

**EVALUACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN POR PRECIPITACIÓN Y
DEPOSITACIÓN DE COMPUESTOS ORGÁNICOS/INORGÁNICOS EN
YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS POR MEDIO DE PRUEBAS DE
DESPLAZAMIENTO POSITIVO**



JHONATAN COLLAZOS ORTIZ

GERARDO GUZMÁN GARCÍA

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2008**

**EVALUACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN POR PRECIPITACIÓN Y
DEPOSITACIÓN DE COMPUESTOS ORGÁNICOS/INORGÁNICOS EN
YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS POR MEDIO DE PRUEBAS DE
DESPLAZAMIENTO POSITIVO**



JHONATAN COLLAZOS ORTIZ

GERARDO GUZMÁN GARCÍA

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero
de Petróleos**

DIRECTOR:

Ing. JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA, M.Sc.

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2008**

Nota de aceptación

Presidente de Jurado

Jurado

Jurado

Neiva, Agosto de 2008

DEDICATORIA

A Dios y al destino por haberme puesto en este camino, A mis padres Germán y Luz Amparo por su confianza y apoyo total, A mis hermanas Diana Alexandra y Sonia Milena por comprensión y compañía, A mi familia, amigos y compañeros que también estuvieron conmigo a lo largo de este camino, que sin duda marcará el resto de mi vida.

Jhonatan Collazos Ortiz

A Dios por brindarme la fortaleza de continuar adelante a pesar de los obstáculos que se presentaron en el camino; A mis padres Teodoro Guzmán y Zoila García que me apoyaron y creyeron en mi, A mis hermanos que siempre me mostraron una mano cuando la necesitaba, A mis familiares amigos que estuvieron ahí para ayudarme, A los profesores por compartir sus conocimientos sin ninguna mezquindad.

Dedico esto a los que quisieron ser, pero no pudieron, a los que pudieron ser, y no quisieron, y a los que son, que fueron capaz de derrotar todos los obstáculos que se les presentaron en la vida

Gerardo Guzmán García

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus más sinceros agradecimientos a:

LA UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA por la formación de profesionales en la carrera de Ingeniería de Petróleos.

JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA, M.Sc. en Ingeniería de Petróleos, Profesor del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería, Director del Grupo de Investigación en Comportamiento de Fases – COFA, Coordinador del Laboratorio de Pruebas Especiales - LAPE y Director de este proyecto de grado. Por su apoyo y orientación en el desarrollo del mismo.

FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, Ph.D en Ingeniería de Petróleos, Profesor del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería, evaluador de éste proyecto.

LUIS FERNANDO BONILLA CAMACHO, M.Sc. en Ingeniería de Petróleos, profesor del programa Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería, investigador del grupo Comportamiento de Fases (COFA) y Evaluador de este proyecto.

JOSE LUIS MOTTA PERDOMO, Auxiliar Técnico del Laboratorio de Pruebas Especiales - LAPE, por su colaboración en el desarrollo de este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	12
ABSTRACT	13
INTRODUCCIÓN	14
1. CARACTERIZACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN	15
1.1. CARACTERIZACIÓN DEL DAÑO	16
1.1.1. Seudodaño.....	17
1.1.2. Efecto seudoskin y configuración del pozo.....	17
1.2. DESCRIPCIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN	19
1.2.1. Migración de finos	20
1.2.2. Hinchamiento de arcillas.....	21
1.2.3. Depositación de Inorgánicos (Scales).....	21
1.2.4. Depositación de Orgánicos.....	22
1.2.5. Emulsiones.....	22
1.2.6. Taponamiento por partículas inducidas.....	22
1.2.7. Alteración de la mojabilidad.....	23
1.2.8. Bloqueo por agua (water blocks).....	23
2. VELOCIDAD CRÍTICA Y CONTROL DE MOVILIZACIÓN DE FINOS	25
2.1. REVISIÓN DE CONCEPTOS BÁSICOS DE FLUJO A TRAVÉS DE MEDIOS POROSOS 25	
2.2. CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE FLUJO	28
2.2.1. Sistema lineal, fluido incompresible, estado estable.....	28
2.2.2. Sistema lineal, fluido ligeramente compresible, estado estable.....	29
2.2.3. Sistema lineal de fluidos compresibles, estado estable.....	30
2.3. FLUJO NO-DARCY	32
2.3.1. Sistema lineal, fluido incompresible	33
2.3.2. Sistema lineal, fluido compresible.....	34
2.3.3. Determinación del coeficiente no-Darcy.....	34
2.4. PROCESOS DE MOVIMIENTO DE LAS PARTÍCULAS EN EL MEDIO POROSO	36
2.4.1. Fuerzas que actúan sobre las partículas.....	38
2.5. MECANISMOS DE MIGRACIÓN DE FINOS	42
2.5.1. Altas ratas de flujo.....	42

2.5.2.	Efecto de la mojabilidad.....	43
2.5.3.	Intercambio iónico	44
2.5.4.	Flujo de dos fases.	45
2.5.5.	Tratamientos de acidificación	45
2.6.	DETERMINACIÓN DE LA VELOCIDAD CRÍTICA.....	46
2.7.	VELOCIDAD CRÍTICA A CONDICIONES DE CAMPO.....	50
3.	TÉCNICAS DE LABORATORIO E INSTRUMENTOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LAS ROCAS DEL YACIMIENTO.....	51
3.1.	EVALUACIÓN DE LA FORMACIÓN.....	51
3.2.	PRUEBAS DE FLUJO A TRAVÉS NÚCLEOS PARA LA EVALUACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN	53
3.3.	PRÁCTICA RECOMENDADA PARA PRUEBAS DE LABORATORIO DE DAÑO A LA FORMACIÓN.....	55
3.3.1.	Selección de fluidos compatibles con el yacimiento.	55
3.3.2.	Preparación y caracterización del núcleo.	55
3.3.2.1.	Limpieza y secado:	55
3.3.2.2.	Selección del núcleo	56
3.3.2.3.	Saturación del núcleo:.....	56
3.3.3.	Preparación de los fluidos.....	57
3.3.3.1.	Agua de formación simulada:	57
3.3.3.2.	Fluidos usados para las permeabilidades inicial y final	57
3.3.4.	Procedimiento de la prueba.	57
3.3.4.1.	Permeabilidad inicial.	58
3.3.4.2.	Evaluación con fluido de perforación.	58
3.3.4.3.	Evaluación con fluido de completamiento.	58
3.3.4.4.	Tratamiento de limpieza	59
3.3.4.5.	Simulación de producción.	59
3.3.4.6.	Determinación de la permeabilidad de retorno.....	59
3.3.5.	Reporte.	59
3.4.	SECUENCIA DE LAS PRUEBAS DE FLUJO A NÚCLEOS PARA LA EVALUACIÓN DE LOS PROBLEMAS DE DAÑO A LA FORMACIÓN.	61
3.4.1.	Daño a la formación por lodo.	61
3.4.2.	Evaluación de los fluidos de perforación.	61
3.4.3.	Evaluación de los fluidos de fracturamiento hidráulico.	64
3.4.4.	Evaluación de fluidos de inyección y workover.....	64
4.	METODOLOGÍA EXPERIMENTAL Y RESULTADOS.....	65
4.1.	EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO (EDP)	65
4.2.	SELECCIÓN Y PREPARACIÓN DE LOS NÚCLEOS.....	67
4.2.1.	Porosidad al gas.....	67
4.2.2.	Permeabilidad al gas	68
4.2.3.	Corrección de la permeabilidad por efectos de deslizamiento	75

4.3. RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE FLUJO AL NÚCLEO N° 3.	78
4.3.1. Preparación de los fluidos.....	78
4.3.2. Determinación de la velocidad crítica.....	78
4.3.3. Permeabilidad inicial.....	81
4.3.4. Permeabilidad efectiva al aceite	81
4.3.5. Velocidad crítica con aceite.	82
4.3.6. Desplazamiento con salmuera.....	84
4.3.7. Inyección de agua dulce.	85
4.3.8. Evaluación del fluido de inyección.	86
4.3.9. Permeabilidad de retorno.....	86
4.4. RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE FLUJO AL NÚCLEO N° 141.	88
4.4.1. Preparación de los fluidos.....	88
4.4.2. Permeabilidad base.....	88
4.4.3. Determinación de la velocidad crítica.....	89
4.4.4. Variación de la permeabilidad al reducir la presión de confinamiento.	90
4.4.5. Determinación de la permeabilidad efectiva al aceite.....	91
4.4.6. Inyección del polímero.....	92
4.4.7. Permeabilidad de retorno.....	92
5. CONCLUSIONES.....	93
6. RECOMENDACIONES.....	95
BIBLIOGRAFÍA.....	96
ANEXOS.....	99

LISTA DE FIGURAS

Figura Nº. 1 Identificación del daño según su ubicación.	15
Figura Nº. 2. Esquema de un pozo con zona invadida (skin).....	16
Figura Nº. 3. Reducción de la permeabilidad al aceite debido al taponamiento por agua.	24
Figura Nº. 4. Determinación de la permeabilidad con un fluido incompresible.....	29
Figura Nº. 5. Determinación de la permeabilidad con un fluido compresible.	31
Figura Nº. 6. Efecto no-Darcy para un fluido incompresible.....	33
Figura Nº. 7. Evaluación del tipo de flujo.....	35
Figura Nº. 8. Depositación y remoción en la superficie del poro.	37
Figura Nº. 9. Mecanismos de taponamiento de garganta de poro: A) taponamiento (plugging) y sello. B) restricción al flujo. C) taponamiento (bridging)	37
Figura Nº. 10. Movilización Hidrodinámica.....	38
Figura Nº. 11. Expulsión coloidal.	38
Figura Nº. 12. Estructura molecular de la caolinita.	43
Figura Nº. 13. Entrampamiento de una partícula mojada por agua ¹⁵	44
Figura Nº. 14. Entrampamiento de una partícula mojada por aceite ¹⁵	44
Figura Nº. 15. Expansión y desprendimiento de partículas arcillosas al contacto con agua de menor salinidad.....	45
Figura Nº. 16. Determinación de la rata crítica con salmuera de formación.....	47
Figura Nº. 17. Incremento del ΔP por migración de finos.....	48
Figura Nº. 18. Reducción de K al alcanzar la velocidad crítica.	48
Figura Nº. 19. Incremento del ΔP debido a los efectos inerciales.....	48
Figura Nº. 20. Relación entre la velocidad crítica y el pH.....	49
Figura Nº. 21. Elementos integrados en la caracterización de la roca.	52
Figura Nº. 22. Diseño del core holder para la evaluación de fluidos de perforación	62
Figura Nº. 23. Secuencia de la prueba sin presencia de hidrocarburos móviles.	63

