

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**DISEÑO Y FORMULACIÓN DE UN COLCHÓN BLOQUEADOR DE
AGUA DE FORMACIÓN PARA POZOS DE PRODUCCIÓN DE
PETRÓLEO.**

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

LUIS FERNANDO NARANJO ALMAGRO

luis.naranjo01@epn.edu.ec

DIRECTOR: MSc. PABLO DANIEL BENALCÁZAR FLORES

pablo.benalcazar@epn.edu.ec

CODIRECTOR: MSc. JOSÉ FRANCISCO PAZ VILLAROEEL

jose.paz@epn.edu.ec

DMQ, junio 2022

CERTIFICACIONES

Yo, **LUIS FERNANDO NARANJO ALMAGRO** declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.



LUIS FERNANDO NARANJO ALMAGRO

Certificamos que el presente trabajo de titulación fue desarrollado por: **LUIS FERNANDO NARANJO ALMAGRO**, bajo nuestra supervisión.



MSc. PABLO DANIEL BENALCAZAR FLORES

DIRECTOR



MSc. JOSÉ FRANCISCO PAZ VILLAROEEL

CODIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmo que el trabajo de titulación aquí descrito, así como el producto resultante del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales corresponden al autor que ha desarrollado el presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.



LUIS FERNANDO NARANJO ALMAGRO

DEDICATORIA

A mi madre, quien ha sido pilar fundamental en mi vida, con su amor, paciencia y esfuerzo me ha permitido llegar a cumplir hoy un sueño más, gracias por inculcar en mí el ejemplo de esfuerzo y valentía, de no temer las adversidades porque Dios está conmigo siempre.

"Nuestras virtudes y nuestros defectos son inseparables, como la fuerza y la materia. Cuando se separan, el hombre ya no existe".

Nikola Tesla

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por haberme bendecido con una excelente madre, quien con su amor, esfuerzo y dedicación ha podido ser mi apoyo y fortaleza en momentos de dificultad y de debilidad.

Al padre Francisco Nieto, Sdb., que, con sus consejos, enseñanzas y apoyo, hizo que pueda crecer día a día y ser un “Buen Cristiano y Honrado Ciudadano”.

De igual manera, mi gratitud a mis hermanos, Cinthya y Anthony que han estado junto a mí en todo este tiempo, han sido una fuente de inspiración e impulso para seguir adelante.

A mis tutores MSc. Pablo Benalcázar y MSc. José Paz por haber compartido sus conocimientos a lo largo del desarrollo del Trabajo de Titulación y de manera especial a MSc. Joana Martínez y MSc. William Paucar por el apoyo brindado en el desarrollo de los ensayos en el Laboratorio de Fluidos de Perforación de la Escuela Politécnica Nacional.

Finalmente, quiero expresar mi agradecimiento a Lore, quien, con su amistad sincera, ha sido un gran apoyo durante todo este tiempo.

FERNANDO

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES	II
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	III
DEDICATORIA	IV
AGRADECIMIENTO	V
ÍNDICE DE CONTENIDO	VI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIII
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Objetivo General.....	4
1.2 Objetivos Específicos.....	4
2. MARCO TEÓRICO	5
2.1 Yacimiento Hidrocarburífero	5
2.1.1 Propiedades Físicas de un Medio Poroso.....	5
2.1.1.1 Porosidad	5
2.1.1.2 Permeabilidad.....	6
2.1.2 Fluidos Producidos en un Yacimiento Hidrocarburífero.....	7
2.2 Fuente de Agua de Producción.....	8
2.2.1 Agua presente en el yacimiento según su origen.....	8
2.2.2 Agua presente en el yacimiento según su uso	8
2.3 Mecanismos de Producción de Agua en Yacimientos de Petróleo.....	9
2.3.1 Comunicación Mecánica o Flujo Canalizado detrás del Casing, Tuberías de Producción o Packers.	9

2.3.2	Contacto Agua – Petróleo Dinámico	11
2.3.3	Conificación o Formación de Crestas	11
2.3.4	Canalización Matricial Sin Flujo Cruzado	13
2.3.5	Fracturas o Fallas entre un Pozo Inyector y un Pozo Productor.....	14
2.3.6	Canalización a través de Fallas o Fracturas	14
2.4	Métodos de Control de la Producción de Agua	16
2.4.1	Soluciones Mecánicas	16
2.4.2	Soluciones Químicas	16
2.4.2.1	Tratamiento de Cemento	17
2.4.2.2	Tratamiento de geles rígidos.....	17
2.4.2.3	Tratamiento de inyección de un fluido gelificado.....	18
2.4.2.3.1	Colchón Bloqueador Diseñado con Geles de Polímeros.....	19
2.4.2.4	Tratamiento de fluidos inteligentes o selectivos	19
2.5	Fluidos de Perforación	19
2.5.1	Tipos de fluidos de perforación	20
2.5.1.1	Fluidos Acuosos	20
2.5.1.2	Fluidos No Acuosos.....	20
2.5.2	Funciones Básicas de los Fluidos de Perforación	20
2.5.3	Ciclo de Vida de los Fluidos de Perforación.....	21
2.5.3.1	Diseño Inicial	21
2.5.3.2	Circulación.....	21

2.5.3.3	Medición y Rediseño.....	21
2.5.4	Reología	22
2.5.4.1	Viscosidad	22
2.5.4.1.1	Viscosidad Plástica	22
2.5.4.2	Fuerza de Gel.....	22
2.5.4.3	pH.....	22
3.	METODOLOGÍA	24
3.1	Descripción de la Metodología Aplicada	24
3.1.1	Formulación del Fluido.....	24
3.1.2	Normas API de Referencia	26
3.2	Selección de Pruebas de Filtración y Equipos	27
3.2.1	Filtración Estática	27
3.2.2	Prueba High Temperature – High Pressure Filter Press (HTHP).....	28
3.2.2.1	Equipo	28
3.2.2.2	Medio Filtrante.....	30
3.2.2.3	Realización de la Prueba de Filtración.....	30
3.2.2.4	Cálculos.....	31
3.2.3	Prueba con Equipo Permeability Plugging Tester (PPT).....	31
3.2.3.1	Equipo PPT	31
3.2.3.2	Medio Filtrante.....	33
3.2.3.3	Spurt Loss	34
3.2.3.4	Realización de la Prueba de Filtración.....	35

3.2.3.5	Medición de la Costra de Filtración	36
3.2.3.6	Cálculos	36
3.3	Medición de Propiedades Reológicas	36
3.3.1	Viscosidad	36
3.3.2	Medición de pH.....	37
3.4	Cálculo de Efectividad de Taponamiento	38
4.	RESULTADOS.....	39
4.1	Pruebas de Filtrado Estático con el Equipo HTHP	39
4.1.1	Selección de compuestos según su eficiencia de filtrado.....	41
4.2	Pruebas de Filtrado Estático con Equipo PPT.....	41
4.2.1	Resultados de la primera y segunda prueba	41
Compuesto 24	41
Compuesto 26	42
Compuesto 27	42
Compuesto 29	42
Compuesto 30	42
Compuesto 32	43
Compuesto 33	43
Compuesto 34	43
Compuesto 35	43
Compuesto 36	44
4.2.2	Resumen de Resultados Obtenidos en el Equipo PPT	44

4.3	Propiedades Reológicas	45
4.4	Fluidos con Menor Filtrado durante Prueba 2 con el Equipo PPT	46
4.5	Análisis de la Costra Formada en la Prueba 1 en el Equipo PPT.....	46
4.6	Cálculo de Permeabilidad	47
4.7	Análisis de resultados	48
4.7.1	Análisis de los resultados obtenidos en las pruebas de filtrado estático.....	48
4.7.1.1	Análisis de Resultados obtenidos con el equipo HTHP	48
4.7.1.2	Análisis de Resultados obtenidos con el equipo PPT.....	49
4.7.1.3	Análisis de las Propiedades Reológicas.....	49
4.7.1.4	Análisis de la Permeabilidad Final	50
4.7.1.5	Selección del mejor Compuesto	50
4.7.1.6	Análisis comparativo del Compuesto 32 y el producto FracCON	51
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	52
5.1	CONCLUSIONES	52
5.2	RECOMENDACIONES.....	53
6.	BIBLIOGRAFÍA.....	54
7.	ANEXOS.....	56

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Diagramas Esquemáticos de Diversos Contactos de Gas, Petróleo y Agua.....	7
Figura 2.2 Flujo canalizado detrás del Casing.....	10
Figura 2.3 Filtración en el Casing.....	10
Figura 2.4 Contacto Agua – Petróleo Dinámico.....	11
Figura 2.5 Conificación en pozo vertical.....	12
Figura 2.6 Conificación en pozo horizontal.....	12
Figura 2.7 (A) Deformación del CAP en forma de cono, (B) Irrupción de agua por conificación	13
Figura 2.8 Desviación de Petróleo por conificación de agua.....	13
Figura 2.9 Capa inundada sin flujo cruzado.....	14
Figura 2.10 Fracturas o Fallas entre un pozo inyector y productor.....	14
Figura 2.11 Fallas o Fracturas en una capa de agua superior o inferior en un: (a) pozo vertical y (b) pozo horizontal.....	15
Figura 2.12 Mecanismos de empuje de agua.....	15
Figura 2.13 Bombeo de un gel rígido: (A) en la zona inundada para obstruir la entrada de agua de una capa sin flujo transversal, (B) un empacador inflable en la tubería flexible aísla la zona productora de petróleo de la zona inundada.....	18
Figura 3.1 (a) Equipo HTHP con fuente de gas presurizado de dióxido de carbono, (b) Equipo HTHP con fuente de gas presurizado de nitrógeno.....	29
Figura 3.2 Papel filtro, 6.3 cm (2.5”), 2.7 µm.....	30
Figura 3.3 Equipo Permeability Plugging Tester.....	32
Figura 3.4 Disco cerámico.....	33
Figura 3.5 Viscosímetro modelo 900.....	37
Figura 3.6 Kit de medidor de pH de mesa de laboratorio PH800 APERA INSTRUMENTS.....	37
Figura 4.1 Resultados obtenidos en las pruebas de Filtrado Estático con el equipo HTHP.....	40

Figura 4.2 Porcentaje de Reducción de Filtrado.....44

Figura 4.3 Permeabilidad Final obtenida después de la Prueba 2 en el equipo PPT.....48

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Ventajas y Desventajas del Uso de Polímeros	19
Tabla 3.1 Equivalencias para la formulación de fluidos de perforación en el Laboratorio.....	25
Tabla 3.2 Formulaciones de fluidos de prueba	25
Tabla 3.3 Contrapresión Mínima Recomendada.....	29
Tabla 3.4 Designación API y diámetro medio de garganta de poro.....	34
Tabla 4.1 Cantidad de Filtrado obtenido en pruebas con equipo HTHP	39
Tabla 4.2 Selección de compuestos según resultados obtenidos con el equipo HTHP.....	41
Tabla 4.3 Resultados en la prueba de filtrado con el equipo PPT	41
Tabla 4.4 Resultados en la prueba de filtrado con el equipo PPT	42
Tabla 4.5 Resultados en la prueba de filtrado con el equipo PPT	42
Tabla 4.6 Resultados en la prueba de filtrado con el equipo PPT	42
Tabla 4.7 Resultados en la prueba de filtrado con el equipo PPT	42
Tabla 4.8 Resultados en la prueba de filtrado con el equipo PPT	43
Tabla 4.9 Resultados en la prueba de filtrado con el equipo PPT	43
Tabla 4.10 Resultados en la prueba de filtrado con el equipo PPT	43
Tabla 4.11 Resultados en la prueba de filtrado con el equipo PPT	43
Tabla 4.12 Resultados en la prueba de filtrado con el equipo PPT	44
Tabla 4.13 Resultados de Pruebas 1 y 2 de filtrado con el equipo PPT	44
Tabla 4.14 Viscosidad y pH Inicial de cada fluido de prueba	45
Tabla 4.15 Viscosidad y pH Final de cada fluido de prueba.....	45
Tabla 4.16 Selección de Fluidos con menor Filtrado Final y Propiedades Reológicas	46
Tabla 4.17 Características de la Costra formada	46
Tabla 4.18 Cálculo de Permeabilidad	47

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 7.1 Costra producida con el Compuesto #24.....	56
Anexo 7.2 Costra producida con el Compuesto #26.....	56
Anexo 7.3 Costra producida con el Compuesto #27.....	56
Anexo 7.4 Costra producida con el Compuesto #29.....	57
Anexo 7.5 Costra producida con el Compuesto #30.....	57
Anexo 7.6 Costra producida con el Compuesto #32.....	57
Anexo 7.7 Costra producida con el Compuesto #33.....	58
Anexo 7.8 Costra producida con el Compuesto #34.....	58
Anexo 7.9 Costra producida con el Compuesto #35.....	58
Anexo 7.10 Costra producida con el Compuesto #36.....	59

RESUMEN

En Ecuador existen varios yacimientos maduros de petróleo que están compuestos de areniscas subhidrostáticas, las cuales poseen un mecanismo de desplazamiento por empuje lateral de agua o están ubicados cerca del Contacto Agua – Petróleo. Con el paso del tiempo, la saturación de agua se incrementa y la incursión de agua es muy común en las vetas de alta permeabilidad, lo que incrementa sustancialmente el corte de agua.

Si bien la producción de agua está asociada a la de petróleo, producir agua de manera excesiva, siempre es el causante de varios problemas operacionales y económicos para las empresas operadoras de los campos petrolíferos. Debido a esto dichas empresas buscan constantemente detener el inicio abundante de agua producida y reducir su magnitud el mayor tiempo posible.

El presente trabajo tiene como objetivo proponer la aplicación de un fluido que sea utilizado como un colchón bloqueador de agua de formación, en los trabajos de control de esta, dicho fluido estará constituido por tres compuestos químicos, los cuales cumplen las funciones de: Controlador de Filtrado, Activador y Gelificante, este último será basado en un Gel de Partículas Preformadas (PPG).

El colchón bloqueador será diseñado con la finalidad de taponar la garganta de los poros de la formación de tal manera que impida la filtración del fluido inyectado para realizar de forma más eficiente el barrido con agua (Waterflooding) y evitar que se presente el mecanismo de conificación en pozos productores verticales y horizontales.

Las pruebas al fluido se realizarán en los equipos de Filtración Estática, High Temperature – High Pressure (HTHP) y Permeability Plugging Tester (PPT), y se evaluarán sus propiedades reológicas, principalmente su Viscosidad y pH.

PALABRAS CLAVE: Producción de Agua, Yacimiento, Activador, Gelificante, PPG, Waterflooding, Reología, Viscosidad, HTHP, PPT, Filtración Estática, pH.

ABSTRACT

In Ecuador there are several mature oil deposits that are composed of subhydrostatic sandstones, which have a displacement mechanism by lateral water push or are located near the Water-Oil Contact. Over time, water saturation increases, and water incursion is very common in high-permeability veins, substantially increasing the water cut.

Although the production of water is associated with that of oil, producing water excessively is always the cause of several operational and economic problems for the companies that operate the oil fields. Due to this, these companies constantly seek to stop the abundant start of produced water and reduce its magnitude as long as possible.

