



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Impacto de la calidad de agua de inyección sobre el medio poroso en la formación Carbonera C7 de un campo de crudo pesado en la cuenca de los llanos orientales

Wilson Parra Moreno

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Departamento de Procesos y Energía
Medellín, Colombia
2020

Impacto de la calidad de agua de inyección sobre el medio poroso en la formación Carbonera C7 de un campo de crudo pesado en la cuenca de los llanos orientales

Wilson Parra Moreno

Tesis de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ingeniería de Petróleos

Director (a):

Ph.D., Sergio Hernando Lopera Castro

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Departamento de Procesos y Energía

Medellín, Colombia

2020

(Dedicatoria o lema)

*A mi bella esposa e hijos por su apoyo en cada
paso de mi vida*

Agradecimientos

A Dios, mi bella esposa y familia por acompañarme a diario, ser mi motivación para seguir creciendo como persona y construir un futuro mejor.

A mi Madre y Hermanos quienes me apoyan incondicionalmente y a mi Padre, quien desde el cielo me acompaña e ilumina en mi camino.

Expreso mi gratitud especial al director de tesis PhD. Sergio Lopera por su paciencia y guía desde el inicio de este camino, a mis colegas y amigos Ysidro Araujo, Henry Zamora, Giovanni Salazar y Fabián Hernandez por su apoyo, acompañamiento e interés en mi formación profesional y a Frontera Energy que me ha permitido crecer técnicamente, potencializar mis habilidades y realizar aportes valiosos en sus operaciones de crudo pesado en el oriente colombiano.

Resumen

Inyectar el agua posterior al tratamiento químico es la alternativa habilitada en la licencia ambiental del campo en estudio como método de disposición del agua de producción. La calidad del agua a disponer es una variable de control muy importante que impacta directamente la capacidad de inyección de los pozos y en casos severos causar daños que pueden impactar directamente la producción. En este trabajo se ha desarrollado un análisis tendiente a determinar el impacto de la calidad de agua a inyectar en la formación Carbonera C7 mediante un protocolo de análisis de laboratorio de rocas, fluidos y compatibilidades de fluidos que permitieron evaluar diferentes combinatorias de sólidos suspendidos y grasas & aceites para encontrar su efecto en la permeabilidad. A partir del esquema experimental desarrollado, se logró definir un rango de parámetros de calidad de agua entre [4-31] ppm de G&A y de [16-22] NTU de turbidez (SST) que permite mantener las permeabilidades asegurando buenas condiciones de inyectividad en los pozos. Se encontró que la variable de mayor impacto en la permeabilidad es el contenido de sólidos suspendidos con diámetro de partícula de 8 micras, cuyo aporte a la caída de la permeabilidad es del 67%. Por último, se evidencian oportunidades en la evaluación de estabilizadores de partículas tomando en cuenta que la mayor proporción de material registrado en XRD tipo arcilla es caolinita y que a partir de los parámetros definidos se puede someter a revisión técnica la modificación de los equipos de separación / filtración en la facilidad ayudando a disminuir costos en el tratamiento.

Palabras clave: Disposición de Agua, Permeabilidad, Calidad de Agua, Contenido de Grasa y Aceites, Sólidos suspendidos

Abstract

The re-injection water quality impact into the porous media in the Carbonera C7 Formation of a heavy oil field in the Llanos basin.

Treated water re-injection as a disposal method has been approved by the environmental regulatory entity in the field of interest. Water quality is key for injectivity sustainment and lack of control can lead to formation damage affecting field production. In this work, an experimental protocol has been developed to evaluate the impact of injected water quality parameters on the permeability of the Carbonera C7 formation. Laboratory tests included rock-fluid and fluid-fluid compatibilities using different combinations of oil and suspended solids. The results suggested that an optimal range exists for suspended oil and turbidity of [4–31] ppm and 16-22 NTU respectively, in order not to affect formation injectivity in target wells. From the analysis, it is also concluded that suspended solids with particle size of 8 microns or above, can cause up to 67% of permeability reduction. Recommendations from the study promote the usage of fines stabilizers given the high proportion of kaolinite detected through XRD analyses. Optimizations in the filtration process at surface are also envisioned to maximize system efficiency and reduce treatment costs.

Keywords: Water Disposal, Permeability, Water Quality, Oil Content, suspended solids

Contenido

	Pág.
Resumen	IX
Lista de figuras.....	XIII
Lista de tablas.....	XV
Introducción	1
1. Marco teórico.....	3
1.1 Daño de formación.....	3
1.1.1 Mecanismos de daño a la formación.....	5
1.1.2 Variables petrofísicas impactadas por el daño en pozos inyectores.....	6
1.2 Normatividad Colombiana Calidad de Agua para disposición.....	8
1.3 Generalidades de disposición de agua mediante inyección en pozos.....	10
1.3.1 Pruebas de inyectividad.....	10
1.3.2 Análisis de gráficos de Hall.....	11
1.3.3 Parámetros de calidad del agua a controlar en el proceso de inyección.....	12
2. Información general de la formación receptora de agua y el pozo inyector.....	15
2.1 Características formación receptora de agua para disposición.....	15
2.1.1 Propiedades petrofísicas.....	17
2.1.2 Desempeño pozo inyector.....	19
3. Evaluación de la calidad del agua de inyección en el medio poroso.....	22
3.1 Metodología.....	22
3.1.1 Factores de estudio.....	23
3.1.2 Variable respuesta.....	24
3.2 Protocolos de muestreo y laboratorio.....	24
3.3 Prueba de sensibilidad unitaria (W_x/R_x).....	25
3.4 Prueba de sensibilidad factorial.....	26
3.4.1 Árbol de decisión.....	27
3.4.2 Ruta crítica.....	28
3.4.3 Pruebas de calidad agua.....	29
4. Análisis e interpretación de resultados.....	31
4.1 Selección muestras.....	31
4.1.1 Limpieza y secado.....	34

4.1.2	Tomografía.....	35
4.1.3	Propiedades básicas.....	36
4.1.4	Permeabilidad al liquido.....	40
4.2	Compatibilidad fluidos.....	44
4.2.1	Compatibilidad experimental.....	46
4.2.2	Compatibilidad simulada.....	49
4.3	Tasa critica.....	51
4.4	Prueba sensibilidad.....	60
4.5	Sensibilización de parámetros.....	63
4.5.1	Curva de permeabilidad base (referencia).....	66
4.5.1	Pruebas de desplazamiento secuenciales.....	67
4.5.2	Criterio de daño.....	71
5.	Conclusiones y recomendaciones.....	79
5.1	Conclusiones.....	79
5.2	Recomendaciones.....	81
	ANEXO A. Información general área de estudio.....	82
	ANEXO B. Parámetros generales de pruebas.....	88
	ANEXO C. Secuencias operativas pruebas desplazamiento.....	95
	Bibliografía.....	99

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1-1: Prueba de disipación de presión. (Tomado de [14]).....	4
Figura 1-2: Curva típica de permeabilidades relativas. Tomado de [8].....	7
Figura 1-3: Humectabilidad en sistema roca – solido. Tomado de [8]	8
Figura 1-4: Prueba de Inyectividad. <i>Advances in Well testing</i> [17]	11
Figura 1-5: Gráfico de Hall para diferentes condiciones de inyección [8]	12
Figura 2-1: Columna estratigráfica del campo.....	15
Figura 2-2: Correlación pozos inyectores y productor del área.	16
Figura 2-3: Registro del pozo Inyector Vertical del campo en estudio Miembro C1...	18
Figura 2-4: Registro eléctrico pozo Inyector Horizontal.....	19
Figura 2-5: Estado mecánico pozo Inyector Vertical. Fuente compañía operadora...	20
Figura 2-6: Comportamiento histórico del pozo Inyector. Campo en estudio.....	20
Figura 2-7: Comportamiento histórico índice de inyectividad. Campo en estudio.....	21
Figura 3-1: Diagrama de flujo general de trabajo.	22
Figura 3-2: Fases de evaluación en laboratorio	24
Figura 3-3: Modelo físico prueba experimental de inundación con agua.	25
Figura 3-4: Esquema prueba unitaria.....	26
Figura 3-5: Diagrama general de la prueba de calidad de agua de inyección.	27
Figura 4-1: Categorización de la permeabilidad KK P50 - P90.....	32
Figura 4-2: Secado de muestras preseleccionadas.	34
Figura 4-3: Imágenes y escenarios identificados en tomografía computarizada	35
Figura 4-4: Tendencias datos análisis XRD	39
Figura 4-5: Distribución de arcilla en las permeabilidades estudio	40
Figura 4-6: Registro del comportamiento de permeabilidad y caída de presión con respecto al volumen poroso desplazado.....	43
Figura 4-7: Diagrama Stiff agua fondo Pozo-2.....	45
Figura 4-8: Tendencias IS modelamiento geoquímico @ 150°F y 2000 psi.	51
Figura 4-9: Escenarios de tasa critica.	52
Figura 4-10: Validación linealidad Darcy datos ascenso tasa critica #1.	54
Figura 4-11: Detalle cambio linealidad datos tasa critica #1.....	55
Figura 4-12: Validación <i>Forchheimer</i> datos ascenso-descenso tasa critica #1.	56
Figura 4-13: Permeabilidad aparente <i>Forchheimer</i> datos ascenso-descenso tasa critica #1. 57	57
Figura 4-14: Tasa de cambio permeabilidad con Re y caudal tasa critica #1.....	58

Figura 4-15:	Desempeño de la permeabilidad tasa critica #1.	58
Figura 4-16:	Comportamiento diferencial presión y permeabilidad.	61
Figura 4-17:	Impedancia Vs. Volúmenes porosos acum. Prueba de sensibilidad.	61
Figura 4-18:	Definición de calidad agua tipo.....	63
Figura 4-19:	Relación piscina inyección: concentración SS & G&A a turbidez.....	63
Figura 4-20:	Relaciones: concentración SS & G&A a turbidez en puntos del sistema.	64
Figura 4-21:	Curvas de permeabilidad al líquido & variables de prueba para las curvas base.	67
Figura 4-22:	Distribución del tamaño de garganta poral.	67
Figura 4-23:	Curvas de permeabilidad en <i>tapones</i> de baja permeabilidad (incluye curva base).	68
Figura 4-24:	Permeabilidad sobre <i>tapones</i> de baja permeabilidad (incluyendo curva base).	69
Figura 4-25:	Pendiente de impedancia en <i>tapones</i> de baja permeabilidad (incluye curva base).	70
Figura 4-26:	Pendiente de impedancia en <i>tapones</i> de alta permeabilidad (incluye curva base).	70
Figura 4-27:	Respuesta tipo comportamiento Hall.....	71
Figura 4-28:	Esquema metodológico análisis permeabilidad efectiva en pozos inyectoros.	71
Figura 4-29:	Valores de estabilización de permeabilidad pozos inyectoros por rango de velocidad.	72
Figura 4-30:	Campana distribución daño por tamaño de partícula.....	77
Figura 4-31:	Comparativo velocidades de flujo plug-campo.	78
Figura 4-32:	Tendencia % reducción global permeabilidad por calidad de agua.....	78

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1-1: Calidad para vertimientos en aguas superficiales Resolución 631 2015.....	9
Tabla 2-1: Evaluación Petrofísica Pozo Inyector Vertical campo de estudio.....	17
Tabla 2-2: Evaluación petrofísica Pozo Horizontal.	18
Tabla 3-1: Ruta crítica cambio de <i>taponos</i>	28
Tabla 3-2: Ruta crítica sin cambio de <i>taponos</i>	28
Tabla 4-1: Distribución permeabilidades pozos horizontales.	32
Tabla 4-2: Propiedades petrofísicas básicas originales <i>taponos</i> preseleccionados.	33
Tabla 4-3: Métodos de secado de muestras de núcleo.	34
Tabla 4-4: Tabla de estado de <i>taponos</i> por revisión de <i>tomografía computarizada</i>	35
Tabla 4-5: Propiedades básicas previas y actuales en <i>taponos</i> preseleccionados.	37
Tabla 4-6: Lista de validación PORO-PER / <i>Tomografía taponos</i> preseleccionados. ...	38
Tabla 4-7: Resultados XRD <i>taponos</i> preseleccionados.....	39
Tabla 4-8: Caracterización fisicoquímica agua formación.....	41
Tabla 4-9: Composición de la salmuera sintética.	42
Tabla 4-10: Permeabilidad absoluta por rango de permeabilidad.	42
Tabla 4-11: Componentes mayores agua fondo (MDT) y de producción.	44
Tabla 4-12: Factor de aproximación Agua fondo – Agua inyección.	45
Tabla 4-13: Factor de aproximación Agua fondo – Agua FWKO.....	46
Tabla 4-14: Prueba compatibilidad agua piscinas – agua celda flotación, seguimiento fotográfico.	47
Tabla 4-15: Descripción relaciones combinación compatibilidad de agua.....	48
Tabla 4-16: Índices de saturación mezclas experimentales.	48
Tabla 4-17: . Índices de saturación mezclas experimentales.	49
Tabla 4-18: Descripción Índices de saturación mejorados por Carrier.	49
Tabla 4-19: Modelamiento geoquímico índice saturación mezclas @ 150°F y 2000 psi.	50
Tabla 4-20: Clasificación tendencia precipitación por Índices de saturación.....	50
Tabla 4-21: Protocolo evaluación tasa critica.....	52
Tabla 4-22: Propiedades <i>taponos</i> tasa critica.	53
Tabla 4-23: Balance general pruebas de tasa critica.	59
Tabla 4-24: Características <i>plug</i> prueba sensibilidad.....	60
Tabla 4-25: Tabla escalamiento velocidad <i>Tapón</i> - pozo inyector.....	62

Tabla 4-26:	Calidades tipo de agua referencia para prueba secuencial.	65
Tabla 4-27:	Características <i>plug</i> permeabilidad referencia.....	66
Tabla 4-28:	Distribución diámetro partícula.	68
Tabla 4-29:	Características <i>plug</i> permeabilidad secuencial.....	68
Tabla 4-30:	Permeabilidades pozos inyectoros campo estudio y análogos.	72
Tabla 4-31:	Permeabilidad liquido promedio, sensibilidad BAJA PERMEABILIDAD protocolo en cascada.	73
Tabla 4-32:	Permeabilidad liquido promedio sensibilidad ALTA PERMEABILIDAD protocolo en cascada.	73
Tabla 4-33:	Reducción % total. Permeabilidad liquido por “step” sensibilidad BAJA PERMEABILIDAD.....	75
Tabla 4-34:	Reducción % total. Permeabilidad liquido por “step” sensibilidad ALTA PERMEABILIDAD.....	75
Tabla 4-35:	Impacto de la permeabilidad liquido por “step” sensibilidad BAJA PERMEABILIDAD por tamaño de partícula.....	76
Tabla 4-36:	Impacto de la permeabilidad liquido por “step” sensibilidad ALTA PERMEABILIDAD por tamaño de partícula.....	76

Introducción

Los campos de crudo pesado en la cuenca de los llanos orientales de Colombia producen significantes volúmenes de agua. Se entiende que alrededor de un 58.2% del agua producida por la industria petrolera en el país se destina a disposición mediante inyección y es el departamento del meta donde se producen la mayor cantidad de agua de los campos petroleros [1]. La producción en su mayoría proviene de arenas no consolidadas de Paleógeno y su característica principal es tener muy buenas permeabilidades [2].

En los pozos productores e inyectores el concepto de daño a la formación existe como una disminución en la capacidad natural de un yacimiento para producir o recibir fluidos, estos cambios en la producción e inyección, están asociados a variación en la permeabilidad y/o la porosidad de la roca durante operaciones externas al yacimiento [3].

El agua para disponer en los pozos mediante inyección, debe tener características especiales para que el yacimiento receptor pueda mantener la inyectividad y su perdurabilidad en el tiempo, es importante que el agua no contenga sólidos suspendidos ni hidrocarburos por encima de un cierto límite, ni presentar incompatibilidades con el agua de la formación receptora siendo importante para el desarrollo de los planes de inyección a largo plazo realizar una apropiada caracterización de los fluidos y la roca yacimiento. En las operaciones continuas de inyección de agua parámetros como sólidos totales y contenidos de grasas y aceites determinan el impacto en la reducción de la permeabilidad.

La determinación de parámetros óptimos de calidad de agua de inyección motiva la realización del presente estudio, de manera que, a partir de análisis de laboratorio evaluando interacciones fluido - fluido, e interacciones fluido - roca se pueda encontrar una calidad de agua óptima que permita hacer la inyección de agua amigable con la formación receptora y evite costos de mantenimientos futuros en los pozos inyectores producto de taponamientos o por pérdida de su inyectividad.

1. Marco teórico

En el presente capítulo se aborda de manera general los fundamentos teóricos, las causas más comunes en el daño de formación durante operaciones en los pozos productores e inyectores y la normatividad colombiana en cuanto a parámetros de calidad de agua de inyección para disposición final

1.1 Daño de formación

Los campos de crudo pesado son propensos a casi todos los mecanismos de daño conocidos de acuerdo con James R. Targus [4]. Los mecanismos de daño incluyendo la migración de finos, depositación de parafinas y asfáltenos, así como *escamas*, hinchamiento de arcillas y en el caso de procesos de inyección (procesos de inyección de agua, o fluidos ajenos al yacimiento) pueden ocasionar disolución y alteración de la formación. Cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, causado por la reducción de la permeabilidad en la cara del pozo, por la producción de fluidos o por la introducción durante perforación, terminación, rehabilitación o actividades de inyección fluidos (agua), y que puede ser eliminada mediante tratamiento químico (ácidos, surfactantes u otros) se puede llamar daño de formación.

Existen varias causas de una baja inyectividad y van desde un problema del yacimiento hasta restricciones al flujo en la zona cercana al pozo y esto se puede deber a baja permeabilidad natural del yacimiento, baja permeabilidad relativa al agua, daño de formación y restricciones a nivel de pozo.

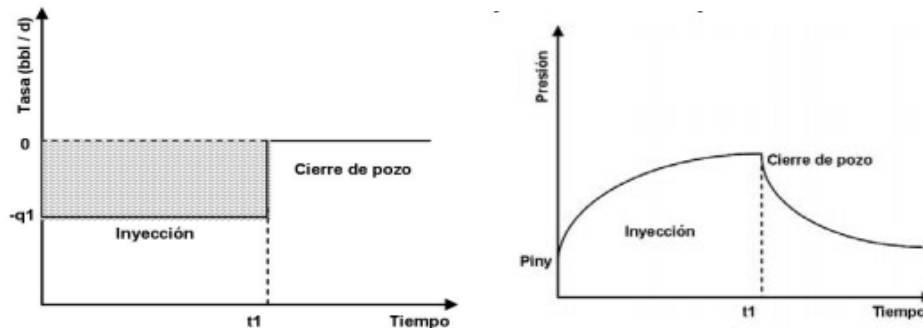
Algunos factores causantes de daño son:

- Invasión de los fluidos de perforación.
- Completamiento parcial.
- Taponamiento del pozo por efecto de mala calidad del agua inyectada (ppm aceite, sólidos disueltos, pH, etc.).

- Precipitación orgánica/Inorgánica.
- Densidad de perforación inadecuada o perforación limitada.
- Crecimiento bacteriano.
- Dispersión de arcillas.
- Presencia de torta, residuos de cemento, residuos de limpieza de tuberías de transporte de agua, entre otros.

El “*skin*” es un factor adimensional que refiere la eficiencia de producción o inyección de un pozo permitiendo conocer el nivel de daño o estimulación de la formación. Este daño se demuestra con pruebas de presión en pozos productores como PBU o *Pruebas de disipación de presión* en pozos Inyectores [13]. Mediante las pruebas de *Disipación de Presión* es posible realizar un seguimiento de las operaciones de inyección de agua, permiten determinar las condiciones del yacimiento en las cercanías del pozo inyector. Se realizan cerrando el pozo inyector y haciendo un seguimiento a la presión en el fondo del pozo en función del tiempo **Figura 1-1**. Las bases teóricas de la prueba suponen una tasa de inyección constante antes de cerrar al pozo.

Figura 1-1: Prueba de disipación de presión. (Tomado de [14])



Mediante estas pruebas se pueden determinar [14]:

- La permeabilidad efectiva del yacimiento al fluido inyectado, utilizada para pronósticos de inyección.
- Si existe daño en la formación, originado por taponamiento, hinchamiento de arcillas, precipitados, etc. El daño causa reducción de la inyectividad como consecuencia de la disminución de la permeabilidad.
- La presión promedio del yacimiento.
- La presión de ruptura del yacimiento. Es importante controlarla de acuerdo con el régimen de inyección deseado.
- La presencia de fracturas en el sistema analizado, dependiendo de la respuesta mostrada por los datos de la prueba

1.1.1 Mecanismos de daño a la formación

El daño de formación se puede presentar en cualquier fase de la vida de los pozos. Desde la perforación misma del pozo, durante operaciones de completamiento, producción, estimulación u operaciones de reacondicionamiento. Los mecanismos de daño de formación pueden clasificarse como mecánicos, químicos, biológicos o térmicos [3] cuyos subtipos que varían en su grado de afectación a la roca. Los mecanismos de daño más frecuentes son los siguientes.

- **Interacciones fluido/fluido y roca/fluido**

La restricción en la productividad e inyectividad de pozos puede ser causada por desequilibrios químicos o físicos en la matriz y los fluidos de la roca, que estando en equilibrio durante el tiempo geológico, se ven alterados por fluidos ajenos a su ambiente lo cual impacta la permeabilidad.

La temperatura, la composición de los fluidos inyectados, la tasa de inyección, el pH y la mineralogía con el conjunto de variables que afectan las interacciones roca fluidos [5] [8]

Partículas finas, aquellas que están adheridas a las paredes de los poros, pueden migrar mediante diferentes mecanismos de desprendimiento como cambios en pH, tasa de flujo, temperatura, viscosidad, etc., ocasionando taponamiento de las gargantas de poro afectando la permeabilidad. [6]

Los bloqueos por emulsiones, la precipitación de ciertos compuestos sólidos inorgánicos por incompatibilidad entre aguas u orgánicos por incompatibilidad entre fluidos inyectados y el crudo son consecuencia de daño de formación.

La precipitación de sólidos de las salmueras usadas en terminación o reparación de pozos, y del crudo de la formación puede causar grave daño a la formación cuando estos sólidos tapan los espacios porosos. Los sólidos precipitados pueden ser inorgánicos que provienen de las salmueras, u orgánicos que provienen del crudo [7].

- **Fenómenos interfaciales**

El daño a la formación aparte de ser causado por obstrucciones que disminuyen la permeabilidad de la roca también es causado por los fluidos cambiando la viscosidad de la fase acuosa, o un cambio en la permeabilidad relativa al agua. En este caso, altas concentraciones de aceite en el agua pueden afectar la permeabilidad relativa al agua en el área cercana a la cara del pozo [8]

- **Bloqueo por emulsiones**

El bloqueo por emulsiones ocurre cuando una emulsión viscosa ocupa el espacio poroso cercano al pozo y bloquea el flujo de fluidos en ambas direcciones. La conductividad de la formación cerca del pozo puede quedar reducida a cero. Este fenómeno no es frecuente, pero cuando ocurre, sus consecuencias son desastrosas. [8].

- **Daño a la formación durante las operaciones**

Durante todas las operaciones que se llevan a cabo en un pozo, como por la perforación, terminación, reparación e intervenciones [7] pueden ocasionarse daños en las formaciones productoras de hidrocarburos o receptoras de agua. Por ejemplo, durante la perforación, la causa más común es daño por filtración de los fluidos de perforación. La fase sólida del lodo puede causar taponamientos y la fase líquida como el filtrado del lodo puede invadir el medio poroso [4]. Durante la terminación y completamiento el daño puede ser causado por invasión de los fluidos de cementación y cañoneo en la formación, o por la aplicación de alguna técnica de estimulación. Durante la producción, el daño a la formación puede ser causado por migración de partículas, precipitación de material orgánico e inorgánico. La alta velocidad de fluidos cercana a la cara del pozo y cambios de presión de la formación son suficientes para alterar el equilibrio movilizándolo finos de formación o acelerando procesos de precipitación que pueden originar un taponamiento de las gargantas porales. Durante la inyección de agua, la formación es susceptible al ingreso de partículas sólidas, incompatibilidad del agua inyectada y el agua de formación o problemas de crecimiento bacteriano.

1.1.2 Variables petrofísicas impactadas por el daño en pozos inyectoras

- **Permeabilidad**

La permeabilidad es la capacidad del medio poroso que permite el flujo de fluidos en su interior, es una propiedad intrínseca que puede ser absoluta cuando se tiene presencia de una única fase de líquido o efectiva cuando existen dos o más fluidos inmiscibles en la roca, beneficiando flujo preferencial hacia uno de ellos [15].

Si los poros de la roca no están interconectados no existe permeabilidad, por consiguiente, es de esperarse que exista una relación entre la permeabilidad y la porosidad efectiva. De la misma manera los factores que afectan la porosidad afectan la permeabilidad y son la presión de sobrecarga, el tamaño, empacadura y distribución de los granos, el grado de cementación y consolidación. La permeabilidad refleja entonces una medida de la conductividad de la roca; cuando la roca está saturada con un solo

fluido llamamos permeabilidad absoluta. Permeabilidad al aceite, el agua y el gas puede ser diferente debido a las diferencias de viscosidad y otras influencias tales como la humectabilidad

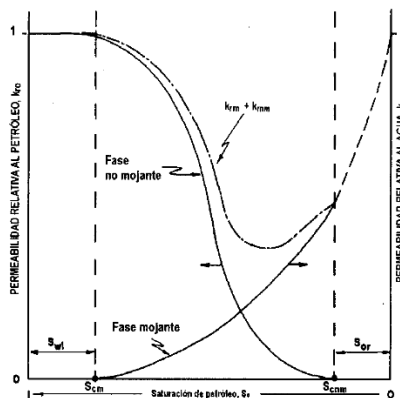
- Permeabilidad relativa

La Permeabilidad Relativa es “la fracción de área transversal unitaria a una presión P, que ocupa una fase de fluido en un instante de tiempo t, para el cual existen unas condiciones de distribución de fluidos específicas constantes” [16].

Han sido desarrollado algunos métodos para evaluar permeabilidad relativa en estado no estable, y algunos de ellos son: el Método de *Johnson-Bossler-Naumann* (JBN), método gráfico para determinar permeabilidad relativa, método dinámico para determinar permeabilidad relativa, método de determinación de la permeabilidad relativa de datos centrífuga, método para determinar permeabilidad relativa de datos de desplazamiento de estado no estable, y el método de determinación de la permeabilidad relativa en flujo bifásico de la teoría del medio efectivo, entre otros [16].

A partir de curvas de permeabilidad relativa, se puede tener una idea de la tendencia humectante de la roca yacimiento bajo estudio, y de esta forma, de la movilidad de cada uno de sus fluidos. En general se deben observar cuatro características de estas curvas como lo son: Pendientes tanto de la curva de aceite, como de la de agua; Saturaciones residuales tanto de aceite como de agua; Valores de permeabilidad efectiva a saturación residual de agua y a saturación residual de aceite y Punto de corte de las curvas de permeabilidad relativa. **Figura 1-1**

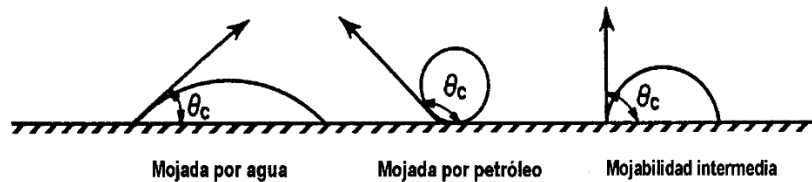
Figura 1-2: Curva típica de permeabilidades relativas. Tomado de [8]



- Humectabilidad

La humectabilidad se puede definir como la habilidad de un fluido para adherirse preferencialmente a la superficie de la roca en presencia de una segunda fase inmisible. En términos generales, la humectabilidad explica la interacción roca-fluido y es una propiedad importante, ya que controla la distribución y la movilidad de los hidrocarburos al interior de los yacimientos. Las propiedades que tienen mayor efecto sobre la humectabilidad son: la superficie mineral, la naturaleza del petróleo, la estabilidad de la película de agua, la saturación de agua, la química de la salmuera y la distribución de tamaño de poro. [17]. Existen métodos cuantitativos que permiten conocer la tendencia humectable del medio poroso. El método la *Amott-Harvey* es el más común combinando el desplazamiento por imbibición espontánea y forzada para determinar la humectabilidad promedio. El Índice de Humectabilidad USBM se basa en el trabajo requerido para que el fluido humectante desplace el no humectante del medio, en virtud de las fuerzas capilares que le son favorables. Adicionalmente, la humectabilidad puede inferirse de los valores de permeabilidad relativa y el comportamiento que tengan cada una de estas curvas. Una indicación cualitativa de la humectabilidad es el ángulo de contacto. De acuerdo con la **Figura 1-3** se puede inferir que el ángulo de contacto de la gota de fluido sobre la superficie sólida indica la preferencia de humectación.

Figura 1-3: Humectabilidad en sistema roca – sólido. Tomado de [8]



1.2 Normatividad Colombiana Calidad de Agua para disposición

El Estado Colombiano ha establecido algunos controles respecto al componente ambiental de los proyectos de hidrocarburos. Medidas establecidas por el ministerio de medio Ambiente y Desarrollo (MINAMBIENTE) y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) como la elaboración de los Estudios de Impacto Ambiental (EIA); los Planes de Manejo Ambiental (PMA) y Plan de seguimiento y monitoreo, permiten verificar el cumplimiento de lo establecido la licencia. Los soportes y resultados del cumplimiento de las medidas de manejo ambiental se evalúan a través de los Informes de Cumplimiento Ambiental (ICA) y todas estas corresponden a las evidencias que las

compañías usan para soportarle a las autoridades sobre el cumplimiento de las licencias ambientales y el cumplimiento de la ley.

En Colombia, la normatividad vigente relacionada al tema de vertimientos en aguas superficiales se rige por el Decreto Único Reglamentario 1076 del 26 de mayo de 2015 expedido por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MINAMBIENTE) el cual compiló normas reglamentarias preexistentes, como el Decreto 1594 de 1984 expedido por el Ministerio de Agricultura y Ministerio de Salud, el Decreto 3930 de 2010, 4728 de 2010 y Resolución 631 de 2015 expedidos por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial ahora MINAMBIENTE. En la siguiente **Tabla 1-1** se muestran los valores de referencia [12]

Tabla 1-1: Calidad para vertimientos en aguas superficiales Resolución 631 2015.