Figura N°. 24. Secuencia de la prueba con presencia de hidrocarburos movibles	63
Figura N°. 25. Prueba de compatibilidad de fluidos	64
Figura N°. 26. Esquema generalizado del equipo de desplazamiento positivo	65
Figura N°. 27. Porisímetro de expansión de Helio (ley de Boyle).....	68
Figura N°. 28. Comportamiento del flujo con presión en el Núcleo N° 3.	70
Figura N°. 29. Comportamiento del flujo con presión en el Núcleo N° 141	70
Figura N°. 30. Determinación del régimen de flujo laminar núcleo N° 3.....	74
Figura N°. 31. Determinación del régimen laminar núcleo 141.	74
Figura N°. 32. Determinación de la permeabilidad absoluta al líquido.	76
(Núcleo N° 3)	76
Figura N°. 33. Determinación de la permeabilidad absoluta al líquido.	77
(Núcleo N° 141)	77
Figura N°. 34. Determinación de la velocidad crítica para migración de finos.....	79
Figura N°. 35. Incremento del diferencial de presión con el aumento de la rata de flujo.	79
Figura N°. 36. Verificación del comportamiento Darcy.	80
Figura N°. 37. Determinación de la permeabilidad base.	81
Figura N°. 38. Determinación de la permeabilidad efectiva al aceite.	82
Figura N°. 39. Determinación de la velocidad crítica para migración de finos.....	83
Figura N°. 40. Incremento del diferencial de presión con el aumento de la rata de flujo.	83
Figura N°. 41. Verificación del comportamiento Darcy.	84
Figura N°. 42. Determinación de la permeabilidad efectiva al agua.	85
Figura N°. 43. Prueba de sensibilidad al inyectar agua dulce.	85
Figura N°. 44. Retorno de la permeabilidad efectiva a la salmuera.	86
Figura N°. 45. Retorno de la permeabilidad efectiva al aceite.....	87
Figura N°. 46. Curva de viscosidad del polímero.	88
Figura N°. 47. Determinación de la permeabilidad base a la salmuera.....	89
Figura N°. 48. Determinación de la velocidad crítica para migración de finos.....	90
Figura N°. 49. Permeabilidad al reducir la presión de confinamiento.	91
Figura N°. 50. Determinación de la permeabilidad efectiva al aceite.	91
Figura N°. 51. Retorno de la permeabilidad efectiva al aceite.....	92

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Principales componentes de varias arcillas y partículas finas.	20
Tabla 2. Correlaciones para calcular el coeficiente de flujo no-Darcy disponibles en la literatura (K en mD y β en 1/cm).	35
Tabla 3. Lista de elementos incluidos en el reporte.....	60
Tabla 4. Características de los núcleos seleccionados.	67
Tabla 5. Cálculos para la determinación permeabilidad Núcleo 3.....	69
Tabla 6. Cálculos para la determinación permeabilidad Núcleo 141.	69
Tabla 7. Ratas de flujo permisibles para garantizar flujo laminar, Núcleo 3.	72
Tabla 8. Ratas de flujo permisibles para garantizar flujo laminar, Núcleo 141.	72
Tabla 9. Cálculos para la identificación de los regímenes de flujo en el Núcleo 3.	73
Tabla 10. Cálculos para la identificación de los regímenes de flujo en el Núcleo 141.....	73
Tabla 11. Variación de la permeabilidad con el aumento de la rata de flujo.....	80
Tabla 12. Variación de la permeabilidad con el aumento de la rata de flujo.....	84

RESUMEN

Un primer indicio para identificar el posible daño a la formación es la revisión del historial de producción y eventos del pozo, por ejemplo cuando se produce por debajo del índice de productividad o la tasa de declinación es mayor a la esperada. La siguiente etapa es la evaluación de la compatibilidad entre la roca, los fluidos de formación y los fluidos de trabajo. Para ello se realizan diferentes tipos de pruebas de desplazamiento a núcleos del yacimiento como son: tasa crítica, curvas de permeabilidad relativa, pruebas de emulsiones, presión capilar por inyección de mercurio e índices de mojabilidad; con el fin de identificar el tipo de daño que se ha causado a la formación ya sea natural, es decir al producir los fluidos del yacimiento, o inducido, el cual es generado con una operación externa sobre el pozo.

El Equipo de Desplazamiento Positivo, EDP del Laboratorio de Pruebas Especiales "LAPE", permite desarrollar desplazamientos dinámicos de fluidos a través de núcleos para evaluar el comportamiento del flujo a través de medios porosos para determinar el impacto sobre la permeabilidad original, es decir, el daño causado a la formación, ya sea por interacción fluido roca o fluidos inyectados con los fluidos de la formación. Además se pueden realizar evaluaciones a los fluidos utilizados en las operaciones de fracturamiento hidráulico, estimulación y determinar el impacto sobre las propiedades petrofísicas de la roca de la formación.

Para realizar la evaluación del daño a la formación mediante pruebas de flujo con el EDP, fueron seleccionados dos núcleos siguiendo la práctica recomendada. Cada núcleo fue sometido a limpieza y secado y posteriormente se determinó tanto la porosidad como la permeabilidad al gas con el fin de obtener las propiedades originales de la roca. Para cada núcleo se diseñó la secuencia de los desplazamientos de acuerdo al tipo de daño que se pretendía evaluar. Básicamente se realizaron dos tipos de pruebas, determinación de daño por migración de finos y evaluación de fluidos de inyección. Aplicando la ley de Darcy y teniendo en cuenta sus restricciones se determina la permeabilidad antes y después de un tratamiento como indicativo del daño causado a la formación. Mediante los resultados obtenidos con los desplazamientos y la integración con otras disciplinas es posible explicar los fenómenos observados y generar posibles soluciones o alternativas para evitar el daño a la formación a condiciones de campo.

ABSTRACT

A first indication to identify the possible damage to the formation is the revision of history and events of production wells, for example when there is below the rate of productivity or the rate of decline is greater than expected. The next step is assessing the compatibility between the rock formation fluids and fluids work. This will perform different types of displacement on the reservoir cores as are critical rate, curves relative permeability, testing emulsions, capillary pressure injection of mercury and wettability index, in order to identify the type of damage that has been led to the formation either natural, that occur as a result of producing the reservoir fluid, or induced, which is generated with an external operation on the well.

Coreflooding System Apparatus, EDP of the Laboratorio de Pruebas Especiales "LAPE", makes it possible to develop dynamic fluid displacements across plug to evaluate the behavior of flow through porous media to determine the impact on the permeability original, that means damage to the formation, either through interaction fluid rock or fluid injected with reservoir fluids. Further assessments can be made to the fluids used in hydraulic fracturing operations, stimulation and determine the impact on petrophysical properties of the rock formation.

To make the assessment of formation damage through flow tests with the EDP, two samples were selected following the recommended practice. Each core was subjected to cleaning and drying and later determined both the permeability and porosity to gas in order to obtain the original properties of the rock. For each core design the sequence of displacements according to the type of damage that was intended to evaluate. Basically there were two types of tests, determination of damage by migration of fines and assessment of fluid injection. Applying the law of Darcy and taking into account their restrictions the permeability is determined before and after treatment as indicative of formation damage. By the results obtained with the displacement and integration with other disciplines may explain the observed phenomena and generate possible solutions or alternatives to avoid the formation damage scaling to field.

INTRODUCCIÓN

El daño a la formación generado tanto en pozos productores como inyectores es uno de los mayores inconvenientes en la producción de hidrocarburos, ocasionando reducción en la permeabilidad y la porosidad por algún proceso mecánico, químico, biológico o termal ocurrido en el yacimiento. Para maximizar la producción y el recobro total mejorado de hidrocarburos se debe tener un completo entendimiento de la formación y los fluidos presentes. La medida de las propiedades de las rocas nos permite determinar su habilidad para que haya flujo de fluidos y entender el camino que estos fluidos tendrán cuando el reservorio este produciendo. Esta información provee el punto de comienzo para realizar un análisis de daño a la formación que conducirá a un apropiado diagnóstico con el fin de seleccionar la mejor solución.

Casi todas las operaciones constituyen una fuente potencial de daño para la productividad del pozo, muchas veces resulta en reducción de la productividad de aceite o gas o la reducción de la inyectividad en pozos inyectores en recobro secundario. El estudio y control del daño a la formación requiere una prueba diseñada consistentemente con la viabilidad de las opciones operativas y propiedades involucradas tales como características geológicas y petrofísicas de la formación que será simulada, compatibilidad de fluidos, procesos operativos.

Muchas pruebas especiales a núcleos deben ser realizadas con un fluido o un determinado proceso antes de ser aplicados a un pozo para establecer si ocurrirá daño, los resultados obtenidos será información que ayudará en el diseño operativo del tratamiento. Si la productividad o la inyectividad en efecto han decrecido, pruebas de núcleo de formación se deben realizar para determinar el mecanismo de daño y el estudio de las opciones remediales. Las pruebas especiales a núcleos simulan las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, con fluidos de yacimiento o de laboratorio para describir los procesos que allí ocurren.

1. CARACTERIZACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

El daño a la formación reduce la capacidad de producción o inyección del pozo, la eliminación del daño es uno de los mayores objetivos de los ingenieros de petróleos. Es importante notar que no todos los tipos de daño requieren un tratamiento para su remoción. Algunos tipos de daño se pueden limpiar durante la producción y, otros pueden ser removidos con cambios en las prácticas operacionales. Además algunos deterioros son mal interpretados como “daño”, cuando esto es realmente un pobre diseño de pozo, y puede ser solucionado con cambios operacionales.

Los términos daño a la formación y efecto skin se han aplicado para describir muchas anomalías en la productividad del pozo¹. El daño puede ser cualquier cosa que obstruya el flujo normal de fluidos a la superficie; este puede ocurrir en la formación, en los perforados, en el sistema de levantamiento, restricciones en la tubería o a lo largo del camino de flujo.

Daño a la formación se refiere específicamente a las obstrucciones que ocurren en la matriz de la roca en la región cercana de la cara del pozo. Otros tipos de daños pueden ser identificados por su ubicación como se ilustra en la figura No. 1.

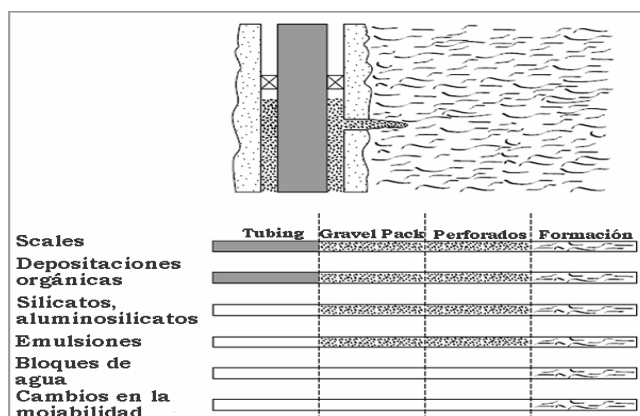


Figura N°. 1 Identificación del daño según su ubicación¹.

Estos problemas pueden ocurrir en cualquier parte del sistema de producción, desde la cara del pozo a los perforados y dentro de la formación. Solamente por entendimiento del mecanismo de daño, su localización y como este afecta el flujo es posible desarrollar las estrategias para el tratamiento efectivo.

¹ Figura tomada de la referencia bibliográfica 2.

1.1. CARACTERIZACIÓN DEL DAÑO

El daño a la formación se mide mediante el factor skin "S" (ver figura No. 2), que esta definida para una zona invadida de radio r_s con una permeabilidad k_s en una formación con permeabilidad k y radio del pozo r_w como:

$$s = \left[\left(\frac{k}{k_s} \right) - 1 \right] \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \quad (\text{E-1.1})$$

Este factor de daño puede tomar diversos valores y de acuerdo a este podemos decir si un pozo está dañado o por el contrario estimulado.

- $S > 0$: Pozo dañado. En este caso, existen restricciones adicionales al flujo hacia el pozo. Puede reemplazarse el sistema utilizando una ecuación que tenga en cuenta un diámetro del pozo menor que el perforado.
- $S = 0$: Pozo sin daño. El daño es nulo, no existen restricciones de flujo hacia el pozo. El pozo está produciendo con un diámetro igual al real.
- $S < 0$: Pozo estimulado. El pozo estará produciendo más de lo esperado, este valor puede tener que ver con alguna estimulación provocada por fracturación hidráulica o estimulación ácida. Se considerará en este caso, que el pozo produce con un diámetro de pozo mayor que el perforado.