The objective of this work is to propose the application of a fluid that is used as a formation water blocking mattress, in the control works of this, said fluid will be constituted by three chemical compounds, which fulfill the functions of: Controller of Filtering, Activator and Gelling Agent, the latter will be based on a Preformed Particle Gel (PPG).

The blocking mattress will be designed with the purpose of plugging the throat of the pores of the formation in such a way that it prevents the filtration of the injected fluid to carry out the sweeping with water more efficiently (Waterflooding) and prevent the coning mechanism from occurring in vertical and horizontal producing wells.

The fluid tests will be carried out in the Static Filtration, High Temperature – High Pressure (HTHP) and Permeability Plugging Tester (PPT) equipment, and its rheological properties will be evaluated, mainly its Viscosity and pH.

KEY WORDS: Water, Reservoir, Activator, Gelling Agent, PPG, Waterflooding, PPT, Rheology, Viscosity, HTHP, PPT, Static Filtration, pH.

1. INTRODUCCIÓN

La producción excesiva de agua es uno de los problemas más críticos durante la producción de yacimientos de petróleo y gas, principalmente en yacimientos maduros. A menudo muchos de estos se abandonan cuando están sujetos a bajas tasas de producción de petróleo y exceso de producción de agua de formación (Morrow et al. 2011). En varias ocasiones, el corte de agua es mayor al 90% afectando las posteriores etapas del proceso y el manejo de la producción de fluidos.

Schlumberger en el año 2004, presentó un estudio en donde se analizó que a nivel mundial las compañías producen un promedio de tres barriles de agua por cada barril de petróleo extraído, en el Ecuador según el informe Ejecutivo de Producción de los Bloques 16 y 67 (Tivacuno) de la empresa Repsol con fecha 12 de abril de 2022, hubo una producción aproximada de 45,12 BWPD por cada barril de petróleo producido por día.

Cabe destacar, que el proceso de diagnóstico para identificar el mecanismo o problema de alta producción de agua requiere de tiempo y los costos asociados, pueden ser altos. En muchos casos, esto representa una limitante para las compañías operadoras de los campos petroleros, al impactar de forma negativa y precisamente en el adecuado proceso de diagnóstico del mecanismo de producción de agua.

Es fundamental identificar el mecanismo de entrada excesiva de agua en el yacimiento, para posteriormente recomendar la solución más adecuada, sea mecánica (tapones), química (geles o polímeros), reconfiguración del completamiento del pozo o una mezcla entre ellas. La implementación de este tipo de métodos refleja, además de un conveniente aumento en la producción de hidrocarburos, un ahorro considerable en los costos operativos del proceso.

Las causas de la invasión de agua pueden estar relacionadas por lo general con problemas en las cercanías del pozo o “near – wellbore” (p. e. fugas del revestidor, flujo con y sin restricciones detrás de la tubería que están relacionados con la calidad de la cementación) (Seright et al.,

2001), además de los problemas propios del yacimiento, tales como conificación y canalizaciones por zonas de alta permeabilidad, entre otras (Jaripatke et al., 2010). En los casos que se tiene como mecanismo de producción el empuje hidráulico de fondo (acuífero), el problema de producción de agua en gran parte de los casos se manifiesta como conificación para pozos productores verticales y se lo conoce como “cussping” y “cresting” en pozos horizontales.

Se puede definir al mecanismo de conificación como la entrada de agua de fondo al pozo ocasionado debido a las altas tasas de producción. Dichas tasas, propician un desbalance del equilibrio dinámico presente en el contacto de agua – petróleo (CAP) subyacente y que existe previamente a la puesta en producción del pozo productor (Muskat, 1949). Este equilibrio dinámico influye también sobre fuerzas viscosas asociadas con el gradiente de presión descrito por la ley de Darcy (Martin, 2017) y relacionadas con el flujo de fluidos en el yacimiento, así como sobre fuerzas gravitacionales que actúan en dirección vertical y causan que un fluido ascienda por la diferencia de densidad respecto a otro, haciendo todo esto que este mecanismo sea complejo.

Basándose en algunas experiencias de diferentes operadores de campos petroleros, se logran identificar algunas deficiencias prácticas operativas, que además junto al desconocimiento del uso o de la aplicación de las soluciones tecnológicas para controlar el mecanismo de la conificación de agua, han demostrado ser parte fundamental de la baja tasa de éxito para solucionar este problema.

La revisión de la literatura muestra que el uso de Gel de Partículas Preformadas (PPG), microgeles, polímeros de tamaño submicrónico son medios rentables para disminuir la producción de agua y mejorar la recuperación de petróleo de campos petrolíferos maduros (Zaitoun, A. et al 2007), por lo que el presente trabajo tiene objetivo diseñar un fluido con el uso de compuestos químicos basados en microgeles y polímeros, dicho fluido deberá ayudar a solucionar de manera eficiente la excesiva invasión de agua al yacimiento, ya que taponará los poros de la zona de producción del yacimiento, impidiendo el flujo del agua de formación, dicha

eficiencia será determinada de manera experimental en los equipos de Filtración Estática, High Temperature – High Pressure (HTHP) y Permeability Plugging Tester (PPT), y a su vez se evaluarán sus propiedades reológicas, tales como; Viscosidad y pH, con los equipos; Viscosímetro 900 y con el medidor de pH de mesa respectivamente, todos los ensayos serán realizados en el Laboratorio de Fluidos de Perforación de la Facultad de Ingeniería en Petróleos de la Escuela Politécnica Nacional.

Los materiales que se utilizarán reemplazarán algunos compuestos químicos utilizados en la elaboración de fluidos bloqueadores de agua de formación convencionales; lo cual podría beneficiar económicamente a las empresas operadoras en el país.

Finalmente se planteará las conclusiones y recomendaciones con base a los resultados obtenidos en las pruebas realizadas y descritas en el presente trabajo.

1.1 Objetivo General

Diseñar un fluido como colchón bloqueador de flujo de agua de formación en la zona agua – petróleo.

1.2 Objetivos Específicos

- Formular el fluido que servirá de colchón bloqueador de agua de formación basándose en pruebas de filtrado estático en los equipos HTHP y PPT.
- Evaluar la reología de los fluidos diseñados que obtengan los mejores resultados en las pruebas de filtrado estático en el equipo HTHP.
- Analizar la disminución de la permeabilidad del medio filtrante utilizado en las pruebas de filtrado estático en el equipo PPT, mediante el uso de la Ley de Darcy para flujo laminar.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Yacimiento Hidrocarburífero

Se puede definir a un yacimiento hidrocarburífero como un volumen poroso que contiene agua, petróleo y en algunas ocasiones gas. La magnitud volumétrica del petróleo puede alcanzar en algunos casos el 40%. El medio poroso del yacimiento o roca almacén es de origen sedimentario de tipo arenisca o caliza, consolidado o no. El diámetro del poro varía ampliamente según la roca, desde algunas fracciones de milímetro a algunos micrómetros. Por su origen sedimentario, el medio poroso del yacimiento es a menudo heterogéneo, como consecuencia de las variaciones ocurridas durante el largo proceso de sedimentación que formó la roca. Dichas heterogeneidades pueden encontrarse a la escala de los poros o bien a la escala macroscópica en forma de zonas muy o poco permeables, y ocasionalmente de grietas (Salager, 2005, p. 2).

2.1.1 Propiedades Físicas de un Medio Poroso

Las propiedades físicas de un medio poroso son varias, pero para la investigación se limitará únicamente a la revisión de dos de ellas.

2.1.1.1 Porosidad

Se define a la porosidad como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca (Escobar, 2005, p. 20). Matemáticamente se representa en la Ecuación 2.1.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t}; \quad 0 \leq \phi \leq 1$$

Ecuación 2.1 *Cálculo de Porosidad*

Obtenido de: (Escobar, 2005, p. 20)

donde:

V_p = *volumen poroso*

V_t = *volumen total*

2.1.1.2 Permeabilidad

La permeabilidad de un medio poroso (K) se define como la constante de proporcionalidad que relaciona la tasa de flujo a través del medio con la caída de presión, el área de la sección transversal, la viscosidad del fluido y la longitud neta del flujo a través del medio (Darby, 1996, p. 395). La Ecuación 2.2 define la permeabilidad (K) y es conocida como la Ley de Darcy:

$$Q = -K \frac{\Delta P \times A}{\mu \times L}$$

Ecuación 2.2. *Ley de Darcy*

Obtenido de: (Darby, 1996, p. 395)

donde:

Q = tasa volumétrica de flujo del fluido en movimiento, cm^3/s ,

A = sección transversal o aparente de la roca perpendicular a la dirección de flujo, cm^2 ,

L = longitud del estrato,

K = permeabilidad de la roca, darcy,

ΔP = Gradiente de presión,

μ = viscosidad del fluido.

Generalmente la unidad usada para la Permeabilidad es el darcy, la cual está definida como el flujo "Q" en cm^3/s , resultante cuando la caída de presión es de 1atm, aplicada a un estrato de $1cm^2$ de área transversal "A" de 1cm de largo "L", y para un fluido de viscosidad 1cP (Darby, 1996, p. 396).

La magnitud típica de la permeabilidad para el flujo a través de yacimientos es de los milidarcys. Según Darcy, la permeabilidad es una característica intrínseca del estrato y la relación entre caudal y caída de presión es lineal, sin embargo, la relación puede no ser lineal, y la ley de Darcy es aplicable en el mismo intervalo en el cual se aplica la ecuación de Carman – Kozeny (Darby, 1996, p. 396). La ley de Darcy tal como la Ley de Hagen-Poiseuille es una ley Límite, la cual es aplicable solamente al Régimen Laminar.

2.1.2 Fluidos Producidos en un Yacimiento Hidrocarburífero

Los fluidos que se producen desde un yacimiento hidrocarburífero son varios en consideración a la densidad, estado en el que se encuentran y a su composición química. La mayoría de los yacimientos petroleros contiene al menos dos fluidos, gas y agua o petróleo y agua; sin embargo, algunos contienen los tres fluidos: gas, petróleo y agua. La distribución de estos fluidos en el yacimiento está dada por el equilibrio de dos fuerzas; fuerzas capilares y gravitacionales. Las fuerzas capilares tienden a causar que un fluido mojante ascienda dentro del espacio poroso que contiene simultáneamente un fluido no mojante; por otro lado, las fuerzas gravitacionales separan a todos los fluidos en capas conforme a sus densidades. En general la capilaridad tiende a contrarrestar la fuerza de gravedad en la segregación de fluidos.

La distribución habitual de los fluidos, resultado del equilibrio entre las fuerzas antes mencionadas se presenta en la Figura 2.1, en la cual se muestran zonas de acumulación de los diferentes fluidos y las diferentes zonas de transición entre éstos. Es conveniente indicar que, en las zonas indicadas como petróleo, transición gas – petróleo, gas y casquete de gas siempre existe agua, frecuentemente a nivel de irreductible.

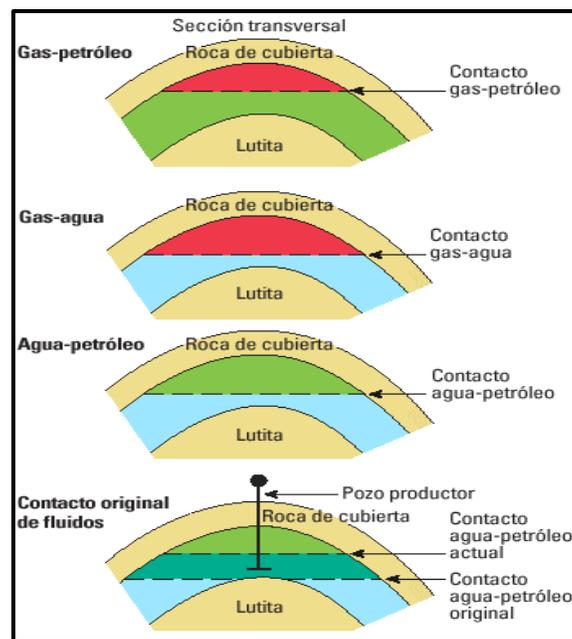


Figura 2.1 Diagramas Esquemáticos de Diversos Contactos de Gas, Petróleo y Agua
Tomado de: (Schlumberger, 2022)

2.2 Fuente de Agua de Producción

Durante el proceso de producción de petróleo, el agua es el fluido más abundante, pues sin importar cual sea su origen, siempre llega a superficie junto al petróleo proveniente del yacimiento. Generalmente, la producción de agua incrementa a través de la vida productiva de los pozos petroleros hasta el punto de representar incluso hasta el 98% de los fluidos producidos por el yacimiento (Bailey et al., 2000), debido a esto es muy importante distinguir entre el agua de barrido y excesiva.

2.2.1 Agua presente en el yacimiento según su origen

- **Agua de formación:** Es el agua presente de forma natural en el espacio poroso, este fluido podría no haber estado presente cuando se formó originalmente la roca (Bailey et al., 2000, p. 34).
- **Agua connata:** Es el agua atrapada en los poros de una roca durante su formación, normalmente es inmóvil (Bailey et al., 2000, p. 34).
- **Agua libre:** Es el agua móvil que está disponible para fluir, y no se encuentra ligada a las superficies de los granos o los minerales de las rocas (Schlumberger, 2022, párr. 1).

2.2.2 Agua presente en el yacimiento según su uso

- **Agua “buena”:** Es el líquido producido dentro del pozo a una tasa inferior al límite económico de la relación agua petróleo (RAP). El flujo fraccional de agua buena está determinado por la tendencia natural de mezcla a aumentar la relación agua – petróleo con el tiempo. (Bailey et al., 2000, p.34).
- **Agua de barrido:** Es el agua proveniente de un acuífero activo de fondo o de un pozo inyector, cuya función es contribuir al desplazamiento de los fluidos, en especial el hidrocarburo, presentes en el yacimiento. Su control puede construir un factor determinante en la productividad de los pozos y reservas finales (Bailey et al., 2000, p. 34).

- **Agua “mala”:** Es el agua producida en exceso, que en simultáneo no produce petróleo o por lo menos no lo suficiente para compensar el costo asociado con el manejo de esta, es decir es el agua producida por encima del límite económico de la RAP (Bailey et al., 2000, p. 34).

2.3 Mecanismos de Producción de Agua en Yacimientos de Petróleo

En la actualidad, pese a que la producción temprana de agua de formación en pozos petroleros representa en la industria uno de los más grandes problemas debido a que el manejo de ella en grandes cantidades representa altos costos y dificultades operativas, el verdadero desafío para la industria, radica en encontrar y establecer métodos óptimos para que permitan controlar la producción en exceso de agua y de esta forma aumentar la vida útil de los campos petrolíferos. Para poder brindar una solución que satisfaga las necesidades de las compañías operadoras, es necesario diagnosticar de manera efectiva el origen del agua para dilucidar así, su aporte a la producción total del pozo. Por lo cual es necesario tener en cuenta los problemas más comunes de entrada agua a un pozo que son los siguientes:

- Comunicación mecánica o flujo canalizado detrás del Casing, tuberías de producción o packers.
- Contacto agua – petróleo dinámico.
- Conificación o formación de crestas.
- Canalización matricial sin flujo cruzado o Fingering.
- Fracturas o Fallas entre un pozo inyector y un pozo productor.
- Canalización a través de Fallas o Fracturas.

