinando su producción significativamente. El avance del agua es temprano e incrementa rápidamente (Ayeni, et al., 2018), produciendo hidrocarburo insuficiente para cubrir costos de producción. Este tipo de agua se produce por sobre el límite económico del WOR (Bailey, et al., 2000).

Agua desagradable: Este tipo de agua no se relaciona directamente al comportamiento del acuífero, la producción del agua puede deberse a una mala cementación, circulación detrás del casing permitiendo una canalización entre las principales causas (Ayeni, et al., 2018). Este tipo de agua se caracteriza por incrementar excesivamente rápido, llegando a producir por el sobre el límite económico del WOR desde su inicio de producción.

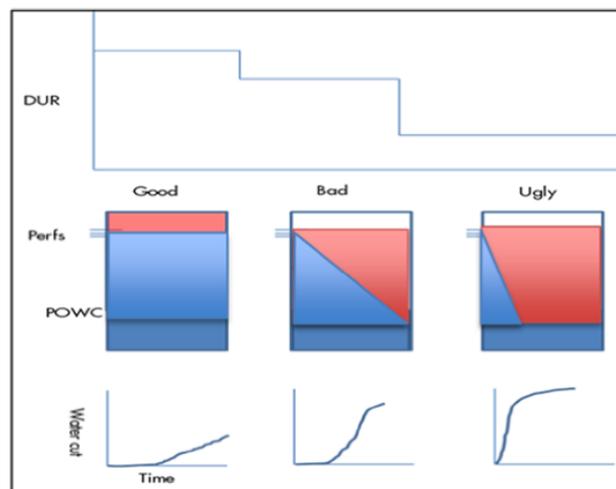


Figura 1.15 Comportamiento del agua en relación con el último recobro esperado (DUR)

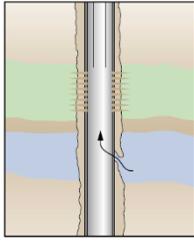
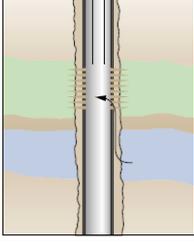
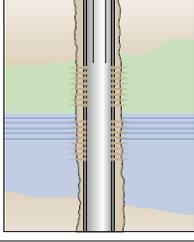
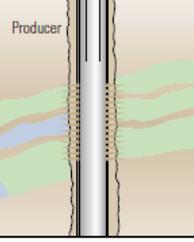
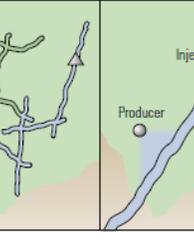
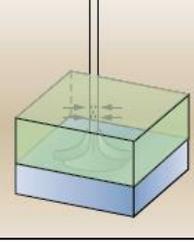
Fuente: Ayeni, et al., 2018

1.7.1 Problemas de producción de agua

La producción excesiva del agua se puede dar en algún momento de la vida productiva del pozo, y la identificación de la causa es un paso clave para definir un tratamiento (Chou, et al., 1994) siendo la parte más complicada del diagnóstico (Du, et al., 2005). La evaluación del problema debe partir de las siguientes interrogantes; si ha existido un incremento del corte de agua, si el WOR indica un incremento inesperado y si la historia de producción indica un incremento abrupto (Seright, et al., 2003).

La Tabla 1.4 resume e ilustra los principales problemas con la producción de agua, donde los primeros son los más fáciles de solucionar y los últimos son los más complejos. El diagnóstico de estos problemas es una tarea compleja y las herramientas que se usan para confirmar su causa se explican en el siguiente apartado.

Tabla 1.4 Problemas comunes de producción de agua

Tipo de Problema	Descripción	Ilustración
Comunicación en casing, tubing o packers	Son daños en los elementos de completación, que permite al agua de zonas no productivas ingresar al arreglo de producción.	
Flujo detrás del casing	Canal que se forma por una deficiente cementación primaria, conectando acuíferos por detrás del casing con el intervalo productivo.	
Avance del contacto agua-petróleo	Avance uniforme del contacto agua-petróleo por efecto de la producción, hacia la zona perforada.	
Canalización	Se presenta en intervalos multicapa, una capa saturada de agua (ladrona) desplaza la producción de las capas productoras.	
Fracturas o fallas	Presente en formaciones falladas o naturalmente fracturadas que conduce el agua rápidamente hacia pozos productores.	
Coning	Ocurre en formaciones con permeabilidad vertical asociado a un contacto agua-petróleo cerca de los perforados	

Fuente: Bailey, et al., 2000; Du, et al., 2005

1.7.2 Alternativas para controlar la producción de agua

Después de diagnosticar el problema de producción de agua, se deben evaluar las acciones para controlar o disminuir la producción de agua. En la Tabla 1.5 se listan las alternativas para corregir cada problema de agua y a su vez se asocia la herramienta o el método para confirmar el problema.

Tabla 1.5 Identificación y alternativas para los problemas de producción de agua

Problema / Causa	Herramienta para confirmar	Solución / Alternativa
Comunicación en casing, tubing o packers	Correr registros básicos como densidad de fluido, temperatura y spinner. En pozos complicados WFL (Water Flow Logs), TPHL (Three-Phase Fluid Holdup).	Cementaciones remediales, asentamiento de tapones. En ocasiones es aplicable tapones de aislamiento entre packers (Straddle System).
Flujo detrás del casing	Registros de temperatura o registros de oxígeno activado basados en WFL, Pulsed Neutron Tool.	Cementación remedial, posicionar fluidos a base de resina en el anular o ubicar fluidos a base de gel en la formación para detener el flujo.
Avance del contacto agua-petróleo	Identificar el punto de entrada del agua en los perforados, puede asociarse a otras causas.	Mediante un tapón se aísla el intervalo inferior saturado de agua o evaluar el abandono y cambio de zona.
Canalización	Correr registros de integridad de cemento.	Aplicación de un tratamiento de fluido o mecánicamente aislar el intervalo saturado de agua.
Fracturas o fallas	Confirmar mediante prueba de presión transiente. Se puede usar registros para cuantificar el volumen de la fractura.	Durante la perforación exhiben pérdidas de fluido, el bombeo de geles en estas zonas mejora la perforación y la consecuente producción.
Coning	Apoyarse en la historia del WOR y gráficas de Chan.	Producir bajo el caudal crítico de <i>coning</i> . Ubicar un tratamiento de gel sobre el contacto agua-petróleo.

Fuente: Bailey, et al., 2000

A continuación, se describirán las principales alternativas enunciadas en la Tabla 1.5, indicando en términos generales la alternativa y sus principales puntos de aplicación.

1.7.2.1 Cementación remedial

La cementación remedial, forzado o *Squeeze* consiste en inyectar cemento a alta presión a través de los disparos del intervalo, esta operación corrige una mala cementación primaria (Carlos, et al., 2012) y soluciona los problemas de producción listados a continuación:

- Elimina la intrusión de agua proveniente de formaciones adyacentes a las zonas productoras.
- Usado para reparar el daño en tuberías de revestimiento por corrosión o fallas por fatiga.
- Sellar zonas con pérdida de fluido por circulación.
- Usada para abandonar una zona no productiva o depletada.

1.7.2.2 Tapones

El tapón o *plug* es una herramienta que se ubica y se asienta en el pozo como parte del abandono cuando este alcanza su vida productiva o se usa para aislar formaciones (Vrålstad, et al., 2019). De forma que su aplicación se extiende para:

- Aísla zona de forma permanente (abandono).
- Aísla zonas de forma temporal mientras se ejecutan operaciones sobre el tapón.
- Previene la migración de gas, petróleo o agua entre distintas zonas.

1.7.2.3 Straddle System

Es un sistema con una configuración mecánica con packers en los extremos de un tubo que provee de aislamiento a la zona afectada (Peak-Well-Systems, 2021), su uso se da para:

- Aislar zonas de agua, o flujo de gas.
- Aislar daños en el tubing como fugas.

1.7.2.4 Abandono

El abandono de pozo consiste en, como su nombre lo indica, cesar la producción del pozo y desmantelarlo. El principal objetivo del abandono es el aislamiento permanente de las formaciones por las que atraviesa el pozo (Schlumberger, 2002). Ésta se considera como una solución posible en última instancia, únicamente en caso de:

- Límite Productivo del Pozo.
- Límite rentable o Producción a pérdida.
- Regulaciones ambientales que limitan la explotación petrolera.
- Fallas Mecánicas Irreversibles o de reparación no rentable.
- “Pescados” irrecuperables que impiden la producción de todas las arenas

1.7.2.5 Cambio de zona

El cambio de zona está ligado a condiciones similares al abandono de pozo, es decir, cuando las condiciones actuales ya no permiten la explotación de la arena actual, pero da lugar a un cambio de reservorio por los que atraviesa el pozo (Vaca, 2016). Se puede presentar en caso de:

- Intervalo disparado incorrecto
- Declinación máxima de la zona explotada
- Existencia de un reservorio más rentable
- Problemas en el reservorio ligado a producción de agua
- “Pescados” irrecuperables que impiden la producción de la arena en cuestión.

1.7.2.6 Polímeros

Los polímeros son compuestos de monómeros obtenidos por la reacción de polimeración, de acuerdo con su función pueden ser selectivos o no selectivos para controlar la producción de agua. El agente selectivo interactúa con el agua bloqueándola. Por otro lado, los agentes no selectivos no distinguen el fluido por lo que podría taponar el petróleo, por ello es necesario un mecanismo para inyectar selectivamente el tratamiento (Luque, et al., 2019).

En la Tabla 1.6 se exponen los polímeros usados para controlar la producción de agua, su funcionamiento y uso. Los gelificantes se emplean para tratar el *coning*, pero no se recomienda para canalizaciones ya que produce una disminución de la producción de petróleo. Los polímeros selectivos no reaccionan con la presencia de petróleo, y en contacto producen precipitados coloidales que se disuelven en los poros, o estos se rompen permitiendo el paso del petróleo (Luque, et al., 2019).

Tabla 1.6 Polímeros selectivos y no selectivos

		Funcionamiento	Uso
Polímero selectivo	Reductores desproporcionados de permeabilidad	Polímero estable que reduce la permeabilidad efectiva del agua taponando el volumen poroso y limitando el movimiento del agua.	Tapona la zona invadida de agua selectivamente.
	Bloqueadores de permeabilidad selectivos	Surfactante viscoelástico aniónico inyectado en el yacimiento en condiciones matriciales, en poros saturados de agua se forma un gel de alta viscosidad quedando tapado.	Tapona la zona invadida de agua selectivamente.
	Modificadores de permeabilidad relativa	Material soluble en agua que en contacto forma cadenas de polímeros, reduciendo la permeabilidad relativa al agua.	Incrementa la resistencia al flujo de agua entre 5 – 10 veces.
Polímero no selectivo	Bloqueadores de permeabilidad o gelificantes	Reacción química retardada que cuando se activa en el yacimiento, forma un gel viscoso que tapona el espacio poroso.	Tapona la zona invadida de agua, recomendado para tratar <i>coning</i> .

Fuente: Luque, et al., 2019

2. METODOLOGÍA

2.1 Selección de pozos

Registros eléctricos, cementación e historia de producción de fluidos es la información base que los reservoristas e ingenieros en producción usan para evaluar la producción. Para el desarrollo de este trabajo se analizaron 41 pozos, cuya información se enlista en la Tabla 2.1.

Una vez que se ha determinado la disponibilidad de la información en la columna 4 de la Tabla 2.1; se determina que el análisis se efectuará 20 pozos, puesto que poseen la información base. Estos pozos serán estudiados, donde posteriormente se identificará el problema de producción del agua y se propondrá una alternativa correctiva.

Tabla 2.1 Selección de pozos para análisis

Pozo	Registros Eléctricos	Registros de Cementación	Historia de Producción	Dispone de información base
ASGR-01	✓	✓	✓	SI
ASGR-01A	X	✓	✓	NO
ASGR-02	✓	✓	✓	SI
ASGR-03	✓	✓	✓	SI
ASGR-04	✓	✓	✓	SI
ASGR-05	✓	✓	✓	SI
ASGR-06	✓	✓	✓	SI
ASGR-06A	X	X	✓	NO
ASGR-07	✓	✓	✓	SI
ASGR-08	✓	✓	✓	SI
ASGR-09	✓	✓	✓	SI
ASGR-09A	✓	X	✓	NO
ASGR-10	✓	✓	✓	SI
ASGR-10A	X	X	✓	NO
ASGR-11	✓	✓	✓	SI
ASGR-11A	X	X	✓	NO
ASGR-12	✓	✓	✓	SI
ASGR-13	✓	✓	✓	SI
ASGR-14	✓	✓	✓	SI
ASGR-15	X	✓	✓	NO
ASGR-15A	✓	X	X	NO
ASGR-15B	✓	X	X	NO
ASGR-15C	✓	X	X	NO
ASGR-15D	✓	X	X	NO

ASGR-15E	✓	X	✓	NO
ASGR-15F	✓	X	✓	NO
ASGR-15G	✓	✓	✓	NO
ASGR-16	✓	✓	✓	SI
ASGR-16A	✓	X	✓	NO
ASGR-17	✓	✓	✓	SI
ASGR-17A	X	X	✓	NO
ASGR-17B	✓	X	✓	NO
ASGR-18	✓	✓	✓	SI
ASGR-19	X	✓	✓	NO
ASGR-19A	✓	X	✓	NO
ASGR-19B	X	X	✓	NO
ASGR-19C	✓	X	✓	NO
ASGR-19D	✓	X	✓	NO
ASGR-20	✓	✓	✓	SI
ASGR-21	✓	✓	✓	SI
ASGR-22	✓	✓	✓	SI

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

2.2 Método

En la Figura 2.1 se visualiza el proceso de evaluación del problema de producción de agua. El proceso inicia con la interpretación de los registros eléctricos pasando por la evaluación de la cementación, historia de la producción y finalmente la evaluación de la producción.

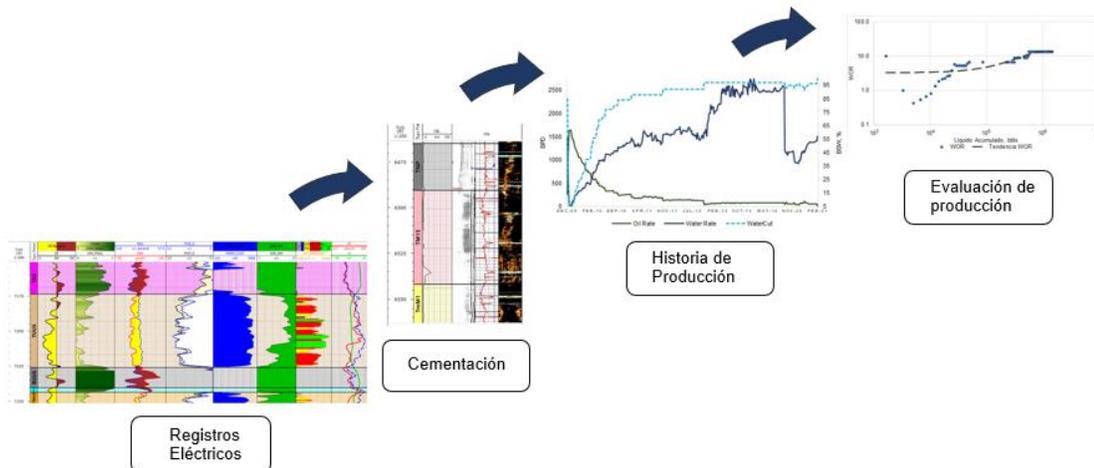


Figura 2.1 Método para evaluación del comportamiento del agua

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

(Pappas, et al., 1996) indica que la identificación del problema inicia con el análisis de los registros eléctricos y continúa con el estudio de los patrones del agua. Adicionalmente, (Orellana, et al., 2019) en su estudio de la producción de agua por flujo cruzado, realizó el análisis del reservorio y el diagnóstico de producción con buenos resultados. Es así que el método expuesto es una evaluación completa en comparación a la evaluación del WOR' para diagnosticar problemas del agua. Además, permite desarrollar un flujo de trabajo ordenado que ha demostrado efectividad para el diagnóstico del flujo cruzado evidenciado en el estudio de (Orellana, et al., 2019).