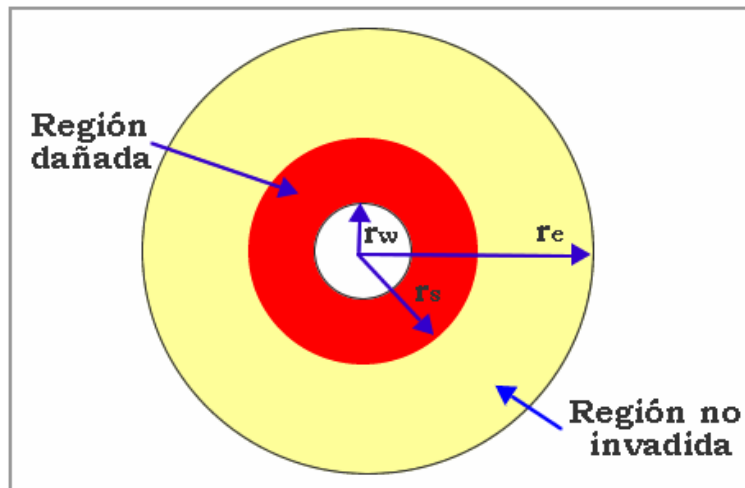


Figura Nº. 2. Esquema de un pozo con zona invadida (skin).

La búsqueda para la identificación del daño comienza en la historia de producción y desarrollo del pozo y, aún en pozos vecinos. Archivos de perforación, diseño de completamiento, rendimiento del pozo contiguo y registros históricos de tratamientos son todas las fuentes de información utilizadas. El objetivo es identificar la localización y los tipos de daño que pueden ser un problema. Aunque el daño es usualmente considerado un problema individual, múltiples ocurrencias de daño son comunes. La identificación e investigación del daño a la formación incluye:

- Tipo de daño.
- Localización del daño.
- Magnitud del daño.
- Efecto del daño en la producción o inyectividad del pozo

1.1.1. Seudodaño. No todos los efectos del skin son debidos al daño, existen otras contribuciones que no están asociadas al daño a la formación. Este efecto pseudoskin es generalmente mecánico, debido a obstrucciones al flujo o porque esos efectos dependen de la rata de flujo. Estos valores deben ser eliminados para calcular el daño total o el skin total y así estimar el daño a la formación. Esto se logra con un análisis NODAL del sistema de producción para desarrollar una curva IPR específica para el pozo, permitiendo obtener una optimización de las condiciones de producción para una configuración de pozo determinada y, la optimización de la terminación del mismo para un reservorio dado. Además puede calcularse la caída de presión a través de las líneas de flujo desde la cara de la formación hasta la cabeza del pozo, deduciendo así todas las causas de la disminución del caudal desde la cara de la formación.

1.1.2. Efecto pseudoskin y configuración del pozo. Las condiciones dadas por el caudal y el ángulo de inclinación pueden inducir a caídas de presión adicionales o pseudoskin. Si el pozo es puesto a producir a elevado caudal, puede originarse flujo turbulento en la formación. Las condiciones de flujo del pozo se pueden modificar por, precipitaciones de scale alrededor de los perforados incrementando la caída de presión y cambiando el régimen de flujo de Darcy a no-Darcy y por lo tanto creando un efecto pseudoskin adicional de turbulencia.

Si un pozo es producido a una presión por debajo del punto de burbuja puede crearse un pseudoskin positivo como consecuencia del bloqueo producido por el gas liberado, de la misma manera, si se produce gas condensado por debajo del punto de rocío, resultan líquidos alrededor de las inmediaciones del pozo

reduciendo la permeabilidad relativa del gas; ambos fenómenos son efectos de la permeabilidad relativa, pero nunca se manifiestan por sí mismos como pseudoskins positivos.

Otras causas de la caída de la producción son:

- Colapso del tubing.
- Perforaciones colapsadas.
- Pobre aislamiento entre zonas productivas como resultado de una pobre cementación, por ejemplo: la invasión de petróleo en una capa de gas reduce sustancialmente la permeabilidad del gas (bloqueo por aceite). La mezcla de dos hidrocarburos distintos puede producir (en la mayoría de los casos) la precipitación de asfaltenos, resinas y parafinas. La invasión de agua en una capa de petróleo, reduce sustancialmente la permeabilidad del último (bloqueo por agua), puede crear emulsiones y causar problemas serios con las arcillas. Los tratamientos de estimulación, tanto en el caso de la acidificación matricial como en el caso de fracturamiento hidráulico, pueden causar daños serios en pozos mal cementados, hasta el punto de tener que llegar a abandonar el pozo.
- Pobre diseño del sistema de gas lift; diámetro del tubing insuficiente; presión de operación de gas lift inadecuada; diseño incorrecto del sistema de válvulas; contrapresión en superficie demasiado elevada.

1.2. DESCRIPCIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

Una vez identificados los efectos mecánicos del pseudoskin, el skin positivo es atribuido al daño de formación, este es típicamente clasificado por los mecanismos de su creación como natural o inducido². Los daños naturales son los que ocurren como resultado de la producción de fluidos del yacimiento, los daños inducidos son el resultado de una operación externa que fue realizada sobre el pozo tal como una perforación, completamiento, reparación, tratamiento de estimulación u operaciones de inyección.

El daño natural incluye:

- Migración de finos.
- Hinchamiento de arcillas.
- Formación de scale o escamas.
- Depositación de orgánicos tales como parafinas o asfáltenos.
- Mezcla de depositaciones orgánicas/inorgánicas.
- Emulsiones

El daño inducido incluye:

- Taponamiento por arrastre de partículas tales como sólidos o polímeros en fluidos inyectados.
- Cambios en la mojabilidad causados por fluidos de inyección o fluidos de perforación base aceite.
- Reacciones ácidas.
- Bacterias.
- Taponamiento por agua.
- Incompatibilidad con los fluidos de perforación

1.2.1. Migración de finos. El daño a la formación puede ocurrir como resultado de la migración de partículas finas en los fluidos producidos. Las partículas pueden obstruir las gargantas de poro en la región cercana a la cara del pozo (wellbore) y reducir la productividad del pozo. Cuando las partículas vienen desde la roca del reservorio, estas son usualmente referidas como finos. Los finos de migración pueden ser una variedad de diferentes materiales, incluidos arcillas (filosilicatos con un tamaño menor a 4 μ m) y limos (silicatos o aluminosilicatos con tamaños desde 4 a 64 μ m). En la tabla 1 se muestran los principales componentes de varias arcillas y partículas finas. También se muestra el área superficial de las arcillas, uno de los indicadores de que tan rápido la arcilla puede reaccionar con un determinado fluido. El daño por finos es localizado en la región cercana al pozo, dentro de un radio de 3 a 5 pies.

Tabla 1. Principales componentes de varias arcillas y partículas finas.

Mineralogía de la partícula	Principales Componentes	Área superficial (m²/g)
Cuarzo	Si, O	0.000015
Caolinita	Al, Si, O, H	22
Clorita	Mg, Fe, Al, Si, O, H	60
Illita	K, Al, Si, O, H	113
Montmorillonita	Na, Mg, Ca, Al, Si, O, H	82

La diferenciación entre tipos de arcillas depende más del arreglo de los átomos en su estructura cristalina que de cualquier diferencia en la fórmula química. Estas estructuras diferentes determinan el área superficial expuesta a los fluidos de yacimiento por cada arcilla. La reactividad de la arcilla es función de su área superficial. La localización de la arcilla también es crítica para su reactividad. Las arcillas autógenas están en las gargantas de poro como relleno o como un recubrimiento (Ej. desarrollada en el poro a partir de minerales en el agua connata), poseen una gran cantidad de área superficial expuesta y pueden ser reactivas.

Las arcillas detríticas son parte del material de construcción en la matriz original, estas son usualmente menos reactivas que las autógenas porque ellas tienen menos área superficial en contacto con los fluidos en el poro. La gran mayoría de las arcillas detríticas usualmente no pueden ser conectadas con suficiente volumen de fluidos reactivos como para causar problemas. Las arcillas también actúan como material cementante, sosteniendo los granos de la matriz juntos. En este caso las arcillas pueden reaccionar con fluidos tales como ácidos o agua disgregando la formación. Si la arcilla cementante está protegida por un

crecimiento excesivo de cuarzo, como es común en muchas areniscas, la arcilla puede ser no reactiva.

Solamente arcillas autógenas, arcillas cementantes desprotegidas y unas pocas arcillas detríticas en los límites de los poros son consideradas como potencial mecanismo de daño. La microscopía electrónica de barrido (SEM) es generalmente usada para determinar el tipo de arcilla, sin embargo, el reconocimiento del tipo de arcilla no debe ser totalmente confiable de un análisis SEM. Un análisis enfocado de rayos X es mucho más preciso. Incluso después de la identificación de la arcilla, pruebas de laboratorio de flujo a través de núcleos son comúnmente requeridas para determinar si las arcillas dentro de los canales de flujo son reactivas a un fluido dado. Las arcillas más comunes que causan problemas son la caolinita, la esmectita (montmorillonita), la ilita y la clorita. Simplemente porque la arcilla esté en la roca no significa que esta sea reactiva.

1.2.2. Hinchamiento de arcillas. El volumen de las arcillas puede variar de acuerdo a la salinidad del fluido fluyendo a través de la formación. Cambios en la permeabilidad de la roca resultante de alteraciones de arcillas son debidos a la cantidad, localización y tipo de minerales arcillosos dentro de la formación. La cantidad total de arcilla dentro de la formación es un indicador aparente de potenciales cambios en la permeabilidad. Los responsables de estos cambios son la estructura de la arcilla, su estado químico al momento del contacto y su localización con respecto al fluido en el yacimiento. Predecir la respuesta de la arcilla al agua es casi imposible sin una prueba de flujo.

La esmectita y mezclas de esta son las arcillas más comunes que presentan problemas de hinchamiento. La esmectita se hincha con la presencia de agua en su estructura, su volumen puede incrementarse por encima del 600%, reduciendo significativamente la permeabilidad. Si esta arcilla está presente en los poros grandes y especialmente en las gargantas de poro, es capaz de crear una barrera de flujo casi impermeable al hincharse.

Arcillas y otros sólidos provenientes de fluidos de perforación, completamiento o workover pueden invadir la formación cuando esas partículas son más pequeñas que la garganta de poro abierta. Un incremento en la rata de flujo a través de la zona invadida dará como resultado una alta concentración de partículas dentro de la matriz de la roca.

1.2.3. Depositación de Inorgánicos (Scales). Los scales son químicos solubles en agua que se precipitan como respuesta a cambios de las condiciones iniciales o mezclas incompatibles; pueden estar presentes en la tubería, en los perforados y en la formación. Los scales más comunes son carbonato de calcio, sulfato de calcio y sulfato de bario; usualmente consisten en precipitados formados

a partir de mezcla de aguas incompatibles o la alteración del equilibrio de la solución del agua producida. Un agua que puede ser estable bajo las condiciones del yacimiento puede llegar a sobresaturarse con un ión, cuando la presión cae, permitiendo que el dióxido de carbono (CO₂) se libere, o cuando la temperatura cambie. La solución sobresaturada reacciona precipitando un compuesto. La depositación de scale es influenciada por la caída de presión, por la temperatura, gases disueltos, viscosidad, en otras palabras, cualquier alteración en el equilibrio de la solución.

1.2.4. Depositación de Orgánicos. Los depósitos orgánicos son hidrocarburos pesados (parafinas o asfáltenos) que se precipitan al reducir la temperatura o la presión. Esta es una forma de destilación. A lo largo de toda la formación los mecanismos de depositación de orgánicos son numerosos y complejos, el principal mecanismo es un cambio en la temperatura o presión del sistema fluyendo.

1.2.5. Emulsiones. Las emulsiones son combinaciones de dos o más fluidos inmiscibles que pueden no dispersarse molecularmente el uno en el otro. Las emulsiones están compuestas de una fase externa (llamada no dispersa o continua) y una fase interna que consiste en gotitas suspendidas en la fase externa. Las emulsiones tienen la particularidad de tener viscosidades muy elevadas, en particular las emulsiones de agua y petróleo.