2.3.1 Comunicación Mecánica o Flujo Canalizado detrás del Casing, Tuberías de Producción o Packers.

La intrusión de agua por comunicación mecánica ocurre cuando no existe una buena adhesión entre el Casing y el cemento, esto puede favorecer la conexión de las arenas productoras con

zonas de agua, es decir, una falla en la cementación primaria que permite que el agua fluya detrás del Casing en el anular entrando a la zona de agua libre o un acuífero, como se puede observar en la Figura 2.2. Para tener un mejor conocimiento de la invasión de agua se deben correr registros de temperatura, CBL o VDL, representando un gasto para las operadoras.

Para remediar la irrupción de agua se realizan cementaciones forzadas de alta resistencia se utilizan fluidos a base de resinas por el espacio anular o se colocan geles en la formación para taponar las vías del agua al pozo.

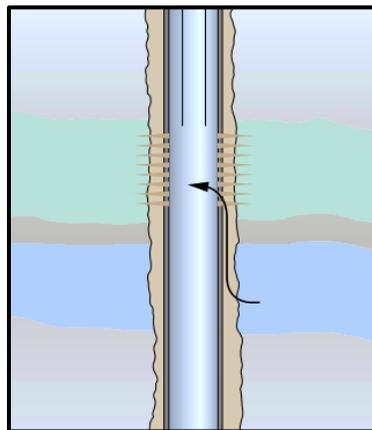


Figura 2.2 Flujo canalizado detrás del Casing
Obtenido de: (Bailey B. et al., 2000, p. 36)

La filtración en el Casing mostrada en la Figura 2.3, corresponde a la irrupción de agua que no pertenece a la zona productora, esta se puede detectar por medio de registros como densidad del fluido, temperatura, flujo de fracción volumétrica o herramientas con sondas eléctricas.

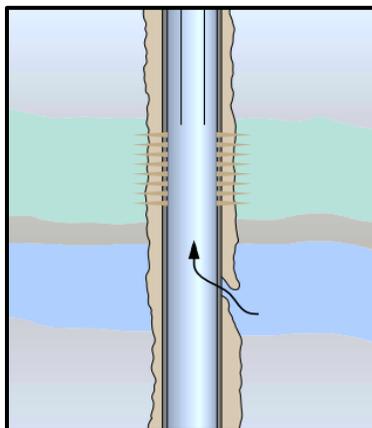


Figura 2.3 Filtración en el Casing
Obtenido de: (Bailey B. et al., 2000, p. 36)

2.3.2 Contacto Agua – Petróleo Dinámico

El problema ocurre cuando la zona productora tiene una permeabilidad vertical muy baja y el contacto agua – petróleo se encuentra presente en esta región, situándose cercano a la zona completada del pozo y favoreciendo la producción de agua, ver Figura 2.4.

Este tipo de mecanismo de producción de agua se puede controlar colocando una capa de gel en el contacto agua - petróleo o abandonando la zona productora del pozo con un tapón y reabriendo otra zona en un lugar más apropiado, por ejemplo, en pozos verticales (Bailey et al., 2000, p. 35).

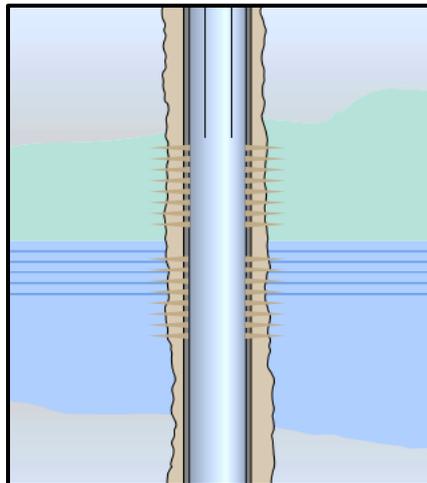


Figura 2.4 *Contacto Agua – Petróleo Dinámico*
Obtenido de: (Bailey B. et al., 2000, p. 36)

2.3.3 Conificación o Formación de Crestas

La conificación de agua se presenta en pozos verticales y horizontales en los cuales la formación presenta una permeabilidad vertical alta ($k_v > 0,01k_h$), altas caídas de presión debido a una producción muy rápida del pozo que producen que las fuerzas de viscosidad superen las fuerzas de gravedad deformando el CAP formando un cono (Bailey et al., 2000, p. 36), eventualmente, el agua puede sustituir la totalidad o parte importante de la producción de hidrocarburos (Naranjo, 1989, p. 22), como se puede observar en la Figura 2.5.

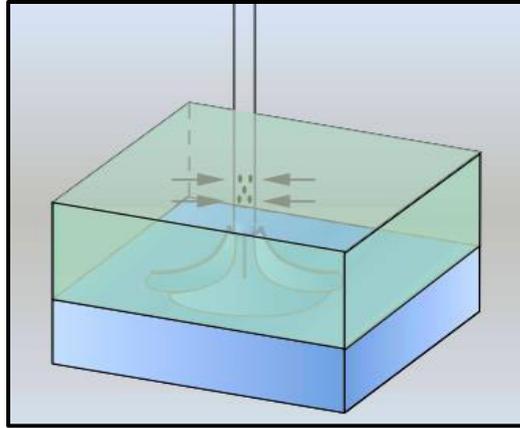


Figura 2.5 *Conificación en pozo vertical*
Obtenido de: (Bailey B. et al., 2000, p. 37)

En los pozos horizontales, este problema se puede asociar con la formación de una cúspide o cresta en forma de ola, ver Figura 2.6.

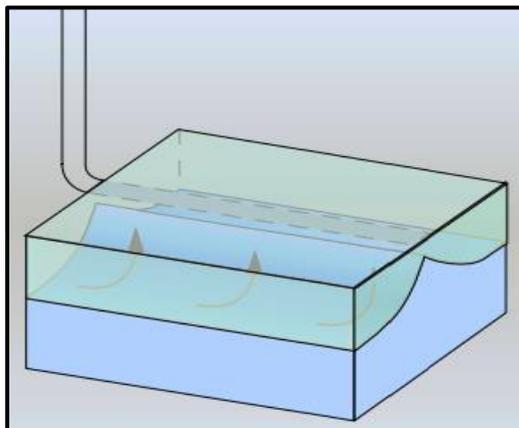


Figura 2.6 *Conificación en pozo horizontal*
Obtenido de: (Bailey B. et al., 2000, p. 37)

La conificación puede presentarse en un tiempo más temprano si el Contacto Agua - Petróleo (CAP) se encuentra cerca a los pozos perforados. La mayoría de las veces la causa de la conificación proviene de un exceso de la tasa crítica de operación cuando el pozo tiene bombeo electrosumergible, esto debido a que existe un sobreesfuerzo de los fluidos a fluir a través del medio poroso y el agua al poseer mayor movilidad que el crudo, irrumpe prematuramente en el pozo. En las Figuras 2.7 y 2.8 se aprecian las etapas de desarrollo de una conificación.

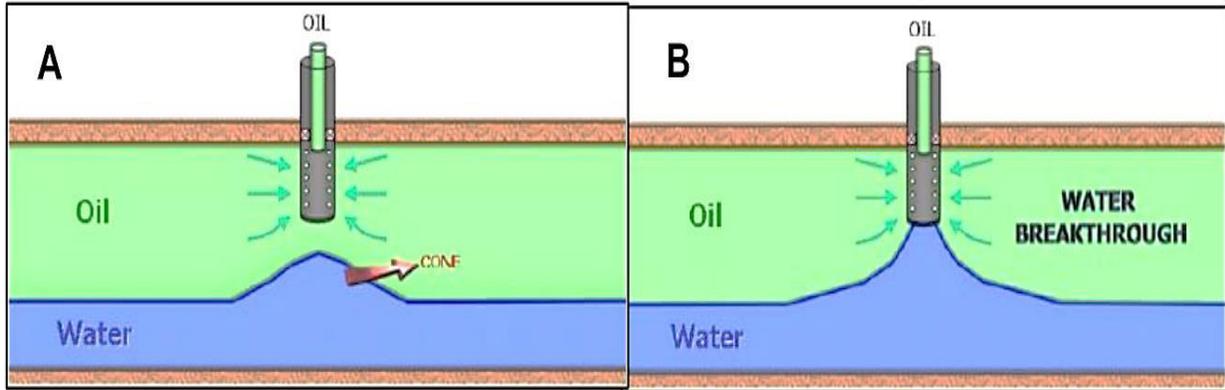


Figura 2.7 (A) Deformación del CAP en forma de cono, **(B)** Irrupción de agua por conificación
Obtenido de: (Siddii et al., 2001)

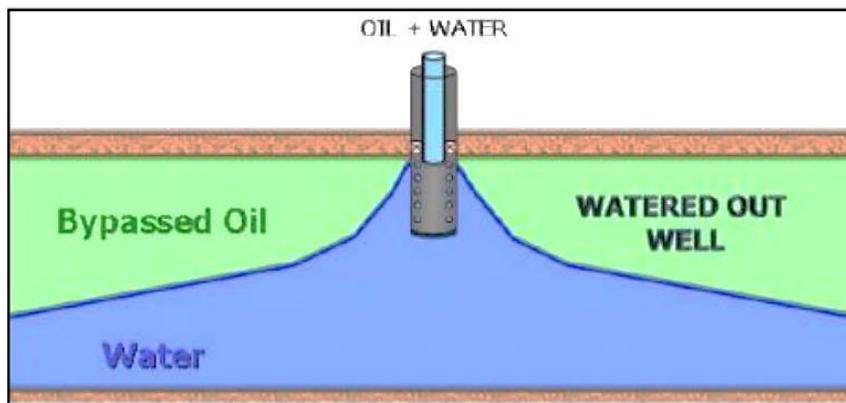


Figura 2.8 Desviación de Petróleo por conificación de agua
Obtenido de: (Siddii et al., 2001)

2.3.4 Canalización Matricial Sin Flujo Cruzado

Es un problema común en la producción proveniente de múltiples capas, esto ocurre cuando una de las zonas completadas en un pozo, está rodeada por una barrera de flujo e inundada de agua generalmente proveniente de un acuífero activo o un pozo inyector de agua.

El flujo cruzado requiere de la continuidad de la barrera impermeable, esto obliga a que el aporte de agua se deba casi exclusivamente al aporte de la capa inundada. En estos casos el tratamiento más recomendable consiste en aislar la zona invasora, la Figura 2.9 representa el aporte de agua canalizada sin flujo cruzado proveniente de un pozo inyector. Por lo general la zona invasora suele tener la permeabilidad más alta de las capas con aporte de fluido, lo cual produce la irrupción más temprana o prematura de agua por esta capa.

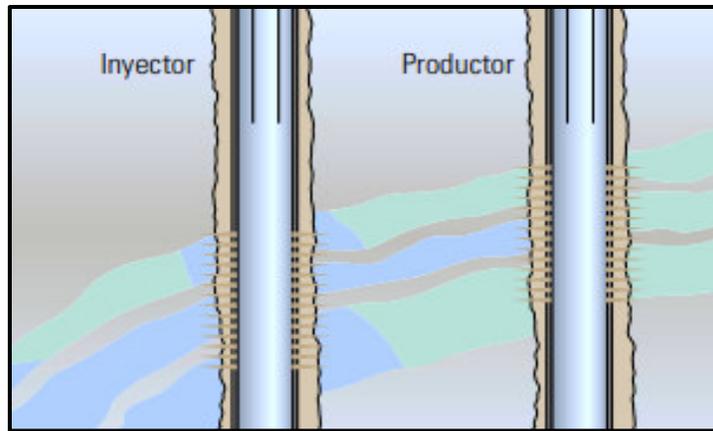


Figura 2.9 *Capa inundada sin flujo cruzado*
Obtenido de: (Bailey B. et al., 2000, p. 36)

2.3.5 Fracturas o Fallas entre un Pozo Inyector y un Pozo Productor

En las formaciones fracturadas de forma natural, aplicando recuperación secundaria por inyección de agua, el agua inyectada puede invadir rápidamente los pozos productores, debido a la canalización del agua a través de las fracturas. En la Figura 2.10 se pueden observar dos esquemas en los cuales el agua inyectada alcanza al pozo productor debido a la existencia de canales de flujo preferencial entre un pozo inyector y un pozo productor.

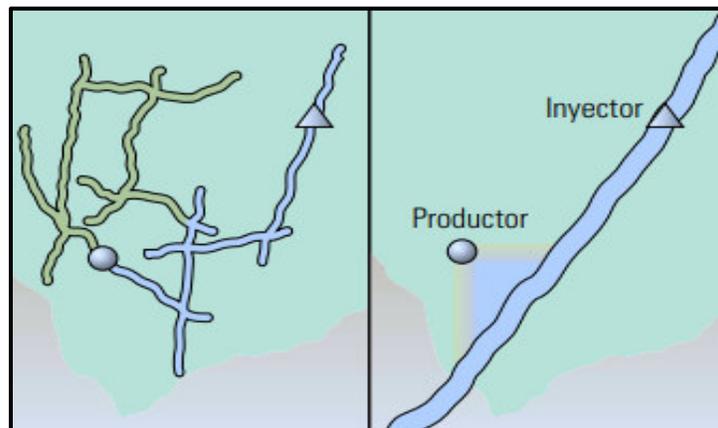


Figura 2.10 *Fracturas o Fallas entre un pozo inyector y productor*
Obtenido de: (Bailey B. et al., 2000, p. 37)

2.3.6 Canalización a través de Fallas o Fracturas

El agua puede resultar de fracturas que interceptan una zona de agua más profunda. Este caso se observa frecuentemente en pozos horizontales, donde la producción de agua habitualmente ocurre a través de fracturas o fallas conductoras que interceptan un acuífero.

A continuación, en la Figura 2.11 se representa el problema de Fracturas o Fallas en pozos verticales y horizontales.

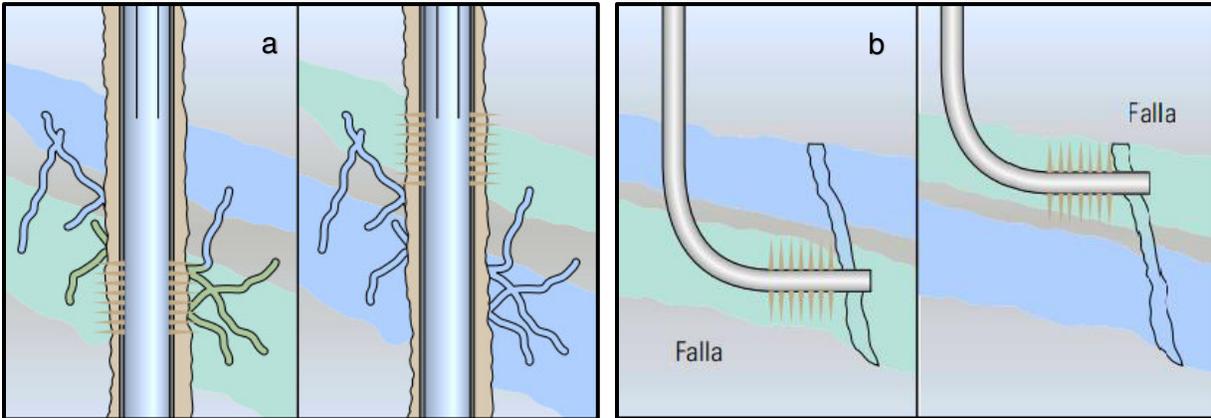


Figura 2.11 Fallas o Fracturas en una capa de agua superior o inferior en un: **(a)** pozo vertical y **(b)** pozo horizontal.