PROPIEDADES FÍSICOQUÍMICAS RESOLUCIÓN 631 DE 2015 MINISTERIO DE AMBIENTE						
SECTOR DE HIDROCARBUROS						
PARÁMETRO	UNIDADES	EXPLORACIÓN	PRODUCCIÓN	REFINO	VENTA Y DISTRIBUCIÓN	TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO
GENERALES						
ph	Unidades de ph	6 a 9	6 a 9	6 a 9	6 a 9	5 a 9
Demanda Química de Oxígeno (DQO)	mg/L O ₂	400	180	400	180	180
Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO ₅)	mg/L O ₂	200	60	200	60	60
Sólidos Suspendedos Totales (SST)	mg/L	50	50	50	50	50
Sólidos Sedimentales (SSED)	ML/L	1	1	1	1	1
Grasas y Aceites	mg/L	15	15	15	15	15
Compuestos Semivolátiles Fenólicos	mg/L	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
Sustancias Activas al Azul de Metileno (SAAM)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
HIDROCARBUROS						
Hidrocarburos Totales (HTT)	mg/L				10	
	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
COMPUESTOS DE FÓSFORO						
Fosforo Total (P)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Ortofosfatos	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
COMPUESTOS DE NITRÓGENO						
Nitratos	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Nitrógeno Amoniacal	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Nitrógeno Total (N)	mg/L	10	10	10 a 40	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
IONES						
Cianuro total (CN)	mg/L	1	1	1		
Cloruro (Cl)	mg/L	1200	1200	500	250	250
Fluoruros	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Sulfatos	mg/L	300	300	500	250	250
Sulfuros	mg/L	1	1	1		
METALES Y METALOIDES						
Arsenico (As)	mg/L	0.10	0.10	0.10		
Bario (Ba)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Cadmio (Cd)	mg/L	0.10	0.10	0.10		
Cinc (Zn)	mg/L	3	3	3		
Cobre (Cu)	mg/L	1	1	1		
Cromo (Cr)	mg/L	0.50	0.50	0.50		
Hierro (Fe)	mg/L	3	3	3		
Mercurio (Hg)	mg/L	0.01	0.01	0.01		
Niquel (Ni)	mg/L	0.50	0.50	0.50		
plata (Ag)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Plomo (Pb)	mg/L	0.20	0.20	0.10		
Selenio (Se)	mg/L	0.20	0.20	0.20		
Vanadio (V)	mg/L	1	1	1		
OTROS PARÁMETROS PARA ANÁLISIS Y REPORTE						
Acidez total	mg/L CaCO ₃	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Alcalinidad Total	mg/L CaCO ₃	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Dureza Calcica	mg/L CaCO ₃	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Dureza Total	mg/L CaCO ₃	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Color Real		Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte

Los valores antes descritos hacen referencia a valores de calidad de vertimientos de agua superficiales, pero no hay precisión sobre valores permisibles en yacimientos receptores de agua o formaciones que se han determinado como receptoras de agua para disposición. En el artículo 61 del decreto 1594 de 1984 se habilita la reinyección de agua en pozos [10].

Se observa que los parámetros de calidad para la inyección de agua no están técnicamente definidos. De las alternativas de disposición de agua, la norma regulada por el Decreto 1076 de 2015 y la Resolución 631 de 2015 (Artículo 11 de la Resolución 631 de 2015) aplica para vertimiento a aguas superficiales. En las licencias ambientales actividades de inyección para disposición de agua son manejadas como actividades de la licencia y normalmente requieren análisis de compatibilidades del agua a inyectar y el agua de formación.

La autoridad ambiental solicita a las compañías suministren descripción técnica detallada de las formaciones a inyectar agua, caracterización de agua de las formaciones, análisis de compatibilidades, análisis de vulnerabilidad de acuíferos para evitar contaminación y modelos hidrogeológicos con miras a identificar el comportamiento de la inyección por el tiempo que se está solicitando el permiso. La Agencia Nacional de Hidrocarburos tiene la competencia de revisar la capacidad de inyección y los análisis de compatibilidades de fluidos tendientes a no generar daño en los pozos y basados en los estudios suministrados asigna permisos de inyección.

1.3 Generalidades de disposición de agua mediante inyección en pozos

En varios campos de crudo pesado de los llanos orientales existe inyección de agua para disposición (en pozos inyectoras verticales y horizontales). Lo más importante en este tipo de pozos es asegurar la capacidad de recepción de agua, evaluar las formaciones con pruebas de inyectividad, asegurar que los pozos no pierdan su capacidad de inyección en el tiempo, mantener parámetros de calidad del agua idóneos para el proceso y asegurar la integridad mecánica de los pozos.

1.3.1 Pruebas de inyectividad

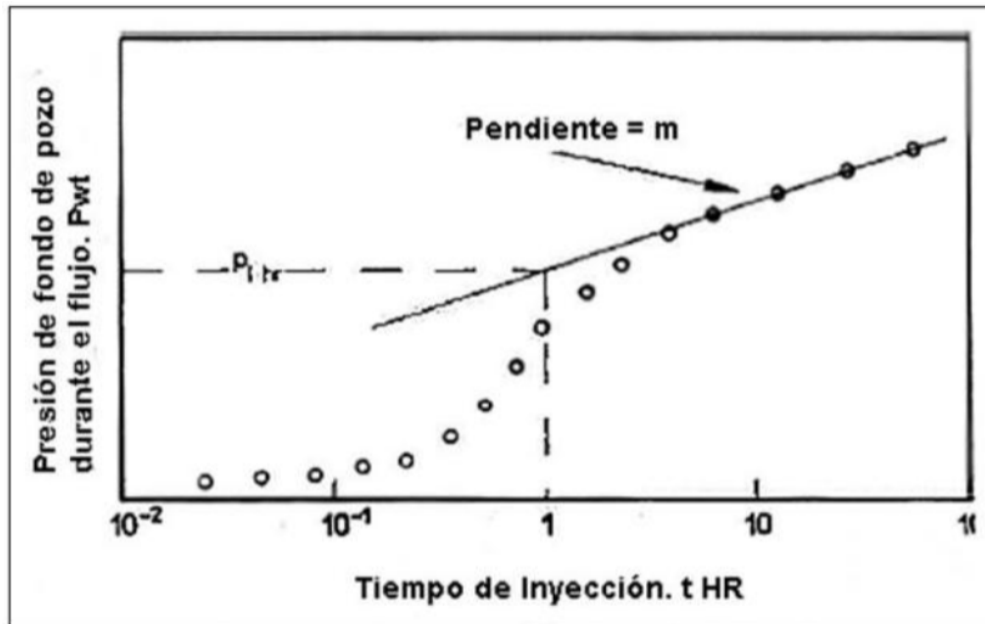
La prueba de inyección es una prueba de presión transitoria durante la inyección del pozo o una prueba depresión corta durante la perforación y completamiento de este. Con el

pozo cerrado a condiciones de presión de formación se comienza la inyección manteniendo caudal constante. La presión va aumentando en la medida en que se va inyectando fluido a la formación. En una gráfica de presión Vs Caudal de inyección se obtiene una línea recta y la inversa de la pendiente de dicha recta representa el índice de inyectividad expresado en barriles de agua por día por psi (bpd/psi), ver **Figura 1-4**.

El índice de inyectividad se puede expresar de la siguiente manera:

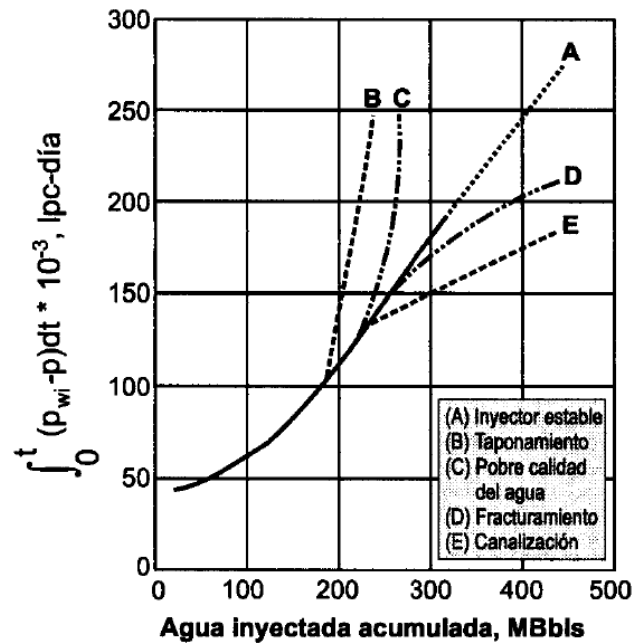
$$II = \frac{Q_i(\text{bwpd})}{P_{wf}[\text{psi}] - P_{yac}[\text{psi}]} \quad (1.1)$$

Figura 1-4: Prueba de Inyectividad. *Advances in Well testing* [17]



1.3.2 Análisis de gráficos de Hall

Los pozos inyectoros requieren normalmente manejar altas tasas de fluido, sistemas de control de presión de influjo para paradas repentinas de la inyección, empaques y colgaduras especiales para soportar variaciones de presión, etc. Dependiendo del tipo de fluido de inyección y la calidad se pueden presentar problemas de incompatibilidad, precipitación de sólidos que reducen la permeabilidad y llevan a disminución de la inyectividad de los fluidos. Casos como taponamiento de gargantas porales por tamaño de partículas, migración y expansión de arcillas formación de emulsiones, etc., son los más frecuentes. Para detectar problemas en los pozos inyectoros se utilizan los gráficos de Hall [19] **Figura 1-5** a partir de los cuales es posible analizar si existe algún comportamiento anómalo, como taponamiento o estimulación.

Figura 1-5: Gráfico de Hall para diferentes condiciones de inyección [8]

La grafica de Hall representa el comportamiento de la inyección de agua en cada pozo inyector. Los cambios de pendiente en la gráfica son debido a: incremento o resistencia a la inyección por pobre calidad de agua o taponamiento, Inyección normal o estable y mejoramiento de la inyección por estimulación.

$$\text{Hall Slope} = \frac{141.2 \mu_w \mu_{Bw} \left\{ \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \right\}}{K_w h_{eff}} \quad (1.2)$$

1.3.3 Parámetros de calidad del agua a controlar en el proceso de inyección

Los parámetros de calidad más importantes para tener en cuenta en el proceso de inyección de agua para disposición son la composición iónica, contaminantes químicos, sólidos suspendidos, precipitados y *escamas*, contenido de grasas y aceites, gases disueltos, bacterias.

- Composición iónica

Las formaciones tienen grupos de materiales finos que son susceptibles al movimiento (migración) o a una variación de estructura (hinchamiento o dispersión) debido al contacto con fluidos no estabilizados. Las arcillas son especialmente reactivas debido a su afinidad catiónica. Los problemas causados por su hinchamiento o migración se

pueden reducir o mitigar un aumento de los cationes divalentes en el agua inyectada por medio de la adición de una mezcla química, adición de agentes estabilizantes de como aminas o polímeros catiónicos y uso de cáusticos (KOH) para estabilizar las arcillas.

- Sólidos suspendidos

Uno de los asuntos más importantes en el proceso es el control de solidos suspendidos porque afectan directamente la inyectividad por taponamiento de las gargantas porales. Estos sólidos pueden provenir de fuentes como los finos de formación, sales, arcillas; adicionalmente se pueden generar en superficie por *escamas*, precipitados químicos o por productos químicos de la prevención de corrosión.

- Precipitados y *escamas*

Los precipitados se pueden formar por mezclas incompatibles de aguas. Cambios en la presión y temperatura de fluido en el recorrido desde la producción del pozo el paso en superficie por el sistema de tratamiento y la reinyección puede ocasionar cambios en el pH lo q puede ayudar a la formación de *escamas* en los equipos y en el pozo inyector.

- Contenido de grasas y aceites

Al final del tratamiento en las facilidades queda un aceite residual en el contenido del agua a inyectar. La severidad del taponamiento de la inyección de una capa delgada del aceite depende del grado de dispersión de la fase de aceite contenida en el agua inyectada. Si el contenido de aceite forma una masa homogénea y se combina con partículas sólidas la gravedad de los taponamientos es aún mayor.

- Gases no condensables

A pesar de q la solubilidad de los gases es baja en el agua, se encuentran gases disueltos como H₂S, CO₂, y aire en el agua a inyectar. En la operación de reinyección se presenta un aumento en la temperatura y los gases disueltos se liberan en la matriz de la roca. Si las cantidades son grandes se observará una pérdida de inyectividad en la medida en que la saturación de gas incrementa en el área alrededor del pozo. Eliminar los gases en los procesos de inyección es deseable no solo para disminuir la pérdida de inyectividad sino para evitar problemas de corrosión.

- Presencia de bacterias.

Un rango amplio de bacterias aerobias y anaerobias tienden a estar presentes en el agua. La introducción de bacterias a los pozos puede ser en operaciones de perforación con los lodos de perforación, operaciones de *workover* y la misma operación de inyección. Los problemas más frecuentes son taponamiento del medio poroso por partículas sólidas de las bacterias, por secreción de polímeros polisacáridos resultado del crecimiento de

las colonias y taponamiento por mecanismos combinados por el crecimiento de bacterias en el *casing*, empaques, *liners* de inyección etc.

En términos de preservar la inyectividad de los pozos, los parámetros más importantes a controlar son la presión de inyección para evitar eventos no deseados de comunicación del agua inyectada con la superficie o acuíferos superficiales, el pH para evitar características corrosivas o tendencias de incrustación, la cantidad de grasas y aceites y los sólidos suspendidos. Los problemas más comunes en pozos inyectores son incrementos en presión de inyección ocasionados por el taponamiento de la cara de la formación, cierre de pozos por daños severos, pérdidas de producción por daño en inyectores, excesivos costos de tratamiento por exigencias de la inyección, aumento en tiempos de retro lavado para lograr una buena limpieza de los filtros, disminución en la capacidad y tiempos de retención en la facilidad producto de los sólidos producidos, entre otras.

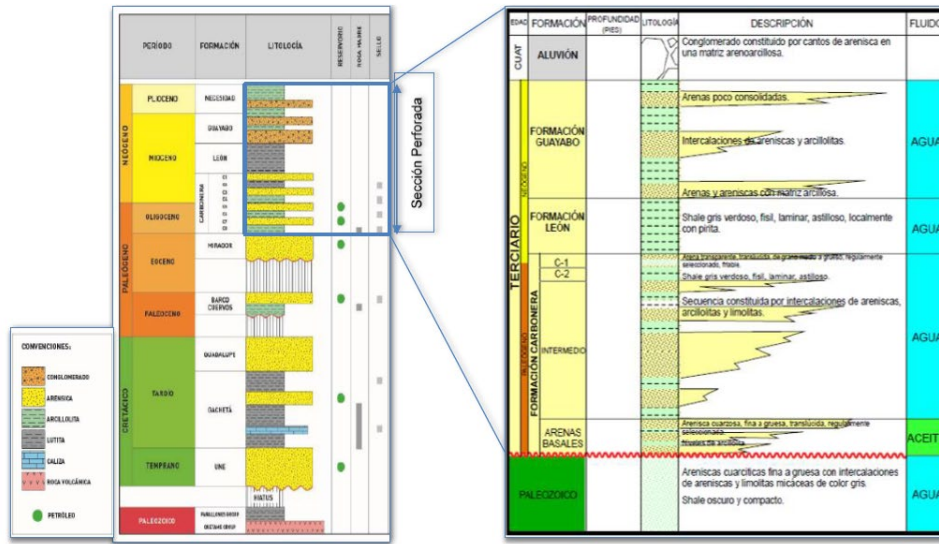
2. Información general de la formación receptora de agua y el pozo inyector

El campo de estudio se encuentra en el departamento del Meta y hace parte del conjunto de campos que producen crudos entre 9° y 16° API que en la cuenca de los llanos.

2.1 Características formación receptora de agua para disposición

La formación carbonera en los miembros C7 (por debajo del contacto agua petróleo) y Carbonera C1 (tope de la formación carbonera) son las formaciones donde se dispone el agua. En la **Figura 2-1** se observa la columna estratigráfica regional, resaltando las unidades presentes en el área de estudio y sus correspondientes litologías correlacionando las zonas de inyección con el yacimiento productor.

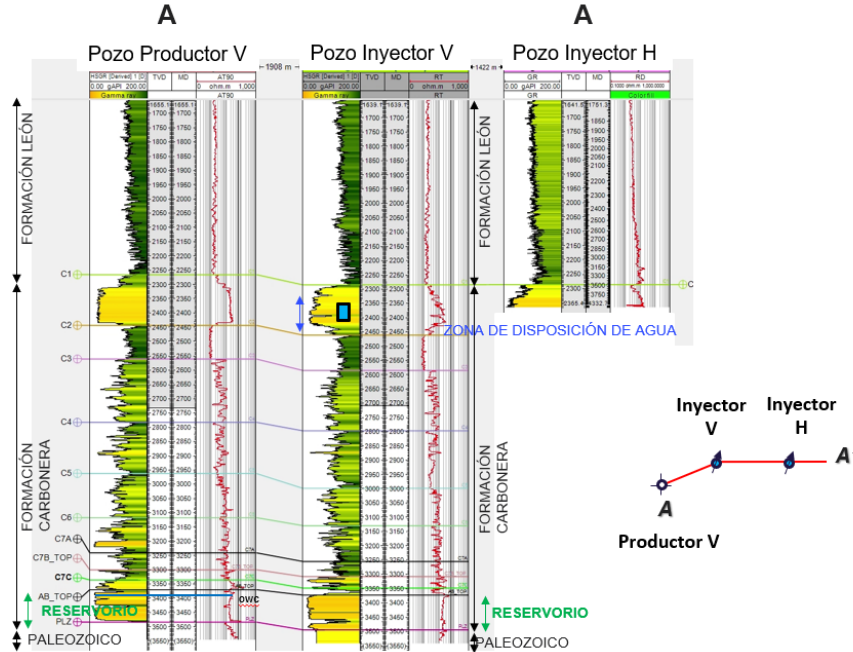
Figura 2-1: Columna estratigráfica del campo.
Tomado de [20] modificado por el autor.



La correlación de los pozos inyectoros con pozos aledaños ayuda a visualizar la continuación de las capas receptoras de agua y sus correspondientes sellos. La siguiente correlación, **Figura 2-2** muestra los pozos inyectoros y un pozo productor cercano mostrando dicha continuidad, en este caso las formaciones Carbonera y León Shale. De la misma manera, la arena prospectiva encontrada en el pozo vertical y horizontal es correlacionable con el pozo productor. Desde el punto de vista hidrológico, la Formación Carbonera, se encuentra sellada por capas impermeables de arcillolitas; a nivel regional está limitada al tope por la Formación León Shale y a la base por areniscas paleozoicas, ambas muy poco permeables que funcionando como sellos. Hidrogeológicamente hablando la formación C1 es un acuífero confinado. El espesor de la zona arenisca objetivo de inyección es de aproximadamente 100 pies.

Figura 2-2: Correlación pozos inyectoros y productor del área.
Elaborado por el autor.

CORRELACION ÁREA DE PRODUCCION E INYECCION



2.1.1 Propiedades petrofísicas

Como se ha mencionado, la formación C1 está constituida por areniscas gris claras, blancas, de grano fino a grueso, sub-angular sub-redondeado regularmente seleccionadas, friables, con delgadas intercalaciones de lutitas gris verdosas claro, astilloso. Los contactos, tanto inferior como superior con el C-2 y con la Formación León, son gradacionales. En la **Tabla 2-1**, se muestran los parámetros petrofísicos de arcillosidad (Vcl), porosidad (Phie) y saturación de agua (Sw), en la sección medida (pozo vertical y horizontal). Para los cálculos de porosidad efectiva (Phie) se utilizaron los registros de densidad-neutrón adquiridos en el pozo. La temperatura de fondo para el pozo es de 143°F a 3500 pies.

Tabla 2-1: Evaluación Petrofísica Pozo Inyector Vertical campo de estudio.

Petrophysical Zone Averages Report

Reservoir Summary

Zn #	Zone Name	Top TVD	Bottom TVD	Gross TVD	Net TVD	N/G TVD	Av Phi	Av Sw	Av Vcl Ari	Av K Ari	Phi*H TVD	PhiSo*H
1	Carbonera C1	2287.50	2429.50	142.00	108.75	0.766						
		2287.50	2429.50	142.00	108.75	0.766	0.283	1.000	0.089	1346.047	30.73	
2	Carbonera C7 Submiembro A	3254.75	3305.96	51.21	0.00	0.000						
		3255.00	3306.00	51.21	0.00	0.000	---	---	---	---	---	
3	Carbonera C7 Submiembro B	3305.96	3324.00	18.04	7.25	0.402						
		3306.00	3324.00	18.04	7.25	0.402	0.257	0.846	0.042	540.651	1.86	
4	OWC Submiembro B	3324.00	3341.55	17.55	5.75	0.328						
		3324.00	3341.50	17.55	5.75	0.328	0.261	0.971	0.074	570.903	1.50	
5	Carbonera C7 Submiembro C	3341.55	3373.00	31.45	11.25	0.358						
		3341.50	3373.00	31.45	11.25	0.358	0.246	0.909	0.146	600.821	2.77	
6	Carbonera C7 Submiembro A_Basales	3373.00	3380.50	7.50	7.50	1.000						
		3373.00	3380.50	7.50	7.50	1.000	0.315	0.642	0.058	1978.039	2.36	
7	OWC Submiembro A_Basales	3380.50	3494.80	114.30	97.75	0.855						
		3380.50	3495.00	114.30	97.75	0.855	0.303	0.966	0.031	1694.511	29.59	
8	Paleozoico	3494.80	3541.00	46.20	\$80.00	0.000						
		3495.00	3541.00	46.20	\$80.00	0.000	---	---	---	---	---	
All Zones		2287.50	3541.00	428.25	\$238.25	0.556						
		2287.50	3541.00	428.25	238.25	0.556	0.289	0.965	0.065	1430.505	68.81	

El pozo Horizontal se perforó en un intervalo muy homogéneo prácticamente a la mitad de la arena objetivo. En términos generales, el pozo contactó roca de muy buenas propiedades petrofísicas con permeabilidades mayores a 5 *Darcies*.

Tabla 2-2: Evaluación petrofísica Pozo Horizontal.

Petrophysical Zone Averages Report

Reservoir Summary

Zn #	Zone Name	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl Ari	Phi*H	PhiSo*H
1	GUAYABO	270.00	1670.00	1400.00	\$282.00	0.201	0.227	0.787	0.221	64.02	13.64
2	LEON	1670.00	3481.00	1811.00	\$80.00	0.000	---	---	---	---	---
3	C1	3481.00	4163.00	682.00	651.75	0.956	0.279	1.000	0.107	182.07	0.00
4	OBJETIVO	4163.00	6163.00	2000.00	\$1943.75	0.972	0.318	1.000	0.022	619.03	0.00
All Zones		270.00	6163.00	5893.00	\$2877.50	0.488	0.301	0.984	0.061	865.12	13.64

Pay Summary

Zn #	Zone Name	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl Ari	Phi*H	PhiSo*H
1	GUAYABO	270.00	1670.00	1400.00	\$28.50	0.020	0.232	0.467	0.211	6.61	3.52
2	LEON	1670.00	3481.00	1811.00	\$0.00	0.000	---	---	---	---	---
3	C1	3481.00	4163.00	682.00	0.00	0.000	---	---	---	---	---
4	OBJETIVO	4163.00	6163.00	2000.00	\$0.00	0.000	---	---	---	---	---

En la siguiente figura (**Figura 2-3** y **Figura 2-4**) se encuentra el registro del pozo inyector vertical.

Figura 2-3: Registro del pozo Inyector Vertical del campo en estudio Miembro C1.

Elaborado por el autor.

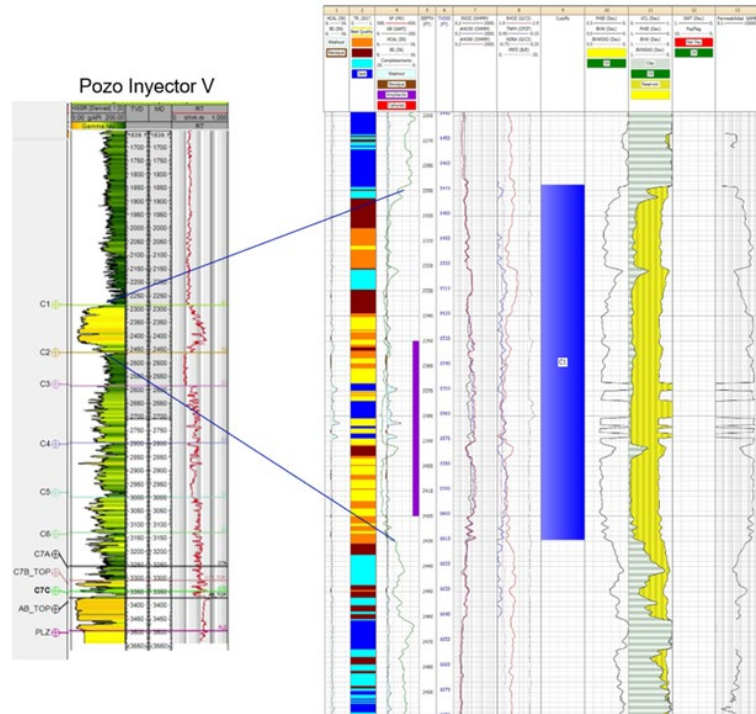
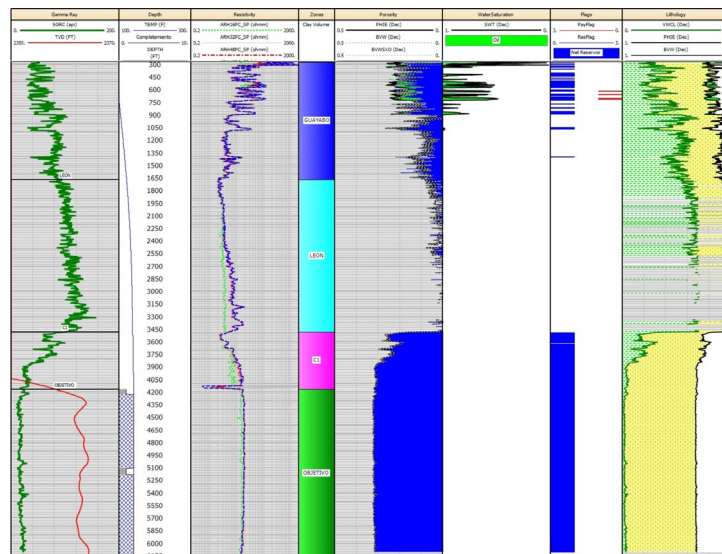


Figura 2-4: Registro eléctrico pozo Inyector Horizontal.

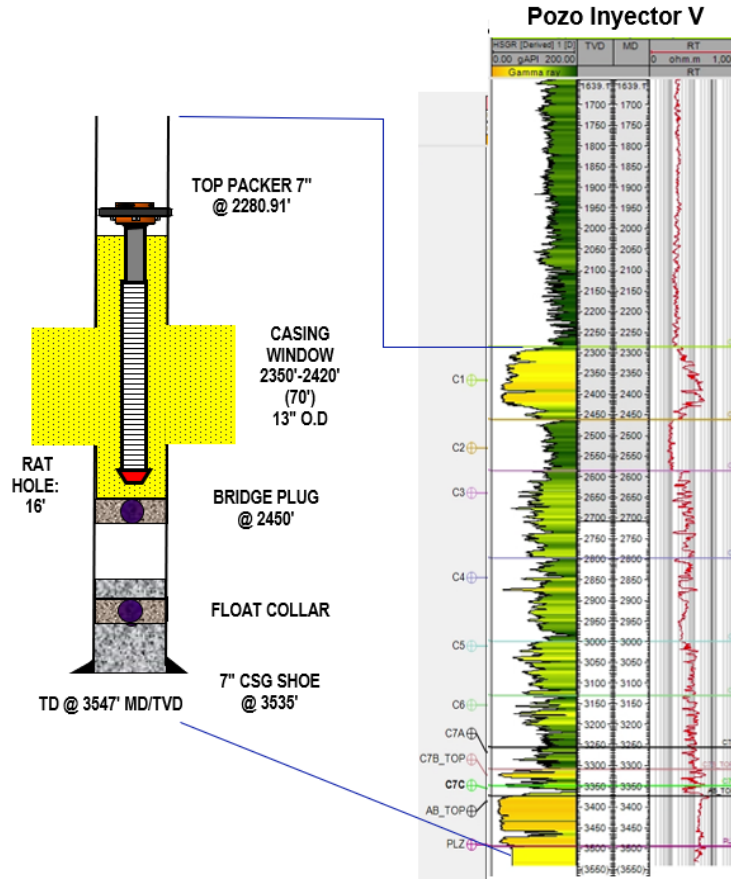


2.1.2 Desempeño pozo inyector

El campo cuenta con dos pozos inyectores, uno vertical y otro horizontal. El pozo vertical inyecta agua a la formación C1 y el pozo horizontal fue completado en la misma formación. El horizontal fue perforado recientemente y se encuentra en espera de aprobaciones para proceder con la inyección. El pozo Vertical inyector está perforado en hueco de 8 ½” hasta

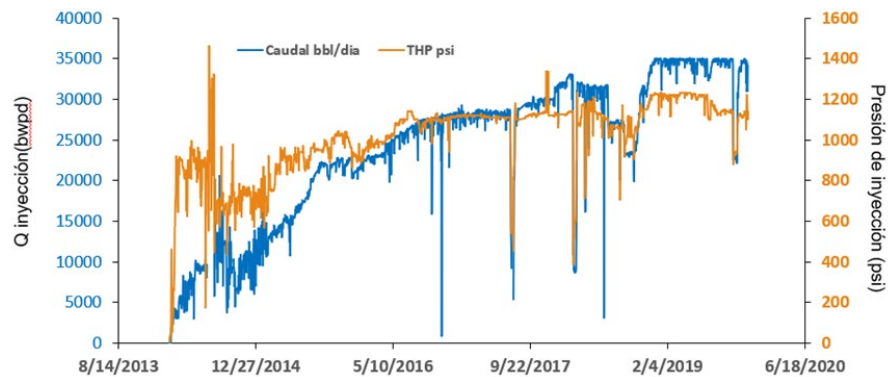
TD. Se revistió con tubería de 7" y se realizó cementación. En la siguiente **Figura 2-5**, se observa su estado mecánico. Es importante anotar que la formación carbonera C7 es el yacimiento principal objeto de inyección con pozos horizontales en el plan de desarrollo.

Figura 2-5: Estado mecánico pozo Inyector Vertical. Fuente compañía operadora. Elaborado por el autor.



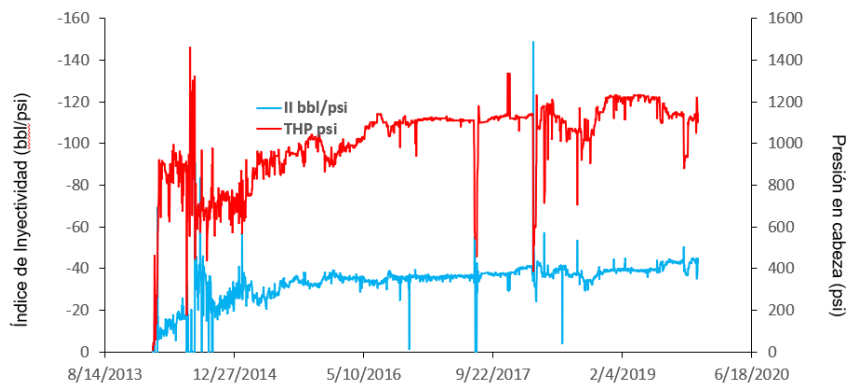
La inyección en el pozo vertical inició en 2014. Como se observa en la siguiente gráfica al inicio de la operación se observó inestabilidad. Ha registrado presiones máximas de inyección de 1200 psi con una inyección estabilizada en 35,000 bbl/d de acuerdo con los permisos de inyección de la ANH. Las oscilaciones en presión de la **Figura 2-6**, corresponden a problemas en los generadores de energía de la locación que han hecho que el pozo salga de operación momentáneamente.