2.2.1 Procedimiento para el diagnóstico de producción de agua

Con el fin de identificar los problemas de producción agua descritos en el Capítulo 1, se ha desarrollado procedimientos en base a la evaluación de registros eléctricos, registros de cementación y producción de fluidos.

Las figuras Figura 2.2; Figura 2.3; Figura 2.4, Figura 2.5 presentan el procedimiento a seguir para diagnosticar el problema de agua e identificar la producción normal, en estos diagramas se establecen patrones característicos en cada etapa de evaluación descrito en la Figura 2.1 que permite diagnosticar efectivamente los problemas de agua en el Capítulo 1.

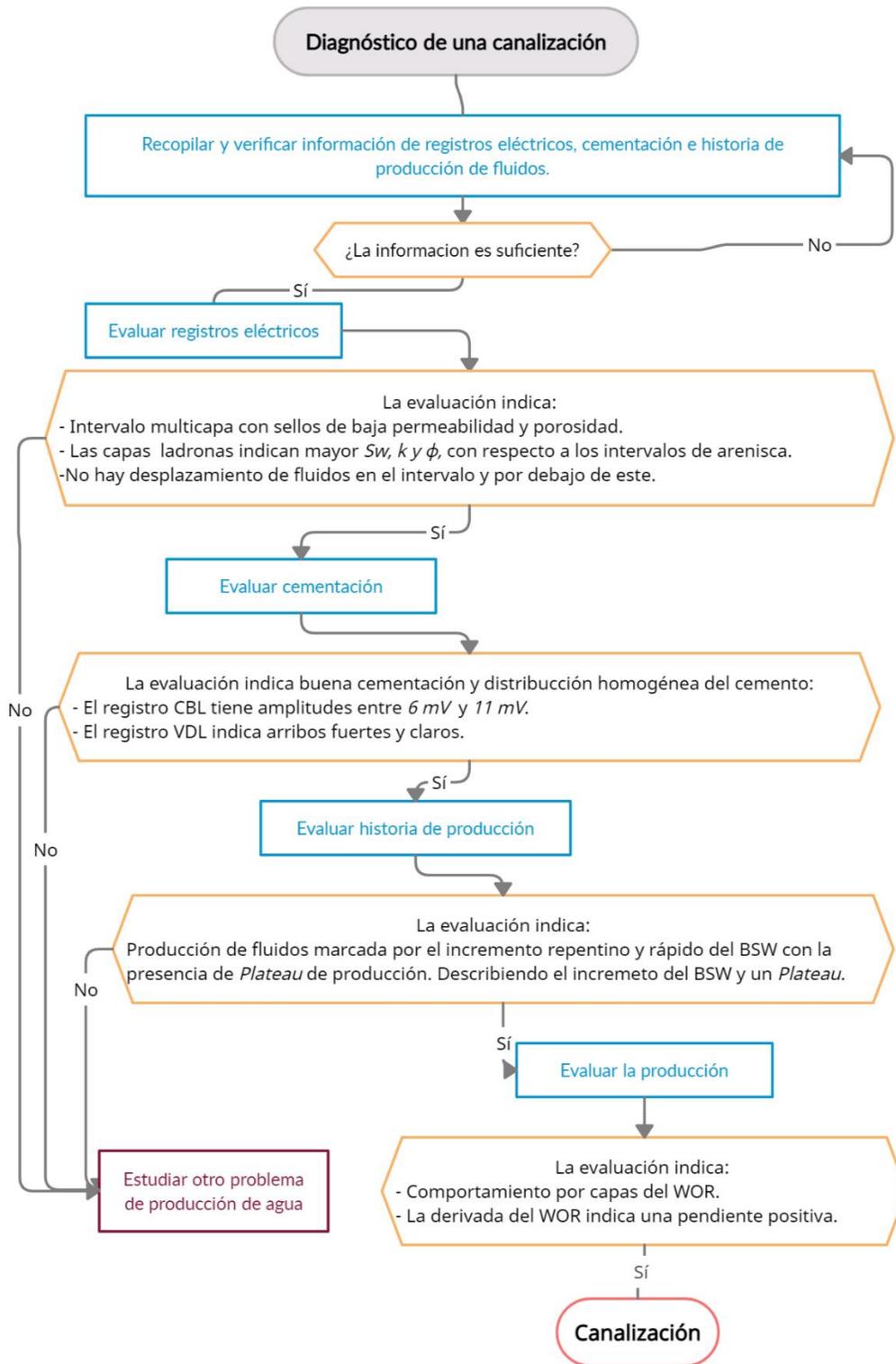


Figura 2.2 Proceso para el diagnóstico de una canalización

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

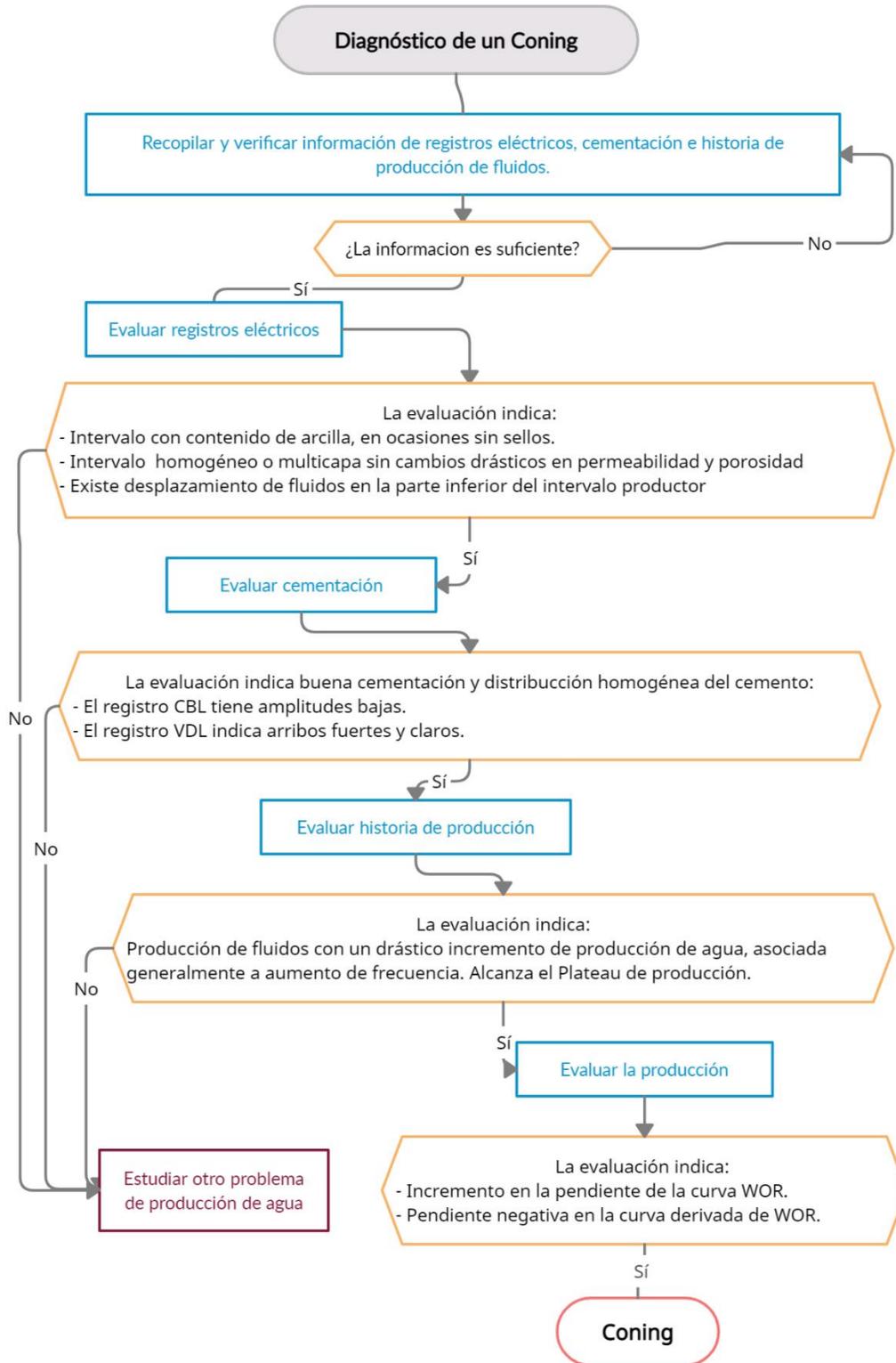


Figura 2.3 Proceso para el diagnóstico del *coning*

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

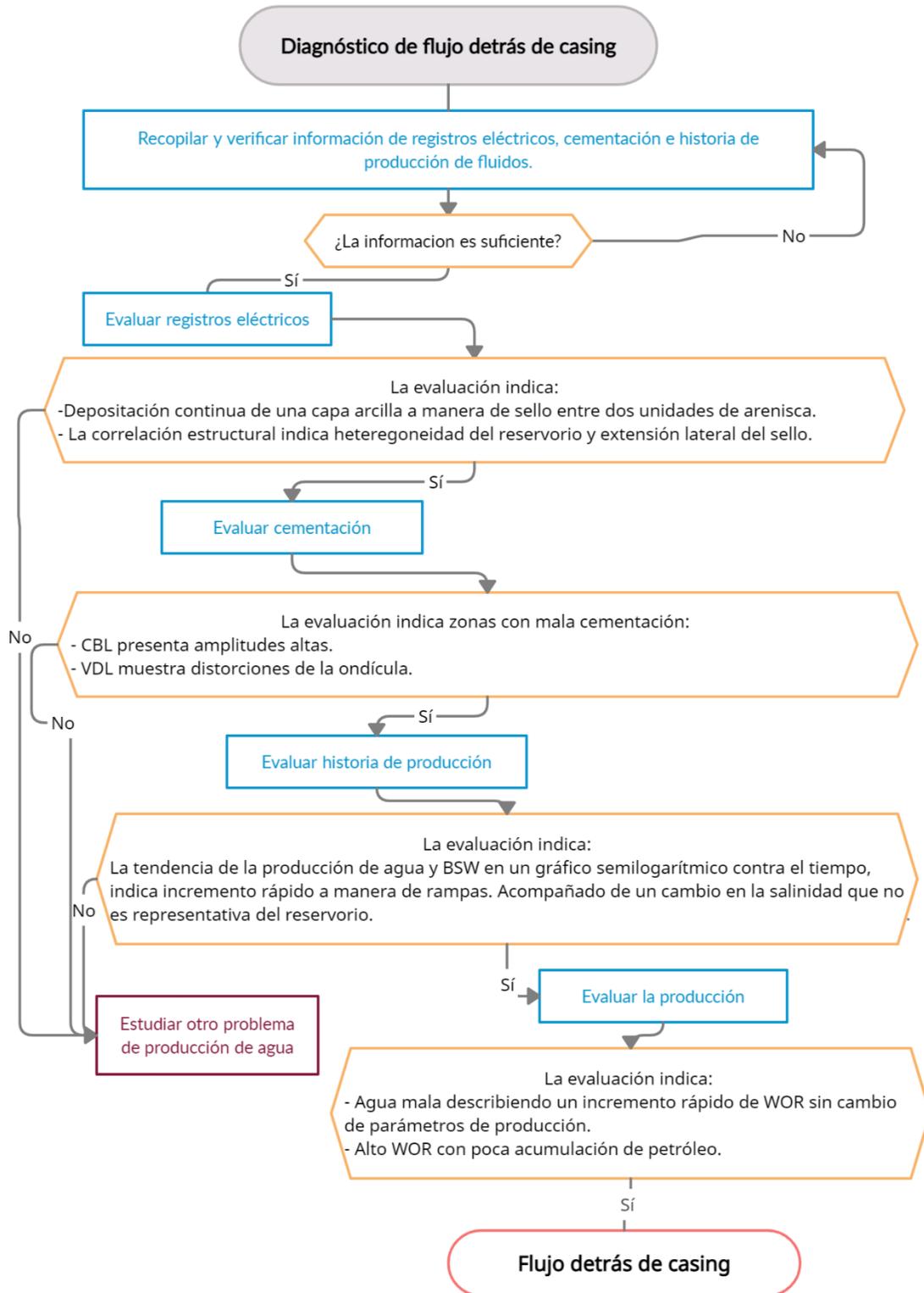


Figura 2.4 Proceso para el diagnóstico de flujo detrás de casing

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

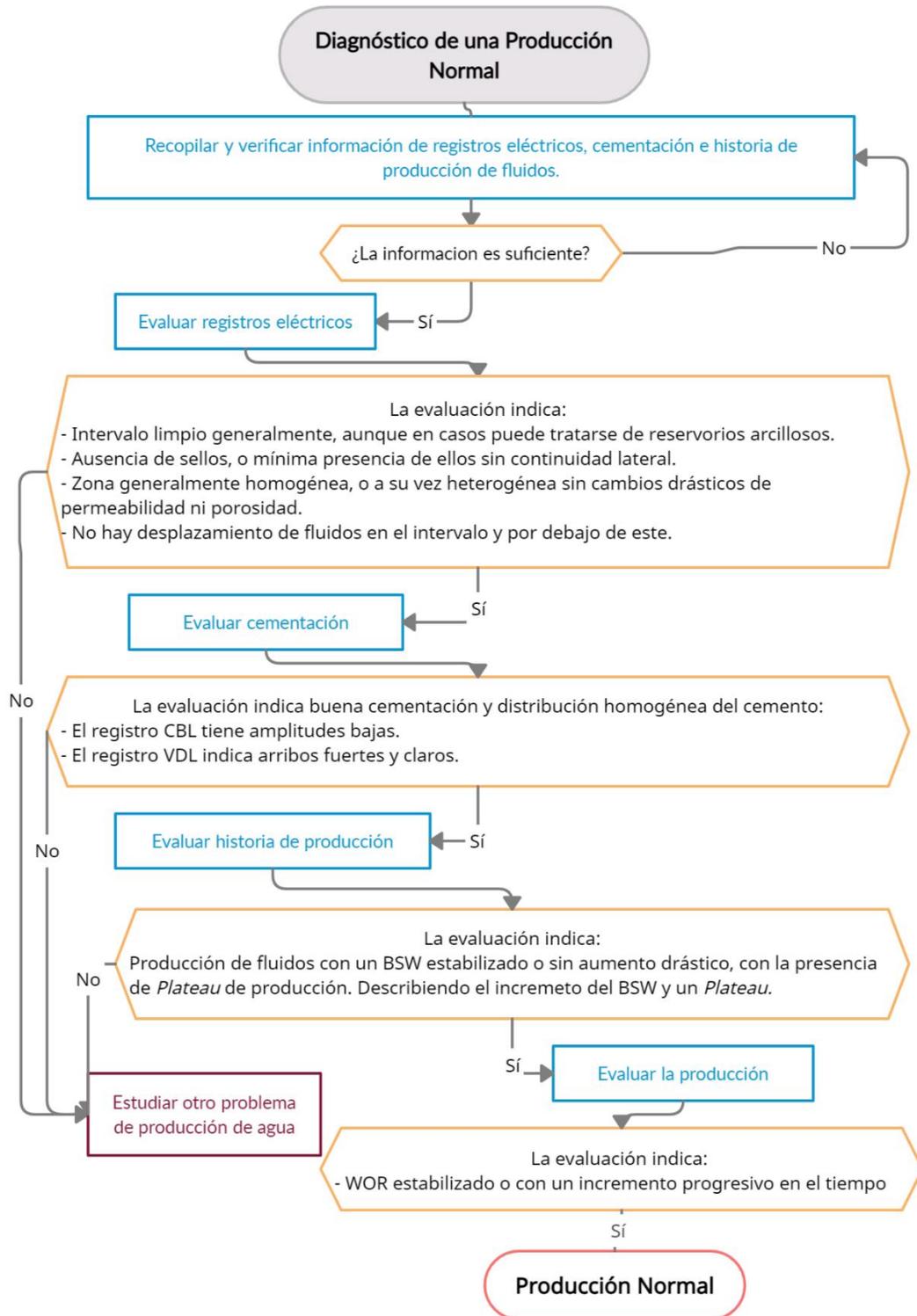


Figura 2.5 Proceso para el diagnóstico de producción normal

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

2.3 Diagnóstico de producción de agua

Para el diagnóstico del problema se procedió a aplicar los procedimientos señalados anteriormente, llegando a obtener los siguientes resultados: 7 pozos con canalización, 1 conificación, 4 pozos con flujo detrás de casing. Finalmente, 8 pozos indicaron un comportamiento normal de producción.