Obtenido de: (Bailey B. et al., 2000, p. 37)

Mahgoup & Khair, en el año 2015 señalaron que la canalización y la conificación dependen del tipo de empuje que posea el yacimiento, es decir: “la canalización está relacionada con yacimientos que presentan un empuje de agua de borde (ede water drive) como mecanismo de producción natural, mientras la conificación está relacionada con un empuje de agua de fondo (botton water drive)” (p.83).

A continuación, en la Figura 2.12 se observan estos dos tipos de empuje antes mencionados.

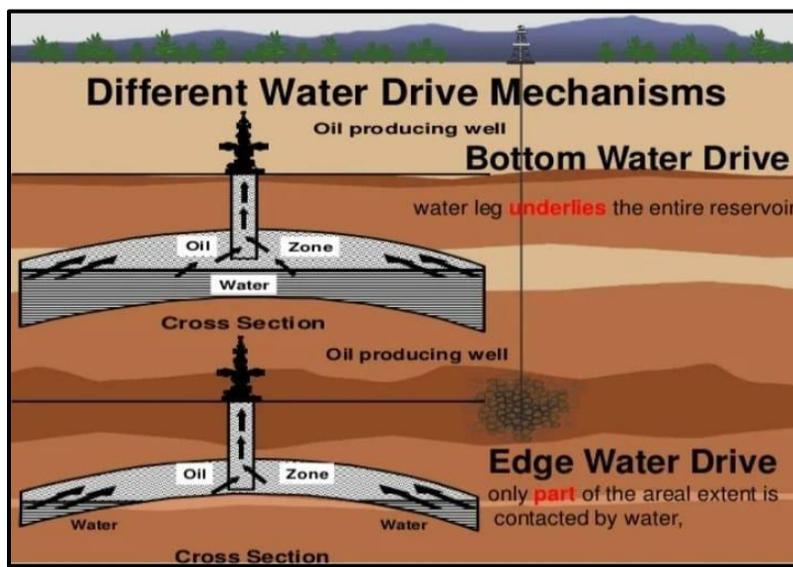


Figura 2.12 Mecanismos de empuje de agua

Obtenido de: (Kussima, 2016, p. 12)

2.4 Métodos de Control de la Producción de Agua

Existen distintas soluciones para cada tipo de problema, estas varían desde las soluciones químicas y mecánicas más simples, que son relativamente de bajo costo, hasta las más costosas y complejas. Por consiguiente, no se profundizará en los diferentes tipos de soluciones mecánicas, inyección de cemento y demás técnicas de control de agua, ya que se consideran de uso común en la industria. Se limitará simplemente a la revisión de técnicas de control de agua con base a soluciones químicas, específicamente a inyección de fluidos gelificantes y su formulación, los cuales son utilizados para solucionar la conificación producida por la invasión de agua.

2.4.1 Soluciones Mecánicas

Por lo general, las soluciones mecánicas se emplean de tal manera que no interactúan directamente con el yacimiento, por lo tanto, minimizan el riesgo de generar algún tipo de daño en la formación, esto se debe a que están diseñadas con el fin de restringir la invasión de agua en el interior del pozo con herramientas que se instalan en el interior de la tubería de producción. En algunos casos que existe invasión de agua cerca del pozo, tales como las filtraciones del Casing, el flujo por detrás del Casing, la elevación de agua desde el fondo y las capas inundadas sin flujo transversal, se elige utilizar tapones mecánicos o inflables. Cuando el pozo se debe mantener abierto hasta niveles más profundos que el punto de invasión de agua, la solución es colocar un remiendo que se baja a través de la tubería de producción (Bailey et al., 2000, p. 46).

2.4.2 Soluciones Químicas

Al contrario de las soluciones mecánicas, las soluciones químicas tienen interacción directa con la formación, de tal manera que existe mayor riesgo de generar algún tipo de daño en la misma. Para realizar tratamientos químicos en el yacimiento de hidrocarburos se requiere la inyección precisa del fluido, para lo cual se puede utilizar la tubería flexible con empacadores inflables ya

que permite colocar la mayor cantidad de los fluidos de los tratamientos sin riesgo de dañar las zonas que contienen hidrocarburos (Bailey et al., 2000, p. 46).

Los tratamientos químicos más comúnmente usados son:

- Tratamiento de cemento.
- Tratamiento de geles rígidos.
- Tratamiento de inyección de un fluido gelificado.
- Tratamiento de fluidos inteligentes o selectivos.

2.4.2.1 Tratamiento de Cemento

El cemento constituye un elemento importante dentro del conjunto de soluciones químicas para el control de agua, debido a que su escasa pérdida de fluido y a su capacidad de penetrar en microfracturas inferiores a 160 micrones, el convierte en el sistema ideal para tratamientos de remediación de filtraciones en las tuberías, las cuales son provocadas por el flujo detrás de las mismas. Una vez posicionado, el cemento ofrece una gran resistencia a la compresión, baja permeabilidad y alta resistencia a los ataques químicos (Bailey et al., 2000, pág. 46).

2.4.2.2 Tratamiento de geles rígidos

Los geles rígidos brindan una alta efectividad para obstruir excesos de agua en las cercanías del pozo. A diferencia del cemento, los geles se pueden forzar dentro de la formación para realizar una obstrucción completa de la zona o para llegar a las barreras de lutitas.

Este tratamiento tiene una ventaja operativa con respecto a los tratamientos de cemento, ya que se pueden perforar con chorros de fluidos en lugar de triturarlos con mechas. Generalmente los geles rígidos están conformados a base de polímeros con aditivos reticulares. Se puede aplicar un gel rígido en la formación utilizando una tubería flexible para tratar problemas de agua específicos, como el flujo por detrás del revestidor y capas inundadas sin flujo transversal, como se observa en la Figura 2.13.

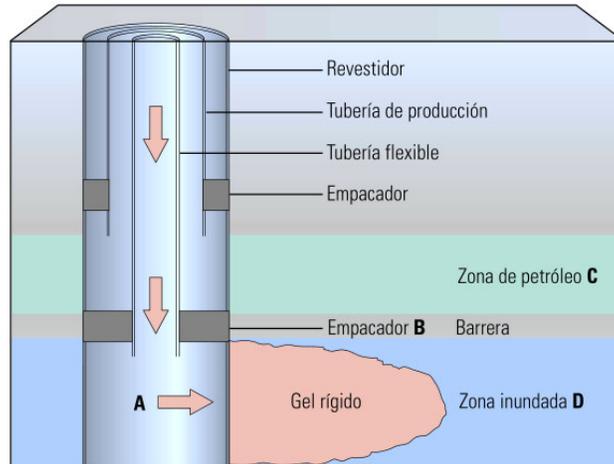


Figura 2.13 Bombeo de un gel rígido: **(A)** en la zona inundada para obstruir la entrada de agua de una capa sin flujo transversal, **(B)** un empacador inflable en la tubería flexible aísla la zona productora de petróleo de la zona inundada.

Obtenido de: (Bailey B. et al., 2000, p. 47)

2.4.2.3 Tratamiento de inyección de un fluido gelificado

El uso de un fluido gelificado que se puede inyectar en pequeñas fallas o fracturas tiene un limitante ya que sólo penetra las formaciones con permeabilidades superiores a 5 darcies. Cuando se aplican grandes volúmenes (1000 a 10000 barriles) de estos fluidos de bajo costo, generalmente se logra obstruir amplios sistemas de fracturas que rodean al pozo inyector o a los pozos productores (Bailey et al., 2000, p. 47). De la misma manera que los geles rígidos, un fluido gelificado tiene un tiempo prolongado de trabajo de hasta tres días antes de volverse rígido y se puede bombear a través de las mallas de completación. El fluido gelificado se caracteriza por ser una solución reticular de baja concentración, baja viscosidad y con controladores de pH, diseñados para activarse in situ a condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

Este método al ser un bloqueador de permeabilidad, tapona los poros de la roca y disminuye el flujo de agua y de petróleo por igual, debido a esto se necesitan medios de colocación selectiva para evitar daños en la zona productora de petróleo. Además, es un tratamiento aceptable para solucionar la producción de agua en el caso de que sea producto de la conificación.

2.4.2.3.1 Colchón Bloqueador Diseñado con Geles de Polímeros

Para el control de producción de agua se utiliza un tren de fluidos, el cual es utilizado como colchón bloqueador de agua, generalmente está diseñado con polímeros de alto peso molecular, hidrofílicos y solubles en agua, estos generan largas cadenas que se adhieren a la formación, realizando un taponamiento del espacio poral (Alzate, 2016, p. 18). En la Tabla 2.1 se enumeran las ventajas y desventajas del uso de polímeros.

Tabla 2.1 *Ventajas y Desventajas del Uso de Polímeros*

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Incremento de la viscosidad del agua	Posee limitaciones a altas temperaturas.
Aumenta la eficiencia de barrido	Baja tolerancia a iones de calcio y magnesio
Disminución de la movilidad del agua	Las arcillas incrementan la adsorción de polímeros
Reducción de la movilidad del fluido inyectado, para mejorar la eficiencia de barrido areal y vertical	No es recomendable la inyección en yacimientos con amplias fracturas

Modificado de: (Alzate, 2016, p. 18)

2.4.2.4 Tratamiento de fluidos inteligentes o selectivos

El uso de fluidos inteligentes o selectivos se están desarrollando en forma de polímeros y surfactantes para tratamientos de la matriz de la formación cercana al pozo. A estos tratamientos se les denomina modificadores de permeabilidad relativa, producen una sustancia similar al de un gel para obstruir el flujo en las capas de agua, pero mantienen el comportamiento del fluido en las capas de petróleo para permitir que continúe la producción (Bailey et al., 2000, p. 47).

2.5 Fluidos de Perforación

El fluido de perforación apareció por primera vez aproximadamente en el año 1913 con el objetivo de controlar la presión del subsuelo. En las décadas de 1920 y 1930 aparecieron las primeras compañías estadounidenses especializadas en la distribución, desarrollo e ingeniería de los fluidos y componentes de perforación. En las décadas siguientes, estas compañías introdujeron

desarrollos en materia química, mediciones e ingeniería de procesos, que produjeron mejoras significativas en la eficiencia de la perforación y la productividad de los pozos (Cullum et al., 2013, p. 67).

2.5.1 Tipos de fluidos de perforación

2.5.1.1 Fluidos Acuoso

También conocidos habitualmente como lodos a base de agua, son los más comunes y los más variados. Su composición puede variar entre mezclas simples de agua y arcilla, y sistemas complejos de fluidos de perforación inhibidores, o estabilizadores de arcillas, que pueden incluir varios componentes (Cullum et al., 2013, p. 67).

2.5.1.2 Fluidos No Acuoso

Este tipo de fluidos comúnmente se los conoce como lodos a base de sintéticos, su fase continua puede consistir en aceites minerales, ésteres biodegradables, olefinas u otras variantes. Generalmente son más costosos que los fluidos acuoso, pero proveen un excelente control del pozo, estabilidad térmica, velocidades de penetración y lubricidad, lo que puede facilitar la reducción del costo total para el operador.

2.5.2 Funciones Básicas de los Fluidos de Perforación

Todos los fluidos de perforación se formulan con el objetivo de llevar a cabo muchas funciones, si bien estas son vastas y diversas, a continuación, se enumeran las principales:

- Control de las presiones de formación.
- Remoción de los recortes del pozo.
- Enfriamiento y lubricación de la barrena.
- Transmisión de la energía hidráulica a la barrena y las herramientas de fondo de pozo.
- Mantenimiento de la estabilidad del pozo.

2.5.3 Ciclo de Vida de los Fluidos de Perforación

Para el diseño y mantenimiento de los fluidos de perforación se utiliza la ingeniería de procesos continuos para ajustarlos dependiendo de las condiciones variables del pozo y posteriormente se evalúa su rendimiento y se modifican sus propiedades en un ciclo continuo.

2.5.3.1 Diseño Inicial

Es la fase de planeación en la cual se seleccionan los diferentes tipos y diseños de sistemas de fluidos de perforación para cada sección del pozo. Todos estos sistemas están diseñados para cumplir con diversas especificaciones, incluidos los requerimientos de densidad, estabilidad del pozo, gradientes térmicos, aspectos logísticos y los asuntos ambientales (Cullum et al., 2013, p. 69).

2.5.3.2 Circulación

El fluido de perforación en un ciclo de circulación generalmente consume energía, levanta los recortes, enfría la barrena y el pozo, y posteriormente descarga los residuos en la superficie. Por lo que se debe evaluar y recargar continuamente el sistema con fluidos nuevos y diferentes aditivos (Cullum et al., 2013, p. 69).

2.5.3.3 Medición y Rediseño

Comúnmente se miden las propiedades específicas de los fluidos de perforación en función del tipo de fluido que se utiliza, los cuales incluyen la densidad, reología, la tasa de filtración, el contenido y la clasificación de sólidos. Posteriormente se analiza el pH, dureza, alcalinidad, cloruros, contenido de gas ácido y otros parámetros específicos de ciertos tipos de fluidos. Se mantiene un monitoreo continuo de las condiciones del pozo y de las características del fluido que retorna a superficie y luego se efectúan los ajustes necesarios en el lodo dependiendo de las condiciones del pozo y de la perforación (Cullum et al., 2013, p. 69).

2.5.4 Reología

La reología estudia la relación entre el esfuerzo y la deformación en los materiales que son capaces de fluir (también fluyen los sólidos), definiendo como flujo a la deformación continua, generada por la aplicación de un esfuerzo cortante (Morés & Treviño, 2010, p. 13).

La viscosidad y la fuerza del gel son medidas que se relacionan con el flujo o las propiedades reológicas de los fluidos de perforación.

2.5.4.1 Viscosidad

Es una propiedad importante de los líquidos que describe la resistencia del líquido a fluir y está relacionada con la fricción interna en el líquido (Rojas et al., 2012, p. 1).

2.5.4.1.1 Viscosidad Plástica

La viscosidad plástica (PV) en centipoise (cP), generalmente se describe como la parte de la resistencia al flujo que es causada por la fricción mecánica, además representa la viscosidad de un lodo cuando se extrapola a una velocidad de corte infinita sobre la base de las matemáticas del modelo de Bingham (Schlumberger, 2022).

2.5.4.2 Fuerza de Gel

Se define como el esfuerzo cortante medido a una velocidad de corte baja, después de que un lodo ha quedado en reposo durante un periodo de 10 segundos y 10 minutos en el procedimiento normalizado del API, aunque también se pueden realizar mediciones después de 30 minutos o 16 horas (Schlumberger, 2022).