Figura 2-6: Comportamiento histórico del pozo Inyector. Campo en estudio.



El pozo muestra un índice de inyectividad estable como se observa en la **Figura 2-7** y según los análisis de seguimiento a este pozo no se observan variaciones significativas en la inyectividad.

Figura 2-7: Comportamiento histórico índice de inyectividad. Campo en estudio.



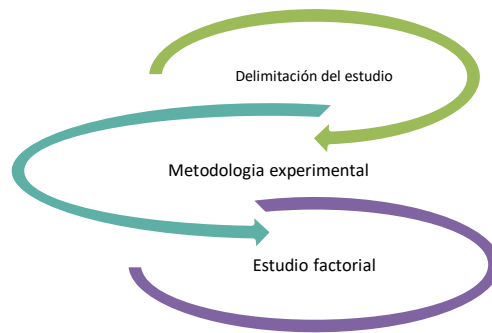
Los parámetros de inyección actuales en promedio se mantienen en [0.8] ppm de G&A y [1] NTU lo que representa con respecto a la resolución 631 de 2015 una muy buena calidad del agua si estuviésemos hablando de un proceso de disposición en cuerpos de agua.

Estas condiciones de inyección son rigurosas y para el plan de desarrollo es muy importante definir si es necesario mantener estas condiciones o si, por el contrario, es factible reevaluar la calidad del agua de inyección.

3. Evaluación de la calidad del agua de inyección en el medio poroso

En este capítulo se referencian los pasos para la determinar la contribución de especies químicas del agua en el daño a la formación por medio de la variación de la concentración o proporción de estos constituyentes (**Figura 3-1**)

Figura 3-1: Diagrama de flujo general de trabajo.



El componente experimental descrito es una carta de navegación que incluye recopilación protocolos enriquecidos por lecciones aprendidas de campos homólogos. Los parámetros de calidad actuales en el área de estudio son basados en experiencia de otros campos.

3.1 Metodología

La metodología contempla la evaluación de interacciones fluido - fluido, descrita por pruebas de compatibilidad y interacciones fluido - roca que involucran todas las

alteraciones en las propiedades de la roca por la dinámica de flujo y por la composición y características mineralógicas de la misma.

3.1.1 Factores de estudio

La calidad del agua puede describirse para propósitos de evaluación a partir de múltiples factores, como son: composición iónica, precipitados, gases no condensables, contenido de bacterias, sólidos suspendidos y contenido de grasas / aceites. El estudio se enfoca en la observación de los dos últimos porque son las propiedades que más impactan el medio poroso y por experiencia, las que mayor importancia práctica tienen.

- Sólidos suspendidos: Se considera como hipótesis inicial que la condición límite para sistemas de yacimiento análogos es $1/3$ del diámetro de garganta poral [25].
- Grasas y aceites: No se tiene una única referencia para este factor en la industria, pero fuentes bibliográficas refieren máximo de 50 ppm antes de procesos de filtración y tratamiento [25].

Las combinatorias de calidad de agua, generadas a partir de los niveles de estudio pre - seleccionados no tienen repetición tomando en cuenta el limitado inventario de *tapones*. Para el campo se evaluó dos rangos de permeabilidad definiendo dos escenarios que se pueden presentar desde el punto de vista operativo:

- Prueba SIN cambio de tapones: Los datos obtenidos a partir de este tipo de prueba permiten establecer impactos en la permeabilidad por la modificación de los parámetros de calidad de agua (aplica principalmente para pozos inyectoros existentes).
- Prueba CON cambio de tapones: Este tipo de prueba busca establecer parámetros óptimos de inyección (aplica principalmente a pozos o completamientos nuevos).

Como punto de partida existe una disponibilidad 20 *tapones* para el tipo de prueba que busca información del impacto de la calidad de agua en pozos nuevos y 16 *tapones* cuando se requiere evaluar impacto de cambios de calidad de agua en pozos existentes. Estas cantidades están basadas en una distribución bimodal de la permeabilidad de pozos en los que se realiza inyección.

3.1.2 Variable respuesta

La variable respuesta es la reducción porcentual de permeabilidad respecto a la permeabilidad al agua base, y el margen de tolerancia para los resultados finales son determinados por las pruebas del escalamiento y los requerimientos de limpieza necesarios para el mantenimiento de la vida útil del pozo inyector.

3.2 Protocolos de muestreo y laboratorio

El desarrollo experimental se conformó en fases de trabajo (**Figura 3-2**) que se conjugan hasta la realización de la primera prueba de desplazamiento, cuyo objetivo es escalar al laboratorio criterios de calidad de agua actualmente del campo. A partir de aquí, las pruebas de desplazamiento son secuenciales y cada una es insumo para ingresar al árbol de decisión de la siguiente calidad a evaluar.

Figura 3-2: Fases de evaluación en laboratorio



Los objetivos de cada fase son:

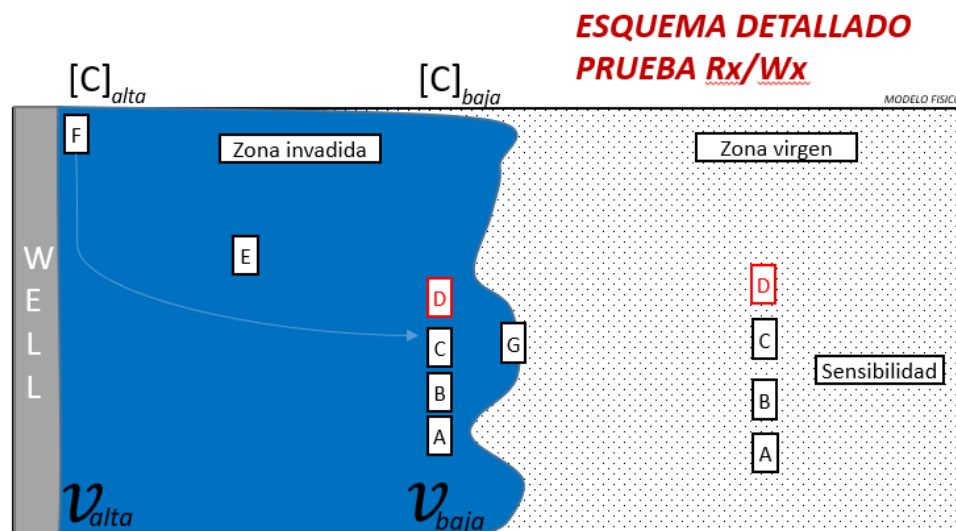
- FASE I: Asegurar y reproducir las condiciones de inyección de campo.
- FASE II: Definir criterios para la preselección y selección de *tapones*
- FASE III: Validar parámetros de inyección preexistentes en desplazamientos denominados “Wx/Rx” (Calidad de agua X en tipo de roca X) y cuantificar la sensibilidad o el cambio de la permeabilidad efectiva del medio poroso.

Los parámetros generales se describen en el **ANEXO A**. Prueba de sensibilidad unitaria (Wx/Rx)

3.3 Prueba de sensibilidad unitaria (Wx/Rx)

Está definida como una serie de desplazamientos en los que se registra de manera continua tanto la caída de presión que experimenta un *tapón* alojado en el *porta núcleos* como las propiedades fisicoquímicas de afluentes y efluentes. El diámetro de partícula hace parte de los análisis de seguimiento y se reanuda al cumplir el volumen máximo por desplazamiento, 20 VP. Se define como “aseguramiento” los pasos intermedios que se presenten entre cada desplazamiento. Aplica principalmente para las fases de cambio de filtro, cambio de tasas instantáneas o cambio en la dirección de flujo, con el fin de no continuar desplazando agua Wx en un tapón Rx y sin modificar las condiciones de empaquetamiento del sistema. El modelo físico, **Figura 3-3**, busca representar en el yacimiento tanto las cercanías como los puntos más alejados del sistema real de inyección.

Figura 3-3: Modelo físico prueba experimental de inundación con agua.

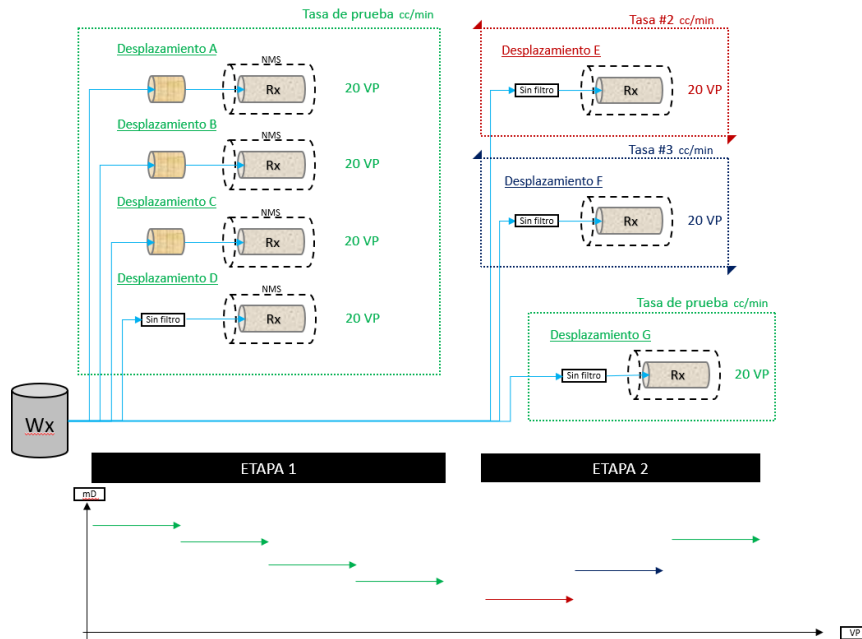


Una prueba Wx/Rx está compuesta por 2 etapas (**Figura 3-4**) diferenciadas entre sí por la tasa instantánea de inyección a la que se realice el desplazamiento de agua:

- ETAPA 1 – *prueba de desplazamiento @* tasa de prueba (en dirección de inyección): Es compuesta por 4 desplazamientos de máximo 20 VP cada uno: 3 desplazamientos

ejecutados en un esquema de filtrado secuencial e incremental y 1 desplazamiento sin ningún tipo de filtro. Al volumen retenido en los filtros y a la corriente sin filtros, será sometido a una medición de sólidos suspendidos totales.

Figura 3-4: Esquema prueba unitaria.



- ETAPA 2 – Prueba de desplazamiento @ altas tasas (en dirección de inyección): A dos o más tasas, según como se desarrolle la prueba anterior, se evaluará los fenómenos que pueda presentar el medio en zonas de inyección donde la velocidad de inyección sea alta.

El detalle operativo se describe en el **ANEXO B**.

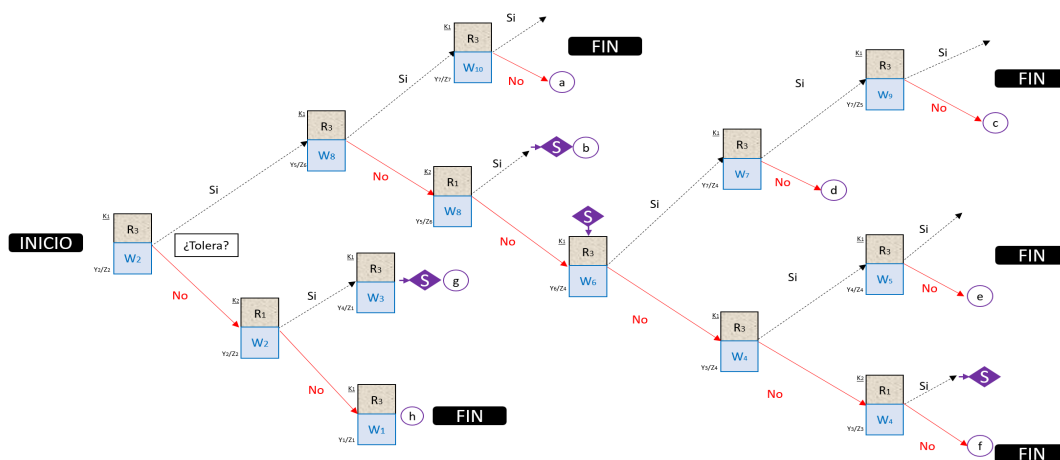
3.4 Prueba de sensibilidad factorial

Esta fase es una serie de ensayos secuenciales cuyo punto de partida es una calidad de agua intermedia entre el agua base y el agua de peor calidad generada a partir de los límites teóricos de concentración de sólidos suspendidos y grasas & aceites. El protocolo base está diseñado para la evaluación de dos de las mejores calidades de roca representativas del yacimiento (R3 y R1) ver **Figura 3-5**.

3.4.1 Árbol de decisión

El establecimiento de estas combinaciones (sólidos suspendidos, “Z” – G&A, “Y”) se basa en el estudio histórico de los parámetros de inyección. Como no se conoce si existe o no relación directa entre el aumento de la concentración de G&A de una concentración fija de sólidos suspendidos y los efectos en agregación de partículas o cambios de fenómenos de superficie el mejor soporte será tomado a partir de lo anteriormente mencionado.

Figura 3-5: Diagrama general de la prueba de calidad de agua de inyección.



Existe una denominación “Si”, que se traduce en el inicio de un proceso iterativo en el que generalmente se disminuye/aumenta el contenido de Sólidos Suspendidos y se aumenta/disminuye el contenido de G&A. La interpretación es:

Si la permeabilidad de la roca de menor calidad no es dañada por una calidad de agua dada, se asume que la roca con mejor calidad no tendrá daño usando esa misma calidad de agua. En el caso en que una prueba unitaria sea evaluada como TOLERA, el primer parámetro que se incrementa es el de primer orden de sensibilidad de roca, para este caso el contenido de sólidos suspendidos. Para referencia, las condiciones de inyección recomendadas por pruebas anteriores o a partir de campos homólogos se identifican en el protocolo como W0 y las condiciones de inyección probadas se identifican bajo la denominación W1.

3.4.2 Ruta crítica

Incluyendo las pruebas de reproducibilidad de esta fase, el esquema del protocolo define las siguientes dos rutas críticas (ver **Tabla 3-1** y **Tabla 3-2**). En el caso de procesos cuya prueba unitaria requiere montaje de un *tapón* nuevo.

Tabla 3-1: Ruta crítica cambio de *tapones*.

RUTA	R3	R1	TOTAL
A	4*	2	6
B	3*	2	5
C	6*	2	8
D	5	2	7
E	6	2	8
F	5*	3	8
G	3*	2	5
H	3	2	5

En el caso de procesos cuya prueba unitaria requiere montaje de un *plug* nuevo solo cuando se prueba un tipo de roca diferente.

Tabla 3-2: Ruta crítica sin cambio de *tapones*.

RUTA	R3	R1	TOTAL
A	2*	1	3
B	3*	2	5
C	3*	2	5
d	3	2	5
e	3	2	5
f	3*	3	6
g	3*	2	5
h	3	2	5

* Según disponibilidad de tapones y resultados la prueba continua

Todo proceso que alcance el estamento FIN se revisará para aprobación de la culminación de la prueba global.

3.4.3 Pruebas de calidad agua

La prueba de sensibilidad en cascada permite definir límites admisibles en términos de concentración de sólidos suspendidos e hidrocarburos, para evitar el taponamiento excesivo del medio poroso. El detalle operativo se describe en el **ANEXO B**.

4. Análisis e interpretación de resultados

En este capítulo se describen los métodos para entender, cuantificar y establecer los efectos generados en el medio poroso por la aplicación de los ensayos de laboratorio y definir los criterios o rangos de calidad de agua para procesos de inyección de agua con fines de disposición en el campo estudio

4.1 Selección muestras

La definición de las permeabilidades estudio se validó con la revisión estadística de la distribución de la permeabilidad en pozos horizontales inyectores de todos los campos que opera la compañía y que tienen inyección en la misma formación. Los datos se generaron a partir de variables petrofísicas de acuerdo con una correlación específica del campo en estudio ver ecuación más adelante.

$$KK = 10^{C1+C1*\theta+C3*V_{cl}} \quad (4.1)$$

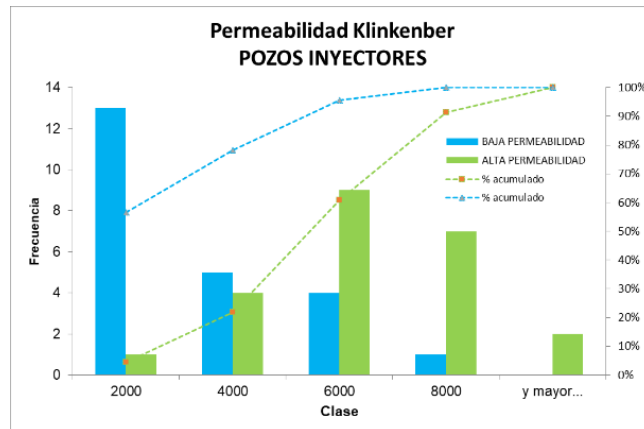
La **Tabla 4-1** presenta el análisis descriptivo general de los datos obtenidos a partir de esta ecuación. La media se ubica en valores de 2717 mD y la desviación estándar en 1710 mD, mientras que el rango se mantiene en una ventana de 500 mD hasta 6900 mD.

El agua de producción se inyecta en la unidad C1 y C7 (Basales) y dependiendo de varios factores se puede inyectar en Carbonera C1, Carbonera C7 o en ambas. El valor medio de la permeabilidad es más alto en la unidad C1, con 4900, mientras que la unidad C7 posee un promedio de 2200. Para definir mejor la distribución promedio de la permeabilidad se analizan las probabilidades P50 y P90 de la serie de datos pues sobre esta es la que normalmente se efectúa el completamiento de los pozos. La fracción P10 de la **Tabla 4-1**, está afectada por los valores las lecturas de alta arcillosidad de la sección navegada.

Tabla 4-1: Distribución permeabilidades pozos horizontales.

Pozo	ZONA	Topo	Fondo	Desviación estándar	Promedio	P10	P50	P90
PozoINY-1	C7	8200	10201	2871	2683	14	1818	7082
PozoINY-2	C7	8326	10319	1796	1694	0	1274	4374
PozoINY-3	C7	8321	10404	2452	1786	0	87	5900
PozoINY-4	C7	8287	10593	2278	3042	97	2931	6200
PozoINY-5	C7	4192	6191	2203	1849	0	200	5309
PozoINY-6	C1	3648	5659	2610	4714	207	5684	7398
PozoINY-7	C1	3375	5383	1695	5271	3022	5507	7152
PozoINY-8	C7	4118	6117	2226	1955	89	257	5310
PozoINY-9	C7	4094	6094	3399	2954	47	437	8894
PozoINY-10	C7	4307	5057	1544	1179	34	295	3027
PozoINY-11	C7	4210	4785	1398	504	0	57	1496
PozoINY-12	C7	4240	6240	2400	1888	1	371	5455
PozoINY-13	C7	4193	6194	1413	780	0	171	2460
PozoINY-14	C7	4010	5368	1770	753	0	122	2571
PozoINY-15	C1	3616	5611	2433	5220	217	5919	7699
PozoINY-16	C7	4490	6495	1902	6848	4928	7130	8945
PozoINY-17	C1	3418	5423	1978	4807	2316	5161	7057
PozoINY-18	C7	4054	6151	2120	2769	86	2749	5485
PozoINY-19	C7	4317	6542	1674	3259	213	3313	5280
PozoINY-20	C7	4379	6379	2039	2821	135	2485	5536
PozoINY-21	C7	4257	6343	2263	3659	137	3975	6455
PozoINY-22	C7	4070	5595	2033	1396	12	192	4738
PozoINY-23	C7	3940	5901	1314	660	1	59	2269

En la **Figura 4-1** se observa que dos tendencias marcan la distribución de datos hacia una zona de altas permeabilidades con valores promedio de 6000 y un rango de permeabilidad bajo, con valores alrededor de los 2000.

Figura 4-1: Categorización de la permeabilidad KK P50 - P90.

El inventario de muestras (*tapones*) disponibles en laboratorio y con características similares a los rangos promedio encontrados se muestran en **Tabla 4-2**. De 75 *tapones* disponibles se seleccionaron 36 como potenciales candidatos. No fue posible obtener *algunos* en las condiciones especificadas en el protocolo con respecto a la relación diámetro longitud, ya que el promedio de los *tapones* existentes fue menor (1:1.3). Aun así, todos cumplen con la condición de mantener al menos 1 pulgada de diámetro y 1 pulgada de longitud [15].

Tabla 4-2: Propiedades petrofísicas básicas originales *tapones* preseleccionados.

Pozo	Muestra No.	Profundidad TVD, ft	Porosidad, [%]	Permeabilidad KK, [mD]
Pozo-5	31	3189' 0"	24.0	2088.0
Pozo-2	18	2846' 0"	33.6	2652.0
Pozo-6	18	2609' 0"	27.3	2431.0
Pozo-4	12	3019' 4"	34.0	2628.0
Pozo-1	32	3155' 6"	31.4	2561.0
Pozo-6	13	2599' 0"	27.8	2283.0
Pozo-3	15	2828' 3"	26.8	3025.0
Pozo-1	13	3077' 1"	30.1	2587.0
Pozo-6	16	2605' 0"	34.4	1946.0
Pozo-5	23	3148' 0"	34.1	6512.0
Pozo-4	17	3036' 5"	34.0	7075.0
Pozo-1	8	3070' 5"	32.7	8426.0
Pozo-3	9	2811' 0"	33.5	7176.0
Pozo-3	40	2930' 1"	30.0	6462.0
Pozo-1	46	3214' 2"	25.9	6518.0
Pozo-4	18	3039' 5"	28.5	5940.0
Pozo-3	4	2802'3"	35.7	2092.0
Pozo-6	36	2675'6"	33.6	2183.5
Pozo-5	16	3121'6"	27.2	2055.0
Pozo-6	15	2603'8"	36.7	2204.0
Pozo-3	5	2803'3"	32.9	2207.0
Pozo-4	6	3010'5"	29.8	2368.2
Pozo-5	34	3194'	30.9	1940.0
Pozo-1	16	3084'6"	26.9	4123.3
Pozo-1	35	3165'9"	31.8	4188.0
Pozo-6	17	2606'	33.9	4336.4
Pozo-2	12	2817'	31.6	4405.1
Pozo-2	17	2840'4"	29.1	4445.8
Pozo-6	29	2652'	27.9	4472.4
Pozo-3	36	2919'6"	31.5	4852.9

Pozo	Muestra No.	Profundidad TVD, ft	Porosidad, [%]	Permeabilidad KK, [mD]
Pozo-2	5	2771'	35.7	6270.0
Pozo-1	11	3074'	30.5	6552.3
Pozo-2	11	2811'	29.0	6751.3
Pozo-5	38	3213'9"	27.3	7280.9
Pozo-6	22	2619'6"	29.0	7514.7
Pozo-3	18	2845'	31.8	7760.7

4.1.1 Limpieza y secado

Para la limpieza de los *taponés* se realizó en balones individuales en el equipo Soxhlet-Dean Stak (ver **Figura 4-2**). La primera etapa de eliminación de se realizó con cloroformo (Norma API RP40). La segunda etapa contemplo reflujó con Metanol para garantizar la remoción de sales hasta obtención de un solvente claro [22].

Figura 4-2: Secado de muestras preseleccionadas.



El secado de las muestras se realizó en horno a humedad controlada tomando la referencia de la API RP40 como se muestra en la **Tabla 4-3**.

Tabla 4-3: Métodos de secado de muestras de núcleo.

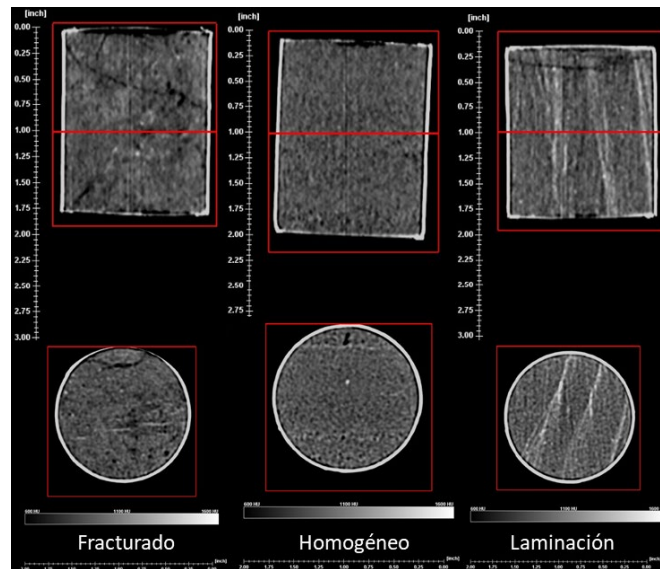
TIPO DE ROCA	METODO	TEMPERATURA
Arenisca (bajo contenido de arcilla)	Horno convencional	116
	Horno vacío	90*
Arenisca (alto contenido de arcilla)	Horno de humedad. 40% de humedad relativa	63
Carbonato	Horno convencional	116
	Horno vacío	90
<i>Gypsum - bearing</i>	Horno de humedad. 40% de humedad relativa	60
<i>Lutita</i> u otra roca con alto contenido de arcilla	Horno de humedad. 40% de humedad relativa	60

NOTA: (*) Método usado. Resultados de las mediciones de las propiedades básicas

4.1.2 Tomografía

La tomografía computarizada permite tener un concepto general sobre la homogeneidad o heterogeneidad de una muestra sin destruirla (ver **Figura 4-3**). Ayuda en la identificación por contrastes si se encuentra fracturada, afectada por golpes o si existen indicios de porosidades secundarias. El proceso de limpieza de todas las muestras se ejecutó en 45 días

Figura 4-3: Imágenes y escenarios identificados en tomografía computarizada



A partir de los videos e imágenes obtenidos se definió un estado general de las muestras como lo muestra la siguiente **Tabla 4-4**.

Tabla 4-4: Tabla de estado de *tapon*es por revisión de *tomografía computarizada*.

Pozo	Muestra No.	Grado cualitativo heterogeneidad	condición CT-SCAN	OBSERVACION
Pozo-5	31	0.0	OK	
Pozo-2	18	1.0		Laminaciones / Fracturado / Invasión material
Pozo-6	18	0.0	OK	
Pozo-4	12	1.0		Golpeado lateralmente. Geometría irregular
Pozo-1	32	0.0	OK	
Pozo-6	13	0.0	OK	
Pozo-3	15	0.0	OK	
Pozo-1	13	1.0		Fracturado

Pozo	Muestra No.	Grado cualitativo heterogeneidad	condición CT-SCAN	OBSERVACION
Pozo-6	16	1.0		Fractura comunicada
Pozo-5	23	0.0	OK	
Pozo-4	17	1.0		Laminaciones / Fracturado
Pozo-1	8	1.0		Fracturado
Pozo-3	9	0.4	OK*	Laminaciones
Pozo-3	40	0.4	OK*	Leve indicio de golpe parte media
Pozo-1	46	0.0	OK	
Pozo-4	18	1.0		Tapón corto. Laminaciones / Fracturado
Pozo-3	4	1.0		Fracturado. 2 regiones de tamaños de grano
Pozo-6	36	0.0	OK	
Pozo-5	16	0.4	OK*	Leve indicio golpe lateral
Pozo-6	15	0.4	OK*	Leve indicio porosidad secundaria
Pozo-3	5	1.0		Fracturado
Pozo-4	6			Dañado durante limpieza, sin tomografía
Pozo-5	34	1.0		Fracturado
Pozo-1	16	1.0		Fracturado
Pozo-1	35	0.0	OK	
Pozo-6	17	1.0		Fracturado
Pozo-2	12	0.4	OK*	Combina dos regiones de tamaño de grano
Pozo-2	17	1.0		Fracturado
Pozo-6	29	0.0	OK	Tamaño grano grande
Pozo-3	36	1.0		2 fracturas
Pozo-2	5			Dañado, sin tomografía
Pozo-1	11	1.0		Fracturado
Pozo-2	11	0.4	OK*	Fractura hasta mitad del tapón
Pozo-5	38	0.0	OK	
Pozo-6	22	0.0	OK	
Pozo-3	18	0.0	OK	

De los 36 *tapones* preseleccionados 13 se encuentran en buenas condiciones y 6 que podrían ser usados si con esta cantidad de *tapones* no se puede cumplir el mínimo necesario para la ruta crítica de la prueba completa

4.1.3 Propiedades básicas

Los equipos en los que se midieron estas propiedades fueron AP 608.

Para valoración de la condición de los tapones por propiedades básicas se compararon los datos de porosidad y permeabilidad KK, medidas al momento de cortar los tapones, con mediciones nuevas de estos mismos dos parámetros. El gas usado es helio (de bajo peso

molecular e índice de adsorción). La **Tabla 4-5**. presenta los resultados relacionados a las propiedades medidas sobre los *taponés* preseleccionados

Tabla 4-5: Propiedades básicas previas y actuales en taponés preseleccionados.