A continuación, se describen los resultados obtenidos al aplicar el método indicado. Para cada caso se busca representar de manera general los patrones observados en registros eléctricos y en la evaluación de fluidos.

2.3.1 Canalización

El diagnóstico de los problemas de producción de agua permitió identificar 7 pozos con un comportamiento por capas o canalización. Se observó este comportamiento en los reservorios de U Inferior, U Superior y T; que comúnmente producen de dos o más intervalos disparados en sus unidades inferiores y superiores.

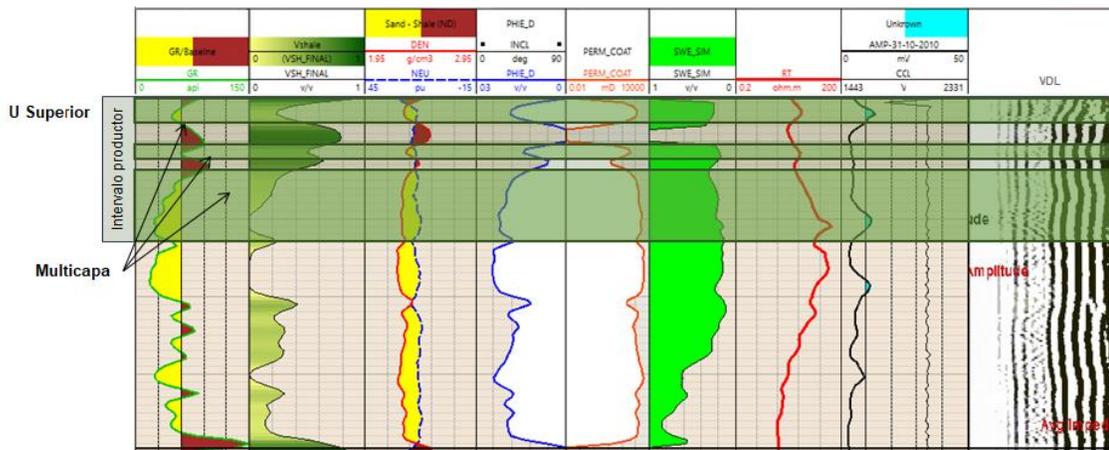


Figura 2.6 Intervalo productor multicapa del pozo ASGR-10

Modificado por: Díaz y Chulde (2021)

La Figura 2.6 muestra tres capas de arenisca separadas por intercalaciones de arcilla de baja k y ϕ , cada capa de estas formaciones muestra propiedades petrofísicas distintas. Siendo la S_w la propiedad característica, tomando el *Track 6* del registro eléctrico se evidencia que la S_w de la capa superior es del 38% mientras que la capa inferior indica una S_w del 22%. Por otro lado, la evaluación de la cementación indica amplitudes del CBL de 6 mV entre 11 mV con arribos fuertes y claros en el registro VDL.

Finalmente, los pozos estudiados describen las características de una formación multicapa con variación de sus propiedades petrofísicas y una cementación muy buena.

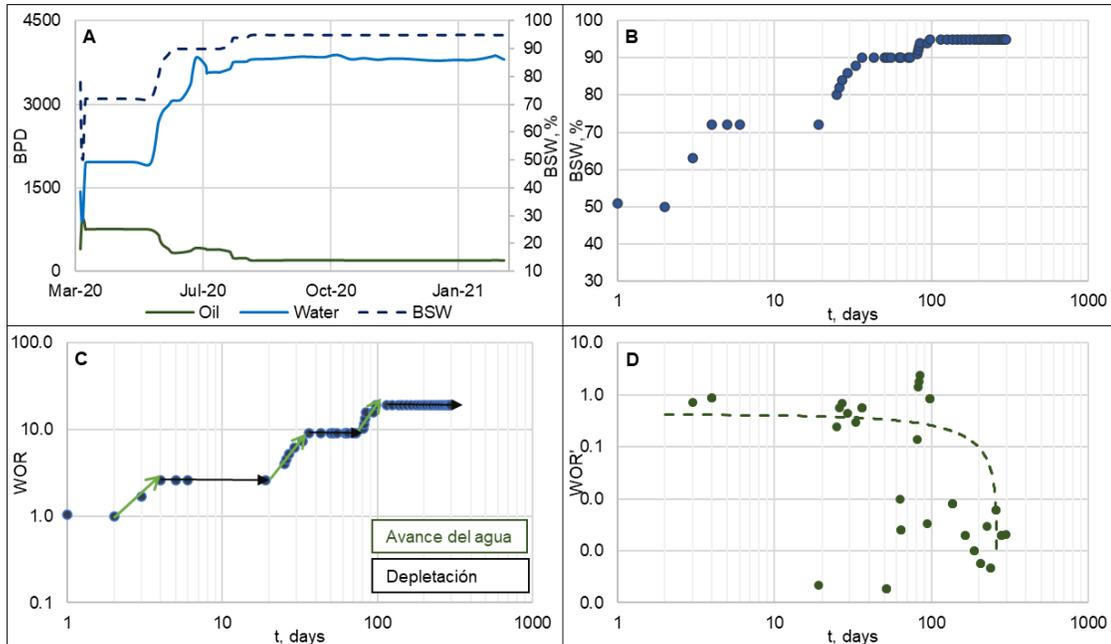


Figura 2.7 Evaluación de historia y producción de fluidos del pozo ASGR-10. **A:** Historia de producción, **B:** BSW en escala semilogarítmica, **C:** WOR vs t, **D:** WOR' vs t.

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

Se identificaron características de una canalización; la gráfica semilogarítmica del BSW vs t mostrado en la Figura 2.7.B, indica incrementos rápidos del BSW seguido de un *Plateau*. El WOR representado en la Figura 2.7.C, describe un comportamiento por capas donde el incremento del WOR (flecha verde) corresponde al avance del agua y el *Plateau* (flecha negra) representa la depletación de la capa, (Chan, 1995). Finalmente, el WOR' indica una pendiente negativa como se puede observar en Figura 2.7.D.

Los aspectos expuestos son característicos en las canalizaciones observadas durante la evaluación del subsuelo. Se diagnosticaron 7 pozos con el problema de producción de agua por canalización siguiendo el proceso de diagnóstico de la Figura 2.2, en el Anexo No. 1 se lista la interpretación realizada para estos pozos con canalización.

2.3.2 Coning

La metodología empleada permitió detectar 1 pozo con *coning*, en el reservorio de U Superior. Indicando las siguientes características: el *Track 2* del registro eléctrico de la Figura 2.8. indica un *Vsh* bajo, el *Track 6* indica una *Sw* superior al 20% con una distribución irregular en el intervalo. Adicionalmente posee buenas propiedades petrofísicas evidenciada en los *Tracks 1, 2, 3*. Adicionalmente, el intervalo carece de sellos tanto localmente como regionalmente. Finalmente, se observa una buena cementación con baja amplitud del registro CBL y la ausencia de distorsiones en el registro VDL.

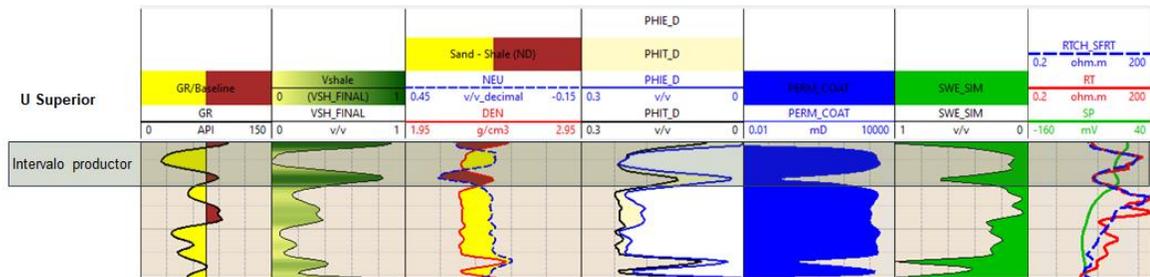


Figura 2.8 Intervalo productor con posible *coning* del pozo ASGR-01

Modificado por: Díaz y Chulde (2021)

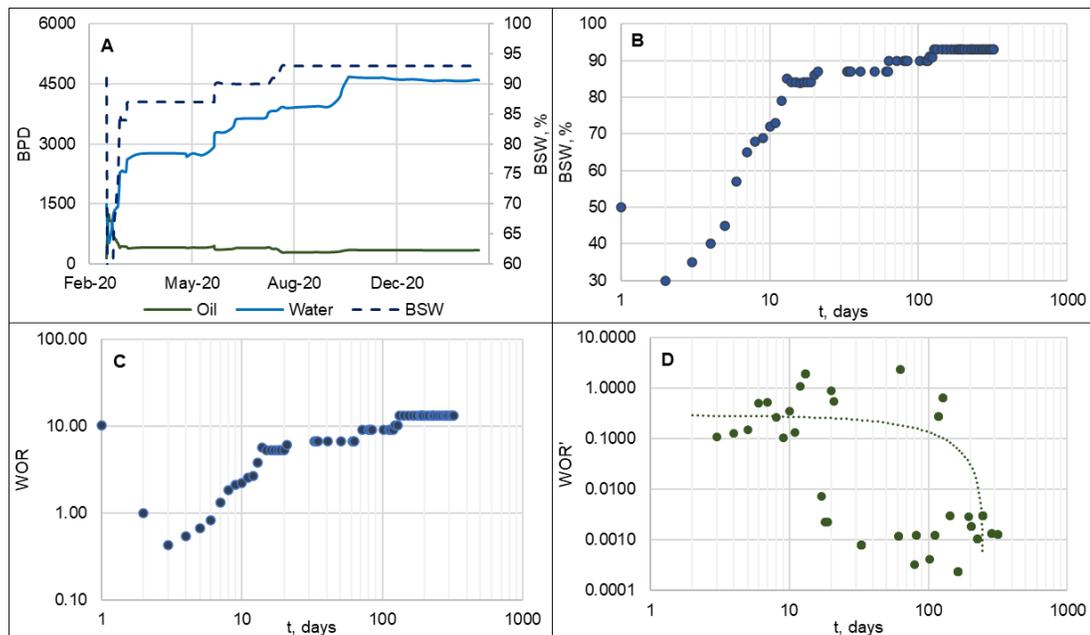


Figura 2.9 Evaluación de historia y producción de fluidos del pozo ASGR-01. **A:** Historia de producción, **B:** BSW en escala semilogarítmica, **C:** WOR vs t, **D:** WOR' vs t.

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

Como se estableció anteriormente en la Figura 2.3, el procedimiento para la identificación de un *coning* continúa con la evaluación de la historia de producción, una vez analizado los registros eléctricos. En la Figura 2.9.A, el historial de producción muestra una evolución del BSW estabilizada, luego de haber experimentado un incremento en el BSW. Por lo que se puede evidenciar que el incremento de BSW en pozos con *coning* es progresivo como se aprecia en la Figura 2.9.B. La Figura 2.9.C indica una pendiente positiva de la curva WOR, a la vez que la Figura 2.9.D indica una pendiente negativa.

Estos parámetros descritos permiten diagnosticar a este pozo con *coning* a partir de una evaluación de subsuelo, comúnmente este problema está ligado al sistema de levantamiento artificial y a la naturaleza del reservorio. El análisis detallado de registros eléctricos e historia de producción para este pozo se encuentra en el Anexo No. 2.

2.3.3 Flujo detrás de casing

El diagnóstico de los problemas de agua permitió identificar 4 pozos con flujo detrás de casing, ya sea que el agua proviene del mismo intervalo de arenisca productora no disparado con mayor Sw o la intrusión del agua se da por otra formación a manera de flujo cruzado.

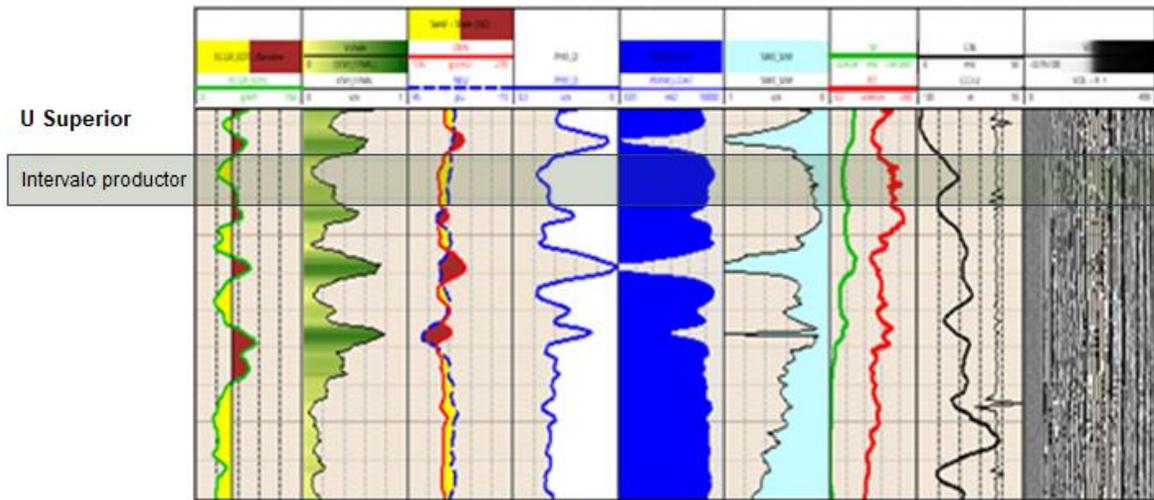


Figura 2.10 Intervalo productor con flujo detrás de casing de la misma arenisca pozo ASGR-07

Modificado por: Díaz y Chulde (2021)

Las propiedades petrofísicas de los intervalos productores no guardan relación con la

producción excesiva del agua. La evaluación de registros indica sellos hacia la base del intervalo productor, como se observa en los *Tracks 1, 2 y 3* de la Figura 2.10. Estas intercalaciones frenan la intrusión del agua y el problema del agua no se da por el avance del nivel libre de agua. Por otro lado, la cementación es regular a mala indicando amplitudes altas en el CBL y distorsiones de los arribos del VDL, Figura 2.10.

En la Figura 2.11 se muestra la historia de producción y la evaluación de fluidos para el intervalo productor de la arenisca U; de la Figura 2.11.A se observa que el BSW inició alto y produjo alrededor de 5 meses al 90% BSW. Las Figura 2.11.B y Figura 2.11.C señalan que desde el inicio de la etapa de producción del intervalo productor se conectó con la arenisca inferior saturada de agua y es por esto que hay una variación de la salinidad hasta que se estabiliza al final del periodo.