2.5.4.3 pH

El potencial del ion hidrógeno, que es el logaritmo \log_{10} *negativo* de la concentración de iones hidrógeno, H^+ . Matemáticamente, $pH = \log_{10}(1/[H^+])$, donde $[H^+]$ representa *mol/L*. El pH se obtiene de la constante del producto iónico del agua, que a temperatura ambiente es $1 \times 10^{-14} = [H^+] \times [OH^-]$. El agua pura (pH neutro) tiene concentraciones iguales de sus dos iones: $[H^+] = [OH^-] = 10^{-7} \text{ mol/L}$. El logaritmo $\log_{10} 1/[H^+]$ es 7,

que es el pH de una solución neutra. La escala de pH va de 0 a 14 y los valores por debajo de 7 son ácidos y por encima de 7 son básicos (Schlumberger, 2022, párr. 1).

La medición de campo del pH del fluido de perforación (o filtrado) y los ajustes del pH son fundamentales para el control del fluido de perforación. Las interacciones de la arcilla, la solubilidad de varios componentes y contaminantes y la eficacia de los aditivos dependen del pH, al igual que el control de los procesos de corrosión ácida y de sulfuro.

3. METODOLOGÍA

Este estudio tiene un enfoque mixto ya que se trata de una investigación que: recolecta, analiza y vincula datos cualitativos y cuantitativos.

Cualitativo debido a que cuyo análisis se dirige a lograr descripciones detalladas de la formulación del fluido de prueba que será utilizado como colchón bloqueador de agua de formación y de la costra que se obtiene sobre el medio filtrante utilizado en las diferentes pruebas.

Cuantitativo ya que se recogen datos cuantificables que brinda una idea más clara de la efectividad del fluido de prueba en el taponamiento de los poros del medio filtrante utilizado en los equipos HTHP y PPT.

El trabajo es de tipo experimental, teniendo en cuenta que un experimento es un plan estructurado de acción que, en función de una serie de objetivos, aporta la información necesaria para la prueba de expectativas teóricas o de hipótesis (Balluerka & Vergara, 2002). El trabajo procura ser una guía que orienta los pasos del investigador, no sólo en la obtención de datos, sino en el correcto análisis y posterior inferencia de la hipótesis.

3.1 Descripción de la Metodología Aplicada

3.1.1 Formulación del Fluido

Para la formulación del fluido gelificado de prueba, se seleccionaron tres compuestos químicos diferentes, los cuales desempeñan una función de: controlador de filtrado, gelificante y activador, de tal manera que, realizando la combinación correcta de estos, puedan desempeñar un correcto bloqueo del agua de formación en el yacimiento.

Se realizaron treinta y seis formulaciones diferentes, variando las cantidades de los compuestos químicos elegidos, los cuales fueron mezclados en agua, considerando las equivalencias de las unidades de campo para la formulación de fluidos de perforación en el laboratorio, las cuales se detallan en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1 *Equivalencias para la formulación de fluidos de perforación en el Laboratorio*

Unidades en Campo	Unidades en Laboratorio
1 bl	350 ml
1 lb	1 g

Elaborado por: *Fernando Naranjo*

En la Tabla 3.2 se observa la cantidad de cada uno de los compuestos con los que se elaboraron las diferentes formulaciones.

Tabla 3.2 *Formulaciones de fluidos de prueba*

Descripción	PHPA	SÍLICE COLOIDAL	PAC "R"
	g	g	g
Compuesto 1	1	2	4
Compuesto 2	1	2	8
Compuesto 3	1	2	12
Compuesto 4	1	4	4
Compuesto 5	1	4	8
Compuesto 6	1	4	12
Compuesto 7	1	6	4
Compuesto 8	1	6	8
Compuesto 9	1	6	12
Compuesto 10	2	2	4
Compuesto 11	2	2	8
Compuesto 12	2	2	12
Compuesto 13	2	4	4
Compuesto 14	2	4	8
Compuesto 15	2	4	12
Compuesto 16	2	6	4
Compuesto 17	2	6	8
Compuesto 18	2	6	12

Descripción	PHPA	SÍLICE COLOIDAL	PAC "R"
	g	g	g
Compuesto 19	3	2	4
Compuesto 20	3	2	8
Compuesto 21	3	2	12
Compuesto 22	3	4	4
Compuesto 23	3	4	8
Compuesto 24	3	4	12
Compuesto 25	3	6	4
Compuesto 26	3	6	8
Compuesto 27	3	6	12
Compuesto 28	4	2	4
Compuesto 29	4	2	8
Compuesto 30	4	2	12
Compuesto 31	4	4	4
Compuesto 32	4	4	8
Compuesto 33	4	4	12
Compuesto 34	4	6	4
Compuesto 35	4	6	8
Compuesto 36	4	6	12

Elaborado por: Fernando Naranjo

3.1.2 Normas API de Referencia

La prueba seleccionada se basó en la Práctica API 13B-1, esta es recomendada para pruebas de campo de fluidos de perforación a base de agua, como indica la Cuarta edición con fecha de marzo de 2009.

Esta práctica proporciona procedimientos estándar para determinar las siguientes características de los fluidos de perforación a base de agua:

- a) Densidad del fluido de perforación (peso del lodo);
- b) Viscosidad y fuerza de gel;
- c) Filtración;

- d) Contenido de agua, aceite y sólidos;
- e) Contenido de arena;
- f) Capacidad de azul de metileno;
- g) pH;
- h) Alcalinidad y contenido de cal;
- i) Contenido de cloruro;
- j) Dureza total como calcio.
- k) Sólidos de baja gravedad y concentraciones de materiales de ponderación.

Los documentos referenciales indispensables para la aplicación de la Práctica API 13B-1 son los siguientes:

API RP 13B-2, Pruebas de campo de fluidos de perforación a base de aceite.

API RP 13C, Evaluación de sistemas de procesamiento de fluidos de perforación.

API RP 13D, Reología e Hidráulica de Fluidos de Perforación de Pozos de Petróleo.

3.2 Selección de Pruebas de Filtración y Equipos

3.2.1 Filtración Estática

La medición del comportamiento de filtración y las características del revoque de un fluido de perforación son fundamentales para el tratamiento y control de un fluido de perforación, al igual que las características del filtrado, como la concentración de aceite, agua o emulsión.

Las características de filtración de un fluido de perforación se ven afectadas por la cantidad, el tipo y el tamaño de las partículas sólidas en el fluido de perforación y por las propiedades de la fase líquida. Las interacciones de estos diversos componentes pueden verse influenciadas por la temperatura y la presión.

Las pruebas se realizan en condiciones estáticas tanto a baja presión – baja temperatura como a alta presión – alta temperatura, y cada una requiere equipos y técnicas diferentes.

Para probar la efectividad de taponamiento de las treinta y seis formulaciones desarrolladas se procedió a realizar una prueba de filtración estática con cada fluido de prueba, utilizando el equipo High Temperature – High Pressure Filter Press (HTHP), de las cuales se seleccionaron las diez mejores formulaciones, según el menor Spurt Loss obtenido durante estas pruebas y consecuentemente se realizaron pruebas mediante el uso del equipo Permeability Plugging Tester (PPT).

3.2.2 Prueba High Temperature – High Pressure Filter Press (HTHP)

Estas pruebas de filtración se realizan a alta temperatura y en condiciones estáticas, para lo cual se proporcionan dos procedimientos de filtración para probar:

- hasta 175 °C (350 °F) y
- por encima de 175 °C (350 °F).

Las pruebas de filtración para el trabajo de investigación fueron realizadas a una temperatura de 100 °C (212 °F), por lo que se utilizó el procedimiento de filtración con una temperatura hasta 175 °C (350 °F).

3.2.2.1 Equipo

El equipo HTHP consta de los siguientes elementos:

- a) Celda de filtro, a una presión nominal de trabajo de hasta 9000 kPa (1300 psi) a temperatura;
- b) Fuente de gas presurizado, como dióxido de carbono o nitrógeno, con reguladores; El nitrógeno es el gas preferido para esta aplicación.
- c) Sistema de calefacción con controlador de temperatura o termostato, para calentar hasta 175 °C (350 °F);
- d) Recipiente de recolección de filtrado de alta presión, manteniendo la contrapresión adecuada (consulte la Tabla 3.3) para evitar la evaporación o evaporación del filtrado;

- e) Celda de filtración con agujero para termómetro, equipada con un extremo removible, un soporte de medios filtrantes y con sellos resistentes al aceite.
- f) Vástagos de válvula en cada extremo de la celda que se pueden abrir o cerrar durante la prueba.

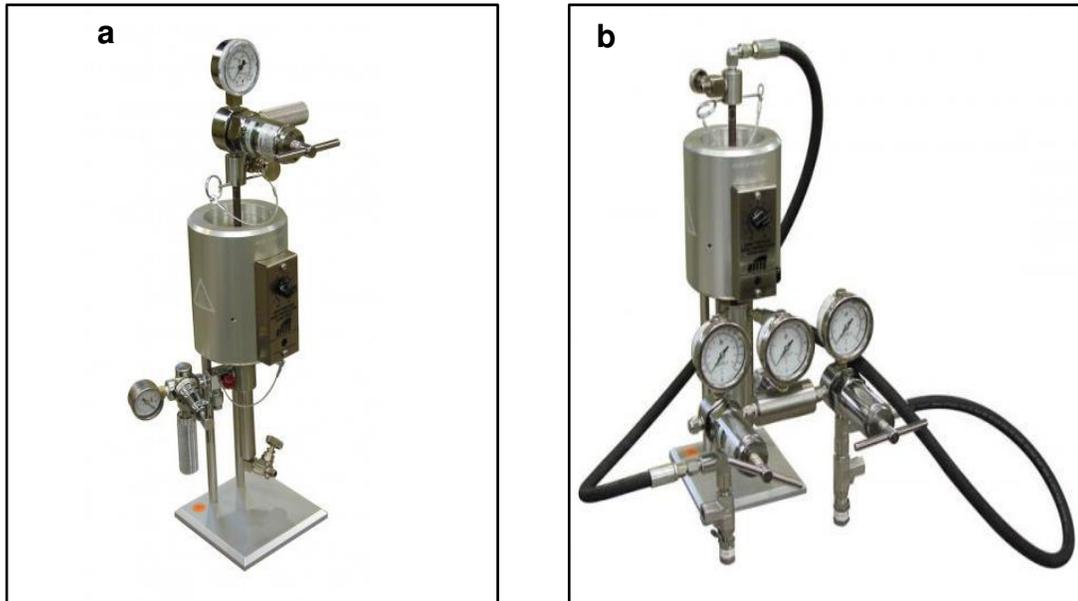


Figura 3.1 (a) Equipo HTHP con fuente de gas presurizado de dióxido de carbono, **(b)** Equipo HTHP con fuente de gas presurizado de nitrógeno.
Obtenido de: (OFITE, 2022)

Tabla 3.3 Contrapresión Mínima Recomendada

Temperatura de Prueba		Presión de Vapor		Contrapresión Mínima	
°C	°F	kPa	Psi	kPa	psi
100	212	101	14.7	690	100
120	250	207	30	690	100
150	300	462	67	690	100
175	350	932	135	1104	160
200	400	1704	247	1898	275
230	450	2912	422	3105	450

Obtenido de: (American Petroleum Institute, 2017, p. 25)

3.2.2.2 Medio Filtrante

Se utiliza un Papel de filtro endurecido con bajo contenido de cenizas, para temperaturas de hasta 175 °C (350 °F), se requiere un papel nuevo para cada prueba. Este papel de filtro es un papel de filtro calandrado, endurecido, cualitativo, bajo en cenizas hecho de borra de algodón.

Se utilizó el papel de filtro que podemos observar en la Figura 3.2, y tiene las siguientes características, las cuales pueden variar según el fabricante:

- **Tasa de filtración lenta:** 2685 Herzbergs;
- **Retención de partículas en líquido:** 2-5 μm ;
- **Contenido de cenizas:** 0,015 % en peso;
- **Peso base:** 92 g/m² (0,019 lb/ft²);
- **Diámetro:** 63,5 mm (2,5 in.);
- **Espesor:** 0,137 mm (0,0054 in.).



Figura 3.2 Papel filtro, 6.3 cm (2.5"), 2.7 μm .

Obtenido de: (OFITE, 2022)

3.2.2.3 Realización de la Prueba de Filtración

- a) Se debe usar un cronómetro y se debe recolectar el filtrado después de aproximadamente 15 segundos para garantizar que el fluido tenga buenas propiedades de filtración (filtrado excesivo). Recoja el filtrado y registre el volumen a 1 minuto, 7,5 minutos y 30 minutos.
- b) Comience la filtración abriendo la válvula entre la celda y el receptor de contrapresión. Verifique que tanto la presión de la celda, que se indica en el manómetro de entrada y el

de la contrapresión estén en los niveles deseados. Ajústelos según sea necesario durante la prueba.

- c) La presión de la celda puede disminuir ligeramente debido a la filtración, por lo que se debe aplicar presión según sea necesario para mantener la presión en el nivel deseado.
- d) Después de cada intervalo, el filtrado se drenará en el cilindro graduado desde el receptor de contrapresión y se registrará el tiempo y el volumen acumulado.

Se recomienda recuperar el filtrado directamente del receptor de contrapresión y no de una manguera de drenaje conectada a este.

- e) Después de 30 min, cierre la válvula entre la celda y el receptor de contrapresión y drene cualquier filtrado restante del receptor de contrapresión en el cilindro graduado abriendo la válvula de salida del receptor.

3.2.2.4 Cálculos

El volumen de filtrado, V_f , debe corregirse a un área de filtro de 4516 mm² (7,0 in²). Las celdas de filtro HTHP generalmente tienen la mitad del área de filtro estándar de 2258 mm² (3,5 in²), por lo tanto, se debe duplicar el volumen recogido durante los 30 min de duración de la prueba. El espesor de la costra debe ser lo más cercano a un milímetro (1/32 in.), su textura y la presencia de cualquier emulsión o aceite en el filtrado, es registrado en el informe.

3.2.3 Prueba con Equipo Permeability Plugging Tester (PPT)

3.2.3.1 Equipo PPT

El equipo PPT utiliza una celda de fluido invertida con la presión aplicada desde la parte inferior, el medio filtrante en la parte superior y el filtrado recolectado en la parte superior. Una bomba hidráulica aplica presión a la celda, que se transfiere a la muestra de fluido de perforación a través de un pistón flotante dentro de la celda, el ensamblaje completo del equipo lo podemos observar en la Figura 3.3 (American Petroleum Institute, 2017, p. 90).