Pozo	Muestra No.	PROPIEDADES BASICAS Originales @ (1600 psi)		PROPIEDADES BASICAS 2020 (1600 psi)		VOL POROSO, [cm ³]	Variación combinada total	Validación BASICOS
		Porosidad, [%]	Permeabilidad KK, [mD]	Porosidad, [%]	Permeabilidad KK, [mD]			
Pozo-5	31	24.0	2088.0	23.5	1933.2	13.1	0.09	OK
Pozo-2	18	33.6	2652.0	32.8	2313.0	15.2	0.19	OK*
Pozo-6	18	27.3	2431.0	26.8	2251.2	14.0	0.11	OK
Pozo-4	12	34.0	2628.0	31.5	2012.3	14.9	0.58	
Pozo-1	32	31.4	2561.0	30.7	2254.0	15.1	0.17	OK*
Pozo-6	13	27.8	2283.0	27.5	2392.9	14.2	0.05	OK
Pozo-3	15	26.8	3025.0	26.3	2447.5	14.0	0.16	OK
Pozo-1	13	30.1	2587.0	29.6	2303.4	12.9	0.13	OK
Pozo-6	16	34.4	1946.0	34.1	1904.7	16.2	0.05	OK
Pozo-5	23	34.1	6512.0	33.9	5800.2	18.2	0.12	OK
Pozo-4	17	34.0	7075.0	32.5	5275.4	12.9	0.53	
Pozo-1	8	32.7	8426.0	31.5	7266.2	18.5	0.38	
Pozo-3	9	33.5	7176.0	32.8	6135.4	17.6	0.26	OK*
Pozo-3	40	30.0	6462.0	29.8	5502.1	17.7	0.16	OK*
Pozo-1	46	25.9	6518.0	25.3	2760.0	16.0	0.60	
Pozo-4	18	28.5	5940.0	27.5	4542.3	9.0	0.37	
Pozo-3	4	35.7	2092.0	34.5	1850.3	18.8	0.27	OK*
Pozo-6	36	33.6	2183.5	33.5	2459.8	15.4	0.03	OK
Pozo-5	16	27.2	2055.0	27.1	2039.2	14.7	0.01	OK
Pozo-6	15	36.7	2204.0	35.4	1998.3	15.6	0.27	OK*
Pozo-3	5	32.9	2207.0	32.2	1995.2	17.4	0.14	OK
Pozo-4	6	29.8	2368.2					
Pozo-5	34	30.9	1940.0	30.6	1985.6	16.7	0.05	OK
Pozo-1	16	26.9	4123.3	26.6	3058.5	14.8	0.18	OK
Pozo-1	35	31.8	4188.0	31.6	5661.5	14.6	0.22	OK*
Pozo-6	17	33.9	4336.4	33.1	3364.6	16.1	0.29	OK*
Pozo-2	12	31.6	4405.1	31.1	3845.7	16.3	0.16	OK
Pozo-2	17	29.1	4445.8	28.6	3699.0	13.6	0.19	OK
Pozo-6	29	27.9	4472.4	27.4	4049.7	11.6	0.14	OK
Pozo-3	36	31.5	4852.9	32.1	4110.5	17.4	0.20	OK
Pozo-2	5	35.7	6270.0					
Pozo-1	11	30.5	6552.3	30.6	6369.9	16.4	0.03	OK
Pozo-2	11	29.0	6751.3	28.0	4839.3	15.1	0.45	
Pozo-5	38	27.3	7280.9	27.1	6238.6	14.7	0.15	OK
Pozo-6	22	29.0	7514.7	28.9	5833.5	14.7	0.23	OK*
Pozo-3	18	31.8	7760.7	30.6	5390.0	15.8	0.54	

Una comparación con las propiedades medidas en el momento de la toma de los tapones nos permite descartar aquellos cuya manipulación ha afectado las condiciones de estas con el tiempo o cualquier otro efecto no deseado desde la adquisición de estos.

La calificación de los resultados PORO-PER tiene como referencia los siguientes criterios: cambios para ambas variables menores al 20% nos dan una buena condición del tapón, si alguna de las dos variables tuvo una diferencia entre 25-35% se considera condicionado a prueba siempre y cuando no se tenga suficiente disponibilidad de muestras. Cambios mayores al 35% descartan la muestra.

La integración de los datos (**Tabla 4-6**) de los tapones hasta acá evaluados permite generar los mejores candidatos para la realización de las pruebas sin ejecutar aun sobre ellos desplazamiento alguno de líquidos ordenados de menor a mayor rango de permeabilidad.

Tabla 4-6: Lista de validación PORO-PER / *Tomografía tapones* preseleccionados.

Pozo	Muestra No.	Valoracion final	Valoracion final	Rango permeabilidad
Pozo-5	31	■ 0.09	Pasa	2000
Pozo-6	18	■ 0.11	Pasa	2000
Pozo-1	32	■ 0.17	Pasa, plug respaldo	2000
Pozo-6	13	■ 0.05	Pasa	2000
Pozo-3	15	■ 0.16	Pasa	2000
Pozo-6	36	■ 0.03	Pasa	2000
Pozo-5	16	■ 0.01	Pasa	2000
Pozo-2	12	■ 0.16	Pasa, plug respaldo	4000
Pozo-6	29	■ 0.14	Pasa	4000
Pozo-5	23	■ 0.12	Pasa	6000
Pozo-3	9	■ 0.26	Pasa, plug respaldo	6000
Pozo-3	40	■ 0.16	Pasa, plug respaldo	6000
Pozo-1	35	■ 0.22	Pasa, plug respaldo	6000
Pozo-5	38	■ 0.15	Pasa	6000
Pozo-6	22	■ 0.23	Pasa, plug respaldo	6000

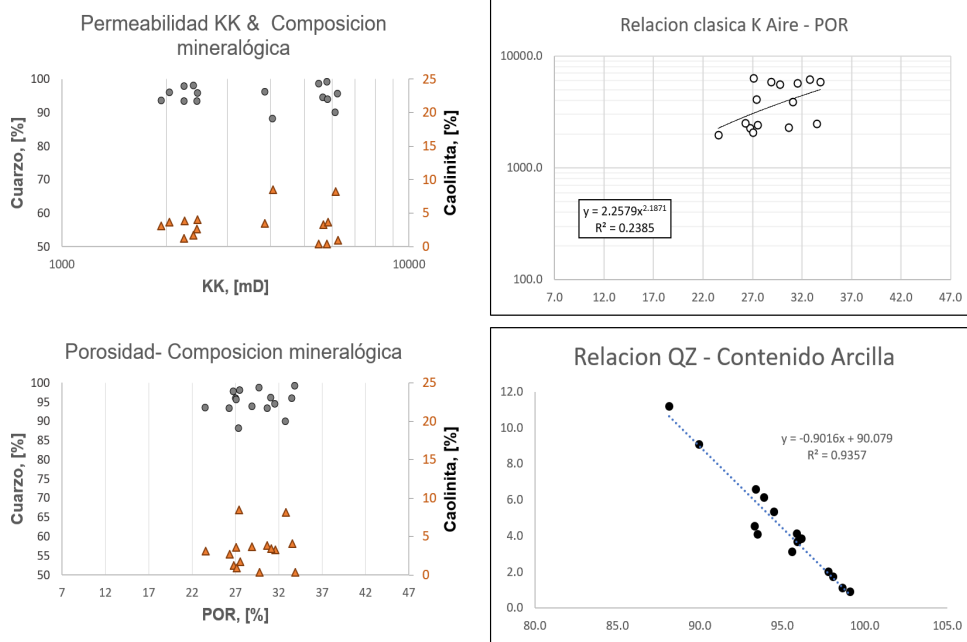
De los 15 *tapones* preseleccionados 10 contaban con análisis XRD, solo a los restantes 5 *tapones* sobre la sección de 2/3 de los núcleos y a la profundidad correspondiente se tomaron 20 gramos de muestra para realizar el análisis (**Tabla 4-7**). Se evaluaron los resultados obtenidos a partir de la respuesta de estos en la lectura de permeabilidad KK y porosidad **Figura 4-4**. La caolinita se presenta como la arcilla de mayor concentración en

este tipo de roca, y será tomada en cuenta a los factores de generación de daño por su tendencia a migración en procesos de flujo.

Tabla 4-7: Resultados XRD *tapones* preseleccionados.

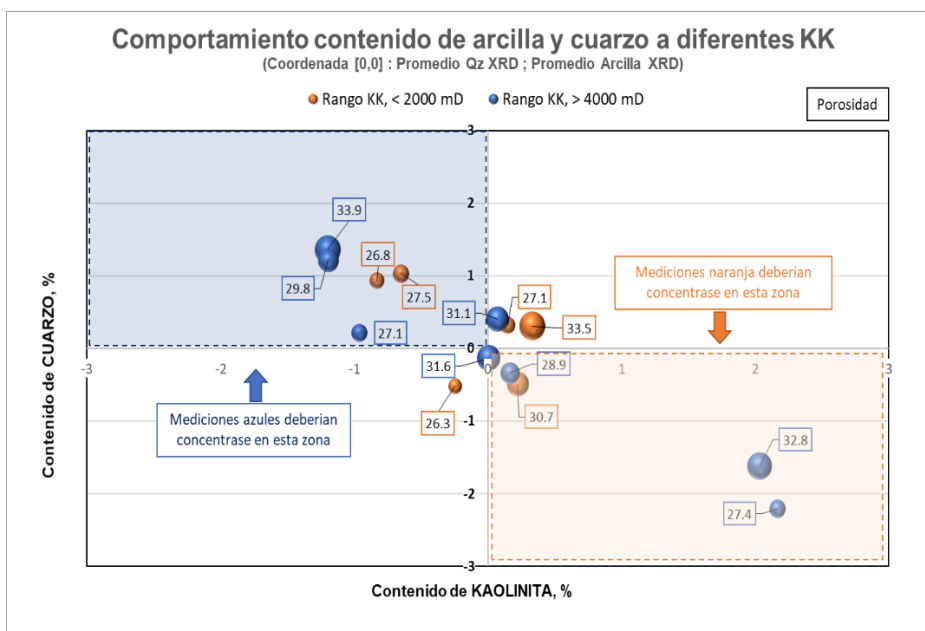
Pozo	Muestra No.	RANGO	Mineralogía de la roca (% Peso)				Arcillas, Mineralogía (% Peso)				
			Cuarzo	Feldespato	Calcita	Arcilla Total	(I/S)	Ilita & Mica	Caolinite	Clorita	S in I/S
Pozo-5	31	2000	93.5	2.4	0.0	4.1	0.4	0.3	3.1	0.3	90-95%
Pozo-6	18	2000	97.8	0.2	0.0	2.0	0.1	0.6	1.3	0.0	45-55%
Pozo-1	32	2000	93.4	0.0	0.0	6.6	0.9	1.9	3.8	0.0	45-55%
Pozo-6	13	2000	98.1	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	1.7	0.0	45-55%
Pozo-3	15	2000	93.3	2.1	0.0	4.5	0.1	1.4	2.7	0.4	50-60%
Pozo-5	23	6000	99.1	0.0	0.0	0.9	0.0	0.4	0.4	0.0	45-55%
Pozo-3	9	6000	89.9	0.6	0.2	9.1	0.1	0.8	8.2	0.0	25-35%
Pozo-3	40	6000	98.6	0.2	0.0	1.1	0.6	0.1	0.4	0.0	55-65%
Pozo-6	36	2000	95.9	0.0	0.0	4.1	0.0	0.0	4.1	0.0	45-55%
Pozo-5	16	2000	95.9	0.1	0.0	3.7	0.0	0.1	3.6	0.0	-
Pozo-1	35	6000	94.5	0.0	0.2	5.3	0.8	1.2	3.3	0.0	45-55%
Pozo-2	12	4000	96.2	0.0	0.0	3.8	0.0	0.4	3.4	0.0	25-35%
Pozo-6	29	4000	88.1	0.3	0.3	11.2	0.0	2.5	8.5	0.2	-
Pozo-5	38	6000	95.6	1.1	0.2	3.1	1.4	0.7	0.9	0.0	45-55%
Pozo-6	22	6000	93.9	0.0	0.0	6.1	1.4	1.1	3.7	0.0	45-55%

Figura 4-4: Tendencias datos análisis XRD



Detallando los resultados en los rangos de permeabilidad se observa que con respecto a un valor medio de 94.9% de cuarzo y contenido de arcilla de 4.5%, rocas de alta y baja permeabilidad pueden llegar a tener la misma concentración de arcilla (Región central de la **Figura 4-5**). De acuerdo con lo visto, es posible encontrar *tapones* con permeabilidades de 6000 mD o de 2000 mD con un contenido relativamente alto de arcilla respecto a la media mientras que en términos de porosidad no se observaron diferencias marcadas bajo en el mismo aspecto.

Figura 4-5: Distribución de arcilla en las permeabilidades estudio



4.1.4 Permeabilidad al líquido

Con el fin de establecer una relación entre la permeabilidad *Klinkenberg* y la permeabilidad absoluta antes de iniciar el cálculo de la tasa crítica se inició con desplazamientos de agua sintética con salinidad equivalente a la formación sobre los *tapones* seleccionados.

El primer paso para la evaluación de la permeabilidad al líquido es la elaboración de la salmuera sintética, que toma como referencia el análisis fisicoquímico de una muestra tomada en fondo al mismo nivel de profundidad donde se realiza la disposición de agua mostrado en la **Tabla 4-8**.

Tabla 4-8: Caracterización fisicoquímica agua formación.**Análisis Completo de Aguas**

Cationes		Método	(mg/l)	MW	Valencia	Meq/l
Bario	Ba ⁺²	ICP	1.2	137.34	2.0	0.02
Calcio	Ca ⁺²	ICP	17	40.08	2.0	0.83
Hierro (dosuelto)	Fe ⁺²	ICP	1.3	55.85	2.0	0.05
Magnesio	Mg ⁺²	ICP	2.6	24.31	2.0	0.21
Potacio	K ⁺	ICP	8.6	39.10	1.0	0.22
Sodio	Na ⁺	ICP	515	22.99	1.0	22.45

Aniones		Método	(mg/l)	MW	Valencia	Meq/l
Alcalinidad (Bicarbonato)	HCO ₃ ⁻	Titration	885	61.02	1.0	14.51
Bromuro	Br	Titration / IC	2.5	79.90	1.0	0.03
Carbonato	CO ₃ ⁻²	Titration	0.0	60.01	2.0	0.00
Cloruro	Cl	Titration / IC	290	35.45	1.0	8.15
Yoduro	I	Titration / IC	<4.0	126.90	1.0	0.00
Sulfato	SO ₄ ⁻²	IC	25	96.06	2.0	0.52
Sulfito	S ⁻²	IC	0.0	32.06	2.0	0.00

Total Cationes Meq's	24
Total Aniones Meq's	23
TDS (mg/l)	1,748
TDS (ppm)	1,747
Balance Iones	0.012

pH	8.20
Resistividad (Ohm-Meter) at 77 °F	4.98
Conductividad, microSiemens/cm	2,008
Grav_Especifica 60 / 60 °F	1.0017

Indice Estabilidad at 100 °F	-1.78
Indice Estabilidad at 200 °F	0.05

% Desviacion - Meq. Bal.	1.20
% Desviacion - TDS	4.95

QA/QC Run ID's

ICP	12052012 1 to 4
IC - Aniones	March # 1034
IC - Ácidos Organicos	N/A

Salinidad mg/l 1078

De manera general, con la identificación de los iones presentes se procede a calcular el peso molecular de las sales incluyendo el estado de hidratación y la cantidad requerida de cada una. En un matraz con plato agitador se añade al agua destilada una por una las sales hasta que se encuentre disuelta. Se miden propiedades (pH y conductividad) y se compara con la carta fisicoquímica. Se puede admitir hasta una diferencia de 2-5% entre las propiedades obtenidas. La muestra no requirió validación de gases CO₂ ni H₂S.

Tabla 4-9: Composición de la salmuera sintética.

Constituyente		Concentración (gm/l)
Cloruro de sodio	(NaCl)	0.4
Cloruro de calcio	(CaCl ₂ -2H ₂ O)	0.062
Cloruro de Magnesio	(MgCl ₂ -6H ₂ O)	0.022
Sulfato de sodio	(Na ₂ SO ₄)	0.037
cloruro de potasio	(KCl)	0.016
Bicarbonato de sodio	NaHCO ₃)	1.218
Carbonato de sodio	(Na ₂ CO ₃)	0
Cloruro de bario	(BaCl ₂ -2H ₂ O)	0.002
Cloruro de hierro	(FeCl ₂ -4H ₂ O)	0.004

Cobstituyente	Concentración (mg/l)	Constituyente	Concentración (mg/l)
Sodio	515	Cloruro	290
Potasio	9	sulfato	25
Calcio	17	Bicarbonato	885
Mgnesio	3	Carbonato	0
Bario	1		
Hierro	1		

Una vez descrito el fluido empleado para esta fase de pruebas, se estableció correr la prueba solo sobre un *tapón* por cada uno de los rangos de permeabilidad representativos (**Tabla 4-10**) y para aquellos que se encontrasen categorizados como *tapones* de respaldo. Se uso como tasa de desplazamiento de arranque 0.5 cc/min, y para obtener valores estabilizados de presión en permeabilidades altas tuvo que modificarse hasta valores de 1.5 cc/min.

Tabla 4-10: Permeabilidad absoluta por rango de permeabilidad.

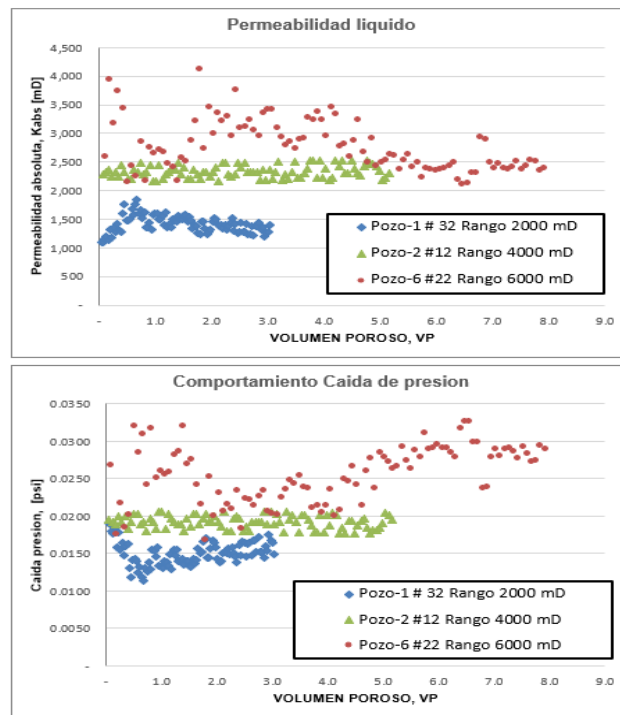
Pozo	Muestra No.	Valoración final	Rango permeabilidad	PROPIEDADES BASICAS 2020 (1600 psi)		Permeabilidad absoluta, [mD]	Reducción
				Porosidad, [%]	Permeabilidad KK, [mD]		
Pozo-1	32	Pasa, <i>tapón</i> respaldo	2000	30.7	2254.0	1461.0	-35.2%
Pozo-2	12	Pasa, <i>tapón</i> respaldo	4000	31.1	3845.7	2360.0	-38.6%
Pozo-6	22	Pasa, <i>tapón</i> respaldo	6000	28.9	5833.5	3006.0	-48.5%

Los valores altos de permeabilidad tienden a ser mayor impactados con respecto a la permeabilidad Klinkenberg, aun sin tener presente material particulado. Únicamente con el desplazamiento de fluido la disminución de permeabilidad fue del 48%. Aun así, las permeabilidades absolutas mantienen valores más altos entre mayor sea el valor de la

permeabilidad *Klinkenberg*. Las permeabilidades del orden de 6000 mD muestran fluctuaciones fuertes y tomaron mayor número de volúmenes porosos para encontrar estabilización. La tendencia para las permeabilidades bajas está en mantenerse sobre los valores esperados del 30% (**Figura 4-6**).

Estos valores generalmente presentan diferencias debido a la esencia misma de las técnicas de medición y al tipo de fluido usado (gas vs fluido). La permeabilidad el gas depende más de la presión y físicamente el efecto puede ser explicado por el fenómeno de deslizamiento superficial del gas causado por el movimiento browniano.

Figura 4-6: Registro del comportamiento de permeabilidad y caída de presión con respecto al volumen poroso desplazado



Debido al impacto que puede generar el desplazamiento de volúmenes porosos previos sobre una muestra se decide que las permeabilidades base serán tomadas de los desplazamientos con filtro a 0.45 micras y que allí se agruparan para la organización final de los datos según la permeabilidad estabilizada que se calcule bajo las condiciones anteriormente mencionadas.

4.2 Compatibilidad fluidos

La eficiencia de la inyección depende de la calidad química del agua, tanto de la que se inyecta como de la que se encuentra en la formación receptora, y de la compatibilidad química entre ambas. El campo cuenta con análisis fisicoquímicos de aguas tomadas en fondo y en superficie. Corresponden a agua de baja salinidad o dulces con concentraciones inferiores a 1300 mg/l (**Tabla 4-11**).

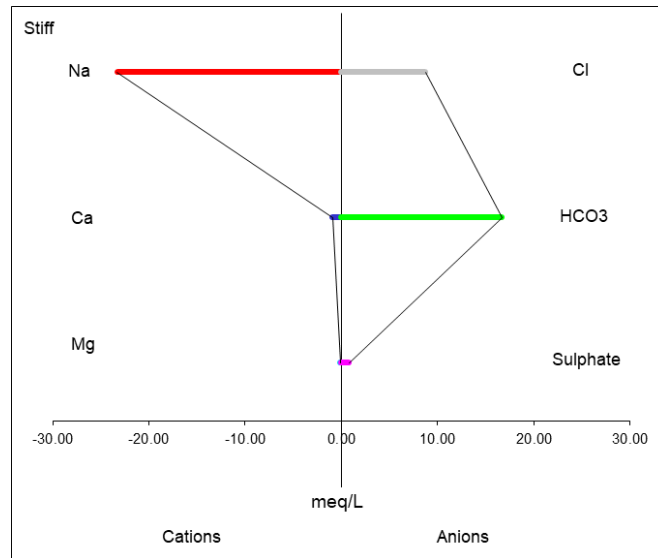
Tabla 4-11: Componentes mayores agua fondo (MDT) y de producción.

POZO	ORIGEN	mg/l							
		Na	K	Mg	Ca	SO4	Cl	Alcalinidad	TDS
Pozo-0	Fondo	408.0	9.3	2.9	17.7	10.0	321.0	417.0	1040.0
Pozo-17	Fondo	370.0	8.5	0.0	14.0	13.0	260.0	595.0	1267.0
Pozo-18	Fondo	455	10	1.1	11	4.3	240	885	1611
Pozo-19	Fondo	450	16	6.1	25	8.2	345	750	1649
Pozo-2	Fondo	530	10	1.2	18	38	310	835	1744
Pozo-3	Fondo	615	8	2.2	11	6	295	1040	1976
Pozo-10	Superficie	415	10	1.6	6.7	3.5	305	560	1300
Pozo-11	Superficie	330	8.6	1.6	5.6	4.4	270	405	1020
Pozo-12	Superficie	335	9.2	1.6	5.8	4	265	410	1040
Pozo-13	Superficie	350	8.8	1.6	5.9	2.7	235	540	1150
Pozo-2	Superficie	365	10	1.5	11	2	235	650	1276
Pozo-5	Superficie	415	11	1.4	12	2	265	660	1370
Pozo-14	Superficie	365	41	1.9	16	2.7	275	555	1260
Pozo-15	Superficie	365	10	1.5	9.6	3.2	270	510	1170
Pozo-16	Superficie	400	13	1.9	7.8	1.8	290	555	1270

La naturaleza química del agua de fondo y superficie es de tipo bicarbonato sódica y el patrón mineralógico promedio se muestra en la **Figura 4-7**.

Para conocer que tan próximas o similares en términos de balance iónico son el agua de superficie y fondo se utiliza el análisis de factores proximales estableciendo la desviación total de iones y su comparación sobre el número total de iones de una muestra patrón de fondo. Se tomaron muestras en dos puntos del sistema uno directamente en los tanques de inyección (**Tabla 4-12**) y otro en el efluente de aguas del tanque FWKO (**Tabla 4-13**) y que representan los límites del sistema de facilidades existentes

Figura 4-7: Diagrama Stiff agua fondo Pozo-2.



La diferencia absoluta entre el tipo de agua de fondo y el agua de inyección se estableció en un valor aproximado de 6%, con este margen no se han encontrado problemas de compatibilidad en la historia del campo. Para la diferencia absoluta entre el tipo de agua de fondo y de salida del *Skim Tank* (Tanque de desnatado) se definió con un valor de 15%. El balance iónico y la variación en miliequivalentes de la muestra patrón y de los dos tipos de agua evaluados están en los márgenes permisibles y menores al 5%.

Tabla 4-12: Factor de aproximación Agua fondo – Agua inyección.

Cation/Anion*	Patron Agua Inyeccion - PISCINAS	Patron Agua Fondo	Diferencia	Desviacion estandar
Na+	420	515	95	18
Ca+	16	17	1	0
Mg+	2.9	2.6	-	0
K+	9.3	8.6	-	0
Ba+	0.3	1.2	1	1
Sr++				
Fe++	0.1	1.3	1	1
Al+++	0.4		-	0
Cl-	321	290	-	31
Br-	0.52	2.5	2	2
SO4--	10	25	15	9
CO3--	2.5	0	-	3
HCO3	650	885	235	62

Sumatoria

1,748

96

* Concentracion en mg/l

94.52 %


BALANCE IONICO

	19.59	23.74
	20.00	23.22
	-	0.41
Desviacion	-2.1%	2.2%

TSS G&A

2 NTU
0.7 ppm

Tabla 4-14: Prueba compatibilidad agua piscinas – agua celda flotación, seguimiento fotográfico.

Relación 70%:30% Agua piscina / Agua Filtros	Relación 50%:50% Agua piscina / Agua Filtros	Relación 30%:70% Agua piscina / Agua Filtros
15 minutos		
		
30 minutos		
		
60 minutos		
		
90 minutos		
		
120 minutos		

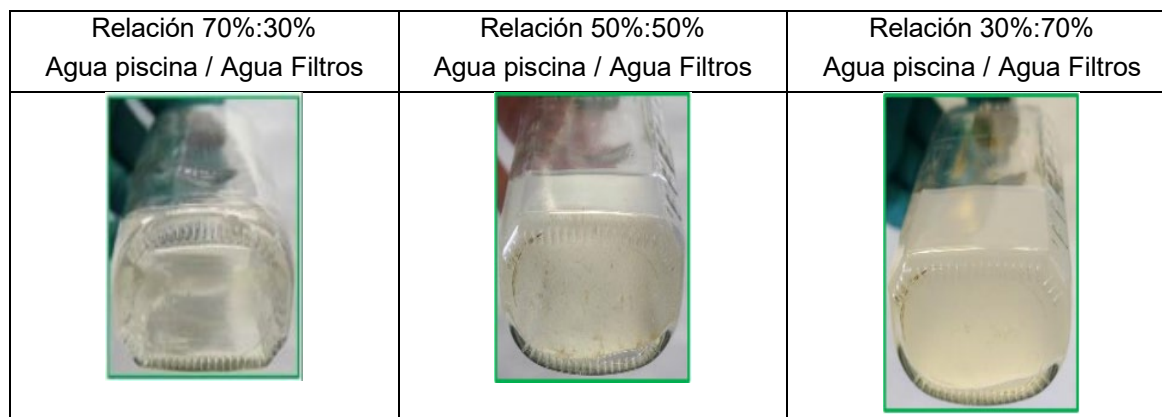


Tabla 4-15: Descripción relaciones combinación compatibilidad de agua.

Tiempo	OBSERVACION
Relación 70%:30% Agua formación / Agua Celda flotación	Fase homogénea. No presencia depósitos. Transmitancia inicio prueba = 93%. Transmitancia final prueba = 91.8%. Variación concentración calcio
Relación 50%:50% Agua formación / Agua Celda flotación	Fase homogénea. Minuto 90 presencia de sedimento. Transmitancia inicio prueba = 85%. Transmitancia final prueba = 82%.
Relación 30%:70% Agua formación / Agua Celda flotación	Fase homogénea. Minuto 60 presencia de sedimento. Transmitancia inicio prueba = 72%. Transmitancia final prueba = 63%.

La transmitancia disminuyo a medida que la proporción del agua de filtros aumento, lo que indirectamente muestra aumento de la turbidez. Sobre los puntos iniciales y finales de la mezcla a condición ambiente y de cierre de prueba se hicieron mediciones de pH, temperatura, concentración de Ca⁺⁺, solidos disueltos totales y alcalinidad para calcular los índices de *Langlier*. Mostrados en la **Tabla 4-16**

Tabla 4-16: Índices de saturación mezclas experimentales.

Carbonato calcio	Relación 70%:30%		Relación 50%:50%		Relación 30%:70%	
	Agua formación / Agua Celda flotación		Agua formación / Agua Celda flotación		Agua formación / Agua Celda flotación	
	Inicio	Fin	Inicio	Fin	Inicio	Fin
ISL	-0.028	0.4	0.32	1.3	0.38	1.1
Comentario	Formación leve de incrustaciones		Formación moderada de incrustaciones		Formación moderada de incrustaciones	

Si el I.S. < -0.5, la formación de incrustación es improbable. Si el I.S. > 0.5, el agua esta sobresaturada con el componente y es muy factible la formación de incrustación. Si está en el rango [-0.5 ; 0.5] el mineral podría mantenerse disuelto en el sistema o precipitar, pero se mantiene equilibrio mientras las condiciones se mantengan. Una tabla más amplia de esta descripción se presenta en la **Tabla 4-17** y la **Tabla 4-18**.

Tabla 4-17: . Índices de saturación mezclas experimentales.

Carbonato calcio	Relación 70%:30%		Relación 50%:50%		Relación 30%:70%	
	Agua formación / Agua Celda flotación		Agua formación / Agua Celda flotación		Agua formación / Agua Celda flotación	
	Inicio	Fin	Inicio	Fin	Inicio	Fin
ISL	-0.028	0.4	0.32	1.3	0.38	1.1
Comentario	Formación leve de incrustaciones		Formación moderada de incrustaciones		Formación moderada de incrustaciones	

Tabla 4-18: Descripción Índices de saturación mejorados por Carrier.

LSI Carrier	Indicador
[-2 ; -0.5)	Corrosión fuerte
[-0.5 < 0)	Corrosión leve, sin formación de incrustaciones
0	Balanceada
[0 < 0.5)	Formación leve de incrustaciones y corrosión
[0.5 < 2)	Formación de incrustaciones, no corrosiva

El material en fondo se describió como un sedimento no producto de incompatibilidad, pero si tal vez propio de la naturaleza incrustante y asociado al incremento de la proporción del agua proveniente de la celda de flotación.

4.2.2 Compatibilidad simulada

El modelamiento geoquímico de mezclas permite establecer por balance termodinámico los índices de saturación conociendo la composición iónica de las aguas a mezclar. El índice de saturación permite identificar el estado de saturación de compuestos y la probabilidad de precipitación de estos, según la composición y la constante de equilibrio. La utilidad de la compatibilidad simulada es que amplía el espectro de escenarios sobre

otros minerales de interés (**Tabla 4-19**). Los resultados de este tipo de simulaciones proporcionan una idea de lo que puede ocurrir en el sistema más solo datos experimentales pueden confirmar su formación. Los cálculos experimentales para carbonato de calcio están en el orden de lo simulado.

Tabla 4-19: Modelamiento geoquímico índice saturación mezclas @ 150°F y 2000 psi.

INDICE DE ESTABILIDAD									
Mezcla	Piscina	Celda	Barita	Calcita	Dolomita	Siderita	Cuarzo	Yeso	Witherita
#	Inyección, %	flotación, %	BaSO ₄	CaCO ₃	CaMg(CO ₃) ₂	FeCO ₃	SiO ₂	CaSO ₄	BaCO ₃
1	0	100	-1.91	0.35	1.79	1.32	0.76	-3.81	
2	10	90	-1.70	0.30	1.70	1.35	0.74	-3.82	-2.53
3	20	80	-1.61	0.24	1.61	1.37	0.71	-3.84	-2.28
4	30	70	-1.40	0.19	1.52	1.39	0.68	-3.87	-2.15
6	50	50	-1.23	0.10	1.35	1.41	0.64	-3.87	-2.01
8	70	30	-1.14	-0.04	1.20	1.42	0.53	-3.90	-1.96
9	80	20	-1.05	-0.03	1.12	1.44	0.48	-3.92	-1.91
10	90	10	-1.00	-0.07	1.06	1.45	0.43	-3.93	-1.89
11	100	0	-0.97	-0.10	0.99	1.45	0.37	-3.95	-1.87
OBSERVACION			No tiende a formarse	Estable en todas las proporciones	Ligera disminución al aumentar la proporción de agua inyección	Estable en todas las proporciones	Ligera disminución al aumentar la proporción de agua inyección	No tiende a formarse	No tiende a formarse

Las tendencias indican que la mezcla de aguas y sus puntos extremos están en el rango de equilibrio, se consideran compatibles. Con respecto a los carbonatos de hierro las muestras se encuentran saturadas y es posible la formación de este tipo de incrustación.