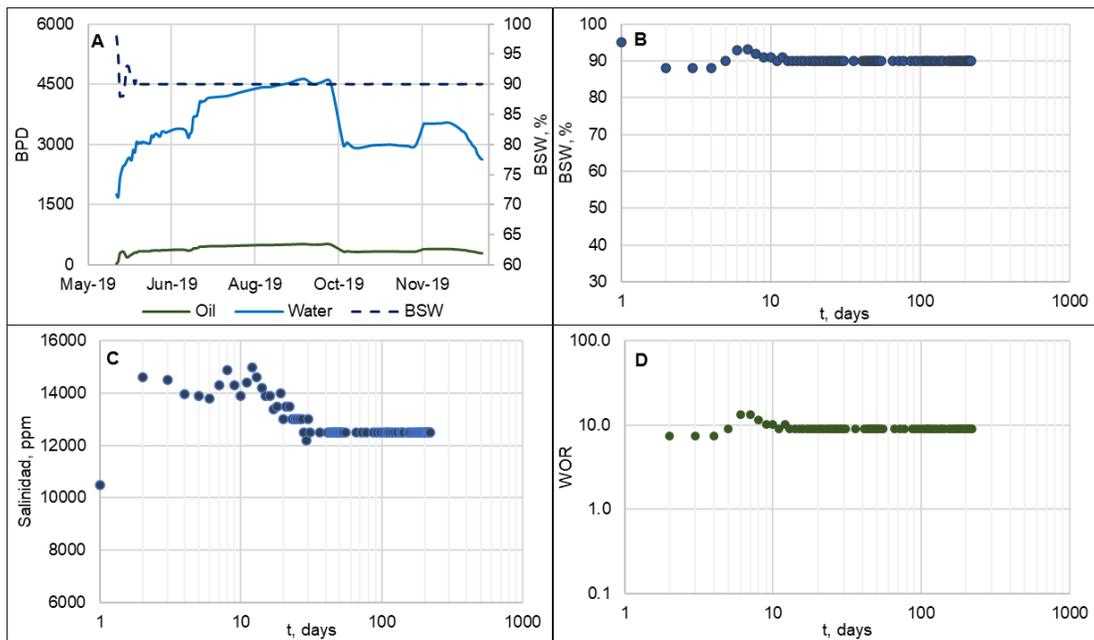


Figura 2.11 Evaluación de historia y producción de fluidos para flujo detrás de casing del pozo ASGR-07. **A:** Historia de producción. **B:** BSW en escala semilogarítmica, **C:** Salinidad en escala semilogarítmica, **D:** WOR vs t.

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

Para el problema de flujo detrás de casing se evidenció una producción agua desagradable o fea, debido a que describe un alto WOR a un corto periodo de producción o con poca acumulación de líquido, ver Figura 2.11.D. La evaluación del flujo detrás de casing es una tarea complicada que en ocasiones requiere de registros y estudios

adicionales, indicados en la Tabla 1.5. Finalmente, el análisis detallado de los registros de pozos y la producción de fluidos se indica en el Anexo No. 3.

2.3.4 Producción normal

El diagnóstico de los problemas de producción de agua permitió identificar 8 pozos con un comportamiento normal, sin exceso repentino de producción de agua. Se observó que 5 de 8 pozos con tendencia normal ocurre en el reservorio M2.

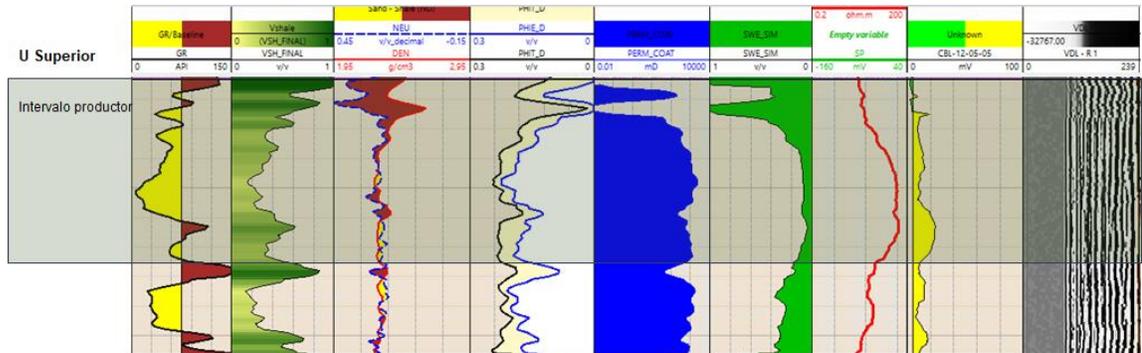


Figura 2.12 Intervalo productor del pozo ASGR-12

Modificado por: Díaz y Chulde (2021)

En general los reservorios indican un volumen de arcilla bajo, con intercalaciones y con buenas propiedades petrofísicas, como se muestra en la Figura 2.12, estos reservorios no tienen un intervalo multicapa y su Sw es baja con una distribución homogénea en el intervalo. Adicionalmente, el registro CBL posee una baja amplitud, mientras que el registro VDL no tiene distorsiones en el intervalo con arribos claros, indicando una buena cementación.

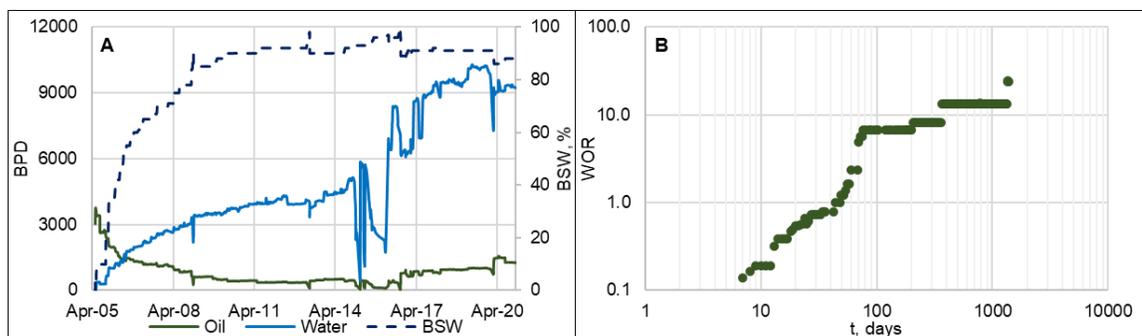


Figura 2.13 Evaluación de historia y producción de fluidos para producción normal del pozo ASGR-12. A: Historia de producción. B: WOR vs t.

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

Como se establece en la Figura 2.5. una vez estudiados los registros eléctricos y cementación, evaluamos el historial de producción mostrado en la Figura 2.13.A, donde se observa un desarrollo progresivo del BSW en 3 años, y posterior alcanza un Plateau que dura alrededor de 12 años. En la Figura 2.13.C. se aprecia progresivamente un incremento progresivo del WOR relacionado al avance de agua y alcanza el Plateau, en donde deja de incrementar el WOR.

En base a estos aspectos anteriormente, se detectaron 8 pozos que no presentan ningún problema asociado a producción de agua y que se hallan dentro de los parámetros normales de producción e indican estabilización. En el Anexo No. 4 se encuentra detallada toda a la información correspondiente la interpretación de registros eléctricos e historial de producción para estos pozos.

2.4 Alternativas para controlar la producción de agua

En el apartado anterior se expuso el análisis de los problemas de producción de agua. De los 20 pozos, 12 mostraron problemas de agua como sigue: 7 indican canalización, 4 tienen flujo detrás de casing y 1 *coning*, para estos pozos identificados se propondrán las alternativas que permitan reducir la producción de agua, en la Tabla 2.2 se resumen las acciones a tomar para los problemas de agua identificados.

Tabla 2.2 Alternativas para controlar los problemas de producción de agua

PROBLEMA	ALTERNATIVAS	
Canalización	1	Aislamiento mecánico del intervalo saturado de agua
	2	Tratamiento con geles
	3	Cambio de zona
	4	Abandono
Flujo detrás de casing	1	Cementación remedial
	2	Cambio de zona
	3	Abandono
Coning	1	Tratamiento con geles
	2	Redisparo parcial
	3	Aislamiento mecánico del intervalo saturado de agua
	4	Cambio de zona
	5	Abandono

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

La estrategia propuesta para contrarrestar los problemas de agua identificados se basa en la evaluación de las alternativas listadas en Tabla 2.2 en orden jerárquico, es decir que para cada problema de agua se inicia considerando la corrección tradicional del problema de agua y si las alternativas listadas no son factibles como último recurso se considera el cambio de zona y abandono.

2.4.1 Análisis de alternativas para canalización

El análisis de las alternativas para controlar la producción de agua debido a una canalización consiste en la evaluación de las opciones listadas en la Tabla 2.2. El análisis inicia con la evaluación de un aislamiento mecánico, y si esta alternativa no es factible se consideraría el cambio de zona y como último recurso el abandono es considerado.

El aislamiento mecánico es considerado por las operadoras en pozos con el problema de agua por comportamiento por capas, comúnmente desarrolla en un corto periodo de tiempo. Como antecedente se ha evidenciado buenos resultados en pozos con esta alternativa y con una historia de producción alrededor de 2 años.

El cambio de zona debe ser considerada cuando la producción del intervalo ha sido larga; adicionalmente, debe sustentarse en base a las reservas de la arenisca estudiada. Consiguientemente, el abandono debe ser analizado una vez que se hayan agotado los recursos anteriores; usualmente fundamentado con el análisis de reservas, análisis nodal y el límite económico.

Tabla 2.3 Análisis de alternativas para canalización

POZO	ALTERNATIVA	DESCRIPCIÓN
ASGR-02	Aislamiento mecánico	Produce de las areniscas U Inferior (14ft) y U Media (4ft) indicando un intervalo multicapa. La arenisca U Media indica mayor saturación de agua que en U Inferior, ha producido 5 años y actualmente produce al 96% BSW.
ASGR-05	Aislamiento mecánico	Produce de la arenisca U Inferior (25ft) de un intervalo de capas separadas por un sello, en la capa superior indica mayor Sw, k y porosidad. Del intervalo en mención ha producido 2 años, describiendo comportamiento por capas y actualmente produce al 92% BSW.
ASGR-06	Aislamiento mecánico	Produce de la arenisca U Inferior (13 ft), describe un intervalo multicapa donde el intervalo inferior muestra mayor Sw. Tiene una producción de 2 meses manteniendo BSW al 87%.
ASGR-10	Aislamiento mecánico	Produce de la arenisca U Superior (11 ft) intervalo multicapa donde la capa superior mayor Sw y comportamiento por capas en producción de fluidos, se observa una fuerte conexión vertical, produce 9 meses alcanzado el 95% BSW.
ASGR-16	No tomar acción	Produce de la arenisca U Superior de un intervalo multicapa, la producción de fluidos indica un comportamiento por capas. No obstante, la producción de agua se ha mantenido bajo el 80% BSW con estabilización de parámetros y durante 8 años indica Plateau al 80% BSW.
ASGR-17	Aislamiento mecánico	Produce de la arenisca T (19 ft) de un intervalo de 2 capas, donde la capa inferior indica (8 ft) mayor Sw. Ha producido por 5 años, durante el primer año tiene un bajo BSW (35% BSW) que posterior incrementa por el comportamiento de capas hasta el 95 % BSW.
ASGR-20	No tomar acción	Produce de la arenisca U Inferior de un intervalo multicapa, la producción de fluidos indica un comportamiento por capas. No obstante, la producción de agua se ha mantenido alrededor del 80% BSW con estabilización de parámetros y durante 7 años indica Plateau al 80% BSW.

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

En la Tabla 2.3 se indica las alternativas para los 7 pozos con problema de canalización. En 2 pozos no se recomienda ejecutar alguna acción, a pesar de que estos pozos indican una canalización, la evaluación de la producción indicó un desarrollo del comportamiento por capas en un periodo de 2 años y posterior a este un Plateau al 80% BSW de 7 – 8 años.

Por otro lado, en 5 pozos se sugiere aislar mecánicamente la capa ladrona, esto puesto que los pozos indican una historia de producción de 2 meses a 5 años en la que

desarrollaron el comportamiento por capas cuyo comportamiento que puede ser corregido sin considerar el cambio de zona o abandono.

2.4.2 Análisis de alternativas para flujo detrás de casing

De la misma manera para el análisis se consideran las alternativas indicadas en la Tabla 2.2. La cementación remedial en la mayoría de los casos en su aplicación ha reducido drásticamente el corte de agua; en casos que no es aplicable esta opción se debe considerar el cambio de zona o abandono que puede liderar a producir de prospectos con menor saturación de agua.

Tabla 2.4 Análisis de alternativas para flujo detrás de casing

POZO	ALTERNATIVAS	DESCRIPCIÓN
ASGR-08	Cementación remedial	Produce de la arenisca U Superior (15 ft) hacia la base con un sello de baja permeabilidad. En el intervalo disparo indica mala cementación que permitiría la conexión con el intervalo inferior de U Superior no disparado de mayor Sw. Produce 7 meses indicando desde el inicio de producción un BSW al 90%.
ASGR-10	Cementación remedial	Produce de la arenisca U Inferior (22 ft), la cementación en el intervalo productor y debajo de este es malo. Produce 5 años, describiendo una producción normal de fluidos con salinidad a 7000 ppm, al año de producción incrementa BSW del 82% al 94% BSW acompañado de un incremento al doble de salinidad.
ASGR-15	Cementación remedial	Produce de la arenisca T indica una mala cementación lo que permitiría la conexión con intervalo de arenisca inferior saturado de agua. Ha producido 4 años, desde su inicio incrementa rápidamente BSW alcanzado el 93% BSW, con una salinidad de 12000 ppm y 1900 PIP, valores inusuales que no son representativos del reservorio.
ASGR-16	Cementación remedial	Produce de la arenisca U Superior (8 ft), indica mala cementación hacia la base, lo que permite la conexión con el intervalo inferior de US no disparado de mayor Sw. Produce 1 año en donde incrementa rápidamente BSW del 30% al 82 %.

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

En la Tabla 2.4 se indican las alternativas para los pozos 4 pozos con flujo detrás de casing, el análisis de alternativas indica que la cementación remedial es la alternativa a aplicar. Mientras que el cambio de zona u abandono no es una alternativa recomendada pero podría estudiarse en pozos con una producción larga.

Al aplicar la cementación remedial en los pozos ASGR-08 y ASGR-16 se esperarían resultados buenos en cuanto a la producción de petróleo, esto debido a su corto periodo

de producción (menor a 1 año) y consiguientemente se espera condiciones originales de producción. Mientras que en los pozos ASGR-10 y ASGR-15 debido a su historia de producción (4 - 5 años) se esperaría mayor producción de agua.

2.4.3 Análisis de alternativas para *coning*

Tomando en cuenta las alternativas listadas en la Tabla 2.2, se identificó un pozo con *coning*. El análisis inició con la evaluación de la aplicación de polímeros selectivos como: bloqueadores de permeabilidad o reductores desproporcionados de permeabilidad; pero debido a que la aplicación de este tratamiento para *coning* implica el uso de grandes cantidades de polímero no es rentable, así lo indica (Luque, et al., 2019).

Siguiendo el orden de evaluación, el redisparo parcial no se recomienda debido a que el intervalo productor tiene una extensión de 8 ft y el desplazamiento de fluidos se identifica a menos de 4 ft de la base del intervalo productor y debido a la inexistencia de un sello, se esperaría que esta solución tuviera poca efectividad. Por las mismas razones antes mencionadas aislar la zona de agua no es aplicable.