1.2.6. Taponamiento por partículas inducidas. Además de las partículas que migran naturalmente, tales como las arcillas y finos, muchas partículas extrañas son introducidas dentro de la formación durante operaciones normales de pozo. Perforación, completamiento, workover, estimulación y operaciones de producción secundaria o terciaria pueden causar la inyección de partículas extrañas dentro de la formación.

Este tipo de daño ocurre en la región cercana a la cara del pozo, taponando las gargantas de poro. Se presentan problemas como taponamiento de poros, empaquetamiento de los perforados y la pérdida de gran cantidad de fluido con alto contenido de sólidos dentro de fracturas. El mejor método de evitar esta clase de daño es usar un fluido limpio en un sistema de flujo limpio con un rango controlado de tamaño de partículas.

Las partículas inducidas pueden ser compuestas de un amplio rango de materiales. Las partículas potencialmente dañinas presentes en fluidos de perforación son arcillas, ripios, agentes para aumentar peso y materiales para controlar pérdidas de circulación. Estos materiales pueden causar problemas independientemente del tipo de lodo (base agua, aceite o polímeros). Los fluidos

de workover y estimulación también pueden contener sólidos en suspensión incluyendo bacterias y residuos de polímeros.

El aporte de finos de la formación es usualmente arrastrado por fluidos limpiadores y solventes. Los tratamientos ácidos también pueden causar daño a la formación porque se precipitan productos de la reacción secundaria del ácido, tales como hidróxido de hierro, fluoruro de calcio, flourosilicato de potasio y sílice. Algunos compuestos tales como borosilicatos y fluoroboratos pueden incluso ser beneficiosos porque ellos se precipitan como láminas que atraen finos a los granos de arena. Este fenómeno, cuando es producido intencionalmente, conduce a un tratamiento eficiente de estabilización de finos.

1.2.7. Alteración de la mojabilidad. El taponamiento de la formación puede ser causado por un líquido (o gas) al cambiar las permeabilidades relativas de la roca. La permeabilidad relativa puede reducir la permeabilidad efectiva de la formación a un fluido particular hasta en un 80% o 90%. La mojabilidad y la permeabilidad relativa asociada de una formación son determinadas por la cantidad de la fase fluyendo y por recubrimiento de surfactantes y aceites naturales o inyectados.

Si una gota de un líquido es puesta sobre la superficie de otro líquido inmisible o en la superficie de un sólido el cual no se disuelve, este puede expandirse en una delgada lámina o puede continuar con la forma de una gota. Si la gota de líquido se expande, esta moja la superficie. La superficie libre entre dos fases y la tensión interfacial entre ellas determina la fase mojante. La mojabilidad es medida por el ángulo de contacto entre la gota de un fluido formado sobre una superficie en particular. Si el ángulo de contacto es menor que 90° la burbuja se esparce desde su forma inicial y se dice que el fluido moja la superficie. A un ángulo más pequeño es más grande la mojabilidad del agua. Si el ángulo es mayor a 90° , la superficie no es mojada por el líquido.

1.2.8. Bloqueo por agua (water blocks). Los bloqueos de agua son un caso especial de problemas de permeabilidad relativa.³ Como se explica en la figura No. 3, el taponamiento por agua reduce la permeabilidad relativa a los hidrocarburos. Antes del daño, la movilidad original estaba en un rango de saturación de agua de 0.2 a 0.8. Luego de la invasión al medio poroso de agua incompatible con la formación, la saturación irreducible de agua se aumentó al 34 % desde su valor original del 20 %. Por lo tanto la línea AA' se convierte en la línea BB'. Como consecuencia la permeabilidad relativa al aceite a la saturación irreducible de agua decrece desde su valor original de 0.9 a alrededor de 0.3. Por otro lado, el daño causado por la hidratación de arcillas y taponamiento con partículas finas incrementa la saturación residual de aceite desde 0.2 a 0.26.

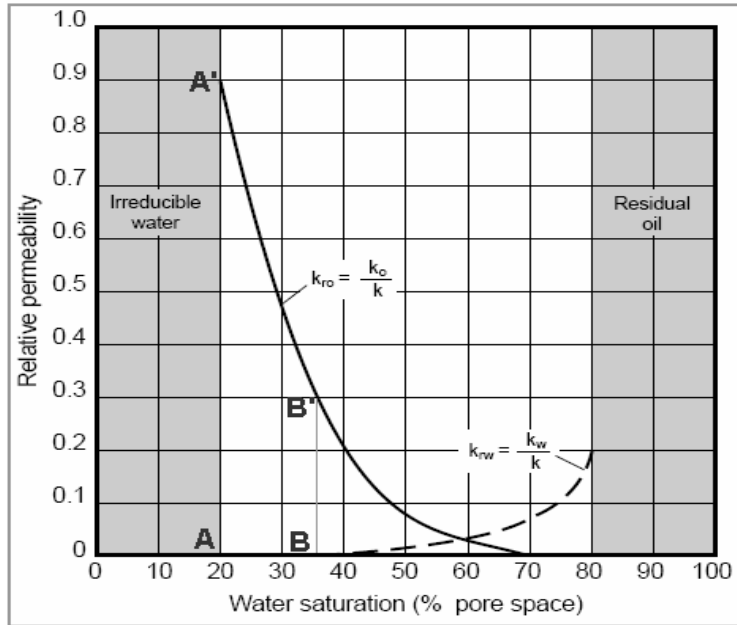


Figura N°. 3. Reducción de la permeabilidad al aceite debido al taponamiento por agua².

² Figura tomada de la referencia bibliográfica 2.

2. VELOCIDAD CRÍTICA Y CONTROL DE MOVILIZACIÓN DE FINOS

2.1. REVISIÓN DE CONCEPTOS BÁSICOS DE FLUJO A TRAVÉS DE MEDIOS POROSOS

En 1856 como resultado de estudios experimentales sobre el flujo de agua a través de filtros de arenas inconsolidadas, Henry Darcy formuló la ley a la que le dio su nombre. Esta ley ha sido extendida para describir, con algunas limitaciones, el movimiento de otros fluidos, incluyendo dos o más fluidos inmiscibles, en rocas consolidadas y otros medios porosos. La ley de Darcy enuncia que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la fuerza de empuje e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido⁵:

$$v = -\frac{K}{\mu} \left[\frac{dP}{dx} - \gamma' \cos \alpha \right] \quad (\text{E-2.1})$$

Donde:

v = velocidad aparente, cm/s

k = permeabilidad, Darcy

μ = viscosidad del fluido, cp

P = presión, atm

x = distancia, cm

γ' = gravedad específica del fluido

α = Angulo medido en sentido horario desde la vertical a la posición x .

El término: $\left[\frac{dP}{dx} - \gamma' \cos \alpha \right]$ representa la fuerza de empuje. La fuerza de empuje puede ser causada por el gradiente de presión del fluido (dP/dx) y/o gradiente hidráulico (ó gravitacional $\gamma' \cos \alpha$). En muchos casos de interés práctico, el gradiente hidráulico, aunque siempre está presente, es pequeño comparado con el gradiente de presión del fluido por lo que son frecuentemente despreciados.

La velocidad aparente, v , está definida como la rata de flujo por unidad de área (del material de la roca y los poros):

$$v = \frac{\text{Rata de flujo, } q}{\text{Area sección transversal, } A} \quad (\text{E-2.2})$$

El gradiente de presión es tomado en la misma dirección que v y q . El signo negativo indica que si el flujo es tomado como positivo en la dirección positiva de x , entonces la presión decrece en esa dirección así que la pendiente dP/dx es negativa.

La ley de Darcy se aplica solamente en la región laminar del flujo, en flujo turbulento que ocurre a altas velocidades, el gradiente de presión se incrementa a una tasa más grande que la esperada a la tasa de flujo. La ley de Darcy no aplica para flujo dentro de canales individuales de poro pero para porciones de roca con dimensiones grandes comparadas con el tamaño de los canales de poro, la ley es satisfactoria como promedio del comportamiento de muchos canales de poro. Por esta razón algunas muestras con dimensiones de uno o dos centímetros son adecuadas para la medición de la permeabilidad en areniscas uniformes; pero muestras mucho más largas son requeridas para medidas confiables en rocas con fracturas y de tipo vugular.

Debido a la porosidad de la roca, la tortuosidad de los caminos de flujo, y la ausencia de flujo en algunos de los espacios porosos, la velocidad del fluido varía de punto a punto dentro de la roca y mantiene un promedio que es muchas veces la velocidad aparente. Como las velocidades reales en general no se pueden medir, y para tener la porosidad y la permeabilidad separadas, la velocidad aparente forma la base de la ley de Darcy. Esto significa que la velocidad promedio de un fluido es la velocidad aparente dividida por la porosidad cuando el fluido está saturando completamente la roca.

- *Velocidad intersticial:*

$$u = \frac{q}{A * \phi} \quad \text{Para una sola fase} \quad (\text{E-2.3})$$

- *Velocidad intersticial del agua a la saturación residual de aceite:*

$$u_w = \frac{q}{A * \phi * (1 - S_{or})} \quad (\text{E-2.4})$$

- *Velocidad intersticial del aceite a la saturación irreducible de agua:*

$$u_o = \frac{q}{A * \phi * (S_{wr})} \quad \text{(E-2.5)}$$

La **velocidad crítica**, u_c , es la velocidad intersticial más allá de la cual el flujo de fluidos mueve arcillas o partículas finas desde la garganta de poro, a través del cuerpo del poro, a otra garganta de poro hasta que los finos son redepositados en las constricciones del poro bloqueando el camino de flujo.

La unidad básica de la permeabilidad es el Darcy, D. Una roca de 1 D de permeabilidad es una en la cual un fluido de 1 cp de viscosidad puede moverse a una velocidad de 1 cm/s bajo a un gradiente de presión de 1 atm/cm. La permeabilidad de una muestra medida en laboratorio puede variar considerablemente con respecto a la permeabilidad promedio del yacimiento, porque hay a menudo amplias variaciones lateralmente y verticalmente. La permeabilidad medida paralela a los planos de estratificación de las capas de rocas generalmente es mayor que la permeabilidad vertical. También, en algunos casos la permeabilidad a lo largo del plano de las capas varía considerablemente y consistente con la orientación del núcleo, probablemente debido a la depositación orientada de partículas más o menos alargadas y a la posterior lixiviación o cementación.

2.2. CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE FLUJO

Estos se clasifican usualmente de acuerdo al tipo de fluido, la geometría del yacimiento, o de acuerdo a la dependencia del tiempo (estado estable, transitorio o pseudoestable).

2.2.1. Sistema lineal, fluido incompresible, estado estable. Los líquidos son considerados fluidos totalmente incompresibles para efectos de realizar cálculos de laboratorio más simplificados, por lo tanto, la velocidad es la misma en todos los puntos.

$$v = \frac{q B}{A} = -\frac{K}{\mu} \frac{dP}{dx} \quad (\text{E-2.6})$$

Separando variables e integrando entre la longitud del cuerpo poroso;

$$\frac{qB}{A} \int_0^L dx = -\frac{K}{\mu} \int_{P_1}^{P_2} dP \quad (\text{E-2.7})$$

$$q = \frac{K A (P_1 - P_2)}{B\mu L} \quad (\text{E-2.8})$$

Agrupando términos de otra forma;

$$v = \frac{\Delta P}{L} \frac{K}{\mu} \quad (\text{E-2.9})$$

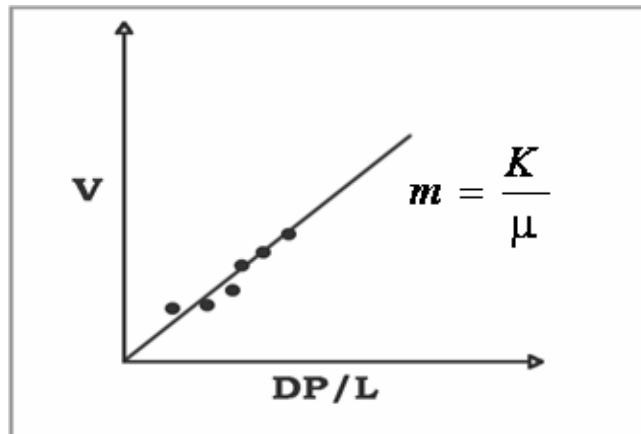


Figura N°. 4. Determinación de la permeabilidad con un fluido incompresible.