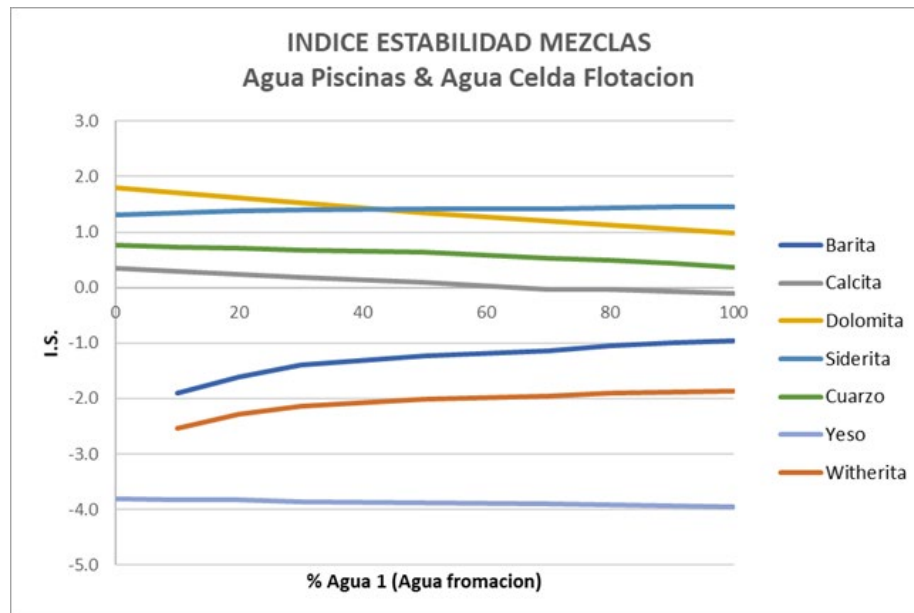
La tendencia es a disminuir con el aumento de la proporción de agua de la celda de flotación por lo que se considera compatible (**Tabla 4-20**). Algunas referencias bibliográficas [26] manejan rangos específicos con respecto a la criticidad en la tendencia a precipitación que pueden servir como referencia para validar los datos evaluados.

Tabla 4-20: Clasificación tendencia precipitación por Índices de saturación.

Mineral	Baja	Moderada	Crítica
Calcita, [CaCO ₃]	< 0.75	0.75 - 1.25	> 1.25
Dolomita	<1.50	1.50 - 3.00	> 3.00
Cuarzo	<2.50	2.50 - 5.00	> 5.00
Siderita	<1.25	1.25 - 1.75	> 1.75
Barita	<1.25	1.25 - 1.75	> 1.75

Bajo estos criterios la formación de dolomita se mantiene en márgenes moderados y el resto con tendencia baja (**Figura 4-8**), manteniendo el criterio de compatibilidad. La concentración de barita en el agua de celdas de flotación al 100% es el único margen en condición crítica, pero la mezcla favorece la disminución de potencial de producción de este precipitado.

Figura 4-8: Tendencias IS modelamiento geoquímico @ 150°F y 2000 psi.



Bajo las pruebas realizadas no se observó evidencia que ratifique una interacción inadecuada entre los fluidos o incompatibilidades serias que puedan contribuir al daño en los pozos inyectoros. Los pasos siguientes corresponden al protocolo de evaluación del daño por calidad de agua con los factores de estudio limitados en la definición del proyecto en la interacción roca fluido.

4.3 Tasa critica

La velocidad critica es definida como la velocidad a la que se desprenden y movilizan finos en el espacio poral por fuerzas mecánicas (generalmente arrastre). Finos son partículas de sedimento del medio poroso generalmente menores a 0.45 micras. La respuesta experimental es un incremento de la presión y una disminución de la permeabilidad. La prueba de flujo es diseñada para definir a cuál tasa, si existe, los finos migran lo suficiente como para crear puentes u cualquier tipo de restricción al flujo a través de los canales porales o el sistema en general. El protocolo específico se resume en la siguiente **Tabla 4-21**.

Tabla 4-21: Protocolo evaluación tasa critica.

ETAPA #	DESCRIPCIÓN	JUSTIFICACIÓN
1	Preparar agua de producción sintética según fisicoquímico enviado por el cliente. Someter la muestra a procedimientos de lavado, secado y saturación al vacío (con agua de producción sintética).	Preparar el tapón y el agua de producción Sintética para el inicio de la prueba.
2	Inyección de Agua de Producción sintética a 0.1 cc/min. (aprox 10 Vp estables de agua)	Calcular el valor de permeabilidad absoluta de la muestra en sentido de inyección
3	Inyección de Agua de Producción (Sintética) sentido inyección, aprox. 10 Vp estables. Se aumentan los caudales de inyección según lo propuesto 0,25- 0,5- 0,75- 1- 2- 3- 5- 10 y 25 cc/min	Medición de K en sentido de inyección. Permite la estimación del caudal de tasa crítica.
4	Disminución en caudales de Inyección de agua de producción sintética aproximadamente 10 vp estables a cada uno de los caudales. Se recomienda el caudal al cual se obtuvo la mayor K.	Se busca determinar si hay efectos de turbulencia en las medidas de K.
5	Inyección de Agua de Producción (Sintética) Back Flow aprox. 10 Vp estables. Al caudal de mayor K obtenido.	Recuperar porcentaje de daño por migración de finos.

Con los resultados obtenidos en la **Figura 4-6** y las permeabilidades al líquido valoradas sobre *tapones* de respaldo, el contenido de arcilla impacta la permeabilidad al líquido y aporta el material que migra. Teniendo en cuenta lo anterior se definieron 3 escenarios para la tasa crítica (**Figura 4-9**)

Figura 4-9: Escenarios de tasa critica.

Para el escenario #1 se decide tomar como referencia la permeabilidad baja ya que será la base de arranque de muchas pruebas del protocolo experimental. Las muestras usadas para las pruebas de tasa crítica se detallan a continuación (**Tabla 4-22**)

Tabla 4-22: Propiedades *taponas* tasa critica.

Pozo	Muestra No.	Valoración final	Rango permeabilidad-Contenido arcilla	PROPIEDADES BASICAS 2020 (1600 psi)	
				Porosidad, [%]	Permeabilidad KK, [mD]
Pozo-6	13	Tasa critica #2	2000 – 1.7	27.5	2392.9
Pozo-3	9	Tasa critica #3	6000 – 9.1	32.8	6135.4
Pozo-6	36	Tasa critica #1	2000 – 4.1	33.5	2459.8

A continuación, se describe en detalle la tasa critica # 1 y se muestran los resultados consolidados generales de las tres pruebas realizadas.

- TASA CRITICA #1 (Muestra de cálculo):

La ley de Darcy considera que el perfil de velocidad a través del medio poroso se desarrolla linealmente. A velocidades altas bajo efectos de régimen inercial el fluido pierde esta condición y se presentan diferentes perfiles de flujo que, además de afectar el medio, generan una caída de presión adicional.

Forchheimer fue el primero en proponer una ecuación para describir la caída de presión adicional incluyendo un término adicional a la conocida ecuación de Darcy. El principal componente de la ecuación de *Forchheimer* es el denominado coeficiente de turbulencia o coeficiente no-Darcy. El factor puede ser constante a lo largo de bajos números de Reynolds, pero a altas velocidades este depende de la tasa. Con los datos experimentales se evalúa la permeabilidad del medio mientras se desplaza fluido de formación. La ecuación de Darcy $K = 244.9 \frac{\mu * \Delta L * \dot{q}}{A * \Delta P}$ (4.2) aplicada para este cálculo en unidades de laboratorio es la siguiente.

$$K = 244.9 \frac{\mu * \Delta L * \dot{q}}{A * \Delta P} \quad (4.2)$$

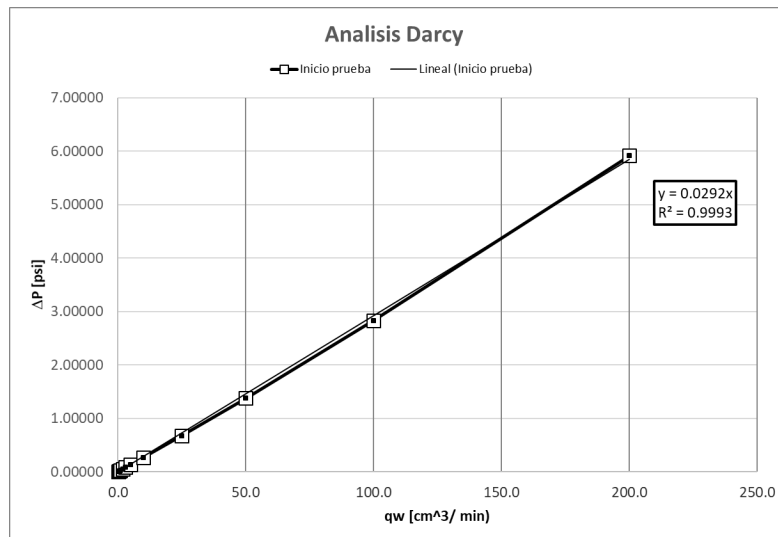
Donde μ es viscosidad en cP, ΔL es la longitud en cm, A es el área transversal total en cm², \dot{q} es el caudal en cm³/min, ΔP la caída de presión en psi, K es la permeabilidad en *milidarcys*.

Para este ensayo la muestra permitió probar caudales hasta valores de 200 cc/min, con un total de 214 volúmenes porosos. En sistemas de alta permeabilidad, es común que se generen rápidamente canales preferenciales al flujo con una posterior manifestación de

reducciones considerables de la permeabilidad en presencia de finos que puedan movilizarse o por daño mecánico, sin embargo, para el caso de esta muestra la matriz no observa fenómenos de obstrucción evidentes que hicieran necesario limitar la evaluación de tasas a márgenes límite de 25 cc/min. Una posterior tomografía ejecutada al *tapón* validó que el medio no sufrió cambios.

Antes de presentar el cálculo de la permeabilidad lo primero que se debe observar es la linealidad (**Figura 4-10**) entre la caída de presión y el caudal para el set de datos, para reconocer la región del tipo de flujo (laminar o no), con el fin de aplicar realizar una interpretación adecuada sobre el desempeño de la permeabilidad

Figura 4-10: Validación linealidad Darcy datos ascenso tasa critica #1.



Si las propiedades del fluido, el medio y su integridad se mantienen, se debería observar un valor de pendiente constante y un término independiente nulo $\frac{\Delta P}{q} = 244.9 \frac{\mu \cdot \Delta L}{A} * \frac{1}{K} + 0$ (4.3):

$$\frac{\Delta P}{q} = 244.9 \frac{\mu \cdot \Delta L}{A} * \frac{1}{K} + 0 \quad (4.3)$$

Los datos tienen un coeficiente de correlación de ajuste alto.

A 50 cm³/min se observa un ligero cambio en la pendiente y el intercepto evidenciado por un desplazamiento a la derecha del eje X del gráfico (**Figura 4-11**). Este cambio nos da la oportunidad de presentar el segundo paso en la revisión desde el punto de vista flujo no

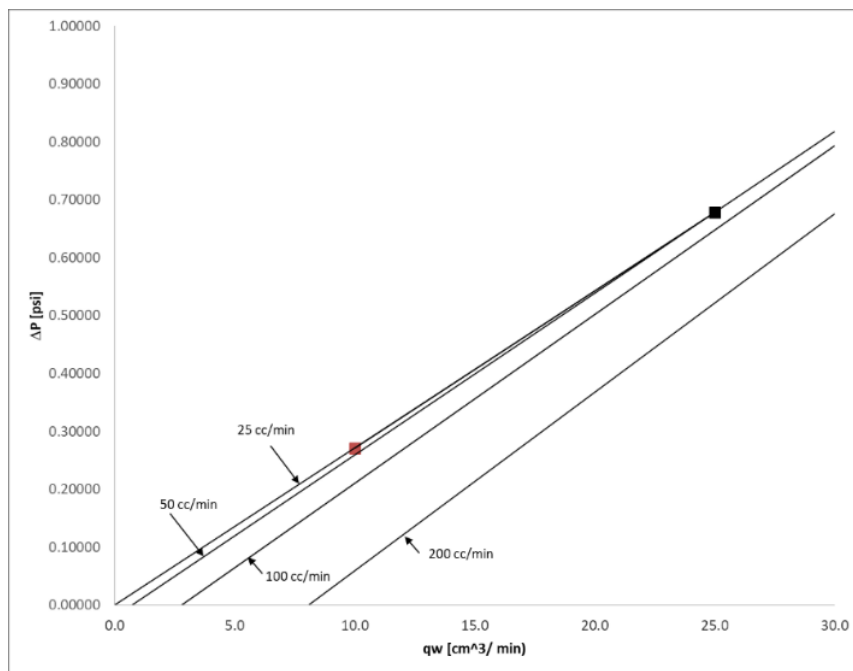
Darcy. La forma general de la solución, ecuaciones (4.4) ó (4.5), a la ecuación de *Forchheimer* para medio poroso se puede escribir como:

$$\Delta P = \frac{\mu \cdot \Delta L}{K \cdot A} q + \frac{\rho \cdot \beta \cdot \Delta L}{A^2} q^2 \tag{4.4}$$

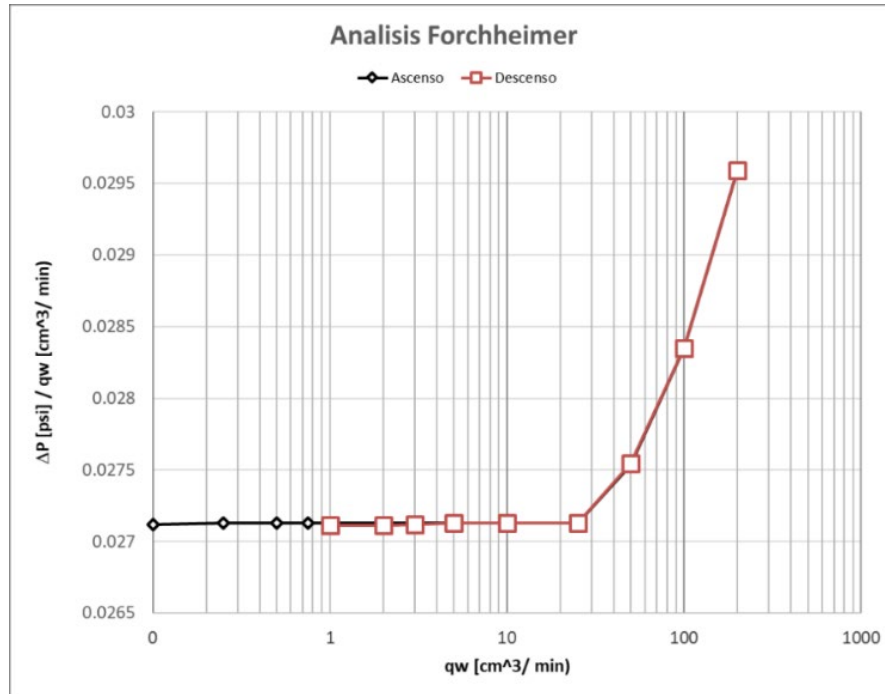
$$\text{ó} \quad \frac{\Delta P}{q} = \frac{\mu \cdot \Delta L}{K \cdot A} + \frac{\rho \cdot \beta \cdot \Delta L}{A^2} q \tag{4.5}$$

Si el segundo término es muy pequeño se tendría de nuevo la expresión de la ecuación de Darcy.

Figura 4-11: Detalle cambio linealidad datos tasa critica #1.



El gráfico $\Delta P/q$ contra q , da una noción del punto a partir del cual se inician procesos de cambio de *momentum*. Para distinguir entre migración de finos y efectos inerciales [27] propusieron un complemento para este tipo de pruebas de tasa crítica incluyendo una trayectoria de descenso para comprobar la condición dinámica del medio. Si con el descenso la roca vuelve a recuperar la condición de flujo con la misma trayectoria que la de ascenso, la velocidad crítica no es alcanzada, y la disminución se asocia a efectos inerciales. Si la trayectoria de descenso es diferente, es factible entonces establecer la tasa a partir de la cual las partículas empiezan a desprenderse por influencia de fuerzas hidrodinámicas u de cualquier otro tipo **Figura 4-12**.

Figura 4-12: Validación *Forchheimer* datos ascenso-descenso tasa crítica #1.

Normalmente no se expresa el eje X como logaritmo, pero para demostrar el comportamiento y dado el cambio de orden de magnitud de la velocidad se ilustra de esta manera. La muestra no alcanza tasa crítica (debido a que no se presentan cambios abruptos de la permeabilidad en ninguna fase de desplazamiento) y la afectación en la permeabilidad se debe a efectos de la inercia en el flujo a través del medio. Barre & Conway [28] y Evans [29] propusieron una transformación de la ecuación de Darcy (4.6) a partir de datos experimentales

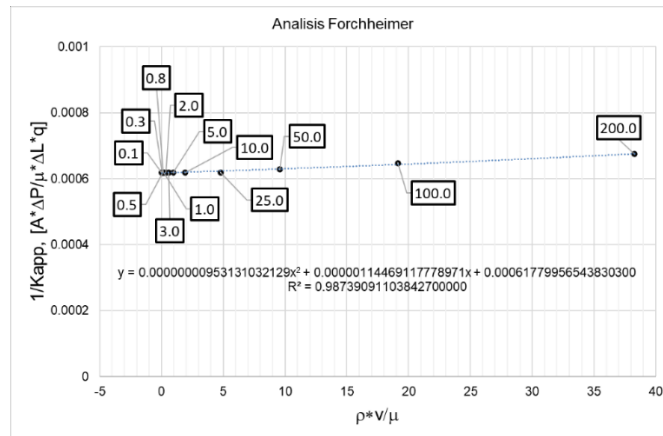
$$\nabla P = -\frac{\mu V_f}{K_{app}} \quad (4.6)$$

Donde V_f es el vector de velocidad de *Forchheimer* y K_{app} (4.7), es la permeabilidad aparente definida como:

$$\frac{1}{K_{app}} = \frac{1}{K} + \beta \frac{\rho^* V_f}{\mu} \quad (4.7)$$

Aplicando la ecuación (4.7) es posible definir a partir de la pendiente el coeficiente B, que como se observó en la **Figura 4-12** depende del caudal inyectado. Usando las unidades de laboratorio B se encuentra en unidades de cm^{-1} , cuando la permeabilidad este en mD.

Figura 4-13: Permeabilidad aparente *Forchheimer* datos ascenso-descenso tasa critica #1.



Experimentalmente B se determinaría tomando subgrupos de los datos experimentales (**Figura 4-13**). *Geertsma* [30] trabajó también en correlaciones de B en función de la permeabilidad y la porosidad, usada para arenas no consolidadas $\beta = \frac{0.005}{K^{0.5} \phi^{5.5}}$ (4.8).

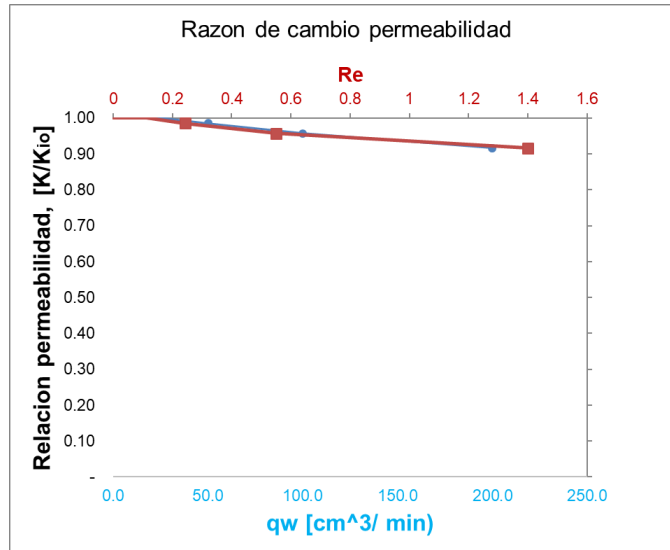
$$\beta = \frac{0.005}{K^{0.5} \phi^{5.5}} \tag{4.8}$$

Donde B está en 1/cm; K en mD y porosidad en fracción. Se recurrirá a esta ecuación cuando no sea posible definirlo o no se tenga suficiente certeza sobre la estabilidad de los datos experimentales. Por su lado, *Green & Duwez* [31], [32] definieron el número de Reynolds (4.9) como una función de B (relación de fuerzas inerciales a viscosas) como una función del factor de turbulencia como:

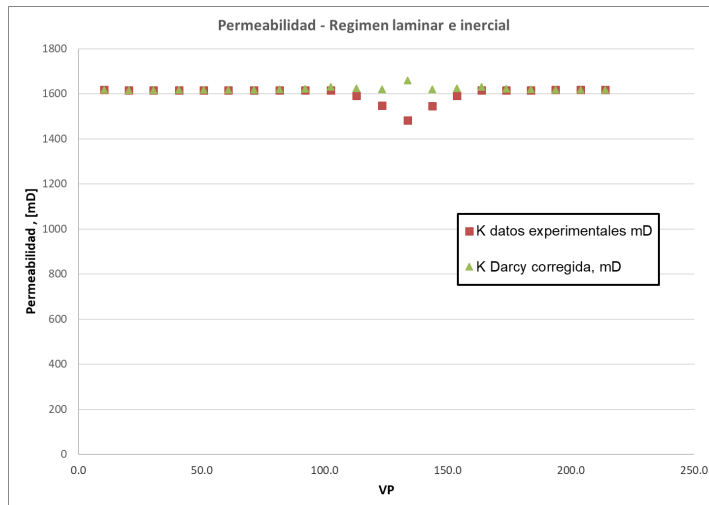
$$Re = \frac{\rho \beta K q}{\mu} \tag{4.9}$$

La relación BK representa la longitud característica y para autores como *Civan y Tiab* [33] han llegado a relacionar este parámetro con tamaño de poro aparente. El valor calculado de este parámetro para esta muestra se mueve entre 18-24 micras que corresponden a la media del campo estudio.

La grafica **Figura 4-14** presenta el cambio del número de Reynolds con la razón de cambio de la permeabilidad con respecto a la permeabilidad *Klinkenber* original. El cambio del número de Reynolds es también un referente del cambio del régimen de flujo en el medio.

Figura 4-14: Tasa de cambio permeabilidad con Re y caudal tasa critica #1.

Las muestras recolectadas son insuficientes para cuantificar y realizar un cálculo de la distribución del material particulado lo que corrobora los resultados al no tener como referencia una tasa de daño estructural. En la **Figura 4-15** se presenta el comportamiento de la permeabilidad *versus* los volúmenes porosos inyectados.

Figura 4-15: Desempeño de la permeabilidad tasa critica #1.

En general los *tapon*es de permeabilidades bajas a altas tasas son más afectados por altas velocidades, mientras que en *tapon*es de alta permeabilidad el efecto se reduce con los volúmenes porosos inyectados. Algunos medios presentan más de dos etapas de reacomodamiento de granos.

La definición de la tasa de desplazamiento generalmente se estima como el 50% de la tasa crítica, para este caso se define en un valor de **2 cm³/min**. Los datos no son suficientes para consolidar una correlación del coeficiente de turbulencia. La **Tabla 4-23** se muestra el balance general de tasas críticas.

Tabla 4-23: Balance general pruebas de tasa crítica.

Características	KK	2459.8	mD	KK	2392.9	mD	KK	6135.4	mD
	POR	33.5	%	POR	27.5	%	POR	32.8	%
	Vshale	4.1	%	Vshale	1.7	%	Vshale	9.1	%
Tasa Crítica	#1			#2			#3		
CAUDAL	K experimental	K Darcy corregida	Efecto inercial	K experimental	K Darcy corregida	Efecto inercial	K experimental	K Darcy corregida	Efecto inercial
cc/min	mD	mD	mD	mD	mD	mD	mD	mD	mD
0.10	1617	1617	0	236	226	-10			
0.25	1616	1616	0	566	537	-28	204	197	-8
0.50	1616	1616	0	1084	1024	-60	493	129	-364
0.75	1616	1617	0	1014	975	-39	568	390	-178
1.00	1616	1617	1				597	203	-394
2.00	1616	1617	1				548	323	-225
3.00	1616	1618	2				677	512	-165
5.00	1616	1619	3	1050	1054	4			
10.00	1616	1622	6	1080	1201	121	1899	658	-1241
15.00				1100	1565	464	2414	1533	-882
20.00				980	1614	634	2718	2671	-46
25.00	1616	1632	16	921	2135	1214	2428	2382	-46
50.00	1592	1625	33	789	2157	1368			
100.00	1547	1619	72						
200.00	1482	1658	176						
Comentario	No evidencio daño a ninguna tasa			Presenta daño excesivo a bajas tasas. Los efectos inerciales se equilibran con la condición de flujo del medio hasta 5 cc/min.			Presenta daño excesivo a bajas tasas. Plug inestable termodinámicamente, prueba no representativa – tapón respaldo . A bajas tasas es muy inestable la presión		

Las tasas críticas #2 y #3 no cumplieron con el criterio de proporcionalidad esperado con el aumento de tasa de desplazamiento incrementando fuertemente el error experimental respecto a lo que se esperaba con el cálculo de Darcy. Desplazando salmuera sintética se descarta que la reducción de permeabilidad del sistema este asociado a diámetro de partícula como si puede imputarse el fenómeno a movilización de finos por el aumento de la velocidad de inyección. Fenómenos intermitentes de liberación de material del sistema

son evidenciados en la tasa crítica #2 y #3 con los cambios de tasas de inyección, en donde posiblemente la condición y tiempo de exposición del tapón tienen mucha influencia en el desempeño de las pruebas. En los casos en los que la permeabilidad presentó mejoramiento el reacondicionamiento y modificación de la estructura poral del sistema son la causa más probable de este comportamiento. La muestra # 2 tiene un impacto aun mayor partiendo de la misma permeabilidad *klinkenberg* en cuyo caso la diferencia más notoria es la porosidad y el contenido de arcilla con respecto a la muestra #1.

4.4 Prueba sensibilidad

Uno de los objetivos de esta prueba es valorar el impacto de la tasa de desplazamiento sobre el desempeño de la permeabilidad. Dada la disponibilidad de *tapones* cuya integridad está bien definida, la prueba se ejecuta solo sobre una muestra de permeabilidad intermedia **Tabla 4-24** y sin calificativo de respaldo dados los resultados de la sección anterior.

Tabla 4-24: Características *plug* prueba sensibilidad.

Pozo	Muestra No.	Valoración final	Rango permeabilidad	PROPIEDADES BASICAS 2020 (1600 psi)	
				Porosidad, [%]	Permeabilidad KK, [mD]
Pozo-6	29	Pasa	4000	27.4	4049.7

El comportamiento de la permeabilidad absoluta fue medida durante 220 VP. La reducción de la permeabilidad al cierre de la prueba fue del 55% **Figura 4-16**. Los datos de presión muestran algunos periodos aparentes de estabilidad. Se observan ciertos ciclos de estabilización hasta que finalmente disminuyen su frecuencia con un rompimiento fuerte después de 120 VP. Se define que existe un daño por flujo a través del medio poroso seguramente por mecanismos de difusión de partículas de diámetro pequeño (que generalmente indican B menores a cero), el cambio en los esfuerzos efectivos, el reacondicionamiento del medio o la propia heterogeneidad hasta encontrar el equilibrio al flujo. En *Farajzadeh* se propuso un método para calcular el coeficiente de filtración, que indica la tasa de depositación de partículas de acuerdo con su concentración [34]

$$J = 1 + m(T) \quad (4.10)$$

$$m = \beta * (1 - e^{-\lambda}) \quad (4.11)$$

Donde: J corresponde la impedancia adimensional (inverso del índice de inyectividad), B es el factor de turbulencia y λ el coeficiente de filtración cuya dimensión depende del factor de turbulencia.

Figura 4-16: Comportamiento diferencial presión y permeabilidad.

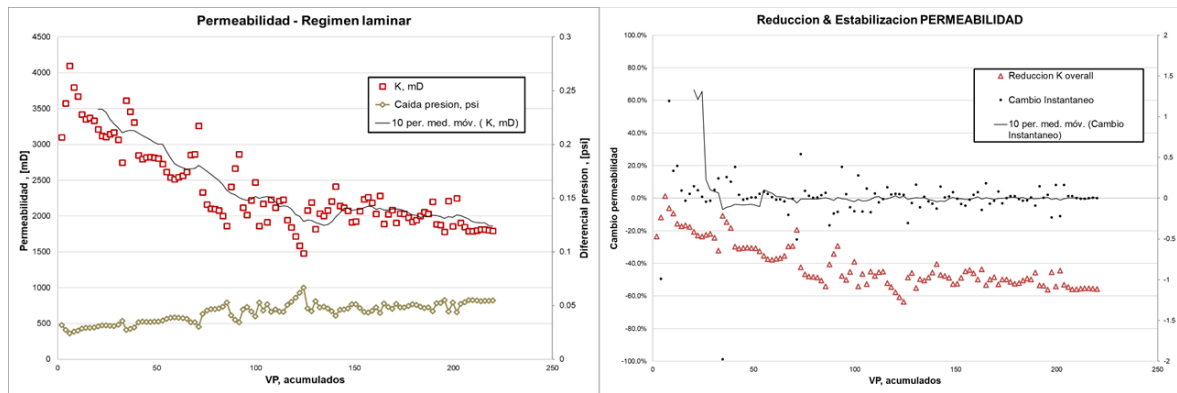
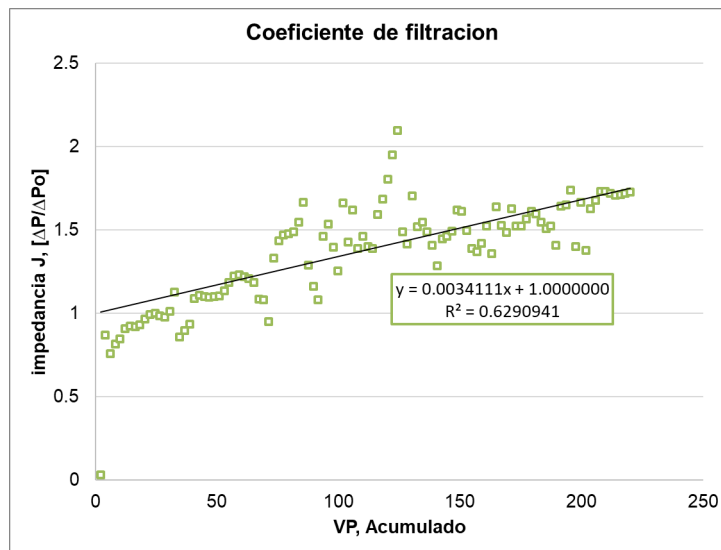


Figura 4-17: Impedancia Vs. Volúmenes porosos acum. Prueba de sensibilidad.