Tabla 2.5 Análisis de alternativas para *coning*

POZO	ALTERNATIVAS	DESCRIPCIÓN
ASGR-01	Cambio de Zona	Produce de las arenisca U Superior (8ft). Hacia la base del intervalo indica desplazamiento de fluidos por lo que el pozo tiene un alto riesgo de conificación. Debido a la longitud del intervalo y usar un tratamiento con gel, podría bloquear la producción de fluidos; por lo que se debe evaluar el cambio de zona.

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

Finalmente, al haber seguido las alternativas de solución de este problema. Se analizó el cambio de zona expuesto en la Tabla 2.5, una vez que se ha descartado otras opciones, se esperaría que esta alternativa permita disminuir la producción de agua.

2.4.4 Alternativas para pozos con producción normal

El análisis de la producción de agua indicó 8 pozos con producción normal cuya característica principal es la producción con un comportamiento de agua buena reflejado en el incremento paulatinamente del WOR o el mantenimiento del WOR bajo, esto mientras se acumula la mayor cantidad de líquido. Las alternativas que se deben

tomar para este caso; es identificar el patrón que ha permitido producir con un perfil de agua bueno e identificar tempranamente los problemas de agua.

En la Figura 2.14 se compara la producción entre pozos, a partir de esta gráfica se puede evidenciar que en el reservorio M2, 5 pozos aportan con caudal bajo de agua esto debido al corte de agua bajo descrito entre el 9% y 65%; adicionalmente describen un WOR bajo entre 0.10 bbl/bbl y 1.8 bbl/bbl. Por otro lado, los pozos con mayor aporte de agua se dan en los reservorios de U Superior, U Inferior y T.

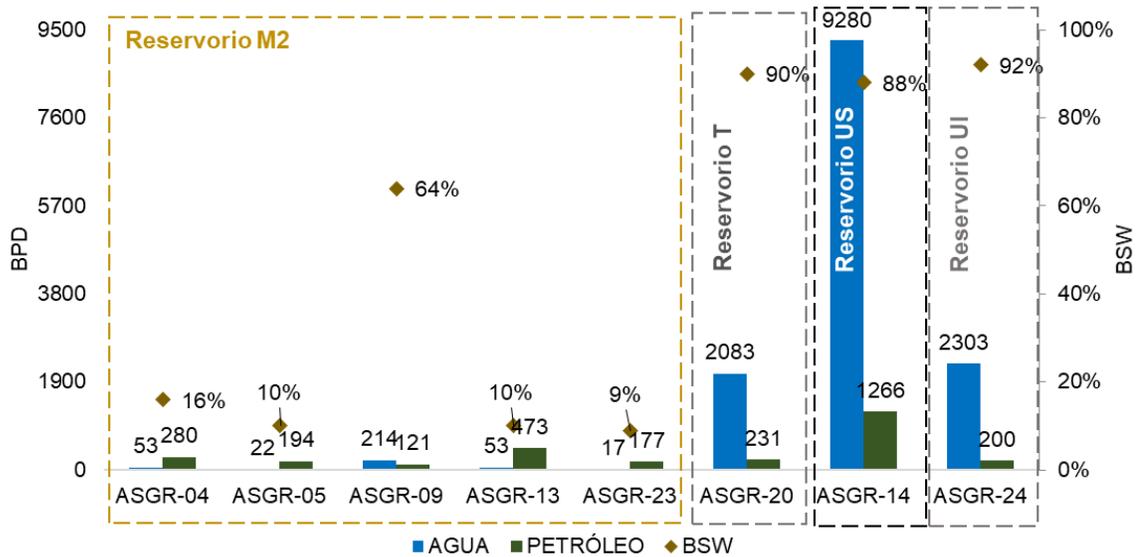


Figura 2.14 Comparativa de pozos con producción normal

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

Los reservorios de T, U Superior y U Inferior indican un corte de agua alto, entre el 88% y el 92%, a pesar de la alta producción de agua tiene una producción buena y no se ha identificado algún problema. En estas zonas se evidencia una producción larga entre 4 a 15 años, por lo que la evolución del WOR ha sido paulatina y se ha estabilizado entre 7.3 bbl/bbl y 12 bbl/bbl por debajo del límite económico (30 bbl/bbl).

A corto plazo, en los pozos identificados con producción normal no se propone ejecutar alguna alternativa, de hecho la recomendación es dejarlos producir e incrementar su productividad. El análisis en estos pozos permitió inferir estrategias para controlar y prevenir la producción de agua que consisten: identificación de oportunidades, control de la producción excesiva mediante el screening de reservorios y en esta resaltar la importancia de operaciones críticas que pueden conducir a problemas de agua.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 Aplicación de alternativas de solución

Se aplicaron las alternativas mediante la simulación en un software de Estado Pseudo-Estable para Flujo Multifásico, desarrollando el análisis nodal para el modelo actual de pozo y el modelo propuesto que incorpora la completación del pozo, el sistema de levantamiento artificial y las propiedades del reservorio. Pozo a pozo se desarrolla un modelo actual y su respectiva alternativa de solución modelada, de forma que es posible comparar y evaluar la aplicabilidad de las alternativas.

3.1.1 Aislamiento mecánico

El aislamiento mecánico se analizó en 5 pozos que tienen el problema de canalización, en la Tabla 3.1 se resumen la condición de producción actual y el detalle de producción propuesto si se aísla la zona ladrona. Para el desarrollo de la condición propuesta se asumen que los parámetros que cambian es el corte de agua y espesor, por cuanto el equipo de levantamiento artificial y la completación mantiene su configuración actual.

Tabla 3.1 Condición actual y propuesta para la alternativa de aislamiento mecánico

Pozo	Reservorio	Condición Actual				Condición Propuesta			
		BPPD	BADP	BSW	h, ft	BPPD	BADP	BSW	h, ft
ASGR-02	U Inferior	119	2846	96%	35	588	690	54%	33
ASGR-05	U Inferior	195	2247	92%	24	810	1119	58%	20
ASGR-06	U Inferior	206	1080	84%	13	396	646	62%	10
ASGR-10	U Superior	200	3799	95%	20	857	2203	72%	15
ASGR-17	T	60	1131	95%	19	133	649	83%	11

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

En la Tabla 3.1 se indica el corte de agua propuesto asumido a partir de la historia de producción y corroborado con la producción de pozos vecinos del mismo reservorio; adicionalmente, la longitud del intervalo disminuye debido al aislamiento de la zona saturada de agua. Tomando en cuanto la completación de cada pozo, el sistema de levantamiento artificial, las propiedades de cada reservorio y la producción del pozo se desarrolla el ajuste del modelo y se desarrolla el modelo propuesto.

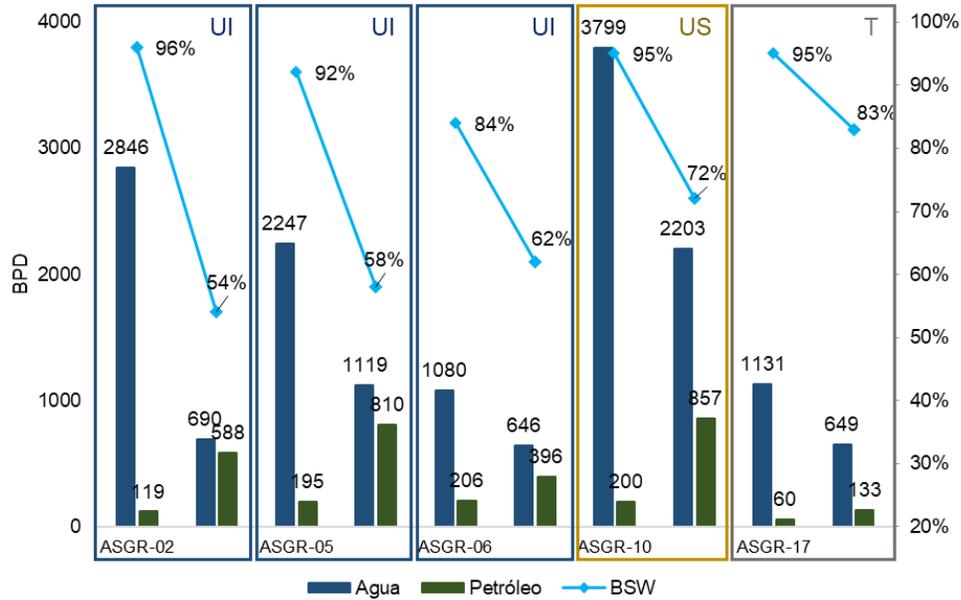


Figura 3.1 Comparativa de producción entre modelo actual y propuesto

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

En la Figura 3.1 se ilustra la comparación del análisis nodal desarrollado para el modelo actual y para la condición propuesta, a partir de esto, se puede indicar que la producción de agua disminuye por el bajo BSW que se produciría de la zona y por la disminución de la producción de fluido. Adicionalmente, la aplicación de esta solución incrementaría la producción de petróleo.

La Figura 3.2 representa la disminución en producción de agua del 40% al 76% y del mismo modo la disminución de la producción del fluido se da del 19% al 57%; esta disminución de la producción de agua se da por la reducción del intervalo productor y por la estimación del BSW al que se produciría al corregir del problema de agua. De esta forma, la producción de petróleo incrementa y en el mejor de los casos hasta llega triplicarse.

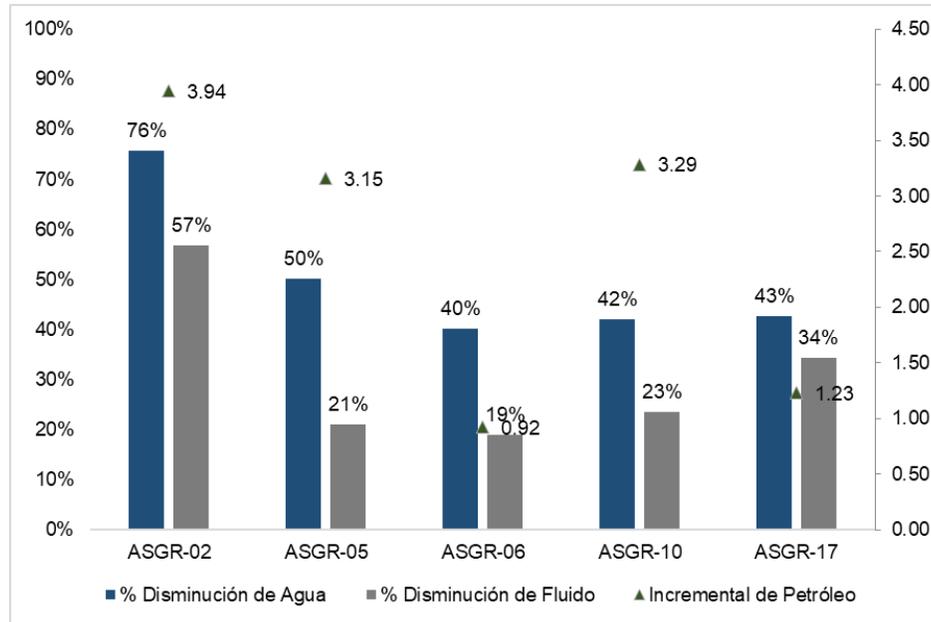


Figura 3.2 Porcentaje de disminución de producción e incremental de petróleo

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

3.1.2 Cementación remedial

La cementación remedial se analizó en 4 pozos con flujo detrás de casing, del mismo modo que para la alternativa de aislamiento mecánico se desarrolló el análisis nodal del modelo actual y el propuesto. En la Tabla 3.2 se resumen la condición actual y propuesta de acuerdo con el análisis nodal, para esta alternativa cambian las propiedades del fluido (BSW y GOR) asumidas de un pozo vecino con similares propiedades, identificado de la correlación estructural.

Tabla 3.2 Condición actual y propuesta para la alternativa de cementación remedial

Pozo	Reservorio	Condición Actual			Condición Propuesta		
		BPPD	BADP	BSW	BPPD	BADP	BSW
ASGR-07	U Superior	600	6068	91%	1250	3750	75%
ASGR-09	U Inferior	259	4050	94%	700	1489	68%
ASGR-13	T	69	923	96%	133	199	60%
ASGR-14	U Superior	211	962	82%	375	375	50%

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

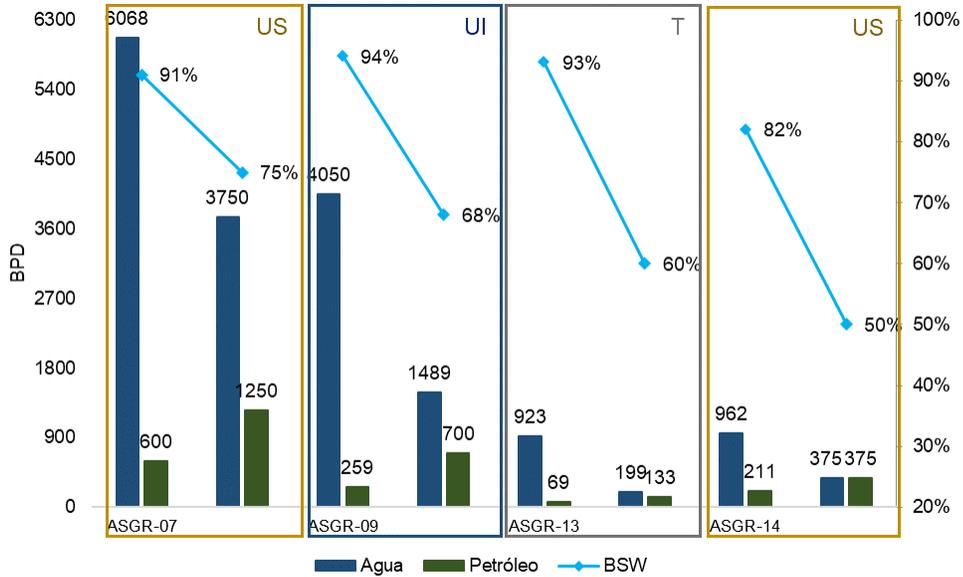


Figura 3.3 Comparativa de producción entre modelo actual y propuesto

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

La comparación de la Figura 3.3 indica una disminución de la producción de fluido y el corte de agua para los reservorios de U Superior, U Inferior y T. Al modelar la alternativa se espera una reducción del corte de agua entre 16 y 32 puntos porcentuales, con una consecuente reducción de fluido e incremento en la producción de petróleo.

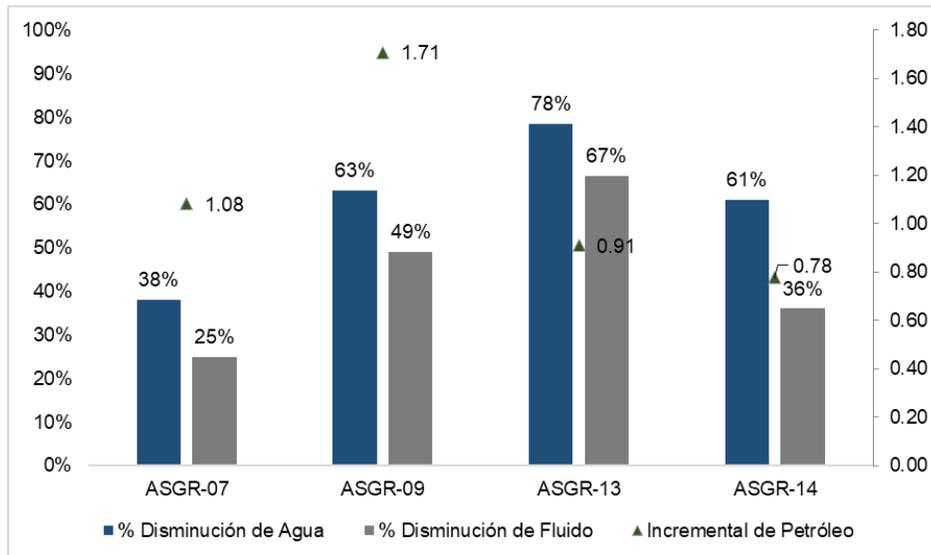


Figura 3.4 Porcentaje de disminución de producción e incremental de petróleo

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

La Figura 3.4 indica la disminución de la producción de agua del 38% y 78%, del mismo modo la producción de fluidos disminuiría entre el 25% y 67%; esto se daría por la producción a las condiciones del reservorio en la zona y más no por la producción de zonas saturadas de agua conectadas por detrás del casing. Por otro lado, la producción de petróleo incrementa desde 0.78 a 1.71 veces con respecto a la condición actual.