2.2.2. Sistema lineal, fluido ligeramente compresible, estado estable. La ecuación para este tipo de flujo es derivada de la anterior ecuación teniendo en cuenta que el volumen de los fluidos ligeramente compresibles se incrementa al disminuir la presión la cual se demuestra partiendo de la definición de compresibilidad de un fluido :

$$c = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dP} \quad (\text{E-2.10})$$

Separando variables e integrando y asumiendo una compresibilidad c promedio;

$$c(P_R - P) = \ln\left(\frac{V}{V_R}\right) \quad (\text{E-2.11})$$

$$e^{c(P_R - P)} = \frac{V}{V_R} \quad (\text{E-2.12})$$

$$V = V_R e^{c(P_R - P)} \quad (\text{E-2.12})$$

El término $e^{c(P_R - P)}$ puede ser representado por una expansión en series, donde sus dos primeros términos equivalen aproximadamente al valor total; por lo tanto la ecuación puede ser escrita como:

$$V = V_R [1 + c(P_R - P)] \quad (\text{E-2.13})$$

Esta ecuación puede ser expresada en términos de caudal;

$$qB = q_R [1 + c(P_R - P)] \quad (\text{E-2.14})$$

Donde q_R es la rata de flujo a una presión de referencia, P_R , y c es el factor de compresibilidad promedio.

Escribiendo la ecuación de Darcy para este caso, y separando variables para luego integrar entre la longitud del cuerpo poroso;

$$\frac{q_R}{A} \int_0^L dx = -\frac{K}{\mu} \int_{P_1}^{P_2} \frac{dP}{1 + c(P_R - P)} \quad (\text{E-2.15})$$

$$q_R = \frac{K A}{\mu L} \ln \left[\frac{1 + c(P_R - P_2)}{1 + c(P_R - P_1)} \right] \quad (\text{E-2.16})$$

2.2.3. Sistema lineal de fluidos compresibles, estado estable. La rata de flujo de gas es la misma a lo largo de toda la sección transversal en un sistema lineal, estado estable. Sin embargo, como el gas se expande con las caídas de presión, la velocidad es mayor aguas abajo. El flujo puede ser expresado en condiciones estándar sustituyendo en la ecuación el factor volumétrico de gas:

$$qB_g = \frac{q P_{ST} T Z}{T_{ST} P} \quad (\text{E-2.17})$$

Sustituyendo en la ley de Darcy;

$$\frac{q P_{ST} T Z}{T_{ST} P A} = - \frac{K dP}{\mu dx} \quad (\text{E-2.18})$$

Separando variables e integrando;

$$\frac{q P_{ST} T Z \mu}{T_{ST} K A} \int_0^L dx = - \int_{P_1}^{P_2} P dP = \frac{1}{2} (P_1^2 - P_2^2) \quad (\text{E-2.19})$$

Finalmente;

$$q = \frac{T_{ST} A K (P_1^2 - P_2^2)}{2 * P_{ST} T Z L \mu} \quad (\text{E-2.20})$$

Para observar el comportamiento graficamos agrupando de la siguiente forma:

$$V_a = \frac{K}{\mu * 2 P_a} \frac{(P_1^2 - P_2^2)}{L} \quad (\text{E-2.21})$$

Donde $P_a = \frac{P_{ST} T Z}{T_{ST}}$

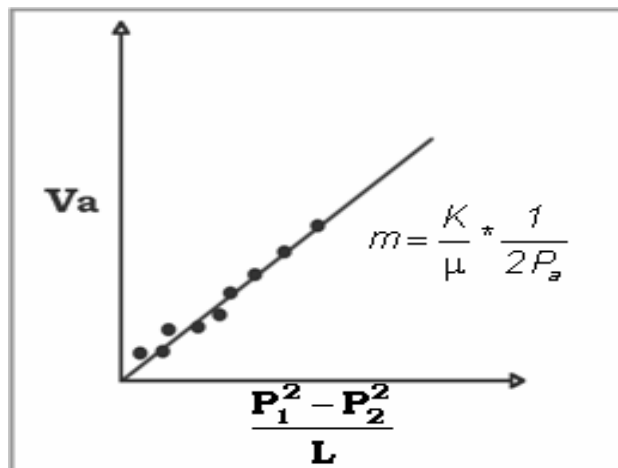


Figura N°. 5. Determinación de la permeabilidad con un fluido compresible.

2.3. FLUJO NO-DARCY

En muchos casos en procesos de recuperación de hidrocarburos, el flujo de fluidos es gobernado por la ley de Darcy. Pero cuando la rata de flujo es muy alta en la región cercana a la cara del pozo, la ley de Darcy es inadecuada para describir el flujo, por lo tanto, en adición al componente de las fuerzas viscosas, representado por la ecuación de Darcy, hay también una fuerza inercial actuando debido a la aceleración de las partículas del fluido cuando pasan a través del espacio poroso. Bajo estas circunstancias la ecuación apropiada de flujo es la formulada por Forchheimer (1901), quien encontró que el gradiente de presión requerido para mantener cierta rata de flujo a través de un medio poroso era más alto que el esperado por la ley de Darcy, por lo tanto, adicionó el término no-Darcy a la ecuación original para solucionar esta limitación⁹. Él dedujo el término de caída de presión adicional a partir de observaciones empíricas que, de un gráfico de $1/k_{app}$ (la permeabilidad aparente si la Ley de Darcy fuera aplicada a un experimento de flujo particular) vs. $\rho v/\mu$ (o R_p), la relación fue lineal sobre cierto rango de ratas de flujo. El coeficiente de permeabilidad Darcy constante, K_d , es luego reemplazado en la Ley de Darcy para una función lineal de R_p ⁸:

La relación lineal de permeabilidad dada por Darcy es:

$$\frac{\partial P}{\partial L} = \frac{\mu v}{k_{app}} \quad (\text{E-2.22})$$

La siguiente ecuación representa una línea recta obtenida al graficar $1/K_{app}$ vs. R_p

$$\frac{1}{k_{app}} = \frac{1}{k_d} + \beta \frac{\rho v}{\mu} \quad (\text{E-2.23})$$

La substitución de la relación de la permeabilidad lineal (K_{app}) en la Ley de Darcy (E-2.17) resulta en la conocida ecuación de Forchheimer;

$$\frac{\partial P}{\partial L} = \frac{\mu v}{k_d} + \beta \rho v^2 \quad (\text{E-2.24})$$

El flujo no Darcy es convencionalmente incluido en las ecuaciones de flujo como un factor de daño adicional. La ecuación de Forchheimer fue originalmente derivada para el flujo de fluidos en tubería donde a altas velocidades hay una transición, distinta de flujo laminar y flujo turbulento. El efecto no Darcy, es decir, la no linealidad entre el gradiente de presión y la velocidad, es atribuida a la turbulencia. Pero en la actualidad muchos investigadores⁶, plantean tres razones, atribuyendo la no linealidad a los efectos inerciales:

- En flujo turbulento en tuberías, el término lineal en la ecuación no existe.
- En flujo a través de tuberías, la transición de flujo laminar a turbulento no es gradual debido a la geometría del flujo.
- El número de Reynolds crítico al cual la transición comienza es en varios órdenes de magnitud más alto al cual se inicia el efecto no-Darcy.

Al comparar el número de Reynolds al cual ocurre el efecto no-Darcy para un modelo de un tubo recto y un modelo de un tubo curvado, se observa que para el primer caso la turbulencia verdadera se da para un $Re=2000$, mientras que para el segundo caso los efectos inerciales microscópicos llegan a ser significativos para un $Re=1$, entonces se concluye que el efecto no-Darcy ocurre porque los efectos inerciales alteran la velocidad y la presión del yacimiento. De esta comparación se evidencia que la tortuosidad debe ser uno de los factores claves en la determinación del coeficiente no-Darcy.

2.3.1. Sistema lineal, fluido incompresible.

Integrando la ecuación anterior (E-2.24) entre la longitud, obtenemos (E-2.25)

$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{\mu v}{K} + \beta \rho v^2$$

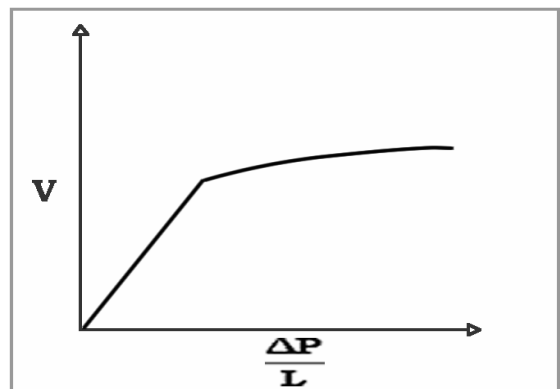


Figura N°. 6. Efecto no-Darcy para un fluido incompresible

2.3.2. Sistema lineal, fluido compresible.

Si $G = \rho v =$ rata de flujo másica

$$\text{De la ley de los gases ideales: } \rho = \frac{P^* PM}{R^* T} = \frac{P}{C} \quad (\text{E-2.26})$$

Multiplicando por ρ la ecuación para fluido incompresible (E-2.25) para un sistema de longitud L :

$$\frac{\rho \Delta P}{L} = \frac{\rho \mu v}{K} + \beta \rho^2 v^2 \quad (\text{E-2.27})$$

Reemplazando ρ a la izquierda y G a la derecha:

$$\left[\frac{P_0^2 - P_L^2}{2L} \right] = \frac{\mu}{K} GC + \beta G^2 C \quad (\text{E-2.28})$$

2.3.3. Determinación del coeficiente no-Darcy. El coeficiente no-Darcy en pozos es usualmente determinado por análisis de resultados de pruebas de presión multi-rata, pero tales datos en muchos casos no son confiables; por esta razón se utilizan correlaciones obtenidas de la literatura para calcular el coeficiente β . En la tabla 2ⁱⁱⁱ se muestran algunas correlaciones para calcular el coeficiente de flujo no Darcy, encontradas en la literatura, donde las ocho (8) primeras están en función de la permeabilidad absoluta y la porosidad, y las dos (2) siguientes incluyen el factor de tortuosidad del medio poroso, τ .

Los datos calculados mediante las correlaciones son utilizados para tener un valor de referencia o comparación con los datos obtenidos mediante pruebas de desplazamiento positivo e interpretar correctamente los resultados obtenidos. Al utilizar la Ley de Darcy para la identificación del tipo de flujo al realizar una prueba de desplazamiento sobre un núcleo, para mayor facilidad gráficamente, se agrupan de la siguiente forma las respectivas ecuaciones de Darcy y Forchheimer:

ⁱⁱⁱ Tabla tomada y modificada de la referencia bibliográfica 9.

$$\frac{\Delta P}{V} = \frac{\mu L}{K} = \text{constante}$$

$$\frac{\Delta P}{V} = \frac{\mu L}{K} + \beta \rho L V$$

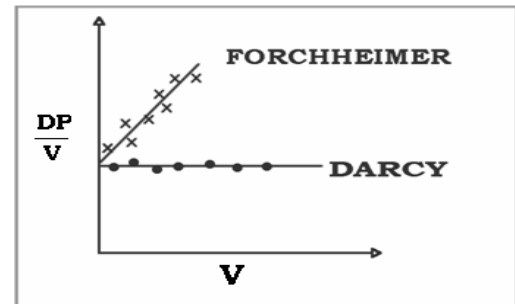


Figura N° 7. Evaluación del tipo de flujo.