El valor del coeficiente de filtración calculado es $-9e-8 \text{ cm}^{-1}$ (menor a cero corresponde a que algunas partículas son mayores al diámetro de poro y se retienen), con un valor B calculado con Beerstma de 35384 cm^{-1} y un cambio de diámetro de poro aparente de 10 micras a 8 micras **Figura 4-17**. Con las pruebas recopiladas hasta el momento se realiza el escalamiento por velocidad a los pozos inyector del campo (**Tabla 4-25**) para definir las tasas de post desplazamiento del agua tipo de inyección

Tabla 4-25: Tabla escalamiento velocidad *Tapón* - pozo inyector.

VELOCIDADES - Cercanía cara pozo inyector					
AREA efectiva <i>plug</i>	461,575	538,504	615,433	692,362	cm ²
CAUDAL INY	4,968,228	7,728,355	10,488,482	13,248,608	cm ³ /min
VELOCIDAD	10.8	14.4	17.0	19.1	cm/min

PROPIEDADES GEOMETRICAS					
LONGITUD	4.38	4.88	4.96	4.02	cm
DIAMETRO	3.69	3.70	3.76	3.71	cm
POROSIDAD	0.34	0.28	0.33	0.27	fracción
RADIO	1.85	1.85	1.88	1.86	cm
AREA	10.69	10.75	11.10	10.81	cm ²
AREA efectiva <i>plug</i>	3.58	2.96	3.64	2.96	cm ²
Rango velocidades en <i>plug</i>					
Prueba	TC #1	TC #2	TC #3	Sensibilidad #1	Observación
CAUDAL	Velocidad experimental				
cc/min	cm/min				
0.10	0.028	0.034			Tasa desplazamiento Intermedio_1 Intermedio_2 Limite
0.25	0.070	0.085	0.069		
0.50	0.140	0.169	0.137		
0.75	0.209	0.254	0.206		
1.00	0.279	0.338	0.275		
2.00	0.558		0.549	0.675	
3.00	0.837		0.824		
5.00	1.396	1.691			
10.00	2.791	3.382	2.746		
15.00		5.073	4.119		
20.00		6.764	5.491		
25.00	6.978	8.455	6.864		
50.00	13.957				
100.00	27.913				
200.00	55.827				

Los valores seleccionados representan los diferentes ciclos en los que se realiza la inyección tanto en cercanías como a niveles más profundos de inyección. Los datos de inyección muestran que el campo se mueve constantemente por encima de la tasa crítica, sin evidencias de cambios abruptos en la inyektividad o presiones de inyección.

4.5 Sensibilización de parámetros

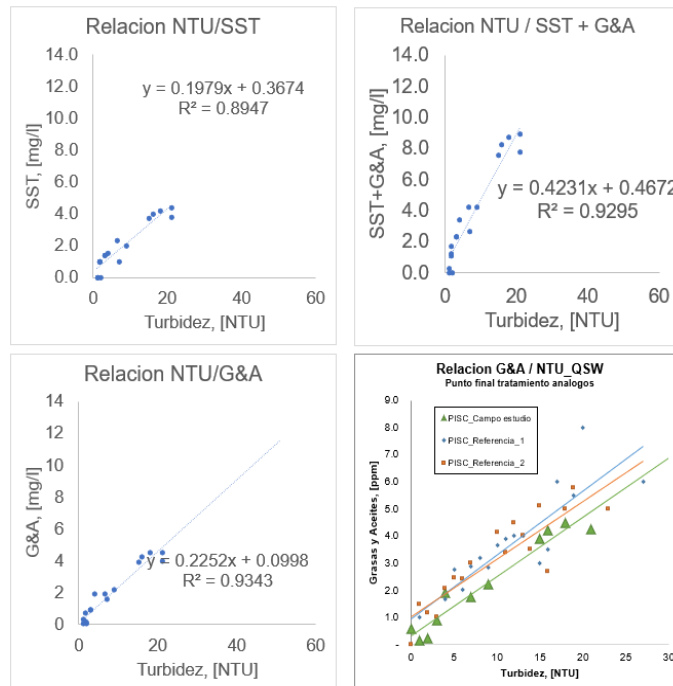
Los tratamientos propuestos como combinatorias **Figura 4-18** parten del diagrama de proceso de tratamiento Químico de fluidos en superficie. De acuerdo con el programa de evaluación de calidad de agua la sensibilización parte de la premisa de obtener las posibles pares de concentraciones de grasas y aceites con mediciones de turbidez según el comportamiento histórico de los parámetros.

Figura 4-18: Definición de calidad agua tipo.

$$\begin{array}{c}
 Y_{n+1} \geq Y_n \\
 Z_{n+1} \geq Z_n
 \end{array}$$

La validación de estas combinatorias se realiza con la información histórica de inyección del campo estudio y con campos homólogos.

Figura 4-19: Relación piscina inyección: concentración SS & G&A a turbidez.



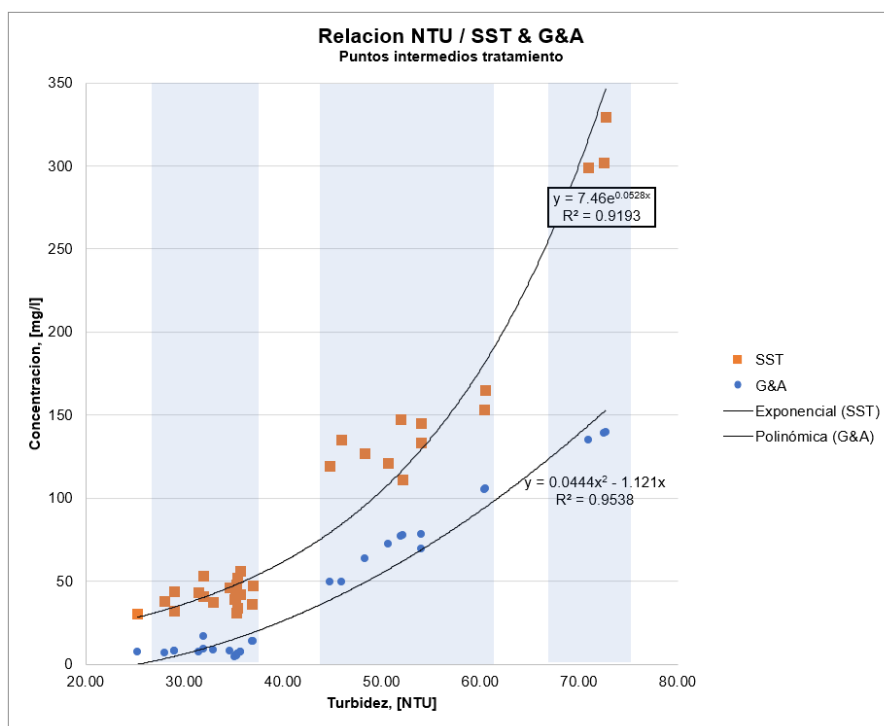
La turbidez es un parámetro que mide el impacto que generan las partículas no disueltas o cualquier sustancia sobre la luz, ya sea por fenómenos de dispersión o de absorción. De

manera visual esto se traduce en la transparencia de una muestra. En el caso de cuerpos de agua las partículas suspendidas, las especies químicas inorgánicas, el contenido de materia orgánica y la temperatura afectan la turbidez.

Generalmente la concentración de sólidos suspendidos está estrechamente relacionada con la turbidez, sin olvidar que sus principios de medición son diferentes. Para el campo estudio el comportamiento histórico de G&A y SST con respecto a la turbidez en los puntos finales de tratamiento se muestra a continuación en la **Figura 4-19**.

Para puntos intermedios de tratamiento, esta relación tiene variaciones ya que el comportamiento de los sólidos suspendidos posee un comportamiento potencial, **Figura 4-20**.

Figura 4-20: Relaciones: concentración SS & G&A a turbidez en puntos del sistema.



En términos de la data de referencia de los parámetros diarios de campo evaluados se tiene una dispersión fuerte debido a la eficiencia de las unidades por lo que se usó la moda del intervalo de confianza del 75% para datos medidos de NTU.

Las combinaciones tendrán en cuenta combinatorias con la variable de mayor impacto traducida en NTU, sólidos suspendidos y después la sensibilización en G&A, de acuerdo

con el desempeño evaluado en dos regiones para el arranque de las pruebas: hasta 30 NTU con una ecuación lineal 4.12 con y a partir de 30 NTU con el polinomio de la ecuación 4.13

$$G\&A = 0.2191 * (NTU) + 0.3225 \tag{4.12}$$

$$G\&A = 0.0443 * (NTU^2) + 0.3225 * (NTU) \tag{4.13}$$

Las combinaciones que permita el aumento de la concentración de grasas y aceites porque el sistema lo tolera se realizaran con el promedio de los valores de pruebas de inundación anteriores o un valor promedio mayor al inyectado. Bajo estas premisas la **Tabla 4-26** presenta las combinatorias experimentales

Tabla 4-26: Calidades tipo de agua referencia para prueba secuencial.

CALIDAD DE AGUA	Grasas & Aceites	ppm	Turbidez	NTU
Referencia	Y0	6	Z0	5
Promedio	Y1	3	Z1	10
Sensibilidad_1	Y2	4	Z2	15
Sensibilidad_2	Y4	10	Z1	20
Sensibilidad_3	Y5	54	Z6	50
Sensibilidad_4	Y6	30	Z4	40
Sensibilidad_5	Y3	30	Z4	20
Sensibilidad_6	Y3	20	Z3	20
Sensibilidad_7	Y4	40	Z4	35
Sensibilidad_8	Y7	40	Z4	45
Sensibilidad_9	Y7	45	Z5	45
Sensibilidad_10	Y7	80	Z7	70

Estas son la referencia para el esquema de evaluación en cascada y están supeditadas a la homogenización y estabilización en laboratorio. Dada la cantidad de *tapones* disponible no se puede estimar el error aleatorio.

4.5.1 Curva de permeabilidad base (referencia)

Las pruebas de inyectividad siguen el procedimiento establecido en la norma ASTM D4520-13 [24]. Para obtener aguas con la calidad requerida se parte de un agua base con alta concentración y turbidez (tomada a la salida del FWKO con 400 NTU y 350 ppm de G&A).

Tabla 4-27: Características *plug* permeabilidad referencia.

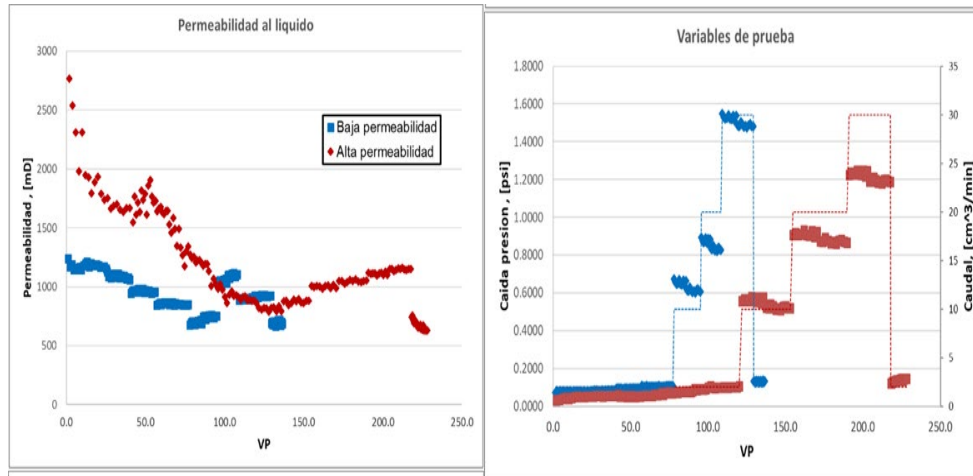
Pozo	Muestra No.	Valoración final	Rango permeabilidad	PROPIEDADES BASICAS 2020 (1600 psi)	
				Porosidad, [%]	Permeabilidad KK, [mD]
Pozo-5	31	Pasa	2000	23.5	1933.2
Pozo-5	23	Pasa	6000	33.9	5800.2

Como se ha mencionado, esta prueba busca definir a nivel de laboratorio lo que representa la pérdida de permeabilidad de los pozos sobre los que se realiza disposición de agua como una expresión a nivel de campo.

Para altas permeabilidades la estabilización a tasas bajas es más errática y toma más tiempo que para alcanzar un valor mínimo. Con una mayor disponibilidad de espacio poroso y caminos preferenciales más extensos los efectos de cambio, aunque porcentualmente son mayores toman más tiempo en verse reflejados a valores estabilizados bajos. Las permeabilidades bajas requieren menos volúmenes porosos para estabilizar en cada etapa.

Para este caso lo que puede constatarse es que con características opuestas a las rocas de alta permeabilidad los efectos de reducción se evidencian a periodos más cortos. La disminución de tasa de inyección, en ambos casos se tradujo en una reducción de la permeabilidad por la saturación del material inyectado. Aunque se estima que una parte del material sale del sistema otra se mantiene retenida en el medio tal como se comportaría un lecho filtrante. Los resultados de las permeabilidades se presentan a continuación **Figura 4-21.**

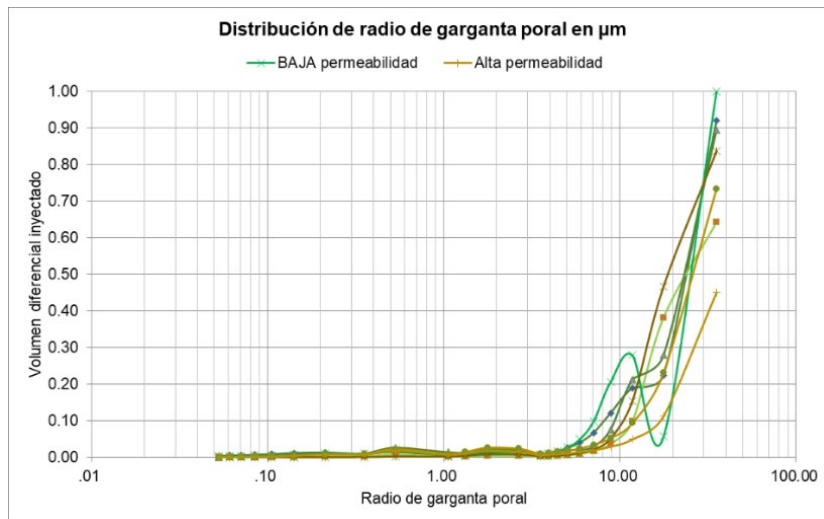
Figura 4-21: Curvas de permeabilidad al líquido & variables de prueba para las curvas base.



4.5.1 Pruebas de desplazamiento secuenciales

Se requieren filtros para la evaluación del diámetro que genera el impacto más grande en la permeabilidad al líquido. Un desplazamiento con filtrado inicial se realiza con una malla de 0.45 micras. Los resultados de esta primera fase se usan para estimar la afectación que pueda generar el contenido de grasas y aceites sobre el medio ya que la mayor fracción de sólidos queda retenida.

Figura 4-22: Distribución del tamaño de garganta poral.



Las siguientes dos etapas de tamaño de partícula se obtiene con el análisis del tamaño medio presente en rocas del campo en evaluación. El tamaño de poro es mayoritariamente como “macroporo” (80.8-90.3%) **Figura 4-22.**

Para las pruebas se tomarán en cuenta el diámetro equivalente a 1/3 del diámetro poral, sobre la probabilidad P10 y P90 **Tabla 4-28**. Los *tapones* seleccionados para las pruebas se muestran en la **Tabla 4-29**

Tabla 4-28: Distribución diámetro partícula.

	μm	<i>Filtro-Malla</i> (1/3 Diámetro poro)
P10	17.1	5.0
P50	26.6	8.0
P90	35.8	11.0

Tabla 4-29: Características *plug* permeabilidad secuencial.

Pozo	Muestra No.	Valoración final	Rango permeabilidad	PROPIEDADES BASICAS 2020 (1600 psi)	
				Porosidad, [%]	Permeabilidad KK, [mD]
Pozo-5	31	Pasa	2000	23.5	1933.2
Pozo-6	18	Pasa	2000	26.8	2251.2
Pozo-1	32	Pasa, <i>plug</i> respaldo	2000	30.7	2254.0
Pozo-3	15	Pasa	2000	26.3	2447.5
Pozo-5	23	Pasa	6000	33.9	5800.2
Pozo-5	16	Pasa	2000	27.1	2039.2
Pozo-5	38	Pasa	6000	27.1	6238.6

Se incluye el *tapón* del Pozo 1 # 32, usado en la prueba de definición de permeabilidad absoluta, como *tapón de* respaldo. La **Figura 4-23** y **Figura 4-24** consolidan los perfiles de permeabilidad de las 7 pruebas ejecutadas para el rango de baja permeabilidad

Los primeros volúmenes porosos presentan los cambios relativos más altos pues el sistema se encuentra distribuyendo y reteniendo rápidamente el material que ingresa al sistema. En las regiones de cambio de tasa de inyección el disturbio genera una caída inicial abrupta que luego se compensa hasta la estabilización.

Los volúmenes porosos promedio para las pruebas de baja permeabilidad están alrededor de los 130 VP. En el caso de *tapones* de alta permeabilidad el promedio subió a 200 VP. Se mantiene coherencia con lo visto en la sección de permeabilidad absoluta.

Figura 4-23: Curvas de permeabilidad en *tapones* de baja permeabilidad (incluye curva base).

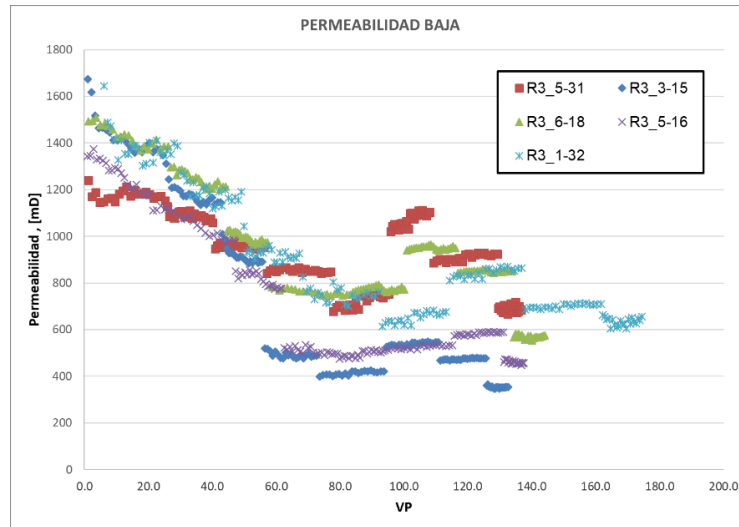
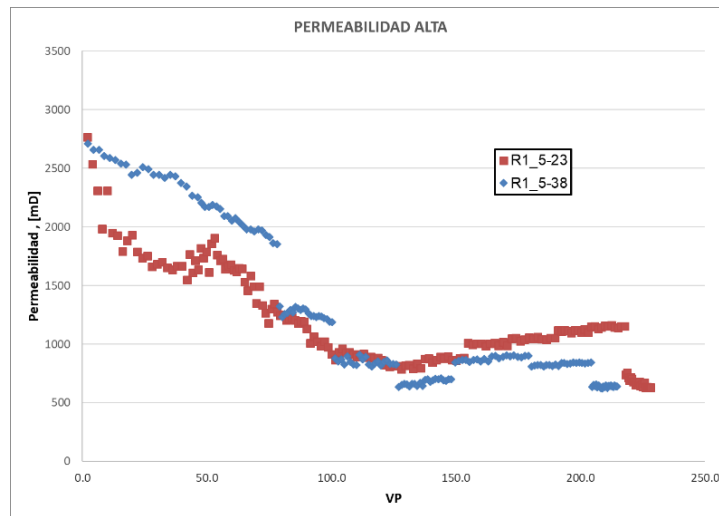


Figura 4-24: Permeabilidad sobre *tapon*es de baja permeabilidad (incluyendo curva base).



Para los pozos de baja y alta permeabilidad se evaluó el comportamiento y tendencia de los coeficientes de filtración sobre el fluido que ingresa al sistema pre-filtrado a 0.45 micras (**Figura 4-25** y **Figura 4-26**). Las calidades de agua desde el punto de vista de grasas y aceites sin carga de sólidos confirman el impacto de esta variable de estudio sobre el sistema. La muestra del Pozo 1 # 32, fue la más errática con respecto a la estabilización de la pendiente. Esta muestra ya había sido sometida a un desplazamiento previo y su integridad puede estar enmascarando los resultados de la tendencia esperada para el coeficiente de filtración.

Figura 4-25: Pendiente de impedancia en *tapones* de baja permeabilidad (incluye curva base).

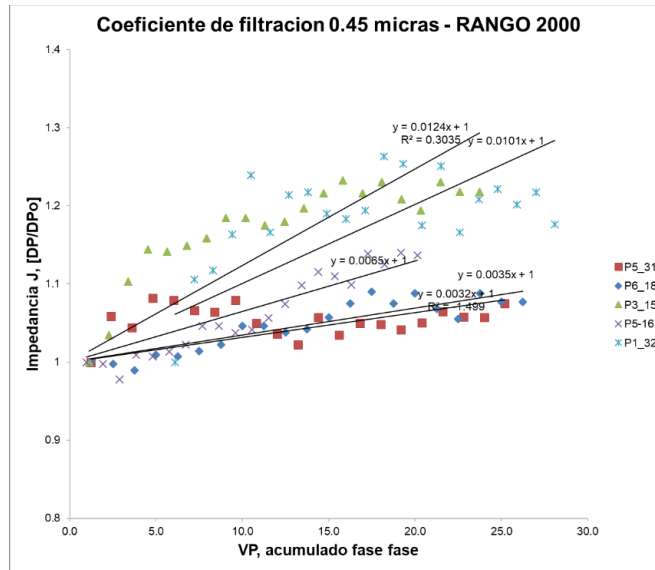
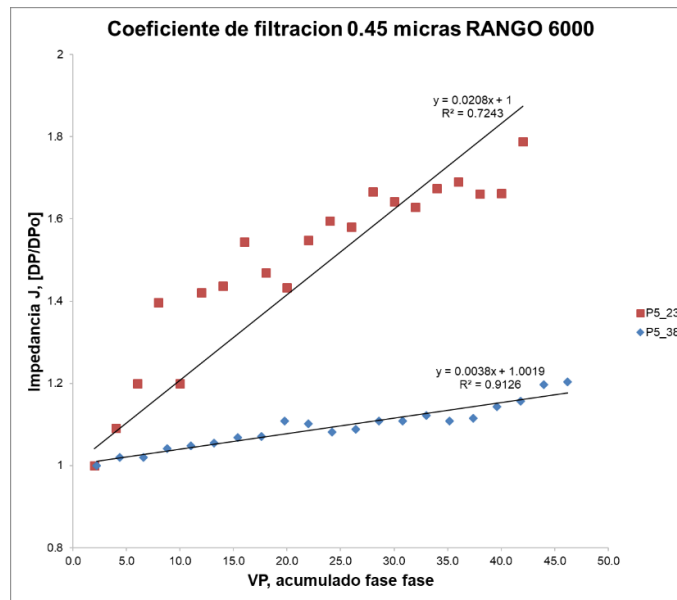


Figura 4-26: Pendiente de impedancia en *tapones* de alta permeabilidad (incluye curva base).



Aunque gran parte del material es retenido en el filtro de 0.45 micras, se genera un cambio en la productividad del *tapón* por la interacción con las partículas finas que contiene el medio. La forma en la que esta interacción sucede no es alcance del proyecto pues requiere una definición a escalas aun menores. El cambio de tendencia de las curvas de productividad demuestra que a diferentes concentraciones de calidad de agua se

presentan fenómenos de aglomeración sobre el área superficial disponible en los finos que viajan por el sistema, ya que la proporción de daño aumenta con el aumento de concentración de grasas y aceites (componente mayoritario después del pre-filtrado). El protocolo puede incorporar el control de la fisicoquímica del agua en esta fase de filtración a 0.45 micras para futuras aplicaciones, con el fin de hacer seguimiento a este comportamiento.

4.5.2 Criterio de daño

El daño se evalúa con la reducción porcentual de la permeabilidad y/o la permeabilidad mínima de flujo reflejada por los pozos inyectoros en condiciones de operación y calculadas por técnicas independientes a análisis experimentales, como lo es el análisis tipo Hall **Figura 4-27**. Usando la ecuación de *Joshi* en pozos horizontales y a partir de dos puntos de pendiente para aplicar la relación de Hall se calcula K a partir de datos de campo **Figura 4-28**.

Figura 4-27: Respuesta tipo comportamiento Hall.

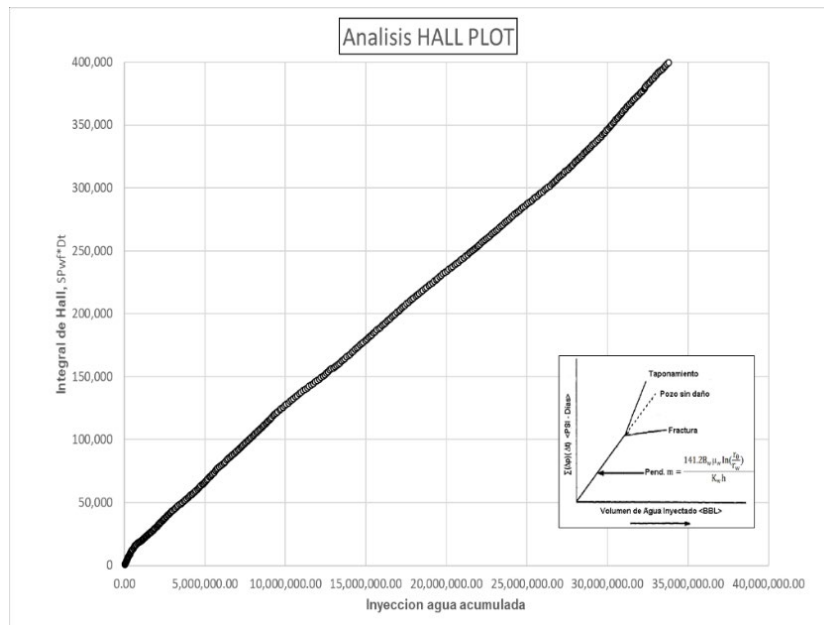


Figura 4-28: Esquema metodológico análisis permeabilidad efectiva en pozos inyectoros.

ECUACIONES FLUJO ESTABLE		MUESTRA CALCULO			
$q = \frac{k_H h \Delta p}{141.2 B \mu \left(\ln \left[\frac{(a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2})}{L/2} \right] + \left(\frac{L}{2r_w} \right) \left[\ln \left[\frac{L_{mk}}{r_w (L_{mk} + 1)} \right] + s'_{eq} \right] \right)}$ $a = \frac{L}{2} \left\{ 0.5 + \left[0.25 + \left(\frac{r_{eH}}{L/2} \right)^4 \right]^{0.5} \right\} \quad \text{for } \frac{L}{2} < 0.9 r_{eH}$ $I_{ani} = \sqrt{\frac{k_H}{k_V}}$					
<p>RELACION DE HALL</p> $s_2 = s_1 - \frac{k_w h}{141.2 B_w \mu_w} (m_{H1} - m_{H2})$					
Pendiente recta grafica Hall	MH	adm	0.00373	0.00620	0.00970
Viscosidad agua	μ_w	cP	0.5	0.5	0.5
Factor volumetrico agua	Bw	bb/STB	1.01	1.01	1.01
Radio pozo	r _w	ft	0.35417	0.35417	0.35417
Permeabilidad KK-Registro	K log	mD	2526		
Longitud total pozo	L	ft	1709		
Longitud efectiva pozo	L _e	ft	1708	1708	1139
Longitud media invasion elipsoide	a		10018	10018	10008
Indice anisotropia permeabilidad	I _{ani}		1.12	1.12	1.12
Permeabilidad agua PROMEDIO	K _{eff w}	mD	1776	1084	815
Eje maximo del cono de daño	2H _{max}			1.5	1.5
DAÑO	Relacion Hall S		0	2.14	5.18

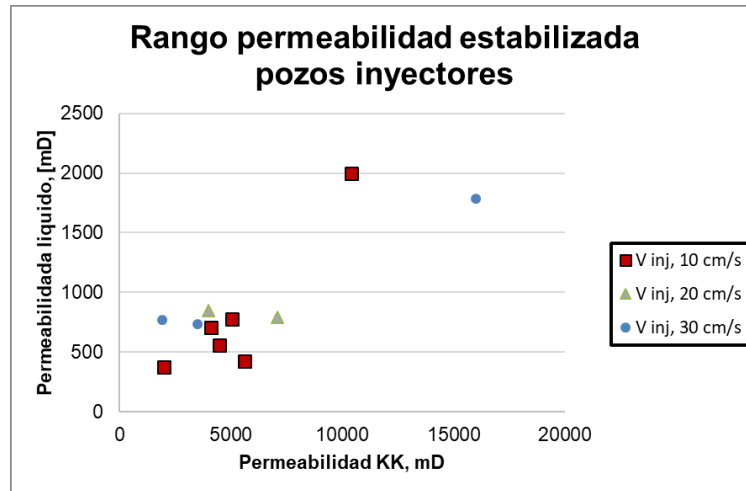
El consolidado de este tipo de cálculos sobre pozos inyectoros del campo y análogos da como resultados la siguiente tabla consolidada **Tabla 4-30**.

Tabla 4-30: Permeabilidades pozos inyectoros campo estudio y análogos.

Pozo	Velocidad inyección, [cm/s]	K estabilizada, mD.
PozoINY-6	12.44	780
PozoINY-7	9.57	422
PozoINY-1	9.8	376
PozoINY-21	13.63	556
PozoINY-15	2.87	564
PozoINY-20	33.5	772
PozoINY-16	28.7	1789
PozoINY-20	37.7	735
PozoINY-18	19.5	1449
PozoINY-9	8.2	2200
PozoINY-19	13.74	705
PozoINY-17	18.1	789

El comportamiento de permeabilidad al liquido presenta un rango de estabilización entre los 500-780 mD por debajo de los 7000 mD de permeabilidad Klinkenberg **Figura 4-29**.

Figura 4-29: Valores de estabilización de permeabilidad pozos inyectoros por rango de velocidad.



A continuación, se presenta una serie de tablas que presentan los valores promedio de permeabilidad promedio final asociadas a las calidades de agua evaluadas para cada una de las etapas de desplazamiento, **Tabla 4-31** y **Tabla 4-32**.