3.1.3 Cambio de zona

El cambio de zona se analizó en un pozo que tiene el problema de *coning*, en la Tabla 3.3 se indica la condición actual del reservorio de U Superior y la condición propuesta para el reservorio de M2. Además de modelar y desarrollar la comparativa de condiciones por el análisis nodal, para esta alternativa es necesario sustentarlo a la vez por sus reservas.

Tabla 3.3 Condición actual y propuesta para la alternativa de cambio de zona

POZO	Condición Actual			Condición Propuesta				
	Reservorio	BPPD	BADP	BSW	Reservorio	BPPD	BADP	BSW
ASGR-01	U Superior	345	4583	93	M2	630	1150	65%

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

La comparativa de producción de la Figura 3.5, señala una disminución de producción de fluido y agua para la condición propuesta con respecto a la condición actual. Del mismo modo, el corte de agua disminuiría del 93% al 45% y se esperaría que el corte de agua durante la producción del reservorio M2 no incrementaría por sobre el 70% BSW, esto debido al empuje de gas en solución de la arenisca M2.

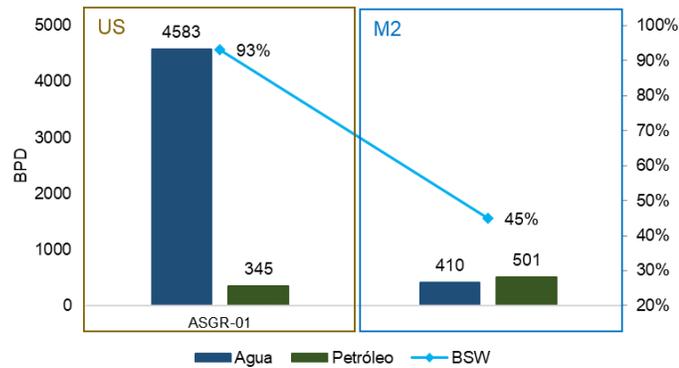


Figura 3.5 Comparativa de producción entre modelo actual y propuesto

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

Al ejecutar el cambio de zona de U Superior a M2; en la Figura 3.6 se ilustra que la producción de agua se reduciría en 91%, mientras que la producción de fluido se reduciría al 82%, la reducción de producción se da por el cambio de un reservorio con un acuífero activo hacia un reservorio sin mantenimiento hidráulico. Por otro lado, se esperaría un incremento de la producción de petróleo en el 45% con respecto a la producción actual.

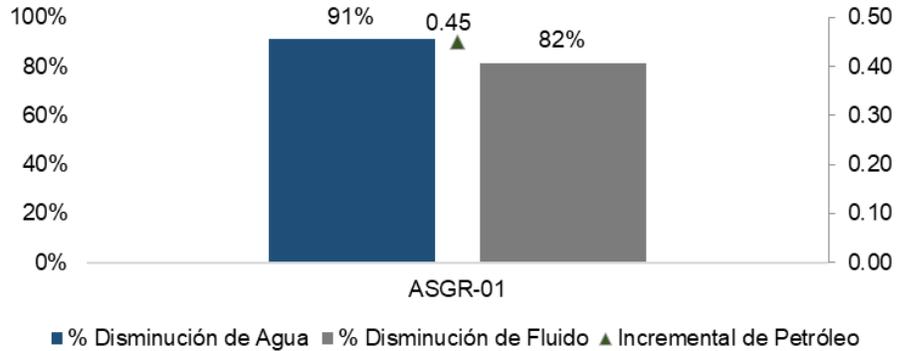


Figura 3.6 Comparativa de producción entre modelo actual y propuesto

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

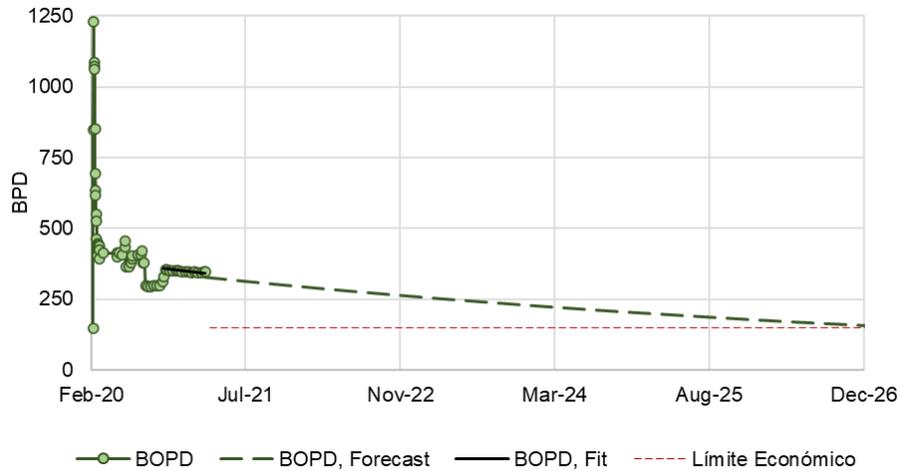


Figura 3.7 Declinación de producción para el pozo ASGR-01

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

Al plantear una propuesta por cambio de zona, el reservorio actual sería abandonado y puesto en producción otro reservorio no disparado en el pozo. Es por esto, que se debe incluir el análisis de declinación. Para el pozo ASGR-01, se desarrolló el análisis

indicado en la Figura 3.7. El *forecast* del pozo indica que si se mantienen las condiciones actuales produciría hasta Dec-2026, fecha en que alcanzaría el límite económico de 150 BPPD. Es por esto, que efectuar el cambio de zona a M2, no se recomienda al momento. Por otro lado, debe continuar la evaluación del pozo y cuando la producción haya alcanzado el límite económico se debe ejecutar el cambio de zona.

3.2 Estrategias para controlar la producción de agua

3.2.1 Oportunidades detrás de casing

Las oportunidades detrás de casing se refiere a los intervalos productores no disparados en un mismo pozo, estas zonas permiten optimizar la producción y para efectos de este análisis es la estrategia para migrar de pozos activos con alta producción de agua a zonas no desarrollados con un riesgo menor. Esta estrategia surgió del análisis de los pozos con producción normal y la relación con los pozos con producción excesiva de agua.

Esta estrategia se basa en el cambio de zona estudiado anteriormente, en donde se observó que la migración de un reservorio con problemas de agua de las características de U Superior hacia un reservorio de las características de M2, reduce la producción de agua y un *screening* adecuado permite hasta incrementar la productividad del pozo.

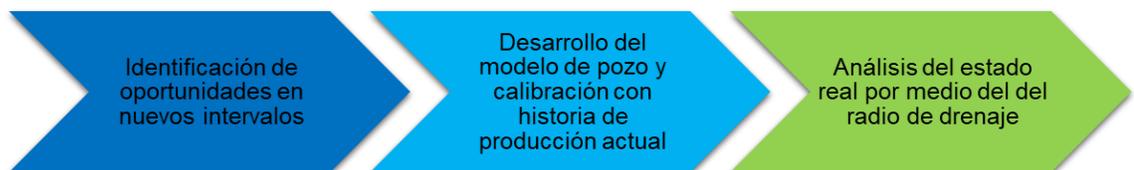


Figura 3.8 Estrategia de oportunidades detrás de casing

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

En la Figura 3.8, se expone las principales etapas para esta estrategia. El análisis para disparar estas zonas inicia con: la identificación de oportunidades, continúa con el desarrollo del modelo que permite estimar el potencial de producción en base a la producción de pozos en la zona evaluada y finalmente el análisis del drenaje de fluidos que permite evaluar los fluidos del subsuelo.

Finalmente, esta estrategia es aplicable cuando la producción de la zona ha

sobrepasado el límite económico del WOR y se busca desarrollar otra zona del mismo pozo con menor riesgo de producción de agua. Del mismo modo se ha expuesto las etapas de las alternativas y se ha contrastado con los resultados del cambio de zona, de forma que esta estrategia puede conducir hacia un desarrollo efectivo de reservorios.

3.2.2 Screening de reservorios

Okoroafor et al. (2017) señala que el screening es una actividad multidisciplinaria para la selección, diagnóstico e intervención de pozos. Particularmente, los candidatos a intervenir se categorizan en los siguientes grupos: de seguimiento, de optimización, de restauración y actividades de integridad. Por lo tanto, la incorporación de estrategias para el control de agua en el screening permitiría prevenir problemas de producción de agua.

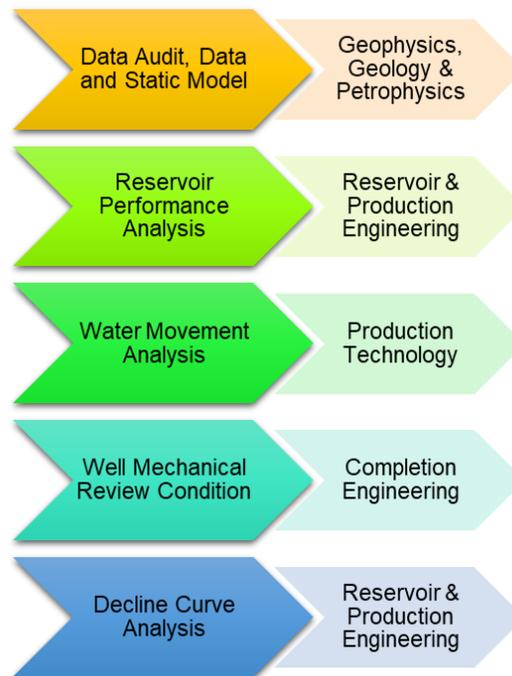


Figura 3.9 Flujo de trabajo y disciplinas para el screening de candidatos de intervención

Fuente: Okoroafor, et al., 2017

En la Figura 3.9 se indica el flujo de trabajo y las disciplinas para cada etapa del screening, el objetivo para el desarrollo de esta estrategia es fortalecer las dos primeras etapas tomando en cuenta los problemas de agua estudiados en este trabajo. Adicionalmente, el screening se aplicaría para las categorías de seguimiento y optimización de pozos.

En la Figura 3.10 se indica la frecuencia de los reservorios categorizados por problema de agua identificado en el capítulo anterior. La ilustración indica que los reservorios de U Superior, U Inferior tienen mayor incidencia a desarrollar un problema de agua. Por lo tanto, la incorporación de una estrategia en estos reservorios permitiría evitar el disparo de zonas que podrían desarrollar un problema de agua.

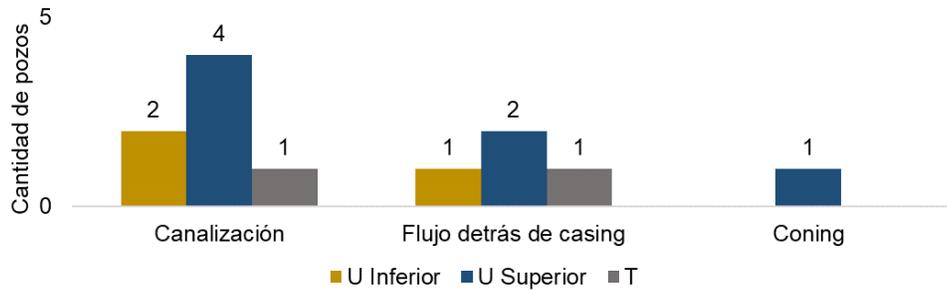


Figura 3.10 Frecuencia de reservorios categorizados por problema de agua

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

Para un screening de optimización y seguimiento de los reservorios de U Superior y U Inferior, en las etapas de *Data Audit & Reservoir Performance Analysis* no se recomendaría disparar intervalos multicapa y se recomienda evaluar efectivamente la cementación en el intervalo y por debajo de este.

Los intervalos multicapa que deben evitarse disparar son aquellos que en una de sus capas indique mayor S_w y mejor calidad de roca (k y ϕ), se ha evidencia que intervalos con este tipo de características son propensos a producir agua rápidamente. Por otro lado, en intervalos con mala cementación, de igual forma desarrollan rápidamente una producción de agua mala.

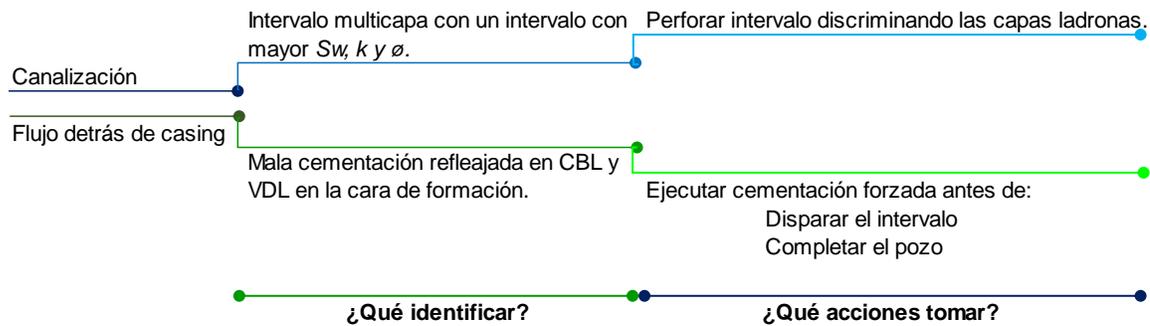


Figura 3.11 Flujo de decisión para problemas de agua

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

En la Figura 3.11 se indica el flujo de decisión a considerar durante un *screening* de optimización o seguimiento, en el que su consideración permitiría prevenir los problemas de agua asociados a una canalización y flujo detrás de casing. Finalmente, esta estrategia es complementaria a los procesos de screening y buscaría una mejora en el desarrollo local de reservorios.

3.3 Discusión de resultados

Se ha desarrollado un análisis de los problemas de agua con una muestra de 20 pozos, de los cuales 12 pozos mostraron producción de agua mala a desagradable. Estos pozos fueron estudiados siguiendo un proceso de evaluación de subsuelo, y a partir de esto, se determinó alternativas para controlar la producción de agua. Finalmente, se estudió la aplicabilidad de las alternativas y en función de los resultados obtenidos se establecieron estrategias para la disminución de la producción de agua.

Mediante la evaluación de subsuelo se obtuvo tres problemas de agua; la canalización, flujo detrás de casing y *coning*. Lo que se debe sin duda alguna al uso de una metodología que integra el reservorio con la producción. Estos resultados reflejan una mejora, en relación con estudios previos en donde únicamente se diferencia entre *coning* y canalización apoyándose en la derivada del WOR (Sagal, 2013).

Es importante mencionar que el uso únicamente de la derivada del WOR para analizar de control de agua, es deficiente. Esto, debido a que, Chan (1995) señala que el método diferencia entre *coning* y canalización. Además, este trabajo permite evidenciar que otros problemas de agua o parámetros de producción que no se relacionan con un problema, pueden indicar *coning* o canalización. Por lo que, la incorporación de registros eléctricos, correlaciones estructurales, características de los reservorios, historia de la producción de fluidos; ha indicado una evaluación efectiva del subsuelo.