Tabla 2. Correlaciones para calcular el coeficiente de flujo no-Darcy disponibles en la literatura (K en mD y β en 1/cm).

N°	Correlaciones β	Aplicación	Referencia
1	$\beta = \frac{4.8 * 10^{10}}{K^{1.176}}$	<ul style="list-style-type: none"> • Pruebas de campo (rata variable). • Medios de baja permeabilidad. • Medios hidráulicamente fracturados. 	11
2	$\beta = \frac{2.018 * 10^9}{K^{1.55}}$	<ul style="list-style-type: none"> • Datos experimentales de núcleos de areniscas y limolitas. 	12
3	$\beta = \frac{3.51 * 10^{10} \phi^{0.449}}{K^{1.88}}$	<ul style="list-style-type: none"> • Datos procesados a partir de muestras de areniscas y limolitas. 	13
4	$\beta = \frac{8.17 * 10^9 \phi^{0.537}}{K^{1.79}}$	<ul style="list-style-type: none"> • Datos procesados a partir de muestras de areniscas y limolitas. 	13
5	$\beta = \frac{11.5}{K \phi}$	<ul style="list-style-type: none"> • Areniscas. • Gas (N₂). 	14
6	$\beta = \frac{1.82 * 10^8}{K^{5/4} \phi^{3/4}}$	<ul style="list-style-type: none"> • Medio poroso natural 	9
7	$\beta = \frac{1.59 * 10^3}{K^{0.5} \phi^{5.5}}$	<ul style="list-style-type: none"> • Areniscas inconsolidadas, areniscas consolidadas, limolitas y dolomitas. 	9
8	$\beta = \frac{1}{\phi} \sqrt{\frac{245 * 10^8}{12 K \phi}}$	<ul style="list-style-type: none"> • Diferentes medios. • Gases (CO₂, N₂, Metano, H₂). 	9
9	$\beta = \frac{29.23 * 10^6 \tau}{K \phi}$	<ul style="list-style-type: none"> • Areniscas inconsolidadas, areniscas consolidadas, limolitas y dolomitas. • Considera el efecto de tortuosidad del medio poroso. 	10
10	$\beta = \frac{1.55 * 10^4 \tau^{3.35}}{K^{0.98} \phi^{0.29}}$	<ul style="list-style-type: none"> • Altas velocidades de flujo. 	10

2.4. PROCESOS DE MOVIMIENTO DE LAS PARTÍCULAS EN EL MEDIO POROSO

Existen tres fuentes primarias de partículas finas en formaciones petrolíferas:

- Invasión de partículas extrañas llevadas con los fluidos inyectados para operaciones de completamiento, workover o de recuperación mejorada.
- Movilización de finos in situ debido a la incompatibilidad de los fluidos inyectados dentro de la formación y diversas interacciones roca-fluido.
- Producción de partículas por reacciones químicas y por precipitación inorgánica y orgánica.

Como las partículas finas se mueven a lo largo de caminos tortuosos de flujo existentes en el medio poroso, estos son retenidos y depositados dentro de la matriz. Por consiguiente se reduce la permeabilidad y porosidad. El transporte de las partículas es afectado por seis factores¹⁶:

- Fuerzas moleculares.
- Interacciones electrocinéticas.
- Tensión superficial.
- Presión del fluido.
- Fuerzas de fricción.
- Fuerzas gravitacionales.

Los movimientos de las partículas son clasificados en procesos internos y externos. Los procesos externos ocurren sobre la cara de la formación y los procesos internos ocurren en el medio poroso y pueden ser clasificados en tres grupos:^{17, 18}

- Procesos en la superficie del poro: Deposición y remoción.

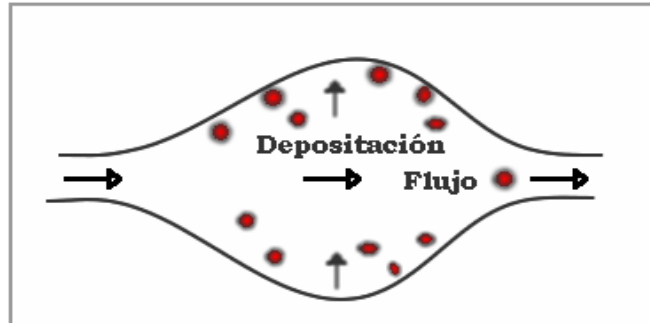


Figura N°. 8. Deposición y remoción en la superficie del poro.

- Procesos en la garganta de poro: taponamiento (malla, taponamiento, sello).

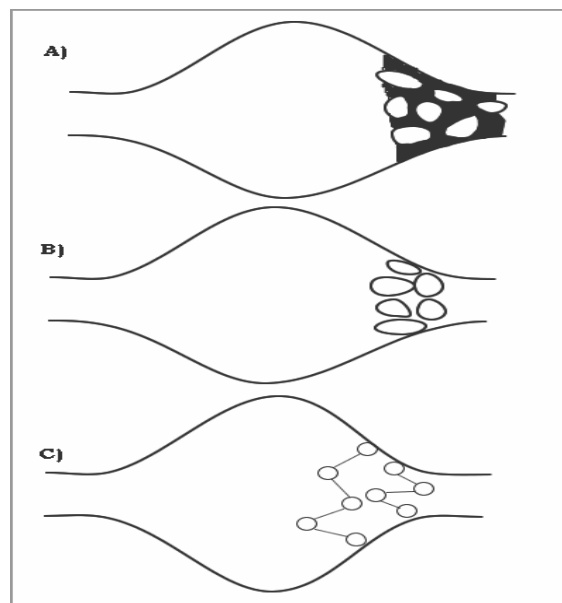


Figura N°. 9. Mecanismos de taponamiento de garganta de poro: A) taponamiento (plugging) y sello. B) restricción al flujo. C) taponamiento (bridging)

- Procesos de volumen de poro: formación de retorta in situ, reducción de retorta in situ, migración, generación y consumo (reacciones químicas, deformación de la roca, liberación de finos por disolución química del cemento).

Los mecanismos fundamentales de generación de partículas son:

- Movilización hidrodinámica.

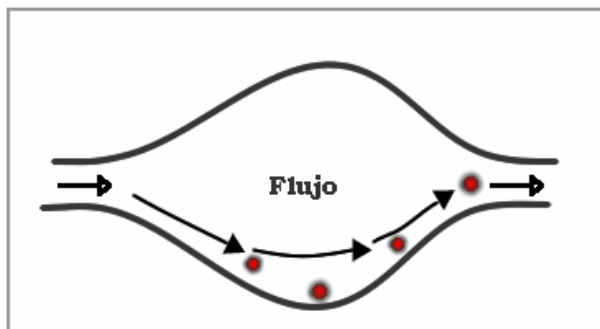


Figura N°. 10. Movilización Hidrodinámica.

- Expulsión coloidal.

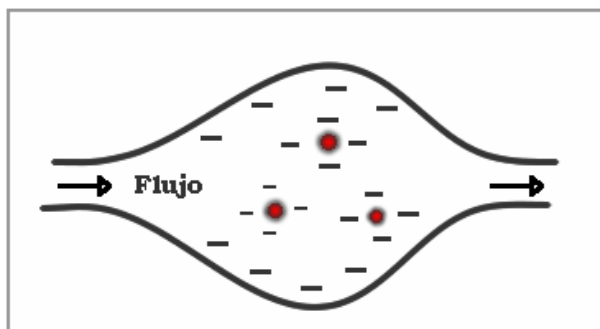


Figura N°. 11. Expulsión coloidal.

- Liberación de partículas debido a la disolución química del cemento o por compresión, aplastamiento y deformación de la roca.
- Formación química y físico-química.

2.4.1. Fuerzas que actúan sobre las partículas. (Faruk Civan¹⁹)

➤ **Fuerzas relacionadas con los mecanismos de transporte.**

- *Fuerza de inercia*: la inercia de una partícula la impulsa a mantener el movimiento en línea recta. La fuerza de inercia puede ser expresada adimensionalmente como:

$$I = \frac{\rho_s d^2 v_a}{18\mu D} \quad (\text{E-2.29})$$

Donde d y D son diámetros de la partícula y de los granos del medio poroso respectivamente, ρ_s es la densidad de las partículas, ρ y μ son la densidad y la viscosidad del fluido de arrastre, v_a es la velocidad de conductividad del calor, g es el coeficiente de aceleración gravitacional y T es la temperatura absoluta.

- *Fuerza gravitacional:* como resultado de la diferencia entre la densidad de la partícula y la del fluido de carga, las partículas tienden a moverse en dirección de la gravedad de acuerdo a la ley de Stokes, donde la velocidad de una partícula esférica bajo este movimiento esta dada por:

$$v_s = \frac{(\rho_s - \rho)gd^2}{18\mu} \quad (\text{E-2.30})$$

La fuerza gravitacional puede ser expresada por un grupo adimensional, relacionando las velocidades de Stokes y de convección.²⁰

$$G_g = \frac{g(\rho_s - \rho)d^2}{18\mu v_a} \quad (\text{E-2.31})$$

- *Fuerza centrífuga:* es generada por una aceleración externa. La fuerza centrífuga a una velocidad angular ω y a un radio R es expresada como:

$$G_c = \frac{R\omega(\rho_s - \rho)d^2}{18\mu v_a} \quad (\text{E-2.32})$$

- *Fuerza de difusión:* las partículas de diámetro menor a 1 mm tienden a moverse irregularmente en un líquido y a dispersarse aleatoriamente, lo que se conoce como movimiento Browniano, donde la difusividad es definida por Einstein como

$$D = \frac{KT}{3\pi\mu d} \quad (\text{E-2.33})$$

La fuerza de difusividad puede ser expresada por el Número de Peclet como la relación entre la velocidad de convección y la velocidad Browniana promedio:

$$P_e = \frac{3\pi\mu Dv_a}{KT} \quad (\text{E-2.34})$$

Donde, K es la constante de Boltzmann = $1.38 \cdot 10^{23}$

- **Fuerza hidrodinámica:** durante el flujo de un fluido puede formarse una circulación secundaria alrededor de la partícula, lo cual puede generar un desbalance de las fuerzas hidrodinámicas que actúan sobre la partícula haciéndolas mover transversalmente en el campo de flujo. Un grupo adimensional apropiado que represente correctamente la fuerza hidrodinámica no existe. Por lo tanto, han sido sugeridos²⁰ el Número de Reynolds dado por $Re = v_a D \rho / \mu$ y sus otras formas tales como las referidas al gradiente de corte, la velocidad relativa entre la partícula y el líquido, la velocidad angular de rotación de la partícula y la frecuencia de pulsación del líquido.
- **Fuerzas referidas a los mecanismos de adherencia.** Estas actúan sobre la partícula cuando están cerca de la superficie del grano, a menos de 1 μm de distancia.
 - **Fuerzas de Van-der. Waals:** esta es una fuerza de atracción debido a la ondas electromagnéticas generadas por las características electrónicas de los átomos y las moléculas, y es expresada como:

$$F_{vw}(s) = \frac{I}{(s-2)^2} F_n \left(\frac{s-2}{\lambda} \right) \quad (\text{E-2.35})$$

Donde λ es la longitud de onda adimensional de la fuerza de dispersión dividida entre el producto πd y F_n es una función asumida con un valor menor que $(s-2)/\lambda$ y mayor que la unidad.

- *Fuerza de fricción-arrastre:* las partículas cercanas a la superficie de los granos experimentan una restricción al flujo debido a que ellas deben desplazar el líquido radialmente sobre la superficie de estos a medida que se van acercando a la superficie del grano.