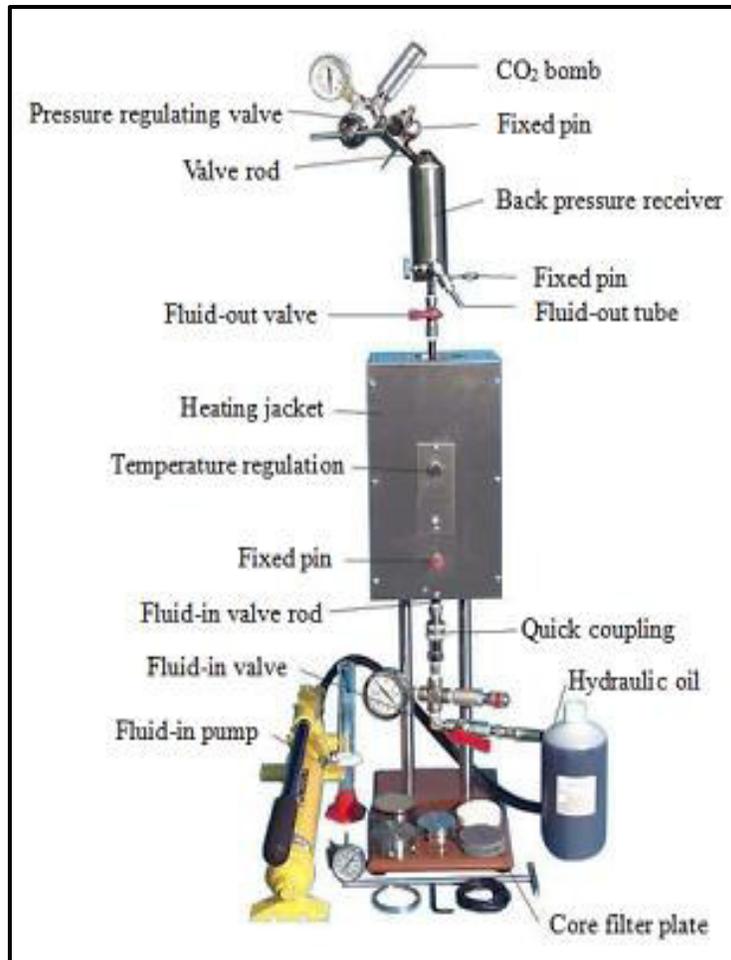


Figura 3.3 *Equipo Permeability Plugging Tester*
Obtenido de: (OFITE, 2022)

El equipo PPT utiliza discos cerámicos como medio de filtración. Los discos cerámicos están disponibles en varios tamaños dependiendo el diámetro de la garganta del poro, como se detalla en la Tabla 3.3.

Se adoptaron discos cerámicos para su uso en el equipo Permeability Plugging Tester (PPT) como método para probar materiales de taponamiento o puente en fluidos de perforación. Los discos cerámicos no muestran la relación normal entre el tamaño de la garganta del poro y la permeabilidad como la arenisca natural. El trabajo realizado para evaluar las características de formación de puentes debe basarse en el tamaño de la garganta del poro (American Petroleum Institute, 2017, p. 91).

Para temperaturas superiores a 93 °C (200 °F), el receptor de contrapresión debe presurizarse para evitar la ebullición del filtrado. El receptor de contrapresión estándar utiliza una fuente de presurización de CO2 para proporcionar la contrapresión.

La celda del equipo PPT está encerrada en una cámara de calentamiento controlada termostáticamente, esta cámara encierra completamente el área de filtración, lo que permite la filtración a cualquier temperatura deseada, desde temperatura ambiente hasta 260 °C (500 °F) (American Petroleum Institute, 2017, p. 90).

3.2.3.2 Medio Filtrante

Para esta prueba se utiliza como medio filtrante discos cerámicos, el grosor estándar del disco cerámico es de 6,5 mm (0,25 in.). Es importante tener en cuenta que se requiere un disco nuevo para cada prueba. Para muestras de fluidos de perforación a base de agua, el disco se debe empapar en fluido base (agua, salmuera, etc.) durante al menos 30 minutos; para fluidos de perforación no acuosos, el disco debe empaparse en aceite base. Cuando sea posible, se prefiere la saturación al vacío durante al menos 5 min a 30 min antes del uso.

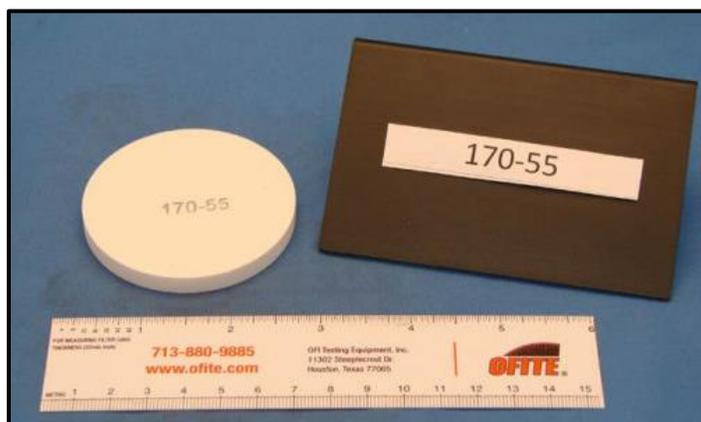


Figura 3.4 Disco cerámico
Obtenido de: (OFITE, 2022)

Estos discos cerámicos tienen un diámetro medio de garganta de poro determinado por porosimetría de inyección de mercurio.

La Tabla 3.4 detalla los discos cerámicos comúnmente disponibles y el diámetro medio de la garganta del poro.

Tabla 3.4 Designación API y diámetro medio de garganta de poro

Designación API	Inyección de Hg Diámetro medio de la garganta del poro
	μm
API 10	10
API 12	12
API 20	20
API 40	40
API 50	50
API 55	55
API 120	120

Obtenido de: (American Petroleum Institute, 2017, p. 91)

En las pruebas con el equipo PPT se utilizaron como medio filtrante discos cerámicos de la empresa OFITE, los cuales tienen las siguientes características:

- **Código:** #170-55
- **Permeabilidad:** 775 mD
- **Garganta de poro promedio:** 10 μm
- **Diámetro:** 2^{1/2}"
- **Grosor:** 1/4"

3.2.3.3 Spurt Loss

El spurt loss se puede representar mediante la intersección, en el eje y, de la línea recta que representa la tasa de filtración estática, cuando la raíz cuadrada del tiempo de filtración se traza a lo largo del eje x, y el volumen de filtrado [duplicado para corregir área de filtración cuando se usa un medio de filtración de 22,6 cm² (3,5 in².)] se traza a lo largo del eje y. Alternativamente, se puede calcular un valor aproximado usando la Ecuación 3.1.

El cálculo del spurt loss, V_1 , viene expresado en mililitros, como se detalla en la **Ecuación 3.1**.

$$V_1 = 2[V_{7.5} - (V_{30} - V_{7.5})] = 2(2V_{7.5} - V_{30})$$

Ecuación 3.1 Cálculo del Spurt Loss
Obtenido de: (American Petroleum Institute, 2017, p. 95)

Donde:

$V_{7.5}$ es el volumen filtrado después de 7.5 min, expresado en milímetros;

V_{30} es el volumen filtrado después de 30 min, expresado en milímetros.

El cálculo de la tasa de filtración estática (velocidad de flujo), v_{sf} , expresada en mililitros por raíz cuadrada de minuto, como se detalla en la Ecuación 3.2:

$$V_{sf} = \frac{2(V_{30} - V_{7.5})}{\sqrt{t_2} - \sqrt{t_1}} = \frac{2(V_{30} - V_{7.5})}{2.739}$$

Ecuación 3.2 Cálculo de la tasa de Filtración Estática
Obtenido de: (American Petroleum Institute, 2017, p. 95)

Donde:

t_1 , es el tiempo en la lectura inicial a los 7.5 min, expresado en minutos;

t_2 , es el tiempo en la lectura final a los 30 min, expresado en minutos.

3.2.3.4 Realización de la Prueba de Filtración

- Se debe usar un cronómetro y se debe recolectar el filtrado después de aproximadamente 15 segundos para garantizar que el fluido tenga buenas propiedades de filtración (filtrado excesivo). Recoja el filtrado y registre el volumen a 1 minuto, 7,5 minutos y 30 minutos.
- Comience la filtración abriendo la válvula entre la celda y el receptor de contrapresión. Verifique que tanto la presión de la celda, que se indica en el manómetro de la bomba, y el de la contrapresión estén en los niveles deseados.
- La presión de la celda puede disminuir ligeramente ya que la filtración y cualquier fuga en la bomba reducen el contenido de la celda. La bomba debe usarse según sea necesario para mantener la presión en el nivel deseado.

d) Después de cada intervalo, el filtrado se drenará en el cilindro graduado desde el receptor de contrapresión y se registrará el tiempo y el volumen acumulado.

Se recomienda recuperar el filtrado directamente del receptor de contrapresión y no de una manguera de drenaje conectada a este.

e) Después de 30 min, cierre la válvula entre la celda y el receptor de contrapresión y drene cualquier filtrado restante del receptor de contrapresión en el cilindro graduado abriendo la válvula de salida del receptor.

3.2.3.5 Medición de la Costra de Filtración

Mida y registre el espesor de la costra formada en el disco de cerámica, debe ser lo más cercano a un milímetro (1/32 in.), se debe incluir una descripción de: dureza, resistencia, flexibilidad, gomosidad, firmeza, etc. Aunque estos parámetros son necesariamente opiniones subjetivas, pueden transmitir información importante.

3.2.3.6 Cálculos

Se debe establecer el volumen de prueba de permeabilidad – taponamiento, VPPT, expresado en mililitros, igual a dos veces el V_{30} , el volumen de filtrado después de 30 min, expresado en mililitros, como se indica en la Ecuación 3.3:

$$V_{PPT} = 2 \times V_{30}$$

Ecuación 3.3 *Volumen de prueba PPT*
Obtenido de: (American Petroleum Institute, 2017, p. 95)

3.3 Medición de Propiedades Reológicas

3.3.1 Viscosidad

En cada fluido de prueba fue medida con el equipo Viscosímetro 900 de indicación directa, la medición se la realizó antes y después de cada prueba de filtrado estático en el equipo PPT.

El Viscosímetro de indicación directa, es un dispositivo mecánico para medir la viscosidad a velocidades de corte variables, en la Figura 3.5 se observa el viscosímetro utilizado durante las pruebas de la investigación.



Figura 3.5 Viscosímetro modelo 900
Obtenido de: (OFITE, 2022)

3.3.2 Medición de pH

Se tomaron mediciones antes y después de cada prueba de filtrado estático en el equipo PPT.

El método recomendado para medir el pH del fluido de perforación es con un medidor de pH de electrodo de vidrio, en la Figura 3.6 se observa el kit de medidor de pH de mesa de laboratorio.



Figura 3.6 Kit de medidor de pH de mesa de laboratorio PH800 APERA INSTRUMENTS
Obtenido de: (EQLAB, 2022)

Este método es preciso y proporciona valores de pH fiables, sin interferencias si se utiliza un sistema de electrodos de alta calidad con un instrumento diseñado correctamente.

La información sobre la reología de los fluidos de perforación se puede encontrar en la norma API 13D.

3.4 Cálculo de Efectividad de Taponamiento

Con los diez fluidos de prueba seleccionados en las pruebas realizadas con el equipo HTHP, se procede a realizar un total de veinte pruebas con el equipo PPT, debido a que se utiliza cada disco por sus dos lados, con el mismo fluido de prueba, con el objetivo de producir un daño al disco, al taponar las gargantas de los poros y por consiguiente determinar la efectividad de taponamiento de cada uno de los fluidos de prueba.

Con los datos de Filtrado obtenidos durante la segunda prueba con cada disco, se procede a calcular la permeabilidad con la Ecuación 2.2, para demostrar la efectividad de taponamiento la permeabilidad calculada debe ser menor a la permeabilidad original del disco.

4. RESULTADOS

4.1 Pruebas de Filtrado Estático con el Equipo HTHP

Se realizó una prueba de filtrado estático con cada compuesto formulado, para lo cual se utilizó como medio filtrante papel filtro, en la Tabla 4.1 se pueden observar la cantidad de filtrado obtenido con cada fluido de prueba.

Tabla 4.1 Cantidad de Filtrado obtenido en pruebas con equipo HTHP

N° COMPUESTO	FILTRADO			TOTAL ml
	1 min	7.5 min	30 min	
1	25	21.2	17.4	127.2
2	22.2	19.6	16.2	116
3	17.4	15.2	12.4	90
4	20.4	10.8	8.6	79.6
5	19.6	11.8	7.4	77.6
6	16	9.2	6.8	64
7	17.6	10.2	7.4	70.4
8	15.6	8.8	6.2	61.2
9	12.4	6.2	5.6	48.4
10	13.8	7.4	6.6	55.6
11	11.2	6.2	5.4	45.6
12	9.4	5.2	4.8	38.8
13	10.4	5.8	4.6	41.6
14	8.8	4.8	4	35.2
15	7.4	3.8	3.2	28.8
16	7.4	4.6	3.4	30.8
17	6.6	3.8	2.8	26.4
18	5.8	3	2.2	22
19	5.6	4	2.6	24.4
20	4.8	3.2	2.2	20.4

N° COMPUESTO	FILTRADO ml			TOTAL ml
	1 min	7.5 min	30 min	
21	3.6	2.2	1.4	14.4
22	4.2	3.6	2.6	20.8
23	3.2	2	1.8	14
24	2.8	2	1.2	12
25	3.8	3	2.4	18.4
26	2.4	1.8	1.6	11.6
27	2.2	1.6	1.4	10.4
28	3.2	2.6	1.8	15.2
29	2.6	2	1.4	12
30	2	1.6	1.2	9.6
31	3	2.4	1.4	13.6
32	2.2	1.8	1.6	11.2
33	2	1.4	1.2	9.2
34	2.6	2.2	1.6	12.8
35	2	2.2	1.2	10.8
36	1.8	1.4	1	8.4

Elaborado por: *Fernando Naranjo*

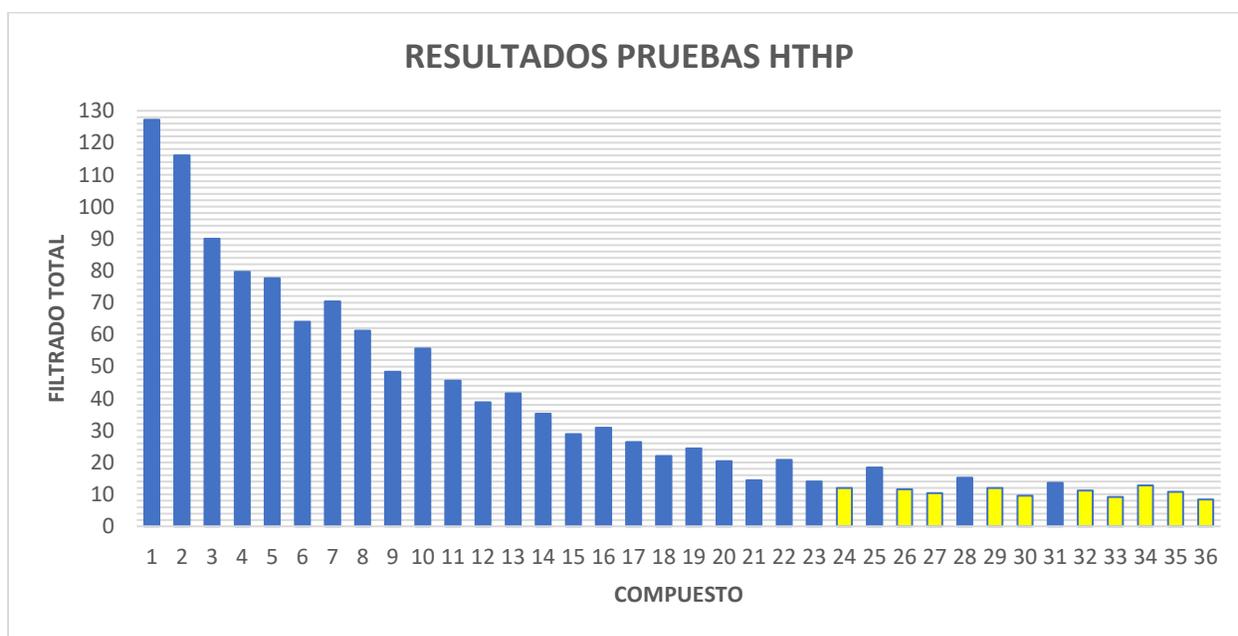


Figura 4.1 Resultados obtenidos en las pruebas de Filtrado Estático con el equipo HTHP

Elaborado por: *Fernando Naranjo*

4.1.1 Selección de compuestos según su eficiencia de filtrado

La tabla 4.2 muestra los diez mejores compuestos que fueron seleccionados basándose en la menor cantidad de filtrado obtenido en las pruebas de filtrado estático con el equipo HTHP.