Los problemas de agua que indican mayor frecuencia son; la canalización y flujo detrás de casing en los reservorios de U Superior y U Inferior con empuje de agua mala a desagradable. Por el contrario, el reservorio M2 indica producción normal. Esta diferencia, se por el empuje hidráulico predominante en los dos primeros reservorios y empuje de gas en solución para M2.

En la Figura 3.12 contrasta la producción de agua y petróleo. De forma que se identifican

dos zonas con producción buena y regular. La región inferior derecha indica producción excesiva de agua con poco aporte. Mientras que la región superior izquierda indica producción inferior de agua con buen aporte de petróleo.

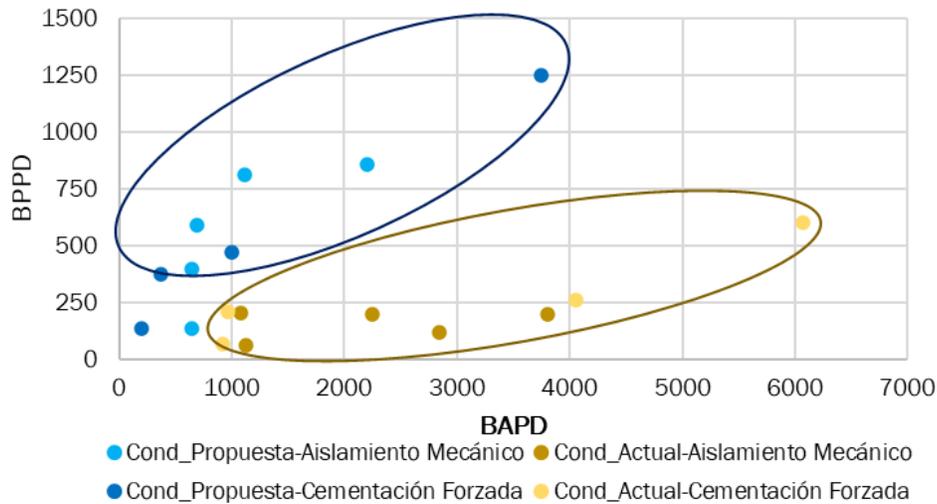


Figura 3.12 Producción de petróleo vs agua para la condición actual y propuesta

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

La región de producción regular hace referencia a la producción antes de aplicar las alternativas de solución, mientras que la región buen es aquella que se alcanzaría al aplicar las alternativas. A partir de esto, la cementación forzada indicaría una disminución de agua entre el 38% al 78% y un incremental promedio de petróleo de hasta 1.12 veces, ver Tabla 3.4.

Tabla 3.4 Disminución de fluido, agua e incremental de petróleo para alternativas de solución

Alternativa de solución	No. Pozos	Disminución de fluido	Disminución de agua	Incremental de petróleo, <i>prom</i>
Cementación forzada	4	Entre 25% a 67%	Entre 38% a 78%	1.12 veces
Aislamiento mecánico	5	Entre 19% a 57%	Entre 40% a 76%	2.51 veces
Cambio de zona	1	82%	91%	0.45 veces

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

Del mismo modo, el aislamiento mecánico indica una disminución de agua entre el 40% a 76% pero con un incremental promedio de petróleo de hasta 2.51 veces. Las alternativas mencionadas, guardan relación entre sí puesto que únicamente se corrige

el problema de agua y se espera continuar produciendo de la misma zona.

El aislamiento mecánico tiene un incremental de 1.39 veces más con respecto a la cementación forzada, esto se infiere que sucede por el efecto de las capas ladronas que muestran una saturación de agua original mayor de hasta el 16% en relación al intervalo productor principal. Además, los pozos vecinos que no tienen un intervalo multicapa indicaron en promedio 27% menos corte de agua con respecto a los intervalos multicapa.

La cementación forzada incrementa en 1.12 veces la producción de petróleo, y a su vez la producción de fluido es en promedio 13% mayor al aislamiento mecánico. Es por esto que a pesar de compartir una disminución del 27% de agua en promedio, esta alternativa incrementa menor caudal de petróleo. Siendo de esta forma, que el flujo detrás de casing afecta de menor manera que la canalización.

El cambio de zona es la alternativa que reduce la producción de agua en 91%, y a su vez incrementa la producción de petróleo 0.45 veces. Esta alternativa a pesar de reducir la producción de agua considerablemente, a su vez reduce el fluido. Esto se debe al cambio de un reservorio de empuje hidráulico a un reservorio con empuje por capa de gas.

Finalmente, se desarrollaron dos estrategias: oportunidades detrás del casing y *screening* de reservorios. La primera propone el desarrollo de un reservorio por gas en solución. Por otro lado, el *screening* de reservorios para optimización o seguimiento establece la incorporación de los resultados de los pozos con problemas canalización y flujo detrás de casing. Cuya implementación debe estudiarse en trabajos posteriores.

4. CONCLUSIONES

- El diagnóstico de los problemas de agua refleja que la evaluación del subsuelo es una herramienta que identifica efectivamente la causa, sustentándose su desarrollo por concepciones de registros eléctricos, reservorios y producción. Además, ha indicado que la aplicación única de la derivada del WOR puede conducir a la mala interpretación de problemas de agua con condiciones de producción que no se relacionan con una causa de agua en el reservorio.
- La evaluación del subsuelo indicó que 12 de los 20 pozos estudiados tienen producción de agua mala a desagradable. De estos, el 58% de los pozos indican canalización por capas esto es común debido a que la mayor parte de pozos producen de un intervalo multicapa. Por otro lado, el 33% de los pozos indican flujo detrás de casing esto por una deficiente cementación en la zona de interés y ausencia de sellos locales. Finalmente, un pozo indicó *coning* esto puesto a la larga historia de producción y a su vez por un empuje hidráulico activo.
- El análisis nodal del cambio de zona (de U Superior a M2) para el *coning* indicó una reducción del 95% de agua con un incremento de 0.45 veces la producción de petróleo. A pesar de que esta alternativa disminuiría la producción de agua, el análisis de declinación indicó que el pozo (produciendo actualmente de US) llegaría a su límite económico en 5 años, es por ello que esta alternativa debe ejecutarse cuando se alcance el límite económico.
- Los problemas de agua con mayor incidencia son la canalización por capas y el flujo detrás de casing en los reservorios de U Superior, U Inferior y T. Las alternativas de indicaron en promedio una reducción del 27% de la producción de agua, a la vez con un incremento de petróleo de 1.8 veces. El aislamiento mecánico incrementa 1.39 veces más la producción de petróleo, esto se da puesto que el comportamiento por capas es más crítico que el flujo detrás de casing.
- La estrategia de oportunidades detrás de casing planteada en función del análisis nodal ejecutado para el cambio de zona; en este se plantea el desarrollo del reservorio M2, esta estrategia permitiría producir con un corte de agua del 45% en lugar de producir al 93% BSW. Además, el corte de agua se mantendría por debajo del 60% BSW esto por el empuje de gas en solución del reservorio M2. Y se aplicaría a los reservorios de U Superior, U Inferior con problemas de agua que a la vez por sus reservas remanentes ya no sea atractivo continuar produciendo.

- Finalmente, la estrategia de *screening* de reservorios planteada en función del análisis nodal ejecutado para la canalización y flujo detrás de casing, busca evitar el disparo de intervalos multicapa y la producción de zonas con mala cementación. Al incorporar estos aspectos, se evidencia que los pozos en promedio producen al 92% corte de agua, y al ejecutar las alternativas de solución el corte de agua se disminuye en promedio al 63%. Por lo que un 30% de corte de agua, se evitaría y a la vez prolongaría la vida productiva del pozo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ahmed, T. (2001). Engineering Handbook. Houston: Gulf Professional Publishing.
- Al Hasani, M., Al Khayari, S., Al Maamari, R., & Al Wadhahi, M. (2008). Diagnosis of Excessive Water Production in Horizontal Wells Using WOR Plots. Kuala Lumpur: International Petroleum Technology Conference.
- Arps, J. J. (1944). Analysis of Decline Curves. Houston: AIME.
- Arps, J. J. (1956). Estimation of Primary Oil Reserves. Dallas: British-American Oil Producing CO.
- Asquith, G., Krygowski, D., Handerson, S., & Hurley, N. (2004). Basic Well Log Analysis (Vol. Segunda Edición). Tulsa, Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologists.
- Ayeni, O., Ayeni, O., & Olatope, V. (2018). Life Cycle Water Management in Oil Production - The good, The Bad and The Ugly. Lagos: Society of Petroleum Engineers.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, M. (2014). La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. Quito: Petroecuador.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. Lima: Institut français d'études andines.
- Bailey, B., Crabtree, M., Tyrie, J., Elphick, J., Kuchuk, F., Romano, C., & Roodhart, L. (2000). Water Control. Oilfield Review.
- Bassiouni, Z. (1994). Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs (Vol. Cuarta Edición). Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Bidner, M. S. (2001). Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo. Buenos Aires: Editorial Universitaria de Buenos Aires.
- Brown, K. E. (1984). The Technology of Artificial Lift Methods. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company.

- Carlos, F., Guzmán, J., Gonzalez, L., & Malave, K. (2012). Aplicación de cementación remedial para solucionar problemas de producción en pozos petroleros. Guayaquil: Escuela Politécnica del Litoral.
- Carvajal, H. J. (2012). Optimización de la producción utilizando análisis nodal en el Campo Fanny 18b operado por Andes Petroleum Ecuador Ltd. Guayaquil, Ecuador: Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- Chan, K. S. (1995). Water Control Diagnostic Plots. Dallas, United States of America: Society of Petroleum Engineers.
- Chou, S. I., H., B. J., Friedmann, F., & Dolan, J. D. (1994). Development of Optimal Water Control Strategies. New Orleans: Society of Petroleum Engineers.
- Clark, N. (1969). Elements of Petroleum Reservoirs. Dallas: American Institute of Mining, Metallurgical, & Petroleum Engineers.
- Cruzalegui, H., & Martín, C. (2012). Evaluación de cementos de baja impedancia acústica empleando ondas flexurales ultrasónicas. Lima, Perú: Universidad Nacional de Ingeniería.
- Du, Y., Guan, L., & Liang, H. (2005). Advances of Produced Water Management. Calgary: Canadian Institute of Mining, Metallurgy & Petroleum.
- Freire, J. L. (2010). Análisis Técnico y Económico de la Separación Agua-Petróleo en el fondo del pozo para la reducción de la producción de agua de formación en un campo del Oriente Ecuatoriano. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Guachamín, D., & Obando, S. (2012). Estudio técnico- económico de completaciones dobles en pozos del campo Edén Yuturi. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Hagedorn, A. R., & Brown, K. E. (1965). Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits. Austin, Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Höök, M. (2009). Depletion and Decline Curve Analysis in Crude Oil Production. Uppsala: Uppsala Universitet.

- Jia, X., & Zhang, F. (2016). *Applying Data-Driven Method to Production Decline Analysis and Forecasting*. Dubai: Society of Petroleum Engineers.
- Luque, E., & Moreno, C. (2019). *Desarrollo de una estrategia de selección de sellos químico para control de agua de producción en un campo colombiano mediante análisis estadístico*. Bogotá: Fundación Universidad de América.
- Orellana, N., Gaibor, A., Astudillo, R., Lozada, F., Muñoz, E., Tamayo, T., . . . Padilla, C. (2019). *Effective Cross Flow Diagnostic by Pulse Neutron, Cement Logs and Fluid Production: Water Shut Off Well Case in Amo Field*. Rio de Janeiro: Offshore Technology Conference.
- Pappas, J., & Crook, R. (1996). *Problem Identification and Solution Method for Water Flow Problems*. Midland: Society of Petroleum Engineers.
- Peak-Well-Systems. (2021, 05 30). *Straddle System*. (Peak Well Systems) Retrieved 05 30, 2021, from Peak Well Systems: <https://www.peakwellsystems.com/products/flow-control/sim-system/straddle-systems.aspx#:~:text=Peak's%20plug%20systems%20can%20be,isolate%20water%20Ozones>
- Qin, W., Lou, P., Meng, J., Li, H., Mao, T., Wojtanowicz, A., & Feng, M. (2017). *Successful Field Trials of Water Control in High Water Cut Wells Using an Improved Downhole Water Sink/Drainage System*. Abu Dhabi: Society of Petroleum Engineers.
- Robelius, F. (2007). *Giant Oil Fields - The Highway to Oil*. Uppsala: Uppsala University.
- Sagal, M. A. (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*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Satter, A., & Iqbal, G. M. (2016). *Decline curve analysis for conventional and unconventional reservoirs*. Texas: Gulf Professional Publishing.
- Satter, A., & Thakur, G. (1994). *Integrated Petroleum Reservoir Management*. Tulsa: PennWell Publishing Company.
- Schlumberger. (2002). *El principio del Fin: Revisión de las prácticas de abandono y*

- desmantelamiento. Oilfield Review.
- Schlumberger. (2012). Pipesim User Guide.
- Schlumberger. (2016). Basic Well Log Interpretation. Oilfield Review.
- Seright, R. S., H., L. R., & D., S. R. (2003). A Strategy for Attacking Excess Water Production. Texas: SPE Production & Facilities.
- Siavash, H. (2019). A Novel Workflow for Oil Production Forecasting using Ensemble-Based Decline Curve Analysis. Calgary: Society of Petroleum Engineers.
- Sisalema, S. A. (2017). Análisis Técnico e Interpretación de Registros de Cementación en Pozos del Oriente Ecuatoriano cementados con sistemas elásticos. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Thakur, P. (2017). Advanced Reservoir and Production Engineering for Coal Bed Methane (Vol. First Edition). Texas: Gulf Professional Publishing.
- Vaca, A. F. (2016). Estudio para la Reactivación de Pozos Inactivos que Presentan Problemas Mecánicos en el Campo Alfa. Quito, Ecuador: Universidad Central del Ecuador.
- Vrålstad, T., Saasen, A., Fjær, E., Øia, T., Ytrehus, J., & Khalifeh, M. (2019). Plug & abandonment of offshore wells: Ensuring long-term well integrity and cost-efficiency. s.f.: Journal of Petroleum Science and Engineering.
- Wen, T., Rui, X., & Ling-Ling, Z. (2011). Comparison and Limitation Analysis of Approaches for Porosity Evaluation from NMR and Three Porosity Logs in Low Permeability Gas Sands with Bad Borehole. Mascate, Oman: Society of Petroleum Engineers.