➤ **Fuerzas referidas a los mecanismos de desprendimiento.**

- *Fuerza de corte:* cuando el esfuerzo de corte τ del líquido fluyendo sobre partículas depositadas crea una fuerza mayor que las de adherencia a la superficie del grano, las partículas pueden ser desprendidas y movilizadas.

$$\tau = \mu \frac{dv}{dr} \quad (\text{E-2.36})$$

- *Fuerza electrostática de doble capa:* estas fuerzas son creadas debido a la condición iónica medida con el pH y la fuerza iónica. Cuando las partículas y la superficie de los granos poseen cargas electrostáticas del mismo signo, entonces se repelen el uno al otro. La fuerza de repulsión es expresada por:

$$F_R(s) = \frac{\exp[-Kd(s-2)]}{1 + \exp[-Kd(s-2)]} \quad (\text{E-2.37})$$

Donde s es la distancia de separación adimensional expresado como la razón entre la distancia de separación radial y el radio de la partícula, K es el recíproco del espesor de doble capa y d es el diámetro de la partícula.

2.5. MECANISMOS DE MIGRACIÓN DE FINOS.

Químicamente existe diversidad de finos, al igual que sus mecanismos de daño. Los finos pueden casi cubrir toda la gama de mineralogía clástica pero pueden ser clasificados en dos categorías: arcillosos y no arcillosos (cuarzo, sílice amorfa, feldspatos, carbonatos, sales y micas) los cuales son constituyentes comunes de las areniscas. El daño se percibe en la rápida declinación de la producción y en ocasiones finos en superficie asociados a la producción, pero una de las mejores formas de identificar el problema es con una prueba de flujo a núcleos para evaluar la velocidad crítica o la sensibilidad al agua, con el fin de simular los eventos realizados al pozo.

La reducción de la permeabilidad ocurre cuando las partículas finas llegan a una garganta de poro cuyo tamaño es más pequeño que el de las partículas, o cuando muchos finos pequeños alcanzan al mismo tiempo una garganta grande, al intentar pasar todos, causan taponamiento y sedimentación.

La migración de finos puede ser causada por dos formas, física o química. Este proceso involucra tres condiciones:

- Los finos deben existir dentro del espacio poroso de la roca.
- Debe existir un mecanismo que cause el desprendimiento de los finos del sistema poroso.
- Debe haber un mecanismo que atrape los finos in situ en la región cercana a la cara del pozo. Ej: Atracción iónica, mojabilidad.

La migración de finos es un fenómeno complejo pero es evidente que involucra variables tales como cambios en la mineralogía, permeabilidad, salinidad y pH, así como también las fuerzas de arrastre debidas a la velocidad de flujo, turbulencia y viscosidad del fluido. El daño por migración de finos puede ser ocasionado por uno o más de los siguientes fenómenos enumerados.

2.5.1. Altas ratas de flujo. Para cada formación existe una velocidad crítica (U_c) que puede ser suficiente para causar el movimiento de finos. También, someter un pozo a un cambio abrupto en la rata de flujo (flow shock) puede ocasionar la liberación de finos.

Todas las formaciones poseen algún grado de finos in situ. En consecuencia cada yacimiento tiene una única rata de flujo a la cual se causará el movimiento de

finos. La viscosidad del aceite y/o la turbulencia de gas junto con la rata de flujo contribuyen a las fuerzas de arrastre aplicadas a la partícula fina. El incremento repentino de la rata de flujo puede ocurrir mientras un pozo nuevo es introducido, cuando el cambio del tamaño de los choques no está diseñado correctamente. También al subestimar el flujo después de un tratamiento de estimulación y producir por encima de la velocidad crítica.

La caolinita, la illita y finos no arcillosos están pobremente unidos a los poros y de esta manera ellos pueden ser desprendidos y migrar como resultados de los efectos del flujo.

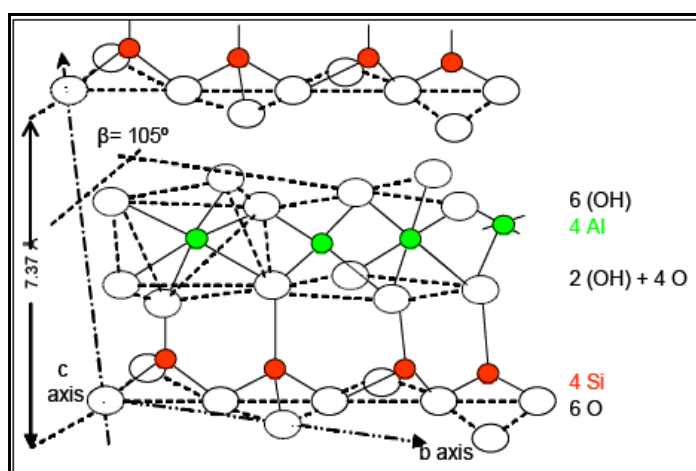


Figura N° 12. Estructura molecular de la caolinita^{iv}.

La estructura de la caolinita (Fig. N° 2.10) muestra un octaedro, $Al_4O_4(OH)_8$, conectado a un tetraedro, Si_4O_{10} , unido por una cadena de hidrogeno. Químicamente la caolinita es relativamente estable, pero su débil conexión a los poros y su morfología en forma de hojas, hace que esta tienda a migrar.

2.5.2. Efecto de la mojabilidad. El movimiento de partículas dentro del espacio poroso depende de la fase que moja la formación, los fluidos presentes en el espacio poroso y la rata de flujo. Siendo agua generalmente la que moja los finos, estos (especialmente las arcillas) tienden a fluir en la presencia de agua ya sea está inyectada o de producción.

En un yacimiento de aceite, donde la formación es mojada por agua, encontramos que el agua está en contacto con la superficie de los minerales, mientras que el aceite fluye a través del centro del espacio poroso. (Figura N° 13). En este caso

^{iv} Figura tomada de la referencia bibliográfica 15

como los finos son mojados por agua, tienden a permanecer en la envoltura de agua alrededor de las partículas de arena, y solo se moverán con el flujo de agua. Si la saturación de agua es baja es poco probable que causen problemas, pero al momento de empezar la producción de agua, estos finos llegan a ser movibles. Por otro lado, si las partículas de arcillas son mojadas por aceite, debido a alguna influencia externa los finos son atraídos e inmersos en la fase aceite (Figura N° 14). Las partículas luego tienden a moverse con el aceite causando taponamiento de las gargantas de poro; una vez esto ocurre el daño es usualmente severo.

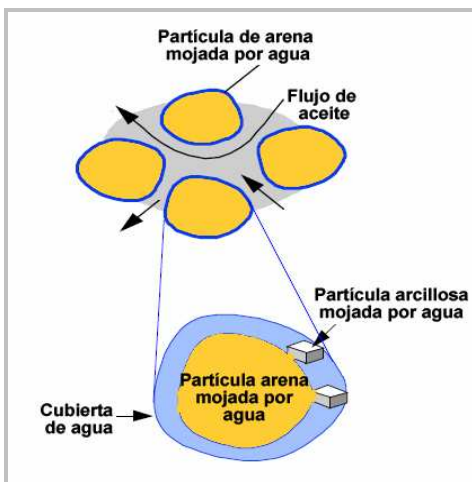


Figura N°. 13. Entrampamiento de una partícula mojada por agua¹⁵.

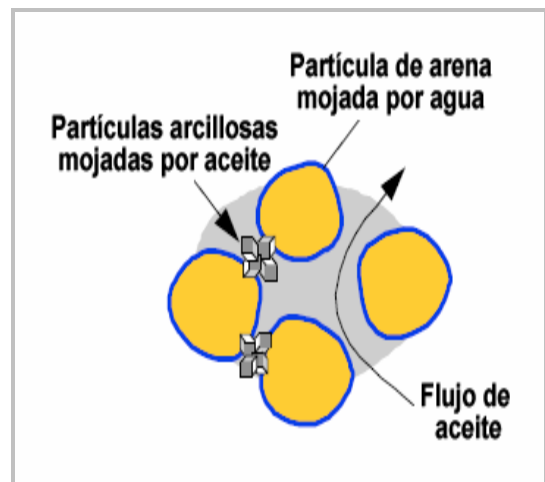


Figura N°. 14. Entrampamiento de una partícula mojada por aceite¹⁵.

2.5.3. Intercambio iónico. A una concentración menor que 20 g/l de NaCl o el equivalente en el fluido intersticial, la estructura de la partícula de arcilla se expande y llega a ser inestable o dispersarse. La relación entre la salinidad y los mecanismos de daño es explicada a través del intercambio iónico. Todas las arcillas en conjunto tienen carga negativa, la cantidad de carga negativa en las caras de los cristales de las arcillas determina la capacidad de intercambio de cationes de estas, siendo la montmorillonita la que mayor capacidad presenta. Los iones positivos se alinean por ellos mismos alrededor de la carga negativa en una lámina de arcilla. Dependiendo de la arcilla los cationes que contiene dentro de su estructura pueden ocupar el lugar de los cationes en la solución de agua (Ej: Mg, Al, Fe).

La salmuera de formación está constituida normalmente por cloruro de sodio en concentraciones por encima de 20.000 ppm por lo cual las arcillas están estabilizadas sobre las paredes de los poros. Cuando el filtrado, con sales diferentes a la salmuera de formación, entra en contacto con las arcillas altera el

equilibrio existente ocasionando un intercambio iónico, lo cual puede causar hinchamiento de la arcilla y desprendimiento del grano al cual se encontraba atado. También puede causar un incremento drástico del pH, el cual puede disolver los cementos de sílice y crear por lo tanto más finos. Así, el incremento del pH ocurre dentro de una arenisca que contiene arcillas debido a la disminución de la salinidad lo que conduce a un intercambio iónico.²⁴

El resultado final del intercambio iónico es la dispersión de las partículas arcillosas (defloculación). En la figura N° 2.13 se ilustra un sistema con agua dulce donde las partículas arcillosas se han expandido y dispersado, debido a la exposición a un fluido de menor salinidad.

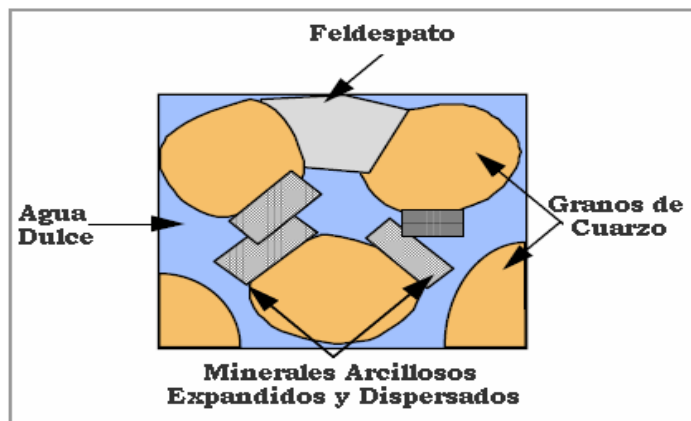


Figura N°. 15. Expansión y desprendimiento de partículas arcillosas al contacto con agua de menor salinidad^v.

2.5.4. Flujo de dos fases. Cuando fluyen aceite y agua juntos los finos tienden a migrar porque el agua es suficientemente móvil para arrastrarlos; estos son normalmente mojados por agua y la turbulencia causada por el flujo multifásico los mantiene en suspensión hasta que son depositados en las restricciones del poro. El efecto de la turbulencia puede desestabilizar los finos especialmente en la región cercana a la cara del pozo donde esos efectos son mayores debido al flujo radial. El flujo de dos fases también reduce la velocidad crítica requerida para la migración de finos.

2.5.5. Tratamientos de acidificación. El incorrecto tipo o volumen de ácido puede causar la precipitación de finos, fragmentación de arcillas, e in consolidación debido a la excesiva disolución de la matriz.

^v Figura tomada de la referencia bibliográfica 15

2.6. DETERMINACIÓN DE LA VELOCIDAD CRÍTICA.

La velocidad crítica puede ser usada para determinar las máximas ratas de desplazamiento para estudios de núcleos mediante pruebas de laboratorio, con el fin de evitar la movilización de finos.