Tabla 4-31: Permeabilidad líquido promedio, sensibilidad BAJA PERMEABILIDAD protocolo en cascada.

Comportamiento K líquido, [mD]	ppm	6.3	4.31	51.6	32	31.5
	NTU	5.6	15.9	49.3	43	22.4
	REFERENCIA	<i>Curva base</i>	Prueba_#1	Prueba_#2	Prueba_#3	Prueba_#4
	Rango KK	2000	2000	2000	2000	2000
FILTRO	cm ³ /min	P5-31	P6_18	P3_15	P5_16	P1_32
0.45 micras	2	1177	1428	1432	1268	1390
5 micras	2	1089	1245	1186	1055	1196
8 micras	2	961	993	915	816	928
Sin filtros	2	854	762	492	509	751
Sin filtros	10	722	775	414	496	651
Sin filtros	20	1072	950	538	526	844
Sin filtros	30	910	850	474	583	701
Sin filtros	2	690	569	353	460	635

Tabla 4-32: Permeabilidad líquido promedio sensibilidad ALTA PERMEABILIDAD protocolo en cascada.

Comportamiento K liquido, [mD]	ppm	5.8	53
	NTU	5.3	54.3
	REFERENCIA	Curva Base	Prueba_#1
	Rango KK	6000	6000
FILTRO	cm³/min	P5-23	P5_38
0.45 micras	2	1899	2486
5 micras	2	1700	2041
8 micras	2	1292	1258
Sin filtros	2	936	849
Sin filtros	10	844	676
Sin filtros	20	1025	879
Sin filtros	30	1131	829
Sin filtros	2	671	640

La reducción de la permeabilidad por el desplazamiento de fluidos con filtro de 0.45 micras simula la permeabilidad absoluta del medio. Entre el agua de peor calidad evaluada (49.3 NTU & 51.6 ppm) y la permeabilidad base sin filtro para los tapones de baja permeabilidad la reducción promedio es del 42% mientras que para los de alta permeabilidad es del 60%.

El aumento del tamaño de partícula, que se identifica con el cambio de malla de los filtros, generó en todos los casos caída de la permeabilidad líquido, respondiendo directamente al efecto de taponamiento que las partículas generan al ser retenidas por el medio.

Se esperaría que, con el aumento de la velocidad y con ello de la presión, se crearan nuevos caminos preferenciales de flujo. En el primer cambio de tasas de inyección de 2 cm³/min a 10 cm³/min no se generó el rompimiento de la dinámica de flujo con respecto al material depositado. Solo hasta el segundo cambio de tasa se evidencia este fenómeno de liberación de material del sistema, lo que efectivamente ya genera un cambio en el balance de materia del *tapón*. Esto presupone un mecanismo de presión límite que permite la liberación de material del medio. En algunos casos el incremento de tasas presento una respuesta opuesta, siendo atribuible al aumento de una caída de presión por el régimen de flujo o por un taponamiento rápido del medio a la migración adicional de finos.

La reducción porcentual absoluta sin filtros de la permeabilidad al líquido con respecto a la permeabilidad Klinkenberg se describe como: para el rango de permeabilidad en *tapones* de 2000 mD es de 68.7%, mientras que para los *tapones* de 6000 mD el valor es de 85.15%. Ver **Tabla 4-33**, **Tabla 4-34**. Aunque la afectación porcentual es mayor en tapones de alta permeabilidad, la permeabilidad efectiva en miliDarcy de los *tapones* de alta permeabilidad es mayor en un 8.7% promedio respecto a la permeabilidad de rango bajo. Independientemente al hecho que los volúmenes porosos requeridos de una muestra de alta permeabilidad sean mayores que los volúmenes poroso de una muestra de baja

permeabilidad para alcanzar la misma permeabilidad efectiva al líquido, se considera que juega un rol muy importante la forma en la que el material particulado entra y se deposita en el sistema, pues bajo las mismas condiciones de contenido de material particulado (o calidad de agua) este se puede depositar en una región más lejana de la cara de entrada del tapón que con respecto a una de baja permeabilidad, en donde debería ocurrir más cerca a esta. La movilidad del fluido al concentrarse en regiones menos saturadas le da la oportunidad de dirigirse más rápido hacia la cara de la salida del tapón.

Tabla 4-33: Reducción % total. Permeabilidad líquido por “step” sensibilidad BAJA PERMEABILIDAD.

Reduccion absoluta @ KK, [mD]	Ppm	6.3	4.31	51.6	32	31.5
	NTU	5.6	15.9	49.3	43	22.4
	Permeabilidad KK	1933	2251	2447	2039	2254
	Porosidad	23.5%	26.8%	26.3%	27.1%	30.7%
FILTRO	cm ³ /min	P5-31	P6_18	P3_15	P5_16	P1_32
0.45 micras	2	-39.1%	-36.6%	-41.5%	-37.8%	-38.3%
5 micras	2	-43.7%	-44.7%	-51.5%	-48.3%	-46.9%
8 micras	2	-50.3%	-55.9%	-62.6%	-60.0%	-58.8%
Sin filtros	2	-55.8%	-66.1%	-79.9%	-75.1%	-66.7%
Sin filtros	10	-62.6%	-65.6%	-83.1%	-75.7%	-71.1%
Sin filtros	20	-44.6%	-57.8%	-78.0%	-74.2%	-62.6%
Sin filtros	30	-52.9%	-62.2%	-80.6%	-71.4%	-68.9%
Sin filtros	2	-64.3%	-74.7%	-85.6%	-77.4%	-71.8%

Tabla 4-34: Reducción % total. Permeabilidad líquido por “step” sensibilidad ALTA PERMEABILIDAD.

Reducción absoluta @ KK, [mD]	ppm	5.8	53
	NTU	5.3	54.3
	Permeabilidad KK	5800	6238
	Porosidad	0	0
FILTRO	cm ³ /min	P5-23	P5_38
0.45 micras	2	-67.3%	-60.1%
5 micras	2	-70.7%	-67.3%
8 micras	2	-77.7%	-79.8%
Sin filtros	2	-83.9%	-86.4%
Sin filtros	10	-85.4%	-89.2%
Sin filtros	20	-82.3%	-85.9%
Sin filtros	30	-80.5%	-86.7%
Sin filtros	2	-88.4%	-89.7%

Para el análisis del impacto del tamaño de partícula en el medio poroso es necesario descontar el promedio de afectación de permeabilidad por el flujo de fluidos como se

determinó en la prueba de sensibilidad (55% promedio). Descontando este factor se determina el impacto porcentual de la concentración de sólidos, grasas y aceites en el medio **Tabla 4-35** y **Tabla 4-36**.

Tabla 4-35: Impacto de la permeabilidad líquido por “step” sensibilidad BAJA PERMEABILIDAD por tamaño de partícula.

Reducción absoluta @ K BASE, [mD]	ppm	6.3	4.31	51.6	32	31.5
	NTU	5.6	15.9	49.3	43	22.4
	Permeabilidad KK	1933	2251	2447	2039	2254
	Porosidad	23.5%	26.8%	26.3%	27.1%	30.7%
FILTRO	cm ³ /min	P5-31	P6_18	P3_15	P5_16	P1_32
0.45 micras	2					
5 micras	2	-4.6%	-8.1%	-10.1%	-10.4%	-8.6%
8 micras	2	-6.6%	-11.2%	-11.1%	-11.7%	-11.9%

Tabla 4-36: Impacto de la permeabilidad líquido, sensibilidad ALTA PERMEABILIDAD por tamaño de partícula.

Reduccion absoluta @ KK, [mD]	ppm	5.8	53
	NTU	5.3	54.3
	Permeabilidad KK	5800	6238
	Porosidad	34%	27%
FILTRO	cm ³ /min	P5-23	P5_38
0.45 micras	2		
5 micras	2	-3.4%	-7.1%
8 micras	2	-7.1%	-12.5%

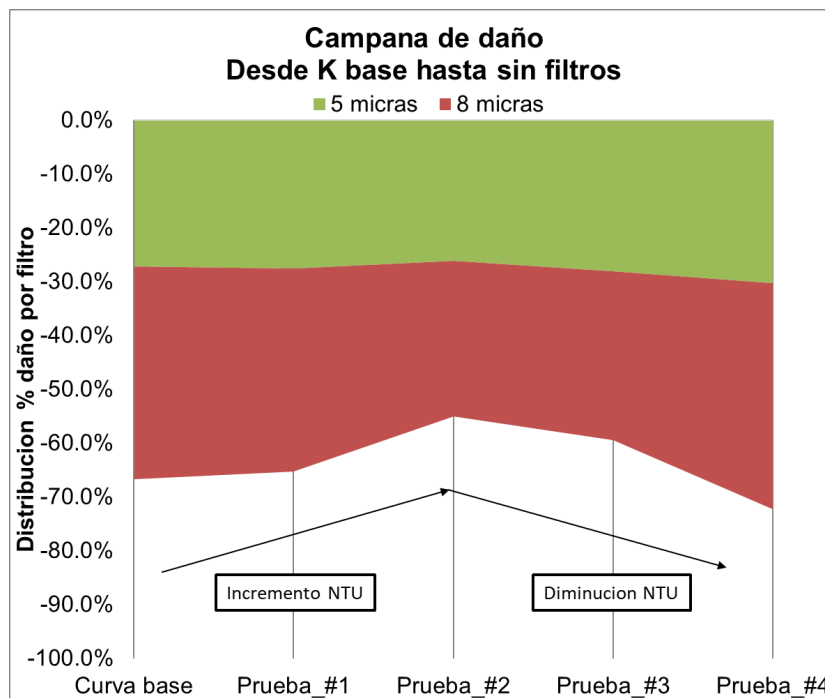
En términos porcentuales, la reducción de la permeabilidad antes del desplazamiento sin filtros con una tasa de desplazamiento de 2 cm³/min, ratifica que sólidos de mayor diámetro afectan en mayor orden el medio poroso. Existe, a diferentes calidades de agua, poca variación en los valores de reducción por cada tamaño de filtro y las diferencias en la reducción de permeabilidad para los casos en los que aumenta viene asociada a que con el aumento de partículas sólidas en la interfase de grasas y aceites aumenta la estabilidad de la emulsión presente en el agua y con ello la resistencia mecánica y el diámetro de partícula aparente. Esto se ve aún más intensificado en los desplazamientos sin filtros y a medida que los valores de NTU aumentan. **Figura 4-30**.

Las partículas de 5 micras desplazadas en permeabilidades del orden de 2000 mD, contribuyen en promedio al 28% de la reducción total de la permeabilidad cuando se realiza

el desplazamiento sin filtros, mientras que las partículas de 8 micras contribuyen en promedio con el 36% de reducción adicional.

Las partículas de 5 micras desplazadas en permeabilidades del orden de 6000 mD, contribuyen el promedio en el el 20% de la reducción total de la permeabilidad cuando se realiza el desplazamiento sin filtros, mientras que las partículas de 8 micras contribuyen en promedio con el 45% de reducción adicional.

Figura 4-30: Campana distribución daño por tamaño de partícula.



Finalmente, a condiciones de flujo sin filtro y descontando el factor de reducción de permeabilidad por el flujo, la **Figura 4-32** presenta el balance general de daño que se ocasiona por el desplazamiento de cada una de las calidades de agua experimentadas. El valor máximo de daño para la peor calidad de agua es del 24% (prueba #2). Adicionalmente a la carga de material sólido, cuando en el sistema se inyecta una fase líquida que puede generar la presencia de dos fases, la permeabilidad absoluta puede dar un giro a caracterización de mismo por permeabilidades relativas generando cambios a la permeabilidad efectiva al agua.

A continuación, se presenta los datos de permeabilidad obtenidos a escala de *tapón* por cada uno de los desplazamientos ejecutados y por cada una de las etapas internas, con el

fin de capturar la representatividad y el ajuste de las permeabilidades experimentales a los datos de campo **Figura 4-31**.

Figura 4-31: Comparativo velocidades de flujo plug-campo.

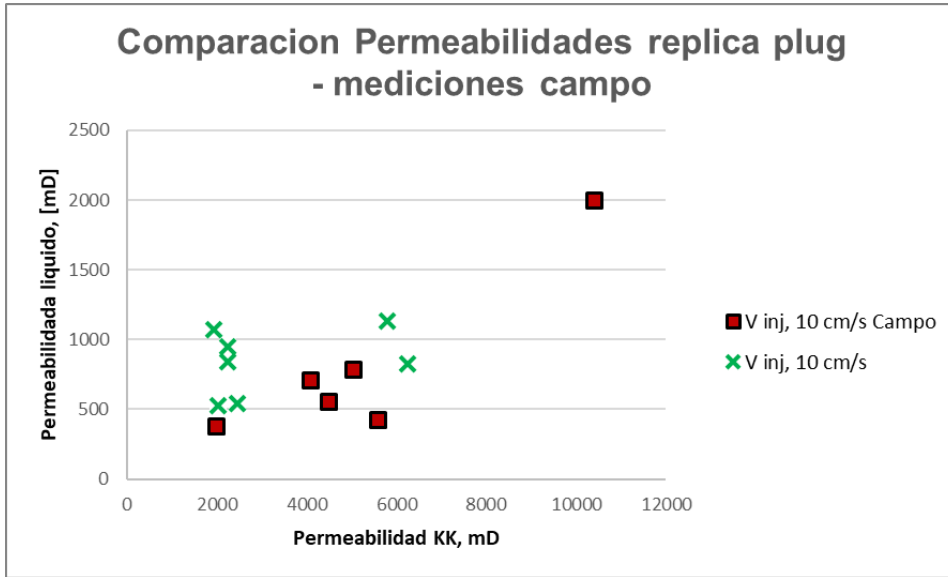
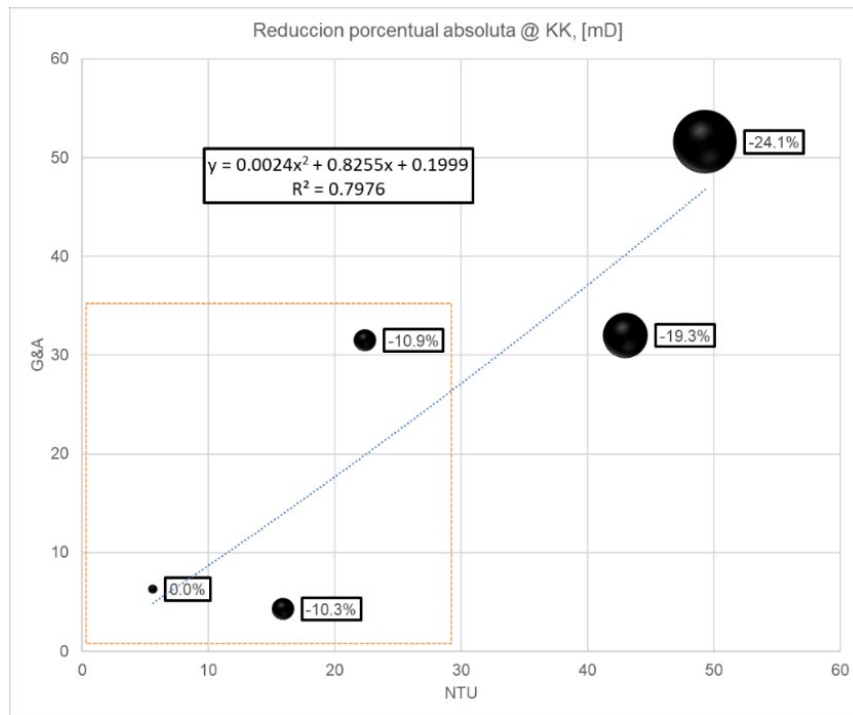


Figura 4-32: Tendencia % reducción global permeabilidad por calidad de agua.



5. Conclusiones y recomendaciones

5.1 Conclusiones

El trabajo desarrollado presenta una metodología experimental adecuada para la determinación de los rangos óptimos de calidad de agua con el objetivo de disposición en términos de grasas & aceites y turbidez, con el fin de asegurar la inyectividad de pozos inyectores a largo plazo.

A partir de las pruebas de laboratorio, se logró definir un rango de parámetros de calidad de agua entre [4-31] ppm de G&A y de [16-22] NTU de turbidez (SST) que permite mantener las permeabilidades bajo las mismas condiciones de inyectividad de los pozos del campo. La variable de estudio que tiene mayor impacto es el contenido de sólidos suspendidos con diámetro de partícula de 8 micras, cuyo aporte a la caída de la permeabilidad es del 67%. Este valor compara apropiadamente con los criterios de taponamiento de garganta poral usado en perforación para el diseño de lodos de perforación [3]. Aunque la variabilidad del rango establecido frente al contenido de grasas y aceites sea mayor, el parámetro de turbidez incluye implícitamente la afectación que este pueda generar.

Bajo los parámetros de inyección actuales, [0.8] ppm de G&A y [1] NTU, existe una oportunidad económica importante para modificar las facilidades de operación y para planear la modificación o el diseño futuro de ampliaciones bajo el rango establecido anteriormente y validado en una segunda fase de evaluación piloto.

Velocidades altas de inyección (especialmente $20\text{cm}^3/\text{min}$), mostraron en los experimentos una tendencia a recuperar la permeabilidad del medio, entre 1.5-5% sobre la permeabilidad sin filtro. Las velocidades más altas se desarrollan en la zona más cercana del pozo y por lo tanto estas permiten que la concentración del material se realice no inmediatamente en la cara de pozo sino en zona alejadas del mismo, actuando como un mecanismo de

eliminación del daño generado por la cantidad de materia inyectado. Esto se ve evidenciado en el comportamiento de la gráfica de Hall.

Aunque la Resolución No. 631 – 2015, no especifica directamente los parámetros de inyección para el uso del agua en la disposición de campos petroleros, una comparación directa de las propiedades fisicoquímicas máximas que establece en términos de sólidos suspendidos y grasas y aceites mantienen el rango definido por debajo de las especificaciones del Ministerio de ambiente.

El agua equivalente a formación en mezclas con el patrón de agua de superficie en la peor calidad de agua (representado por una muestra de las celdas de flotación) no presenta incompatibilidades bajo el esquema de prueba de la norma API RP-42. Por simulación, existe una moderada tendencia a la precipitación de siderita por simulación, aunque en las diferentes mezclas el IS no tiene una variación mayor al 5%, considerándose estable.

Porcentualmente las permeabilidades del orden de 6000 mD, son 28% más sensibles a la reducción de la permeabilidad, con respecto a las permeabilidades de 2000 mD. En valor absoluto el impacto es diferente, ya que las permeabilidades bajas estabilizaron en valores de 673 mD promedio versus 892 mD para las permeabilidades altas, 32.5%. El completamiento de intervalos inyectores debe mantener la premisa de buscar las zonas con mejores propiedades.

La tendencia de la pendiente del coeficiente de filtración aumento cuando el contenido de material o cualquier especie química (como las grasas y aceites) tenía una concentración mayor en el medio poroso a una tasa de inyección estable. Cuando las tasas de inyección incrementan los coeficientes de filtración disminuyeron en todos los casos, expresando indirectamente una generación de caminos preferenciales por parte del medio.

Se confirma experimentalmente que la relación $1/3$ del diámetro de garganta poral aplica como parámetro límite de generación de daño. El diámetro de garganta promedio es de 26.6 micras y con respecto a los resultados el diámetro de partícula que genera la mayor caída de la permeabilidad es de 8 micras.

A partir de la prueba de sensibilidad se determinó que existe un gran porcentaje en la caída de la permeabilidad por el desplazamiento de fluido de formación. Este valor representa un 55% con respecto a la permeabilidad efectiva total.

5.2 Recomendaciones

Frente a la disminución de la permeabilidad, por los efectos estudiados, se puede evaluar el uso de estabilizadores de partículas tomando en cuenta que la mayor proporción de material registrado en XRD tipo arcilla es caolinita.

Desde el punto de vista de facilidades, y a partir de los parámetros definidos en las conclusiones, se puede someter a revisión técnica el rediseño, supresión o modificación de los equipos de separación / filtración u otros.

Con la limitación de *taponés*, se recomienda para validar errores sistemáticos la disponibilidad de mayor cantidad para la réplica de pruebas. Puede evaluarse la posibilidad de realizar pruebas sin el reemplazamiento de *taponés*, con el fin de definir impactos por la variación de calidad de agua en el medio poroso.

Realizar una actualización del modelo hidrogeológico del campo, sometiendo los parámetros determinados en este proyecto.

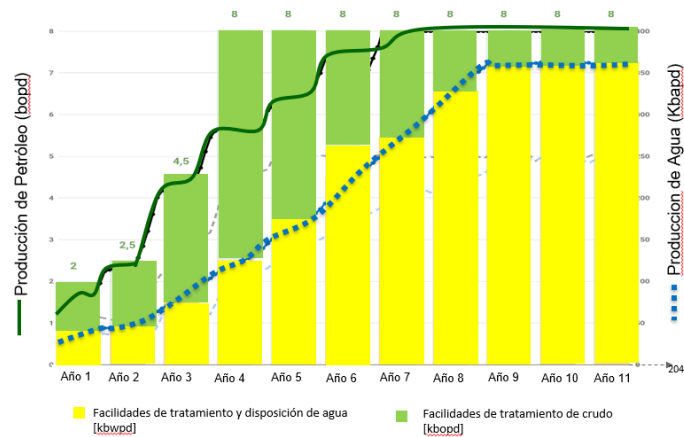
Para asegurar un mejor contacto areal con la formación se recomienda un estudio que permita establecer diferentes alternativas como: dispositivos de mayor área efectiva de flujo, pozos horizontales de mayor longitud, diámetros de pozo más altos, que combinados con un análisis económico factibilicen la modificación de estos cambios

ANEXO A. Información general área de estudio

Estrategia de desarrollo

Las características de producción de los pozos evidencian la necesidad de producir grandes volúmenes de agua durante la producción en frío y en el plan de desarrollo se contempla la disposición del agua en la formación carbonera C7 como la alternativa de disposición. Bajo el esquema actual de precios es necesario optimizar varios aspectos del desarrollo como la calidad de agua a inyectar porque esta representa un costo importante en el desarrollo del campo. El proyecto de disposición de agua planteado consiste en la perforación de pozos verticales, horizontales y desviados para producir el petróleo de la formación carbonera y una serie de pozos inyectoros para la disposición de agua en la formación C7. La siguiente figura muestra el plan de desarrollo del campo para los próximos 10 años. Para el desarrollo del campo se estima la perforación de 184 pozos distribuidos en *plataformas* de 6 pozos por cada uno, facilidades de tratamiento de crudo entre 6000 - 8000 barriles de petróleo y disposición de hasta 350Kbwpd

Figura A-1: Plan de desarrollo propuesto



Geología

La cuenca de los llanos orientales se extiende hacia el norte en Venezuela [20] en la siguiente figura conocida como la Cuenca de Barinas. Desde el Triásico hasta el Mioceno Medio, los Llanos Orientales formaron parte de una cuenca sedimentaria aún mayor, que incluía las actuales áreas correspondientes al Valle del Magdalena y Cordillera Oriental. A partir del Mioceno, los Llanos Orientales se separaron formando una cuenca independiente tipo “*foreland*”, después de la formación de la Cordillera Oriental (Cooper et al., 1.995; Casero et al., 1.997). La cuenca suprayace a una corteza continental Pre-Cámbrica, la cual es una extensión noroeste del Escudo de Guyana, conformado principalmente por una espesa sucesión siliciclástica, que varía desde el Cámbrico-Ordovícico hasta el Reciente.

El yacimiento está localizado en la parte oriental de la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia donde las acumulaciones son de hidrocarburos pesados entre 10° y 20° API y extrapesados con gravedades API entre 5° y 10°. El entrapamiento está asociado a cambios estratigráficos, generalmente acuñamientos y desarrollos de sistemas fluviales y deltaicos que tienen gradientes geotérmicos altos lo que favorece que la temperatura en los yacimientos reduzca la viscosidad [20] como se observa en la siguiente figura.

Figura A-2:Ubicación de la cuenca de los llanos orientales

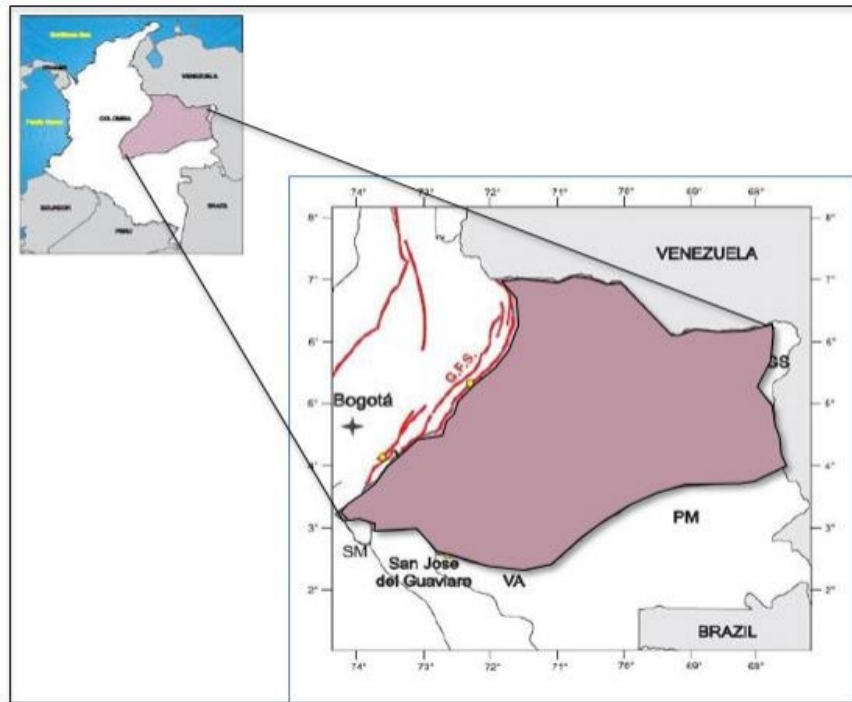
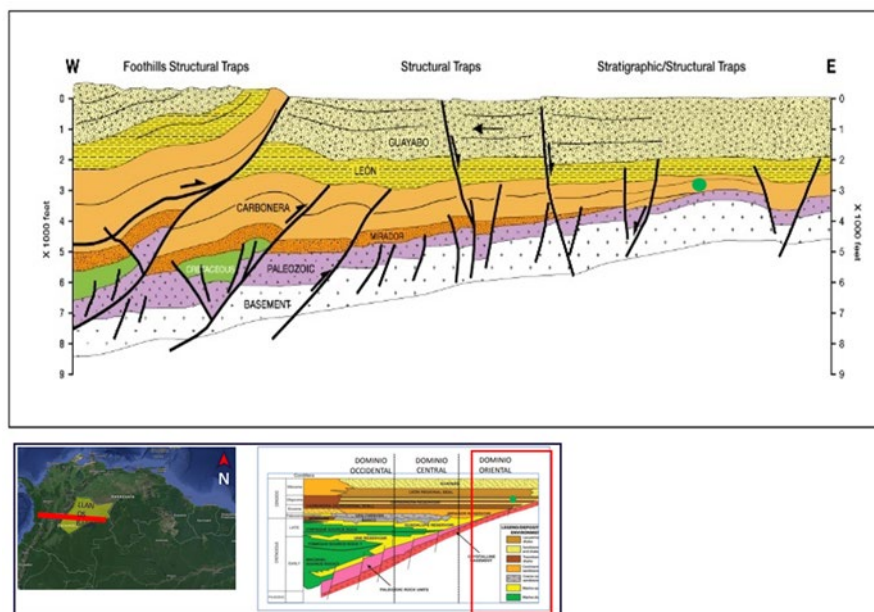


Figura A-3. Sección estructural de la cuenca de los llanos orientales. Modificado de [20]



Las trampas estratigráficas en el área oriental presentan volúmenes de hidrocarburos que exceden los 1.000 MBP, debido a la combinación de varios factores como una extensa área, excelente permeabilidad ($K = 1.0$ Darcy (D)), mecanismo de producción activo, y un gradiente geotérmico alto de $45 \text{ Wm}/\text{m}^2$ que disminuye la viscosidad del crudo. De manera general dos tendencias de crudos pesados se desarrollan en el área como lo muestra la siguiente figura.

Figura A-4: POES IRR 2017. ANH, tomado de [20]

TREN RUBIALES – CAÑO SUR		TREN CASTILLA / CHICHIMENE / AKACIAS	
CAMPO	POES (MBP)	CAMPO	POES (MBP)
Rubiales	4.865	Castilla	3.206
Quifa SW	1.484	Castilla Norte	2.723
Cajua	380	Akacias	2.472
Jaspe	197	Chichimene	3.664
Caño Sur Este	558		
Rio Ariari	1.805		

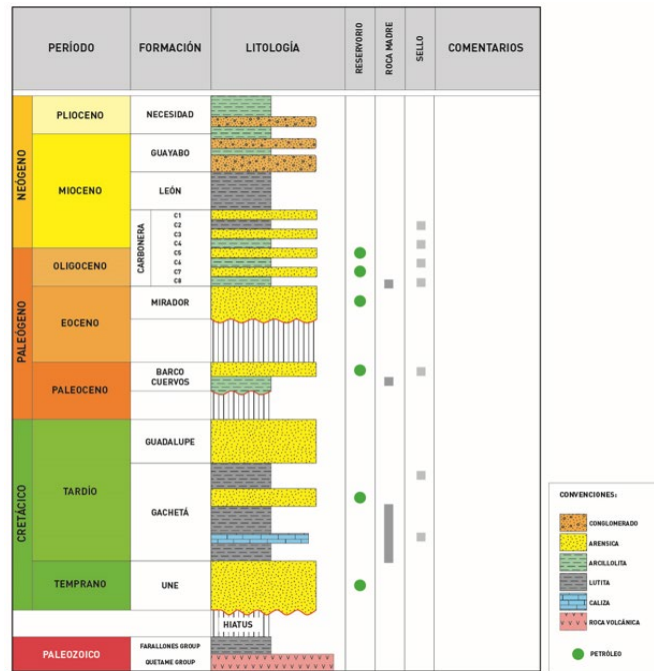
La columna estratigráfica está representada por rocas que van del Paleozoico hasta el Reciente, la zona productora y de disposición está representada por los miembros de la formación C-7. El ambiente de sedimentación ha sido interpretado como un ambiente fluvial el cual es favorable para la presencia de hidrocarburos. En el área de estudio, la secuencia estratigráfica está constituida por rocas que van desde el Precámbrico pasando

por el Paleozoico Inferior, Terciario (Formaciones Carbonera, León, Guayabo y Necesidad) separadas por discordancias regionales. Ver columna estratigráfica posterior.

La formación Carbonera contiene el reservorio productor en el área. Está compuesta por cuarzo-arenitas, arenitas subarcóscas, gris claras, de grano fino a grueso, regularmente seleccionadas, disgregables, con porosidades que varían entre 29 y 33% y permeabilidades del orden de 5 a 10 *Darcys*. Dichas areniscas están constituidas principalmente por cuarzo monocristalino y en menor proporción cuarzo policristalino y feldespato potásico.