Tabla 4.2 Selección de compuestos según resultados obtenidos con el equipo HTHP

N° COMPUESTO	FILTRADO ml			TOTAL ml
	1 min	7.5 min	30 min	
24	2.8	2	1.2	12
26	2.4	1.8	1.6	11.6
27	2.2	1.6	1.4	10.4
29	2.6	2	1.4	12
30	2	1.6	1.2	9.6
32	2.2	1.8	1.6	11.2
33	2	1.4	1.2	9.2
34	2.6	2.2	1.6	12.8
35	2	2.2	1.2	10.8
36	1.8	1.4	1	8.4

Elaborado por: *Fernando Naranjo*

4.2 Pruebas de Filtrado Estático con Equipo PPT

4.2.1 Resultados de la primera y segunda prueba

Desde la Tabla 4.3 hasta la Tabla 4.12 se detallan los resultados obtenidos en las dos pruebas realizadas con cada fluido y disco cerámico.

Compuesto 24

Tabla 4.3 Resultados en la prueba de filtrado con el equipo PPT

N° PRUEBA	FILTRADO ml			TOTAL ml	REDUCCIÓN DE FILTRADO %
	1 min	7.5 min	30 min		
1	5.6	15.2	19.6	80.8	13.37
2	4.8	14	16.2	70	

Elaborado por: *Fernando Naranjo*

Compuesto 26

Tabla 4.4 Resultados en la prueba de filtrado con el equipo PPT

N° PRUEBA	FILTRADO ml			TOTAL ml	REDUCCIÓN DE FILTRADO %
	1 min	7.5 min	30 min		
1	4.2	13.2	17.2	69.2	11.56
2	3.8	11.4	15.4	61.2	

Elaborado por: Fernando Naranjo

Compuesto 27

Tabla 4.5 Resultados en la prueba de filtrado con el equipo PPT

N° PRUEBA	FILTRADO ml			TOTAL ml	REDUCCIÓN DE FILTRADO %
	1 min	7.5 min	30 min		
1	3.8	11.8	15.4	62	14.19
2	3.2	10.2	13.2	53.2	

Elaborado por: Fernando Naranjo

Compuesto 29

Tabla 4.6 Resultados en la prueba de filtrado con el equipo PPT

N° PRUEBA	FILTRADO ml			TOTAL ml	REDUCCIÓN DE FILTRADO %
	1 min	7.5 min	30 min		
1	3.6	11.2	10.2	50	1.60
2	3.4	8	13.2	49.2	

Elaborado por: Fernando Naranjo

Compuesto 30

Tabla 4.7 Resultados en la prueba de filtrado con el equipo PPT

N° PRUEBA	FILTRADO ml			TOTAL ml	REDUCCIÓN DE FILTRADO %
	1 min	7.5 min	30 min		
1	4.5	6.8	8.4	39.4	31.98
2	1.6	5.4	6.4	26.8	

Elaborado por: Fernando Naranjo

Compuesto 32

Tabla 4.8 Resultados en la prueba de filtrado con el equipo PPT

N° PRUEBA	FILTRADO ml			TOTAL ml	REDUCCIÓN DE FILTRADO %
	1 min	7.5 min	30 min		
1	2.4	4.4	2.2	18	40.00
2	1.2	3.2	1	10.8	

Elaborado por: Fernando Naranjo

Compuesto 33

Tabla 4.9 Resultados en la prueba de filtrado con el equipo PPT

N° PRUEBA	FILTRADO ml			TOTAL ml	REDUCCIÓN DE FILTRADO %
	1 min	7.5 min	30 min		
1	2	3.8	2	15.6	35.90
2	1	3	1	10	

Elaborado por: Fernando Naranjo

Compuesto 34

Tabla 4.10 Resultados en la prueba de filtrado con el equipo PPT

N° PRUEBA	FILTRADO ml			TOTAL ml	REDUCCIÓN DE FILTRADO %
	1 min	7.5 min	30 min		
1	2.2	3.6	1.8	15.2	26.32
2	1.8	2.6	1.2	11.2	

Elaborado por: Fernando Naranjo

Compuesto 35

Tabla 4.11 Resultados en la prueba de filtrado con el equipo PPT

N° PRUEBA	FILTRADO ml			TOTAL ml	REDUCCIÓN DE FILTRADO %
	1 min	7.5 min	30 min		
1	1.8	3	1.2	12	23.33
2	1.4	2.2	1	9.2	

Elaborado por: Fernando Naranjo

Compuesto 36

Tabla 4.12 Resultados en la prueba de filtrado con el equipo PPT

N° PRUEBA	FILTRADO ml			TOTAL ml	REDUCCIÓN DE FILTRADO %
	1 min	7.5 min	30 min		
1	1.6	2	1	9.2	39.13
2	1	1.2	0.6	5.6	

Elaborado por: *Fernando Naranjo*

4.2.2 Resumen de Resultados Obtenidos en el Equipo PPT

Tabla 4.13 Resultados de Pruebas 1 y 2 de filtrado con el equipo PPT

N° COMPUESTO	TOTAL PRUEBA 1 ml	TOTAL PRUEBA 2 ml	REDUCCIÓN DE FILTRADO %
24	80.8	70	13.37
26	69.2	61.2	11.56
27	62	53.2	14.19
29	50	49.2	1.60
30	39.4	26.8	31.98
32	18	10.8	40.00
33	15.6	10	35.90
34	15.2	11.2	26.32
35	12	9.2	23.33
36	9.2	5.6	39.13

Elaborado por: *Fernando Naranjo*

En la Figura 4.2 se muestra el porcentaje de la reducción de filtrado obtenido al comparar los resultados de las pruebas 1 y 2 de filtrado estático en el equipo PPT.

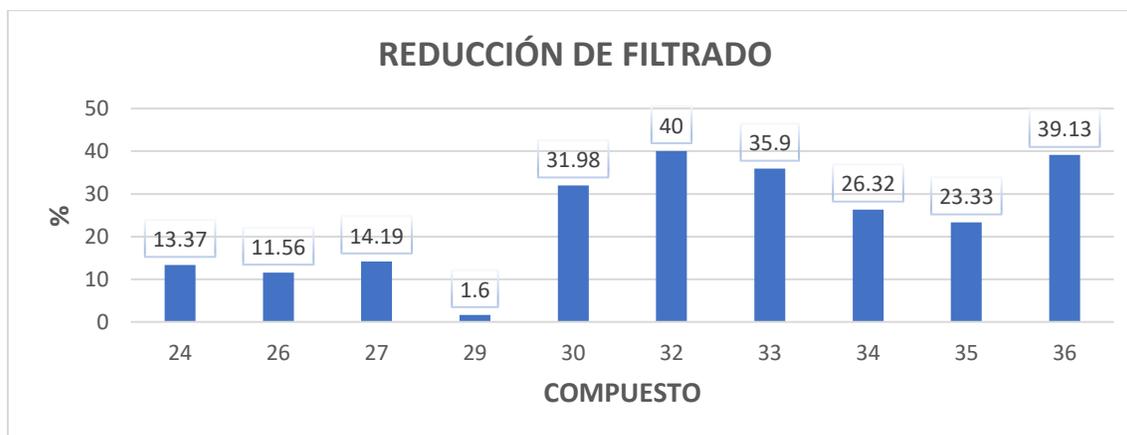


Figura 4.2 Porcentaje de Reducción de Filtrado
Elaborado por: *Fernando Naranjo*

4.3 Propiedades Reológicas

En la Tabla 4.14 se muestran dos propiedades reológicas de los fluidos formulados, las cuales fueron medidas antes de realizar la prueba de filtrado estático en el equipo PPT.

Tabla 4.14 Viscosidad y pH Inicial de cada fluido de prueba

COMPUESTO	VISCOSIDAD PLÁSTICA	
	INICIAL cP	pH INICIAL
24	66.6	7.28
26	67.7	7.55
27	86.9	8.36
29	69.7	7.65
30	89.2	8.45
32	69.2	7.89
33	73.9	7.91
34	86.2	8.22
35	89.6	8.56
36	90.1	8.60

Elaborado por: Fernando Naranjo

En la Tabla 4.15 se muestran dos propiedades reológicas de los fluidos formulados, las cuales fueron medidas después de realizar la prueba de filtrado estático en el equipo PPT.

Tabla 4.15 Viscosidad y pH Final de cada fluido de prueba

COMPUESTO	VISCOSIDAD PLÁSTICA	
	FINAL cP	pH FINAL
24	61.1	6.98
26	61.8	7.33
27	82.2	7.88
29	63.1	7.14
30	86.4	8.15
32	68.9	7.63
33	70.9	7.66
34	80.3	7.98
35	83.2	8.21
36	85.8	8.36

Elaborado por: Fernando Naranjo

4.4 Fluidos con Menor Filtrado durante Prueba 2 con el Equipo PPT

Al realizar el análisis de la cantidad de filtrado obtenido durante la segunda prueba en el equipo PPT y sus propiedades reológicas, se procede a escoger los mejores fluidos de prueba, los cuales se pueden observar en la Tabla 4.16.

Tabla 4.16 Selección de Fluidos con menor Filtrado Final y Propiedades Reológicas

COMPUESTO	REDUCCIÓN DE FILTRADO %	VISCOSIDAD PLÁSTICA INICIAL cP	pH INICIAL	VISCOSIDAD PLÁSTICA FINAL cP	pH FINAL
30	31.98	89.2	8.45	86.4	8.15
32	40.00	69.2	7.89	68.9	7.63
33	35.90	73.9	7.91	70.9	7.66
36	39.13	90.1	8.60	85.8	8.36

Elaborado por: *Fernando Naranjo*

4.5 Análisis de la Costra Formada en la Prueba 1 en el Equipo PPT

La retorta o costra formada en el medio filtrante es obtenida por la acumulación de sólidos mediante el proceso de filtración. Según Ariza et al. (2013), una excelente costra debe tener entre 1/32 in (0.079 cm) y 2/32 in (0.015 cm) de espesor, ser plástica y consistente. Generalmente es medido en 1/32avos de pulgada o en milímetros.

En la Tabla 4.17 se detallan varias características de la costra formada en cada disco durante la primera prueba realizada en el equipo PPT.

Tabla 4.17 Características de la Costra formada

COMPUESTO	GROSOR mm	CARACTERÍSTICAS
24	3.2	Blanda, superficie con muchos grumos, gomosidad baja.
26	2.5	Muy blanda, superficie con pocos grumos, gomosidad baja.
27	4.2	Dureza media, superficie con muchos grumos, gomosidad alta.
29	3.6	Blanda, superficie con pocos grumos, gomosidad baja.
30	4.8	Dureza alta, superficie con muchos grumos, gomosidad alta.
32	1.2	Dureza media, superficie sin grumos, gomosidad media

COMPUESTO	GROSOR mm	CARACTERÍSTICAS
33	2.9	Muy blanda, superficie con pocos grumos, gomosidad baja.
34	3.9	Dureza media, superficie con pocos grumos, gomosidad media.
35	4.2	Dureza alta, superficie con muchos grumos, gomosidad alta.
36	5.6	Dureza alta, superficie con muchos grumos, gomosidad alta.

Elaborado por: *Fernando Naranjo*

Basándose en el espesor que debería tener una buena costra, se puede decir que la única que se acerca a ese valor es la costra formada por el Compuesto 32, todas las demás exceden por mucho el espesor recomendado, tener un espesor muy grueso podría generar una reducción en el diámetro del pozo y un problema con la tubería, por lo que no es recomendable la utilización de estos compuestos.

4.6 Cálculo de Permeabilidad

Con los resultados obtenidos en la segunda prueba de filtrado estático de cada fluido se procede a calcular la permeabilidad final de cada disco utilizado como medio filtrante en el equipo PPT, K_f , utilizando la Ecuación 2.2, los resultados se pueden observar en la Tabla 4.18.

Tabla 4.18 *Cálculo de Permeabilidad*

COMPUESTO	FILTRADO FINAL ml	Q cm ³ /s	ΔP psi	ΔP atm	A cm ²	μ cP	L cm	K_f mD
24	70	0.0389	500	34.023	10.081	66.6	0.635	4.80
26	61.2	0.0340	500	34.023	10.081	67.7	0.635	4.26
27	53.2	0.0296	500	34.023	10.081	86.9	0.635	4.76
29	49.2	0.0273	500	34.023	10.081	69.7	0.635	3.53
30	26.8	0.0149	500	34.023	10.081	89.2	0.635	2.46
32	10.8	0.0060	500	34.023	10.081	69.2	0.635	0.77
33	10	0.0056	500	34.023	10.081	73.9	0.635	0.76
34	11.2	0.0062	500	34.023	10.081	86.2	0.635	0.99
35	9.2	0.0051	500	34.023	10.081	89.6	0.635	0.85
36	5.6	0.0031	500	34.023	10.081	90.1	0.635	0.52

Elaborado por: *Fernando Naranjo*

En la Figura 4.2 se muestran los resultados de permeabilidad final, K_f , obtenidos al utilizar la ecuación 2.2, que expresa la Ley de Darcy para Flujo Laminar.

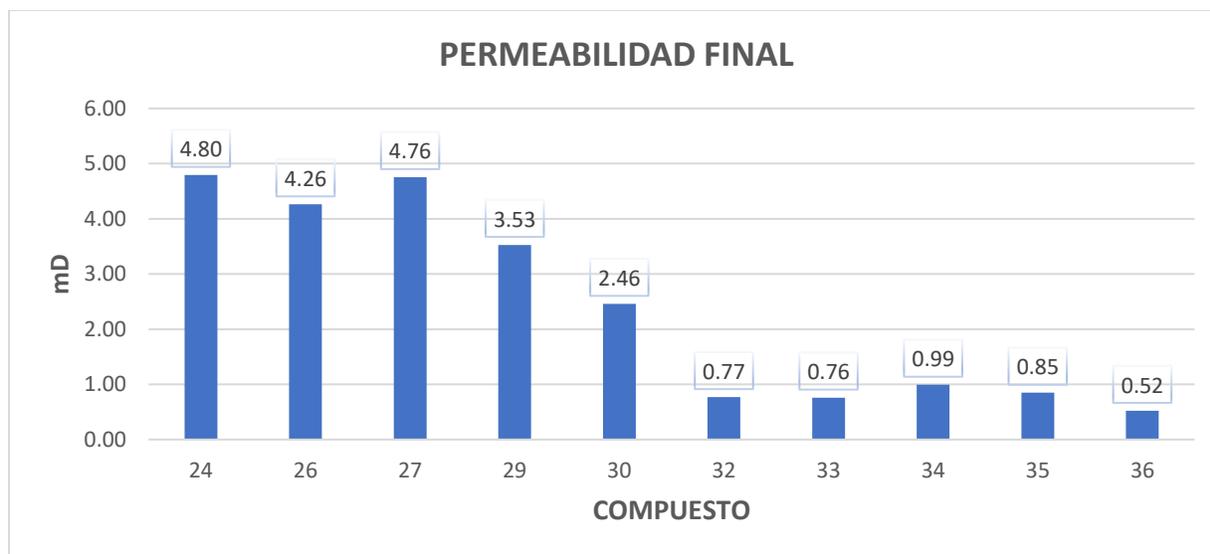


Figura 4.3 Permeabilidad Final obtenida después de la Prueba 2 en el equipo PPT.
Elaborado por: Fernando Naranjo

4.7 Análisis de resultados

Para elegir al mejor Compuesto formulado, se analizaron todos los resultados obtenidos en las diferentes pruebas realizadas, a continuación, se detallan los diferentes análisis realizados.