ANEXOS

Anexo No. 1 Análisis de subsuelo de pozos con Canalización

ANÁLISIS DE SUBSUELO							
Pozo	Arenisca	Registros Eléctricos	Cemento	Historia de Producción	Evaluación de Producción		Gráfica de Chan
			Descripción	Descripción	Descripción	Tipo de agua	Descripción
ASGR-02	UI	Se aprecia un intervalo productor de dos arenas: U Inferior y U Media separadas por un sello de baja permeabilidad y porosidad. U Media refleja propiedades de peor calidad que U Inferior. U Inferior posee una mayor permeabilidad, porosidad, saturación de agua y a su vez indica desplazamiento de fluidos.	Cementación eficaz con buena adherencia cemento-formación. El registro USIT indica distribución homogénea del cemento.	La producción del pozo inicia con un aumento rápido de BSW, en un periodo de 3 meses incrementa del 10% BSW al 85% BSW. Y se estabiliza al 85% BSW en un periodo de 4 años.	El pozo empieza con una tendencia a agua normal con un WOR bajo que progresivamente aumenta su valor hacia agua mala.	Agua mala	Incremento de pendiente en la curva WOR y en la curva WOR', provocada por canalización en el yacimiento
ASGR-05	UI	Los registros eléctricos indican un intervalo limpio con muy buenas propiedades petrofísicas, pero con un sello intermedio que fragmenta el intervalo en dos unidades. La unidad superior tiene menor permeabilidad, porosidad y mayor saturación con respecto a la unidad inferior.	El registro CBL en la unidad superior indica una adherencia regular casing-cemento, y en la parte inferior indica una buena adherencia casing-cemento. El registro VDL indica buenos arribos sin distorsiones en todo el intervalo, señal de	Inicia produciendo con un 40% de BSW que incrementa gradualmente con relación a la PIP, en el último periodo se indica un incremento de BSW al 90% con un periodo de estabilización.	Inicialmente produjo con bajo WOR e incrementó paulatinamente, describiendo un comportamiento de agua mala.	Agua mala	Incremento por intervalos en la curva WOR, separados por pendientes de 90° que refleja comportamiento de capas.

			buena adherencia cemento-formación.				
ASGR-06	UI	Intervalo de arenisca limpia con intercalaciones de arcilla y con un sello intermedio. La unidad superior indica distribución uniforme de propiedades con una mayor saturación de agua con respecto a la unidad inferior.	El CBL muestra una buena adherencia entre cemento-formación por debajo del intervalo de producción. El VDL indica arribos fuertes y claros, señal de buena cementación cemento-formación.	Produce al 80% BSW desde el inicio de producción, el periodo de producción es de dos meses. El BSW tiende a estabilizarse de acuerdo con la PIP.	Desde el inicio de producción, produce con un WOR alto con una tendencia de comportamiento por capas.	Agua mala	Incremento por intervalos en la curva WOR, separados por pendientes de 90° que refleja comportamiento de capas.
ASGR-10	US	Intervalo de arenisca sucia, con bastantes intercalaciones de arcillas que actúan como un sello intermedio, dividiendo a la zona perforada en dos zonas con hidrocarburo. El registro SFRT indica que no hay desplazamiento de fluido. Zona sellada superior e inferiormente.	El CBL muestra una buena adherencia entre cemento-formación por debajo del intervalo de producción. El VDL indica arribos fuertes y claros, señal de buena cementación cemento-formación.	Pozo empieza a producir al 40% BSW, incrementa progresivamente y a manera de capas hasta el 95% BSW, pozo con historia de producción de un año.	Empieza con un alto corte de agua, típico de agua fea. El WOR indica un comportamiento por capas, describiendo etapas de depletación y <i>Plateaus</i> .	Agua mala	Incremento de pendiente en la curva WOR y en la curva WOR', provocada por canalización en el yacimiento
ASGR-16	US	Intervalo de arenisca sucia con alta presencia de arcilla separada por múltiples discontinuidades que actúan como sellos, dividiendo al intervalo en tres unidades con propiedades petrofísicas diferentes. La capa superior presenta mejor permeabilidad y menor saturación que las capas inferiores. Zona sellada por la parte superior e inferior.	El registro CBL indica una buena adherencia casing-cemento, mientras que el VDL no indica distorsiones por lo que habría una buena adherencia cemento-formación.	Al inicio de producción incrementa rápidamente el BSW, del 10% al 60% en un periodo de 5 meses. En su historia indica periodos de estabilización del BSW con incrementos rápidos, a manera de capas, produce al 80% BSW.	Inicia con bajo WOR, pero a días de producir incrementa rápidamente el WOR con un comportamiento típico de agua mala	Agua mala	WOR' indica una posible canalización que se corrobora con el WOR.

ASGR-17	T	Indican un intervalo de arenisca limpia con un sello intermedio de baja permeabilidad que divide el intervalo en dos unidades. Buenas propiedades petrofísicas. Zona sellada por la parte inferior.	El registro CBL indica una buena adherencia casing-cemento, mientras que el VDL no indica distorsiones, por lo que habría una buena adherencia cemento-formación.	Al inicio produjo con un bajo BSW (20%) e incrementó repentinamente al 80% BSW hasta gradualmente alcanzar el 94%.	Inicia con un bajo WOR, que incrementó rápidamente describiendo un comportamiento por capas y de agua mala	Agua mala	WOR' indica una posible canalización.
ASGR-20	UI	Los registros evidencian una zona con alto contenido de arcilla. Contiene intervalos de menor permeabilidad que actúan como múltiples sellos, dividiendo a la zona en varias unidades. Esta zona refleja un mínimo cruce Neutron-Density, intervalos con mayor saturación de agua y presenta contacto con un acuífero superior.	El registro VDL y CBL no presentan novedades en ninguno de los dos intervalos, reflejando una buena adherencia del cemento al casing y a la formación	La producción inicia con un bajo BSW, que con el tiempo aumenta por encima del 90%, este no se ve influenciado por la variación de frecuencia. Disminución de BSW sin variación de PIP y con disminución de frecuencia.	Comportamiento inicial típico de agua mala, que en el periodo final tiende a estabilizarse.	Agua mala	Incremento de pendiente en la curva WOR y en la curva WOR', provocada por comunicación.

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

Anexo No. 2 Análisis de subsuelo para pozos con *coning*

ANÁLISIS DE SUBSUELO							
Pozo	Arenisca	Registros Eléctricos	Cemento	Historia de producción	Evaluación de producción		Gráfico de Chan
			Descripción	Descripción	Descripción	Tipo de agua	Descripción
ASGR-01	US	El intervalo productor de 6 ft, de arenisca limpia con buenas propiedades petrofísicas. Hacia la base del intervalo se presenta una arenisca de menor k y porosidad del intervalo, conectando con el intervalo de arenisca inferior con mayor saturación de agua. El registro SFRT, indica desplazamiento de fluidos en el intervalo inferior de arenisca,	La cementación fue realizada eficazmente logrando una buena adherencia entre el casing con el cemento y el cemento con la formación.	Inicia con bajo corte de agua que incrementa progresivamente. La producción de agua y fluidos tiene un comportamiento estabilizado al 93% BSW, no indica una producción repentina de agua.	El pozo inicia con un bajo WOR, que gradualmente incrementa en relación con el incremento del BSW. Actualmente, tiene un WOR estabilizado en concordancia a la producción de fluidos.	Agua normal	Incremento de pendiente en la curva WOR y decremento en la curva WOR', indicando un posible <i>coning</i> .

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

Anexo No. 3 Análisis de subsuelo de pozos con flujo detrás de casing

ANÁLISIS DE SUBSUELO						
Pozo	Arenisca	Registros Eléctricos	Cemento	Historia de Producción	Evaluación de Producción	
			Descripción	Descripción	Descripción	Tipo de agua
ASGR-07	US	Se aprecia un intervalo limpio, sin intercalaciones de arcilla ni sellos intermedios pero con un posible contacto con una capa superior de agua.	El registro CBL en intervalo indica amplitudes altas que aumentan a medida que se profundiza en el intervalo. El registro VDL no indica arribos claros y continuos. Es por esto que, la adherencia de cemento no es buena de la forma casing-cemento-formación.	El BSW se mantiene generalmente constante, pero la producción de agua y WOR aumenta con incremento de frecuencia.	El pozo produce desde el inicio con una tendencia típica de agua desagradable, y describe este comportamiento hasta la actualidad.	Agua fea
ASGR-09	UI	Los registros nos indican presencia de arcilla aunque con buenas propiedades petrofísicas. El intervalo superior posee mayor contenido de arcilla y menor calidad de propiedades petrofísicas con respecto al intervalo inferior. El registro SFRT indica que no hay desplazamiento de fluidos	El CBL indica amplitudes altas que en el intervalo. El registro VDL no indica arribos claros y continuos. Es por esto que, la adherencia de cemento no es buena de la forma casing-cemento-formación.	Inicia produciendo con un bajo corte de agua que progresivamente incrementa, y actualmente alcanza el Plateau de producción.	Produce con un bajo WOR que incrementa progresivamente, y el WOR incrementa en relación con el incremento de BSW.	Agua mala

ASGR-13	T	Zona con un alto contenido de arcilla y discontinuidades que se asumen como sellos y que afectan las propiedades petrofísicas del reservorio. Propiedades petrofísicas regulares. En esta zona se aprecia un mínimo cruce Neutron-Density. Sellado por la parte superior e inferior.	Capa superior e inferior al intervalo productor con adherencia regular entre cemento y formación y buena adherencia cemento-formación. El registro VDL indica arribos claros y acentuados, que indicaría una buena adherencia cemento-formación en el intervalo productor.	Al inicio de producción tiene un bajo BSW que incrementa abruptamente alcanzando el 90% BSW. La salinidad desde el inicio de producción no es representativa del reservorio y tiende a mantenerse por sobre los 10,000 ppm. Del mismo modo la PIP describe presiones inusuales en este reservorio.	Inicia la producción con comportamiento de agua fea, que está en relación a la historia del BSW y la PIP.	Agua fea
ASGR-14	US	Zona con un gran contenido de arcilla y discontinuidades. Zona heterogénea con hidrocarburos distribuidos en varias capas. Propiedades petrofísicas regulares. Zona colindante con un intervalo inferior de arcilla, de baja permeabilidad y porosidad que no actúa como sello y permite el paso de fluidos.	El CBL indica amplitudes altas que en el intervalo. El registro VDL no indica arribos claros y continuos. Es por esto que, la adherencia de cemento no es buena de la forma casing-cemento-formación.	Producción empieza con un alto corte de agua, que incrementa rápidamente del 20% al 60% y a partir de esto describe un incremento progresivo al 80%. En este periodo la salinidad describe valores de 20,000 ppm, valores que no son representativos del reservorio.	El WOR incrementa desde el inicio de producción reflejando con un comportamiento de agua fea y continúa describiendo este comportamiento hasta la actualidad.	Agua fea

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)

Anexo No. 4 Análisis de subsuelo para pozos con producción normal

ANÁLISIS DE SUBSUELO							
Pozo	Arenisca	Registros Eléctricos	Cemento	Historia de Producción	Evaluación de Producción		Gráfico de Chan
			Descripción	Descripción	Descripción	Tipo de agua	Descripción
ASGR-03	M2	Los registros eléctricos muestran un intervalo sucio, con una permeabilidad buena pero con bastantes intercalaciones de mala permeabilidad que afectan la hidráulica de la zona	La cementación fue realizada eficazmente logrando una buena adherencia entre el casing con el cemento y el cemento con la formación	La producción del pozo se mantiene con un BSW por debajo del 20%. El WOR es muy bajo durante toda la etapa de producción. Un aumento de frecuencia no afecta el BSW	El pozo empieza con una tendencia a agua mala con un WOR alto, que se estabiliza hacia agua normal	Agua buena	El gráfico de Chan no es concluyente
ASGR-04	M2	Se refleja una arenisca con intercalaciones de arcilla y con propiedades petrofísica regulares. Limita con sellos superior e inferiormente con continuidad lateral	CBL indica hacia el intervalo superior lecturas de mV bajos que indica buena adherencia casing-cemento y el VDL indica arribos uniformes sin distorsiones, señal de buena adherencia de cemento-formación.	Ha mantenido bajo corte de agua desde el inicio de producción, indicando una tendencia de declinación.	El pozo desde su inicio de producción mantiene un WOR bajo y estable.	Agua buena	El gráfico de Chan no es concluyente
ASGR-08	M2	El intervalo productor no refleja desplazamiento de fluidos según el registro SFRT. Este intervalo productor presenta intercalaciones de arcilla y propiedades regulares	El CBL y VDL indican buena adherencia casing-cemento-formación hacia el tope, mientras que en la base del intervalo hay una cementación de buena a regular entre el casing-cemento.	Inicia producción con 60% BSW y mantiene estabilización en relación con la PIP.	Produce con un bajo WOR desde su inicio de producción, manteniendo tendencia de estabilización.	Agua buena	El gráfico de Chan no es concluyente

ASGR-11	M2	Zona con alto contenido en arcilla, con intercalaciones que se extienden lateralmente. Propiedades petrofísicas regulares, con presencia de posibles sellos intermedios o a su vez de segmentos de agua.	El registro VDL y CBL no presentan novedades, tienen una buena adherencia del casing, cemento y formación.	Inicia con una alta producción de agua que va disminuyendo con el tiempo, BSW se estabiliza por debajo del 10%	Data insuficiente, inicia por debajo de agua mala con tendencia a agua buena	Agua buena	El gráfico de Chan no es concluyente
ASGR-12	US	Los registros eléctricos indican una zona con alto contenido de arcilla y sellada por la parte superior e inferior. Se aprecia un mínimo cruce Neutrón-Density. Existen varios sellos intermedios de baja permeabilidad y se asume una capa superior de agua.	Adherencia regular entre el casing y el cemento en el intervalo y en la parte inferior y buena adherencia entre el cemento y la formación. El registro CDL indica arribos claros y acentuados, que indicaría una buena adherencia cemento-formación.	Empieza con una producción baja de agua pero la tasa se incrementa llegando a estabilizarse, BSW cerca al 90%, frecuencia sobre 60 Hz. A lo largo de la historia hay un cambio de salinidad de 20000 ppm a 12000 ppm.	Inicia la producción con comportamiento de agua buena y se estabiliza en esa zona	Agua buena	Incremento de pendiente en la curva WOR y decremento en la curva WOR', indicando <i>coning</i>
ASGR-18	T	Se muestra un Intervalo de arenisca limpia con bajo volumen de arcilla. Buenas propiedades petrofísicas. Este intervalo no indica la presencia sellos intermedios ni en la parte superior ni inferior.	El registro CBL tiene una baja amplitud, indicando una muy buena adherencia casing-cemento. El registro VDL no tiene distorsiones en el intervalo con arribos claros, indicador de una buena calidad de cemento cemento-formación.	Inicia produciendo con un bajo corte de agua (20%) que incrementa progresivamente y estabiliza la producción de fluidos al 90% BSW.	Produce con un bajo WOR que incrementa progresivamente, e indica una tendencia de estabilización	Agua buena	El gráfico de Chan no es concluyente
ASGR-21	M2	Consiste en una zona con un alto contenido de arcilla y discontinuidades que actúan como sellos de baja permeabilidad afectando las	El registro VDL y CBL no presentan novedades, tienen una buena adherencia del casing, cemento y formación	Inicia con una producción baja de agua que aumento con el incremento de frecuencia. Posteriormente BSW	Presenta un comportamiento de agua buena desde su inicio y se mantiene estable en esta	Agua buena	Presentó un comportamiento por capas que llegó a estabilizarse. No presenta

		propiedades petrofísicas del reservorio. Se aprecia una mínima zona con hidrocarburos. Propiedades petrofísicas regulares		se estabiliza y es inferior al 10%	zona novedades sin		actualmente problemas
ASGR-22	UI	Los registros indican una arenisca limpia con una discontinuidad intermedia que actúa como sello y divide la zona en dos zonas con hidrocarburo. Las propiedades petrofísicas son buenas y no presentan novedades con respecto a las saturaciones de fluidos	El registro VDL no muestra distorsiones en el intervalo, por lo que se tendría una buena adherencia cemento-formación. El registro USIT indica una distribución homogénea en este intervalo. En el intervalo inferior de la arenisca U Inferior, el registro CBL tiene un pico de 6.2 mV lo que señalaría una buena adherencia casing-cemento. El registro VDL no tiene distorsiones lo que indicaría una buena adherencia cemento-formación. El registro USIT confirmaría una distribución homogénea del cemento en todo el intervalo.	Inicia produciendo con un bajo corte de agua y desarrolla <i>Plateau</i> de producción	Inicia con un WOR que progresivamente incrementa, acumulando fluido mientras incrementa WOR	Agua buena	El gráfico de Chan no es concluyente

Elaborado por: Díaz y Chulde (2021)