El espesor varía entre 180 y 200 pies, el contacto inferior con el Paleozoico es discordante y gradual hacia el techo con la unidad de arenas intermedias de la Formación Carbonera. El miembro C7 por debajo del contacto agua petróleo se considera con capacidad de recepción de agua como lo hacen campos del área y el miembro C1 y que corresponde al tope de la Formación Carbonera también es considerada como objetivo de inyección.

Figura A-5: Columna estratigráfica de la Cuenca de los Llanos orientales [20].



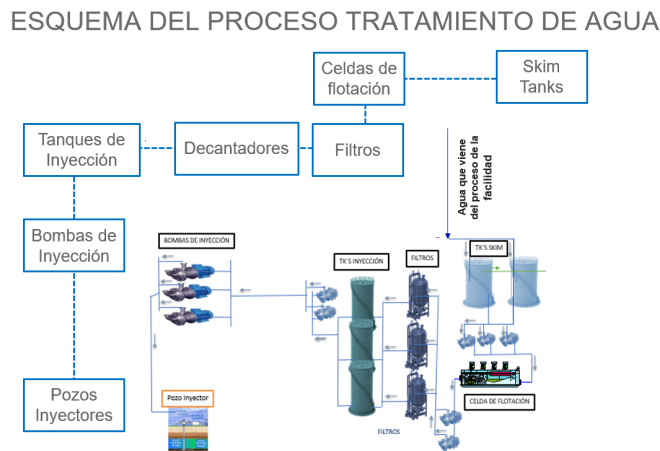
El miembro C1 está constituido por areniscas gris claras, blancas, de grano fino a grueso, sub-angular sub-redondeado regularmente seleccionadas, friables, con delgadas intercalaciones de lutitas gris verdosas claro, astilloso y su espesor está en el orden de los 70 y 80 pies. Los contactos, tanto inferior como superior con el C-2 y con la Formación

León, son gradacionales. Palinológicamente se determinó que estos sedimentos se depositaron durante el Mioceno Temprano en un ambiente costanero bajo. [20]

Facilidades de tratamiento

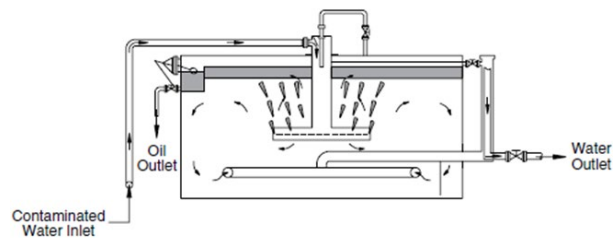
Los fluidos de producción se tratan en las facilidades. El petróleo se deshidrata para dejarlo en condiciones de venta y el agua se prepara para su disposición. En el siguiente esquema se observa el diagrama del proceso de tratamiento del agua para inyección.

Figura A-6:Esquema general del tratamiento de agua del campo.



El agua de producción tiene un tratamiento primario químico (floculación y coagulación) y físico (flotación sedimentación y filtración) previo a la disposición. En el proceso, el agua es enviado al tanque de desnatado (*Skim Tank* que funciona como un separador de microburbujas) en donde se remueven partículas sólidas y aceites presentes según la siguiente figura.

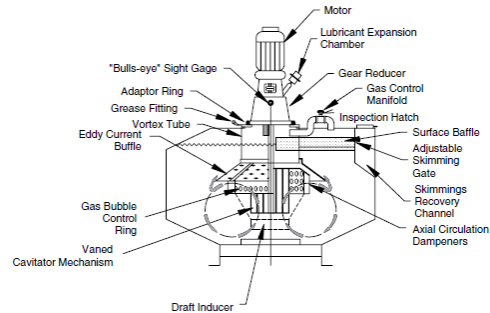
Figura A-7:Diagrama general *Tanque de desnatado*. Tomado de [21].



Luego, por medio unidades de bombeo, el agua se envía a las celdas de flotación (estructura que contiene agua, celdas, filtros y decantadores). Allí se inyectan químicos y se promueve la flotación creando una red de microburbujas haciendo que los aceites y

sólidos presentes se mantengan sobre la superficie del agua en donde se recuperan para enviar nuevamente al proceso de tratamiento de crudo. Pequeñas burbujas de gas (ejemplo esquemático de unidad de micro burbujeo en la figura siguiente) son generadas y dispersadas en el agua y haciendo contacto con las gotas de aceite y partículas sólidas incrementan la diferencia de densidades ayudando a las gotas de aceite a ascender rápidamente a superficie para su recolección posterior.

Figura A-8: Corte transversal celda de flotación. Tomado de [21].



El agua se envía desde la celda de flotación hasta los filtros donde se retienen los sólidos y aceites aún presentes. Los filtros tienen un lecho filtrante por el cual, se obliga a que el agua pase a través de él para que la remoción sea más efectiva, posteriormente el agua es enviada a los decantadores. Los filtros se utilizan para eliminar los sólidos en suspensión y los hidrocarburos insolubles del agua de producción, fabricados para el tratamiento de altos volúmenes de agua producida con sólidos en suspensión e hidrocarburos.

Figura A-9: Filtro de cascara de Nuez. Fuente Petrominerales.



La siguiente etapa del proceso es la decantación en los decantadores. Por acción química, los sólidos pesados, los aceites y sólidos livianos se floculan promoviendo la clarificación del agua que estará lista para su disposición final y en condiciones ideales se alcanza un 99% de remoción en el proceso del campo. Las bombas de inyección toman el agua desde los tanques de inyección y es bombeada hacia el pozo inyector para pasar directamente a

la formación. Finalmente, los parámetros de inyección actuales son [0.8] ppm de G&A y [1] NTU.

ANEXO B. Parámetros generales de pruebas

El protocolo de laboratorio diseñado para estas pruebas en términos generales tiene como referencia las siguientes condiciones:

- Presión de confinamiento: Debe considerarse el rango permitido de la relación $v/(1-v)$ según el tipo de roca a analizar (v = Relación de *Poisson*). De esta manera el valor a usar corresponderá al Net Mean Stress cuya relación matemática contempla los esfuerzos verticales y horizontales de acuerdo con el régimen de esfuerzos asociado. No debe usarse una contrapresión (*BackPressure*) menor a 500 psi.
- Limpieza/Secado de muestras: Las muestras de roca tipo *tapones* se prefieren sin ningún tipo de saturación residual de petróleo.
- Propiedades básicas. Las muestras tendrán con mediciones de propiedades básicas (porosidad y permeabilidad) antes y después de ser sometidos a pruebas de desplazamiento. Estas mediciones son realizadas a condición ambiente y de confinamiento.
- Manipulación de muestras: Se requieren los protocolos de seguridad y custodia para el transporte muestras de roca y fluidos durante todas las fases de la prueba.
- Temperatura de pruebas. Ninguna prueba se realizará a una temperatura diferente a la de yacimiento.
- Caudales bomba de desplazamiento: Se requiere operación hasta 25 cc/min.

- Parámetros de escalamiento: El escalamiento de las velocidades de las pruebas serán traducidas a caudales de inyección.
- Técnicas de saturación de tapones: Posterior al secado de las muestras de roca, se procederá a saturar el medio poroso con agua simulada de la formación.
- Volúmenes porosos acumulados: A partir del primer bombeo se registrarán los volúmenes porosos desplazados. Ningún tapón deberá acumular más de 200 VP entre las pruebas de pre-selección y las pruebas de desplazamiento finales.

Caracterización agua de formación

Las salmueras sintéticas deben conservar el mismo patrón hidrogeoquímico (*Stiff o Piper*) de las aguas de formación (e.g. muestreo en fondo de pozo). El análisis fisicoquímico completo (FQ) incluye: Sólidos suspendidos totales, Sólidos disueltos, pH, Temperatura, Conductividad, Densidad, BSR, Acidez, Sodio, Potasio, Calcio, Hierro, Magnesio, Alcalinidad, bicarbonato, Bromuro, Carbonatos, Cloruros, Nitritos, Sulfatos, Sulfitos, Aluminio, Dureza total, H₂S, CO₂, O₂ disuelto, I.S., Salinidad. Algunas rutinas de análisis incluyen la toma de esta información periódicamente.

Caracterización solidos suspendidos

Tiene como objetivo definir la distribución y la naturaleza química de los sólidos presentes en las corrientes de inyección. Cubre el muestreo y posterior análisis de las muestras recolectadas. Recomendaciones generales del muestreo de agua de inyección en campo:

- Tomografía computarizada: Se realizará tomografía digital a los 20 tapones preseleccionados con el fin de definir cuales mantienen su estructura interna sin afectaciones.
- Usar recipientes de muestreo limpios. Evitar contaminación al máximo, por exposición al medio ambiente o a temperaturas elevadas y preferiblemente utilizar recipientes oscuros.
- Muestreo cada 3 días durante dos semanas. (5 muestras en total).
- Las muestras siguientes se tomarán de 5 litros cada una.
- Filtrar las muestras @ 0.45micras.
- Realizar secado controlado de la muestra en mufla a una temperatura no superior de 194 °F.
- Almacenar muestra seca en recipientes plásticos (no en papel / no en cartón). Mantener herméticamente cerrada.

La identificación de la composición mineralógica de los sólidos se basa fundamentalmente con técnicas XRD o XRF.

Validación de mezclas y homogenización del sistema

Se establece como parámetros mínimos de control, la salinidad y la concentración de mezcla, los tiempos de estabilización y la preparación de estas. Se debe evitar cualquier tipo de interrupción de flujo durante la misma (estabilidad caudal inyección). Al inicio de la prueba y en cambios de tasas de desplazamiento se realizará control a la calidad de agua inyectada en el tanque de almacenamiento de las muestras.

Selección muestras de roca

Se prefieren tapones de zonas de acuífero. Debido a que los procesos de limpieza no son 100% eficientes solo se preseleccionaron tapones de zona expuestas a saturaciones de petróleo si la cantidad de tapones no es la suficiente para cubrir los requerimientos del tipo de prueba. Tendrán prioridad los tapones que respeten la relación 1:3 (diámetro: longitud) y en lo posible volumen poroso mayor a 20 cc. Se evitará tapones que evidencian pérdida de granos, deformaciones o afectaciones geométricas drásticas.

- Tomografía computarizada: Se ha usado tomografía digital a los tapones preseleccionados con el fin de definir cuales mantienen su estructura interna sin afectaciones.
- Porosidad y permeabilidad. Se realizarán mediciones de porosidad y permeabilidad a condiciones ambiente y reservorio. Se descartarán aquellas que presenten diferencias de porosidad o permeabilidad entre cada condición (sobrecarga, laboratorio y yacimiento). A la permeabilidad klinkenberg se le asumirá una reducción del 30% para obtener una estimación de la permeabilidad al líquido. A estas mediciones corregidas más los valores obtenidos de porosidad se les realizarán un análisis estadístico simple y compararán con histogramas de permeabilidad y tipo de roca generados en pozos inyectoras para seleccionar dos tapones que representen el yacimiento receptor.

- **Análisis XRF.** Será realizado a cada muestra que resulte seleccionada para los desplazamientos con el fin de conocer la composición mineralógica y establecer correlaciones respectivas una vez finalizadas las pruebas.
- **Tasa crítica.** Usando una salmuera representativa del agua de formación se realizarán mediciones en mínimo dos muestras (una de baja permeabilidad y una de alta permeabilidad). Es importante validar las lecturas de permeabilidad al líquido en los primeros 20 VP tal que correspondan a los rangos de estudio de la sección anterior, si las diferencias son mayores al 30% se debe validar la continuidad de la prueba. Esta prueba es fundamental y buscará definir el caudal máximo que minimice caídas de permeabilidad asociadas a migración de finos y que redunde en un cambio estructural. Deberán usarse tapones que representen la permeabilidad objetivo del diseño experimental. Se proponen una evaluación a bajas tasas (0.1, 0.25, 0.5, 0.75, 1 cc/min) y a tasas de 2, 3, 5, 10 y 25 cc/min. Se debe incluir un análisis granulométrico al efluente recolectado durante esta prueba. Se define un volumen máximo de desplazamiento de 150 VP para esta prueba. El mínimo de puntos en cada región, Darcy y Forchheimer, es de 3 tasas. A partir de estos resultados se definirá la “tasa de desplazamiento” para las pruebas orientadas a la determinación de permeabilidad al líquido de la siguiente sección y del resto del documento.
- **Permeabilidad al líquido.** Se establece una ruta crítica que involucra mediciones confiables de permeabilidad al líquido sobre mínimo 16 tapones para el tipo de prueba que busca información de impacto de la calidad de agua en pozos nuevos y 12 tapones cuando se requiere evaluar impacto de cambios de calidad de agua en pozos existentes. Esta prueba se realizará con una mezcla sintética de agua cuyas propiedades fisicoquímicas sean equivalentes al agua de formación

- **Inventario de muestras:**

Una vez aplicados los procedimientos anteriormente descritos, las siguientes cantidades de tapones serán seleccionados para las pruebas enfocadas en la evaluación a dos permeabilidades:

Roca Baja permeabilidad (R3): 9 tapones;

- 1 Tapón_ Tasa crítica
- 1 Tapón_ Sensibilidad
- 1 Tapón Validación parámetros inyección actuales
- 5 tapones_ desplazamientos +1 tapones gemelos = 6 tapones total

Roca Alta permeabilidad (R1): 7 tapones;

- 1 Tapón _ Tasa crítica
- 1 Tapón _ Sensibilidad
- 1 Tapón Validación parámetros inyección actuales
- 2 tapones _ desplazamientos +2 tapones gemelos = 4 tapones total

Prueba de compatibilidad

En el experimento interactúan dos fluidos, el agua de formación y el agua de inyección a diferentes calidades de turbidez y contenidos de grasas y aceites (constituyentes mayores), por consiguiente, es requerimiento hacer pruebas de botellas para evaluar cualitativa Y/O cuantitativamente su carácter cuando estas entran en contacto.

La prueba de compatibilidad debe incluir:

- Prueba de compatibilidad a 5 proporciones de mezcla.
- Análisis pH, conductividad y TDS.
- Cálculos de índices de estabilidad del agua (*Langelier, Riznar* como mínimo)

Es importante resaltar que las valoraciones de las pruebas de compatibilidad deberán integrarse a la información de los rangos de calidades de agua a usar del numeral anterior.

Pruebas de desplazamiento

Cualquier prueba de desplazamiento deber tomar en cuenta las siguientes condiciones adicionales a las expresadas en los parámetros generales, considerando el caso en que sean aplicables:

- Continuidad de prueba: No deben existir detenciones durante una prueba de desplazamiento. La medición de las variables de control debe realizarse en tiempo real (propiedades fisicoquímicas del agua, volúmenes porosos, caída de presión, condiciones de prueba: presión, temperatura, caudal inyectado). Se debe mantener la muestra de roca bajo condiciones estables de presión de confinamiento (NMS) y nunca someterla a cambios que afecten su condición mecánica. No se realizarán procesos de contraflujos intermedios o finales debido a las características del proceso en el pozo inyector.

- Agua de inyección de prueba: Como trabajo preliminar es importante definir el esquema completo de combinaciones Rx/Wx. Muestras sintéticas con propiedades químicas similares (la salinidad será uno de los parámetros principales de control).
- Selección de filtros: Cada tipo de agua y su primer desplazamiento definirán el sistema de filtrado para las pruebas subsiguientes. Como criterio inicial se utilizará un filtro a 0.45 μm , un filtro a 1/7 del diámetro de garganta poral promedio y un filtro a 1/3 del diámetro de garganta poral promedio. Puede ser factible que el número de filtros cambie a partir de los resultados de este primer desplazamiento. Cualquier caso de saturación/bloqueo de filtros presupone una reevaluación inmediata de la calidad de agua objeto de estudio.
- Requerimientos para pruebas fisicoquímicas. El laboratorio deberá estar en la capacidad para captación de efluentes en cualquiera de los dos sentidos de prueba. No se admitirán durante este estudio cambios en la concentración o la formulación del agua de formación o de inyección que se encuentre en fase de desplazamiento.
- Condición de estabilidad Se presenta cuando al desplazar 10 VP no se presenta un cambio en la permeabilidad mayor al 5%.
- Finalización o cierre prueba: La prueba finalizará una vez el programa de esquema de prueba unitaria culmine. Algunas condiciones especiales requerirán de la discusión técnica de los equipos de trabajo.
- Volúmenes desplazados: Una vez se haya alcanzado un volumen igual o superior a 200 VP se deberá evaluar la continuidad de cualquier prueba de desplazamiento.
- Tolerancia en la caída de la permeabilidad: Escalado a nivel de campo, este concepto se traduce como el índice de inyektividad aceptable cuya operación económica es sustentable. Se considera que la calidad del agua genera un daño en la roca cuando la caída de la permeabilidad medida en el desplazamiento sin filtro es superior al 40%, comparada con la KI base. El escalamiento de este porcentaje a condición de laboratorio se mantendrá en caso de no realizarse la prueba de reproducibilidad/repetibilidad.
- Montaje del plug gemelo: En condiciones sobre las que se evidencie un cambio repentino o excesivo de la permeabilidad se definirá la utilización de un plug gemelo. La permeabilidad se evaluará con un periodo estable de 20 VP o máximo 200 VP. En

caso de no alcanzar estabilidad, se cambiará el plug ante la posibilidad de daño severo, o se dará la prueba como válida hasta el último periodo estable.

- Homogenización sistema solidos-agua. Si durante la prueba no se mantienen condiciones de homogeneización adecuadas o el plug es sometido por más de 1 VP a condiciones no estables se debe decidir sobre la continuidad de la prueba. Todas las precauciones para controlar y garantizar la homogeneización de la mezcla deben ser tomadas en cuentas por el laboratorio ejecutante de la prueba.

Prueba de sensibilidad al flujo

Debido a que la prueba *desplazamiento en núcleos* se realizará a diferentes calidades de agua se requiere de este “blanco” o “línea base” para la determinación por sustracción de los efectos asociados únicamente a la concentración de agente externos como los son los sólidos suspendidos de naturaleza química diferente al agua connata y las grasas/aceites. Esta prueba tiene como objetivo medir los cambios de permeabilidad al líquido desplazando agua de formación preparada en laboratorio a una única tasa. Se registran parámetros para el cálculo de la permeabilidad cada 20 VP con un acumulado máximo de 200 VP. Se ejecutará en cada tipo de roca o permeabilidad e igualmente requiere en los efluentes la trazabilidad en peso de la concentración de finos (análisis granulométrico cada 40VP

ANEXO C. Secuencias operativas pruebas desplazamiento.

El protocolo para el desarrollo de una prueba unitaria se describe a continuación:

- Reunión Inicio prueba
- Validación de la calidad de agua “Wx” antes del inicio del desplazamiento A (medición de diámetro de partícula, G&A y Turbidez).
- Conexionado de líneas y aseguramiento de integridad.
- Ensamblaje del núcleo “Rx” previamente saturado con agua de formación en permeámetro.
- Estabilización del sistema a tasa de prueba. Alineación de flujo al Tapón Rx.
- Evaluación por el desplazamiento de agua Wx a través de filtro #1 de 0.45 micras hasta flujo estabilizado o hasta alcanzar un máximo de 20VP. Al material retenido en filtro se le realizará medición de sólidos suspendidos a una presión de 20 psi.
- Medición de propiedades al efluente del *portanúcleo*: Calcular grasas & aceites y turbidez y determinar la distribución del diámetro de partícula del material recolectado durante el desplazamiento.
- Aseguramiento del sistema para configuración del filtro #2.
- Validación de la calidad de agua “Wx” antes del inicio del desplazamiento B (medición de diámetro de partícula, G&A y Turbidez).
- Estabilización del sistema a tasa de prueba. Alineación de flujo al *Tapón Rx*.
- Evaluación por el desplazamiento de agua Wx a través del filtro #2 hasta flujo estabilizado o hasta alcanzar un máximo de 20VP. Al material retenido en filtro se le realizará medición de sólidos suspendidos a una presión de 20 psi.
- Medición de propiedades al efluente del *portanúcleo*: Calcular grasas & aceites y turbidez y determinar la distribución del diámetro de partícula del material recolectado durante el desplazamiento.
- Aseguramiento del sistema para configuración del filtro #3.
- Validación de la calidad de agua “Wx” antes del inicio del desplazamiento C (medición de diámetro de partícula, G&A y Turbidez).

- Estabilización del sistema a tasa de prueba. Alineación de flujo al *Tapón Rx*.
- Evaluación por el desplazamiento de agua Wx a través del filtro #3 hasta flujo estabilizado o hasta alcanzar un máximo de 20VP. Al material retenido en filtro se le realizará medición de sólidos suspendidos a una presión de 20 psi.
- Medición de propiedades al efluente del *portanúcleos*: Calcular grasas & aceites y turbidez y determinar la distribución del diámetro de partícula del material recolectado durante el desplazamiento.
- Aseguramiento del sistema para configuración del sistema sin filtro
- Validación de la calidad de agua “Wx” antes del inicio del desplazamiento D (medición de diámetro de partícula, G&A y Turbidez).
- Estabilización del sistema a tasa de prueba
- Alineación de flujo al *Tapón Rx*. Evaluación por el desplazamiento de agua Wx sin filtro hasta flujo estabilizado o hasta alcanzar un máximo de 20VP a tasa de prueba. Al material retenido en filtro se le realizará medición de sólidos suspendidos a una presión de 20 psi.
- Medición de propiedades al efluente del *portanúcleos*: Calcular grasas & aceites y turbidez y determinar la distribución del diámetro de partícula del material recolectado durante el desplazamiento. Toma de muestra adicional a efluente para análisis fisicoquímico completo.
- Aseguramiento del sistema para cambio de tasa #2. Validación de la calidad de agua “Wx” antes del inicio del desplazamiento E (medición de diámetro de partícula, G&A y Turbidez).
- Estabilización del sistema a tasa #2. Alineación de flujo al *Tapón Rx*.
- Evaluación por el desplazamiento de agua Wx sin filtro hasta flujo estabilizado o hasta alcanzar un máximo de 20VP a alta tasa.
- Medición de propiedades al efluente del *portanúcleos*: Calcular grasas & aceites y turbidez y determinar la distribución del diámetro de partícula del material recolectado durante el desplazamiento.
- Aseguramiento del sistema para cambio de tasa #3.
- Validación de la calidad de agua “Wx” antes del inicio del desplazamiento F (medición de diámetro de partícula, G&A y Turbidez).
- Estabilización del sistema a tasa #3 . Alineación de flujo al *Tapón Rx*.
- Evaluación por el desplazamiento de agua Wx sin filtro hasta flujo estabilizado o hasta alcanzar un máximo de 20VP a alta tasa.
- Medición de propiedades al efluente del *portanúcleos*: Calcular grasas & aceites y turbidez y determinar la distribución del diámetro de partícula del material recolectado durante el desplazamiento.
- Aseguramiento del sistema para cambio a tasa de prueba y en contraflujo.

- Validación de la calidad de agua “Wx” antes del inicio del desplazamiento G (medición de diámetro de partícula, G&A y Turbidez).
- Estabilización del sistema a tasa de prueba
- Alineación de flujo al *Tapón Rx*. Evaluación por el desplazamiento de agua Wx sin filtro hasta flujo estabilizado o hasta alcanzar un máximo de 20VP a alta tasa.
- Medición de propiedades al efluente del *portanúcleos*: Calcular grasas & aceites y turbidez y determinar la distribución del diámetro de partícula del material recolectado durante el desplazamiento.
- Reunión Cierre prueba.

El protocolo de la prueba de sensibilidad en cascada se describe a continuación (se describe solo hasta la ruta de evaluación de calidad de agua intermedia):

- Reunión Inicio prueba.
- Preparación y homogeneización del sistema a calidad de agua W0
- Conexión de líneas y aseguramiento de integridad.
- Ensamblaje del núcleo “R3” previamente saturado con agua de formación en permeámetro y Estabilización del sistema a tasa de prueba
- Evaluación del impacto según prueba unitaria W0/R3.
- Desmontaje de tapón R3
- Validación de la calidad de agua “W0”
- Ensamblaje del núcleo “R3” previamente saturado con agua de formación en permeámetro y Estabilización del sistema a tasa de prueba
- Evaluación del impacto según prueba unitaria W0/R1.
- Desmontaje de Tapón R1.
- Reunión Cierre de prueba (validación de porcentajes de disminución de KI a partir de pruebas anteriores)
- Preparación y homogenización del sistema a calidad de agua intermedia W2.
- Conexión de líneas y aseguramiento de integridad.
- Ensamblaje del núcleo “R3” previamente saturado con agua de formación en permeámetro.
- Evaluación del impacto según prueba unitaria W2/R3.

A partir de este punto el esquema presentado sigue la misma filosofía con los respectivos cambios de tipo de roca y calidad de agua según el árbol de decisión.

Bibliografía

[1] Mesa liliانا S, Orjuela Johana M, Ortega Tatiana A., y Sandoval Juan A. Revisión del panorama actual de producción de agua en la industria petrolera colombiana, 2018

[2] A. Pardo, D. Barrero, C. A. Vargas, and J. F. Martínez, *Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal*, no. 978-958-98237-0-5. Bogotá: Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2007.

[3] B. Bennion, "An overview of formation damage mechanisms causing a reduction in the productivity and injectivity of oil and gas producing formations," *J. Can. Pet. Technol.*, vol. 41, no. 11, pp. 29–36, 2002.

[4] James R. Tangus, Chevron USA Production Co. Overcoming formation damage in heavy oil fields: a comprehensive approach. SPE62546. 2000

[5] INTEVEP S.A., CIED. Centro de Investigación y Desarrollo Filial PDVSA. Daño a la formación, 1997; Vol 1

[6] C. Gruesbeck., Production Research. Entrainment and Deposition of Fine Particles in Porous Media. 1986. SPE 8430

[7] Guillermo Andrés Quintanilla. "Evaluación del daño por precipitación y depositación de escamas minerales en la fase piloto de un proyecto químico ASP (Álcali-SurfactantePolímero) en un campo de petróleo en Colombia". Medellín, Colombia 2016

[8] Magdalena Paris de Ferrer. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos petrolíferos, segunda edición, Ediciones Astro, 2001. Maracaibo Venezuela

[9] F. Okonkwo. Mud Engineering Handbook, USA 2009

[10] Decreto 1594 de 1984. Disponible en: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=18617>

[11] Epstein R, Selber J. (2002). Oil a life cycle analysis of its health and environmental impacts. Editorial Center for Health and the Global Environment Harvard Medical School. Boston. MA, USA

[12] Resolución 631 de 2015. Disponible: https://www.minambiente.gov.co/images/normativa/app/resoluciones/d1-res_631_marz_2015.pdf

[13] A. F. Shell O. C. . Van Everdingen, "The skin effect and its influence on the productive capacity of a well," *Pet. Trans. AIME*, vol. 198, pp. 171–176, 1953.

[14] Triana L. Raul y Quintero. A. Yahir (2009) Análisis de pruebas de presión durante operaciones de fracturamiento. Vol 7. Revista Fuentes

[15] Civan, F. Reservoir Formation Damage, Fundamentals, Modeling Assesment and Mitigation, University of Oklahoma, Gulf Publishing Company, Elsevier, Houston Texas, 2000.

[16] S. H. (Universidad N. de C. Lopera, "Permeabilidad relativa," in *Análisis petrofísicos básicos y especiales*, 2009, pp. 199–225.

[17] J. S. Buckley, J. Edwards, and E. Fordham, "Los fundamentos de la mojabilidad," *Oilf. Rev.*, pp. 48–67, 2007.

[18] R. Earlougher. Advances in Well Testing Análisis. SPE, Volume 5. 1977

S. H. (Universidad N. de C. Lopera and A. (Universidad N. de C. Paz, "Evaluación del daño por fluidos de perforación y evaluación de tratamientos correctivos propuestos por diferentes compañías," Medellín, Colombia, 2014.

[19] Hall, H.N. How to Analyze Waterflood Injection Well Performance, *World Oil* (oct 1963). 128

[20] Unidad de Planeación MineroEnergética (UPME). Evaluación de las Cuencas y Estructuración de Escenarios de Oferta de Hidrocarburos Convencionales y No Convencionales. Vol 4, 2018

[21] Arnold K. and Stewar M. Surface Production Operations. Designing of oil Handling Systems and Facilities. Gulf Publishing Company, Elsevier. Third edition 2008

[22] Recommended Practices for Core Analysis. API RP 40. Second edition 1998.

[23] R. Farajzadeh, Produced Water Re-injection (PWRI) an Experimental Investigation into Internal Filtration and External Cake BuildUp. Netherland. Delft University of Technology. 2004

[24] D4520-13 “*Standard Practice for Determining Water Injectivity Through the Use of On-Site Floods*”.

[25] Bennion, D. B., Thomas, F. B., Imer, D., Ma, T., & Schulmeister, B. (2001). Water Quality Considerations Resulting in the Impaired Injectivity of Water Injection and Disposal Wells. Journal of Canadian Petroleum Technology, 40(06). <https://doi.org/10.2118/01-06-05>

[26] Naranjo Suarez, C., & Muñoz, S. (2010, June 4). Factibilidad experimental de la inyección de agua en las arenas de la formación mugrosa. Universidad Industrial de Santander; UIS. <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/issue/view/161>

[27] Amaefule, J. O., & Masuo, S. T. (1986). Use of Capillary-Pressure Data for Rapid Evaluation of Formation Damage or Stimulation. SPE Production Engineering, 1(02), 131–142. <https://doi.org/10.2118/12475-pa>

[28] Lai, B., Miskimins, J. L., & Wu, Y.-S. (2012). Non-Darcy Porous-Media Flow According to the Barree and Conway Model: Laboratory and Numerical-Modeling Studies. SPE Journal, 17(01), 70–79. <https://doi.org/10.2118/122611-pa>

[29] Evans, R D, & Civan, F. Characterization of non-Darcy multiphase flow in petroleum bearing formation. Final report. United States. doi:10.2172/10142377.

[30] Sharma, V., Sircar, A., Mohammad, N., & Patel, S. (2017). A Treatise on Non-Darcy Flow Correlations in Porous Media. Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology, 08(04). <https://doi.org/10.4172/2157-7463.1000336>

- [31] Zeng, Z., & Grigg, R. (2006). A Criterion for Non-Darcy Flow in Porous Media. *Transport in Porous Media*, 63(1), 57–69. <https://doi.org/10.1007/s11242-005-2720-3>
- [32] Barree, R. D., & Conway, M. W. (2004). Beyond beta factors: a complete model for Darcy, Forchheimer, and trans-Forchheimer flow in porous media. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston: SPE. doi:10.2118/89325-MS
- [33] Civan, F., & Tiab, D. (1989, January 1). *Second Law Analysis of Petroleum Reservoirs for Optimized Performance*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/18855-MS
- [34] R. Farajzadeh. (2004, August). *Produced Water Re-Injection (PWRI) An Experimental Investigation into Internal Filtration and External Cake Build up*. https://d1rkab7tlqy5f1.cloudfront.net/CiTG/Over%20faculteit/Afdelingen/Geoscience%20Engineering/Staff/Academic%20Staff/Farajzadeh_msc_thesis.pdf