4.7.1 Análisis de los resultados obtenidos en las pruebas de filtrado estático

La prueba de filtrado estático permite la evaluación de la pérdida por filtrado, como se la detalla en la Práctica API 13B-1 (American Petroleum Institute, 2017, p. 21), este parámetro provee una indicación de la invasión de filtrado de fluido hacia la formación, en un tiempo de prueba de 30 minutos, la Temperatura y el diferencial de presión utilizados para las pruebas con los equipos HTHP y PPT para esta investigación fueron las mismas en ambos casos, es decir, T: 100 °C (212 °F) y ΔP : 500 psi, respectivamente.

4.7.1.1 Análisis de Resultados obtenidos con el equipo HTHP

Después de realizar la prueba de filtrado estático con el equipo HTHP con cada uno de los 36 compuestos formulados, se procedió a seleccionar 10 compuestos, los cuales taponaron de mejor manera el papel filtro utilizado en esta prueba y por lo que obtuvieron la menor cantidad

de fluido filtrado después del tiempo de prueba de 30 minutos, dichos compuestos se pueden observar en la Tabla 4.2.

Los compuestos seleccionados nos brindan la posibilidad de tener éxito al realizar las pruebas de filtrado estático en el equipo PPT, es decir, que logren taponar el disco cerámico utilizado como medio filtrante.

4.7.1.2 Análisis de Resultados obtenidos con el equipo PPT

Al realizar las pruebas de filtrado estático en el equipo PPT se pudo observar que con el Compuesto 29 y con el Compuesto 32 existió una reducción menor y mayor de fluido filtrado, respectivamente. Lo cual nos indica que el Compuesto 29 al reducir la cantidad de fluido filtrado en 1.60%, no taponó de forma adecuada el disco cerámico, por lo cual este fluido no sirve para la utilización como colchón bloqueador de agua, al contrario, el Compuesto 32 obtuvo un 40% en la reducción de fluido filtrado, es decir, un mejor taponamiento del disco cerámico y por lo cual nos podría brindar un mayor bloqueo de agua. Todos los resultados de esta prueba podemos observar en la Tabla 4.13.

4.7.1.3 Análisis de las Propiedades Reológicas

Se midieron dos propiedades reológicas de los 10 fluidos seleccionados en la prueba de filtrado estático con el equipo HTHP, estas propiedades fueron la viscosidad plástica y el pH, las cuales fueron medidas antes de realizar la primera y después de la segunda prueba de filtrado estático con el equipo PPT, los valores de ambas propiedades obtenidos después de la segunda prueba en el equipo PPT, que se pueden observar en la Tabla 4.15, muestran una disminución en todos los Compuestos, es decir que con todos los compuestos podemos observar una mayor movilidad y menor pH después de la segunda prueba de filtrado estático en el equipo PPT, la variación de estas propiedades no afectaría al yacimiento, por lo tanto no traería problemas, tales como la corrosión en el fondo del pozo.

4.7.1.4 Análisis de la Permeabilidad Final

La permeabilidad obtenida en la segunda prueba en el equipo PPT, es considerada la permeabilidad final, los resultados se pueden observar en la Tabla 4.18, podemos notar una clara disminución de la permeabilidad al utilizar los Compuestos 32, 33, 34, 35 y 36, de los cuales destaca el Compuesto 36 con una permeabilidad final de 0.52 mD, del mismo modo podemos observar que el Compuesto 24 es el que menos redujo la permeabilidad del disco cerámico, es decir, no lo taponó de manera efectiva.

4.7.1.5 Selección del mejor Compuesto

En las pruebas de filtrado estático con el equipo PPT, cuatro de los diez compuestos sometidos a esta prueba obtuvieron buenos resultados (Compuesto 30, 32, 33 y 36), logrando un porcentaje alto de reducción de fluido filtrado durante la segunda prueba, esto se produjo debido a que lograron taponar el medio filtrante de manera efectiva, pero al analizar la costra obtenida se pudo constatar que solamente el Compuesto 32 cumplió con los parámetros establecidos para considerar una buena costra, de la misma manera los resultados obtenidos en la reducción de Permeabilidad se pueden observar que dichos Compuestos reducen considerablemente la Permeabilidad final, en ésta prueba el Compuesto 36 obtuvo los mejores resultados, pero al tener una viscosidad plástica alta y la reducción de filtrado menor que el del Compuesto 32, no es una buena opción.

Se ha podido observar que cuando se utiliza Pac "R" y PHPA en sus cantidades máximas, si bien los resultados de taponamiento son buenos, el Compuesto aumenta su viscosidad, impidiendo su fácil movilidad, por lo que no sería rentable utilizarlo para inyectar en un pozo petrolero. De la misma manera se pudo observar que al utilizar cantidades máximas de PHPA y Sílice Coloidal no se consigue taponamiento efectivo del medio filtrante.

Al analizar todos los resultados y con base en los diferentes parámetros establecidos para tener un fluido eficiente, se determina que el Compuesto 32 es la mejor opción debido a que es el que

obtuvo el mayor porcentaje en la reducción de filtrado, sus propiedades reológicas son buenas y la permeabilidad final se redujo considerablemente.

4.7.1.6 Análisis comparativo del Compuesto 32 y el producto FracCON

FracCon es un fluido de fracturamiento utilizado para el control de la producción de agua, el cual se propuso como tratamiento de estimulación hidráulica en el campo Lago Agrio, el cual es operado por Petroamazonas. Este tratamiento se utilizó en ocho pozos perforados en la formación Hollín, que contiene un acuífero potente a 1,5 – 6 m (5 – 20 pies) de distancia. La sección superior de la formación produce petróleo, mientras que la sección inferior se encuentra saturada con agua. Después del tratamiento, la producción promedio de petróleo se triplicó (agregando más de 450 bbl por pozo tratado por día), en tanto que el corte de agua se redujo en un 15% (Schlumberger, 2013).

La formación Hollín tiene una porosidad promedio (%) de 15.85 – 13.01 y una Permeabilidad promedio (mD) de 1000 – 400 (Petroamazonas, 2018).

Al tener en cuenta el rango de la Porosidad y Permeabilidad promedio de la formación Hollín, además de los buenos resultados obtenidos por Schlumberger con su producto FracCon, se podría considerar en obtener resultados similares o mejores al aplicar en los mismos pozos petroleros el Compuesto 32 desarrollado en esta investigación, ya que fue sometido a pruebas de filtrado estático en el equipo PPT con discos cerámicos como medio de filtración con una Permeabilidad de 775 mD y se redujo un 40% del fluido filtrado en dichas pruebas.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

El mayor porcentaje de reducción de filtrado durante la segunda prueba con el equipo PPT alcanzó un valor de 40%, al utilizar 4g de PHPA, 4g de Sílice Coloidal y 8g de PAC "R", obteniendo buenas propiedades reológicas, es decir, sin tener una viscosidad alta y un pH ácido, además, la costra formada muestra excelentes características de dureza, con una superficie sin grumos y gomosidad media.

En todos fluidos formulados, el pH disminuyó después de las pruebas realizadas en el equipo PPT, pero no en una medida de consideración que pueda afectar a la acidez del agua o del Yacimiento, de tal manera que no afectaría en la determinación de formación de incrustaciones o corrosión en el fondo del pozo.

Al utilizar las máximas concentraciones de PHPA, Sílice Coloidal y PAC "R", se obtuvieron excelentes resultados de taponamiento y la cantidad de filtrado disminuyó significativamente en las pruebas con el equipo PPT, pero su viscosidad no es óptima ya que es muy alta, lo que complicaría su inyección en el yacimiento y no sería rentable.

La permeabilidad, K , de los discos de cerámica utilizados como medio filtrante en la prueba de filtrado estático en el equipo PPT, disminuye considerablemente, dicha disminución pudo ser corroborada con la ecuación de la Ley de Darcy para Flujo Laminar y se observa que el compuesto formulado con 4g de PHPA, 6g de Sílice Coloidal y 12g de PAC "R" es el que obtuvo la permeabilidad final más baja, por lo que se puede concluir que este compuesto tuvo la capacidad de taponar de mejor manera las gargantas de los poros del disco de cerámica.

5.2 RECOMENDACIONES

Para futuras investigaciones se recomienda trabajar con datos de distribución del tamaño de los poros de algunas formaciones para tratar de seleccionar campos de interés.

Es necesario tener en cuenta las propiedades reológicas de los fluidos de perforación ya que, pese a que se cumpla los objetivos de taponamiento, si el fluido es muy viscoso no resulta rentable su uso ya que puede producir algún daño al yacimiento.

Al realizar las pruebas con el equipo HTHP se debe tener claro el procedimiento en especial al momento de presurizar la cámara con el fluido, ya que, si no se realiza de la forma correcta, el fluido se evapora y los datos de filtrado son erróneos.

Es importante revisar el nivel de fluido hidráulico de la bomba del equipo PPT, si no tiene el nivel necesario se debe completar, caso contrario la prueba fracasa debido a que no se forma la costra en el disco filtrante y los datos de filtrado obtenidos no son reales.

Para realizar pruebas en el equipo PPT se necesitan varios insumos que son de difícil adquisición, tales como los discos de cerámica y cartuchos de gas presurizado de CO₂, por lo que es necesario contar con un patrocinador para futuras investigaciones que necesiten realizar ensayos en este equipo.

6. BIBLIOGRAFÍA

- Alzate, D. (2016). Interpretación de los mecanismos fenomenológicos del proceso de inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG) en un yacimiento de hidrocarburos. Medellín: Universidad Nacional de Colombia.
- American Petroleum Institute. (2017). ANSI/API RECOMMENDED PRACTICE 13B-1. In Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids (pp. 5-96). Washington: API Publishing Services.
- Bailey, B., Crabtree, M., Tyrie, J., Jon, E., Kuchuk, F., & Romano, C. (2000, Verano). Control de agua. Obtenido de Schlumberger Oilfield Review: <https://www.slb.com>
- Balluerka, N., & Vergara, A. (2002). INVESTIGACIÓN EXPERIMENTAL Y DISEÑO. In N. Balluerka, & A. Vergara, DISEÑOS DE INVESTIGACIÓN EXPERIMENTAL EN PSICOLOGÍA (pp. 2-10). Madrid: Prentice Hall.
- Cullum, D.; Espey, S.;. (2013, Primavera). Fundamentos de los fluidos de perforación. Oilfield Review Schlumberger, Vol 25, 66-67. Obtenido de https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/39139881/fluidos_de_perforacion
- Darby, R. (1996). Descripción de los medios porosos. In R. Darby, Chemical Engineering Fluid Mechanics (pp. 391-396). New York: Marcel Dekker.
- EQLAB. (2022). EQLAB ECUADOR. Obtenido de EQLAB INSTRUMENTS: <http://eqlabecuador.com/>
- Escobar, F. (2005). PROPIEDADES FISICAS DEL MEDIO POROSO. In F. Escobar, FUNDAMENTOS DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS (pp. 20-28). Colombia: Universidad Surcolombia.
- Kussima, P. (2016, septiembre 7). PRIMARY RECOVERY MECHANISMS. Obtenido de Slideshare: www.slideshare.net

- Mahgoup, M., & Khair, E. (2015). Excessive water production diagnostic and control case study
jake oil. International Journal of Sciences: Basic and Applied Research (IJSBAR), 82-85.
- Morés, M., & Treviño, J. (2010). COMPORTAMIENTO DE LOS FLUIDOS . In M. Morés, & J.
Treviño, IMPLEMENTACIÓN DE UNA METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE
PROPIEDADES REOLÓGICAS (pp. 13-22). ZARAGOZA: Escuela Universitaria
Ingeniería Técnica Industrial Zaragoza.
- Morrow, Norman and Jill Buckley. (2011). Improved Oil Recovery by Low-Salinity Waterflooding.
- Naranjo, A. (1989). Propiedades Físicas de Rocas y Fluidos de Yacimientos. Medellín:
Universidad Nacional de Colombia.
- OFITE. (2022, Mayo). OFI Testing Equipment, Inc. Obtenido de OFI Testing Equipment, Inc.:
<https://www.ofite.com>
- Rojas, O., Briceño, M., & Avendaño, J. (2012). FUNDAMENTOS DE REOLOGÍA. In O. Rojas, M.
Briceño, & J. Avendaño, MODULO DE ENSEÑANZA EN FENOMENOS
INTERFACIALES (p. 1). Mérida: Universidad de los Andes. Obtenido de
<https://es.firp-ula.org/wp-content/uploads/2019/07/S521C.pdf>
- Salager, J. L. (2005). Recuperación Mejorada del Petróleo. In MODULO DE ENSEÑANZA EN
FENOMENOS INTERFACIALES (pp. 2 - 4). Mérida: Universidad de los Andes. Obtenido
de oilproduction: <http://www.oilproduction.net>
- Schlumberger. (2022, Marzo 1). Oilfield Glossary. Obtenido de Glossary Oilfield Slb:
<https://glossary.oilfield.slb.com/es/>

7. ANEXOS

A continuación, se observan las 10 costras formadas en los discos cerámicos durante la primera prueba de filtrado estático en el equipo PPT con cada fluido de prueba seleccionado con los mejores resultados en el equipo HTHP.



Anexo 7.1 *Costra producida con el Compuesto #24*
Elaborado por: Fernando Naranjo



Anexo 7.2 *Costra producida con el Compuesto #26*
Elaborado por: Fernando Naranjo



Anexo 7.3 *Costra producida con el Compuesto #27*
Elaborado por: Fernando Naranjo



Anexo 7.4 *Costra producida con el Compuesto #29*
Elaborado por: Fernando Naranjo



Anexo 7.5 *Costra producida con el Compuesto #30*
Elaborado por: Fernando Naranjo



Anexo 7.6 *Costra producida con el Compuesto #32*
Elaborado por: Fernando Naranjo



Anexo 7.7 *Costra producida con el Compuesto #33*
Elaborado por: Fernando Naranjo



Anexo 7.8 *Costra producida con el Compuesto #34*
Elaborado por: Fernando Naranjo



Anexo 7.9 *Costra producida con el Compuesto #35*
Elaborado por: Fernando Naranjo



Anexo 7.10 *Costra producida con el Compuesto #36*
Elaborado por: Fernando Naranjo