La velocidad crítica es comúnmente determinada en un núcleo desplazando a ratas que se incrementan paso a paso mientras se mide la caída de presión a través del núcleo. La variable fundamental la cual es afectada en este tipo de pruebas es la permeabilidad del núcleo. Cuando la velocidad excede la velocidad crítica la magnitud de las fuerzas hidrodinámicas llega a ser más grande que la de las fuerzas de enlace entre partículas causando el desprendimiento de partículas finas, aunque no necesariamente empiezan a moverse. El movimiento se puede dar por rotación sobre un punto de la partícula o por traslación directa a través del espacio poroso hasta que encuentra la garganta de poro, donde los finos son atrapados y causan un decremento en la permeabilidad.

La velocidad crítica se determina observando el comportamiento de la relación entre la caída de presión y la rata de flujo; una prueba de velocidad crítica²⁵ es mostrada en la Figura N^o. 16, donde se desplaza salmuera de formación a través del núcleo incrementando la rata de flujo gradualmente desde 0.5 a 40 cc/min, observando el cambio en la permeabilidad, para este núcleo la velocidad crítica no fue alcanzada ya que la permeabilidad se mantiene en un 95 % con respecto a la rata inmediatamente anterior. Si la permeabilidad decrece entonces la caída de presión por unidad de rata de flujo ($\Delta P/q$) se incrementará. Un cambio en la permeabilidad resultará naturalmente en un incremento del $\Delta P/q$, pero otros factores también pueden causar estos cambios como se describió en secciones anteriores. Para una correcta interpretación de los datos de las pruebas de velocidad crítica, es importante entender algunos fundamentos de movimiento de fluidos a través del medio poroso. Para un buen entendimiento de la medida de la permeabilidad se requiere conocer la ley de Darcy con sus restricciones. Sin embargo las pruebas de velocidad crítica algunas veces requieren aplicación de altas ratas de flujo y algunos de los regimenes de flujo no satisfacen la ley de Darcy. Cuando esto sucede los resultados pueden ser interpretados incorrectamente.



Figura Nº. 16. Determinación de la rata crítica con salmuera de formación^{vi}.

A bajas ratas de flujo se conoce que la caída de presión a través del núcleo es proporcional a la rata de flujo a través de la muestra, este régimen de flujo es llamado laminar en donde las fuerzas viscosas son las causantes de la caída de presión. Aquí el fluido se mueve en forma de láminas y los efectos inerciales son pequeños. Los efectos inerciales ocurren cuando el fluido es acelerado a través de las gargantas de poro y desacelerado en cuerpo del poro.

A altas ratas de flujo la caída de presión a través del núcleo no es directamente proporcional a la rata de flujo. Aquí los efectos inerciales comienzan a hacerse significativos contribuyendo a la caída de presión, pero la naturaleza del flujo es laminar todavía. En este régimen la caída de presión llega a ser proporcional a la rata de flujo elevada a la potencia n , donde $1 < n < 2$. En principio este tipo de flujo puede ocurrir a un número de Reynolds menor que 10. Este efecto es notable porque puede ser confundido con un decremento en la permeabilidad, de ahí la importancia de determinar el factor de turbulencia de la muestra.

Como se muestra en la Figura Nº 17 a velocidades del fluido suficientemente bajas, las partículas finas permanecen atadas a las paredes de los poros, por lo tanto, no se causa daño a la formación por migración de finos y $\Delta P/v$ permanece constante. Sin embargo cuando la velocidad del fluido es gradualmente incrementada, se alcanza la velocidad a la cual las partículas son hidrodinámicamente desprendidas y luego el valor de $\Delta P/v$ se incrementa continuamente y la permeabilidad continua decreciendo debido a la migración y depositación de finos en medio poroso como se puede observar en la Figura Nº 18.

^{vi} Figura tomada de la referencia bibliográfica 25.

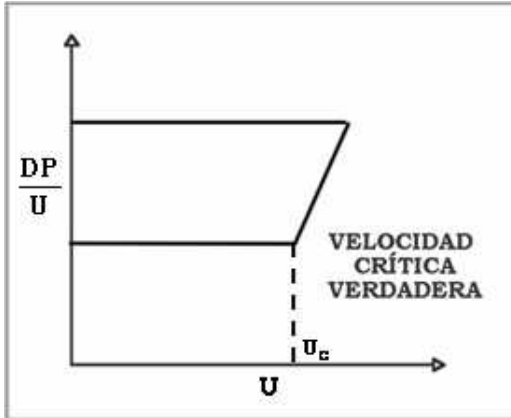


Figura N°. 17. Incremento del ΔP por migración de finos.

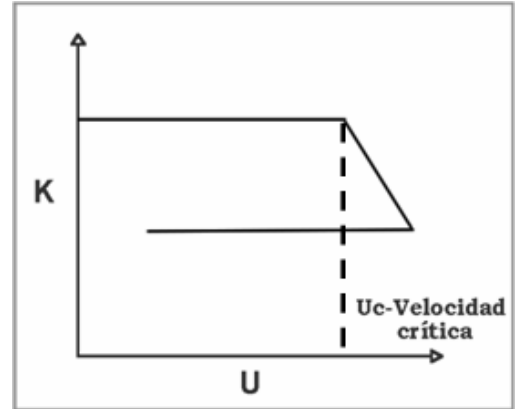


Figura N°. 18. Reducción de K al alcanzar la velocidad crítica.

El incremento en el diferencial de presión a altas tasas de flujo puede ser debido a la migración de finos o a los efectos de flujo inerciales. Para identificar cual de estos dos efectos está actuando, se realiza una prueba de reducción de velocidad⁷. Cuando la tasa de flujo es reducida gradualmente, el valor de $\Delta P/v$ debe ser igual a su valor original medido durante la prueba de incremento de la velocidad (Figura N° 2.17), si la velocidad crítica fue alcanzada durante esta prueba. Por el contrario, si la velocidad crítica fue excedida ocurriría una disminución de la permeabilidad por movilización y depositación de finos. Así, una prueba de reducción de la velocidad daría un valor diferente de $\Delta P/v$ que el medido previamente en la prueba de incremento de la velocidad.

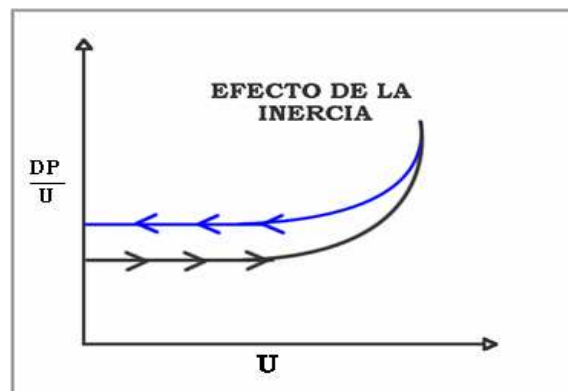


Figura N°. 19. Incremento del ΔP debido a los efectos inerciales.

Las características químicas de la salmuera (pH, composición iónica, tipo, y concentración de cationes) pueden afectar las propiedades hidráulicas de un medio poroso por incompatibilidad entre el fluido y la roca. Medir el pH del efluente durante la prueba de desplazamiento, sirve como un indicador de las interacciones físico-químicas entre la solución acuosa y la formación.¹⁸ En la figura N° 2.17 se muestra la velocidad crítica y el pH en una prueba de flujo de incremento de la velocidad con una salmuera (NaCl/CaCl₂); el mínimo valor de pH coincide con la velocidad crítica y es atribuido al intercambio de iones al reemplazarse el K⁺, presente en la superficie de los poros, por el Na⁺ y el Ca²⁺, lo que da como resultado un incremento en la concentración de K⁺ en la solución efluente y por consiguiente una disminución en el pH. Una explicación para el incremento del pH puede ser la disolución de cementos de carbonatos presentes en el núcleo lo cual puede ocurrir a altas ratas de flujo.

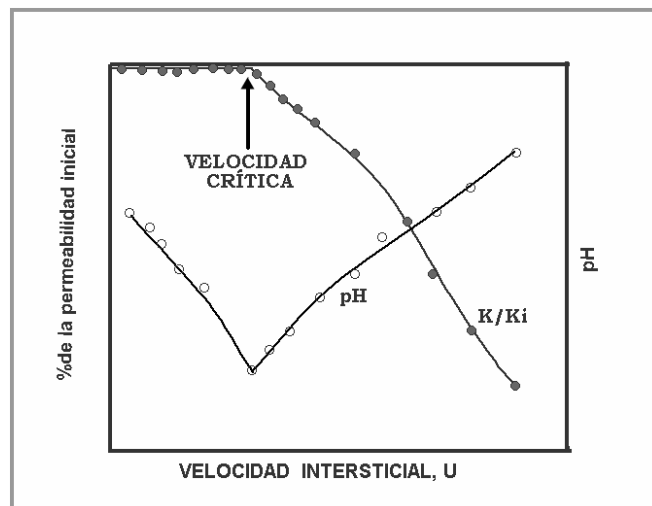


Figura N° 20. Relación entre la velocidad crítica y el pH.

2.7. VELOCIDAD CRÍTICA A CONDICIONES DE CAMPO.

Con base a los esquemas dados en la figura Miranda y Underdown²³ desarrollaron un método para llevar los datos de laboratorio a condiciones de campo. La velocidad intersticial de fluido es expresada en términos de los parámetros del núcleo y los perforados del pozo:

$$U_c = \left(\frac{q}{A\phi} \right)_{\text{Núcleo}} = \left(\frac{q}{A\phi} \right)_{\text{Pozo}} \quad (\text{E-2.38})$$

El área de la sección transversal del núcleo es conocida. El área total de influjo del intervalo de los perforados del pozo está dada por:

$$A = E_s N_s L_i \left[0.7\pi dh + 0.3\pi r \sqrt{r^2 + h'^2} \right] \quad (\text{E-2.39})$$

Donde E_s es la eficiencia de los disparos en porcentaje, N_s es la densidad de los perforados expresada como el número de disparos por pie, L_i es la longitud del intervalo en pies, d es el diámetro de los perforados en pies y h y h' denotan las longitudes de las secciones cónicas y cilíndricas del canal de los perforados.

3. TÉCNICAS DE LABORATORIO E INSTRUMENTOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LAS ROCAS DEL YACIMIENTO.

3.1. EVALUACIÓN DE LA FORMACIÓN.

La evaluación de la formación sensible a cambios en las condiciones durante la explotación del yacimiento requiere el esfuerzo de un equipo multidisciplinario, la integración de varios instrumentos y aproximaciones analíticas²⁶. Algunos métodos, tales como interpretación de pruebas de presión, pueden ser usados para inferir información limitada de parámetros críticos de la formación. Sin embargo, son preferibles las medidas directas de las propiedades de núcleos a las condiciones del yacimiento, porque estos proveen información más confiable.

Para los estudios de daño a la formación e interpretación de pruebas de laboratorio y campo se requiere conocer las características del yacimiento. Las propiedades del yacimiento y sus heterogeneidades pueden ser definidas usando cuatro niveles de escala²⁷:

- Datos microscópicos.
 - Distribución de poros y granos.
 - Radios de las gargantas de poro.
 - Litología de la roca.
- Datos del núcleo.
 - Permeabilidad.
 - Porosidad.
 - Saturación.
 - Mojabilidad.
- Datos de simulador.
 - Registros wireline.
 - Datos sísmicos.

- Datos del yacimiento.
 - Pruebas de presión.
 - Modelos geológicos.

La caracterización y cuantificación de las propiedades de la roca, de los poros y los sistemas de fluido requieren una integración de varias disciplinas²⁸. Skopec⁴ afirma que la caracterización del yacimiento es un proceso para predecir cuantitativamente las propiedades y definir la variabilidad espacial del reservorio. En la figura N° 21 se describe las múltiples disciplinas integradas para la caracterización de las rocas del yacimiento.

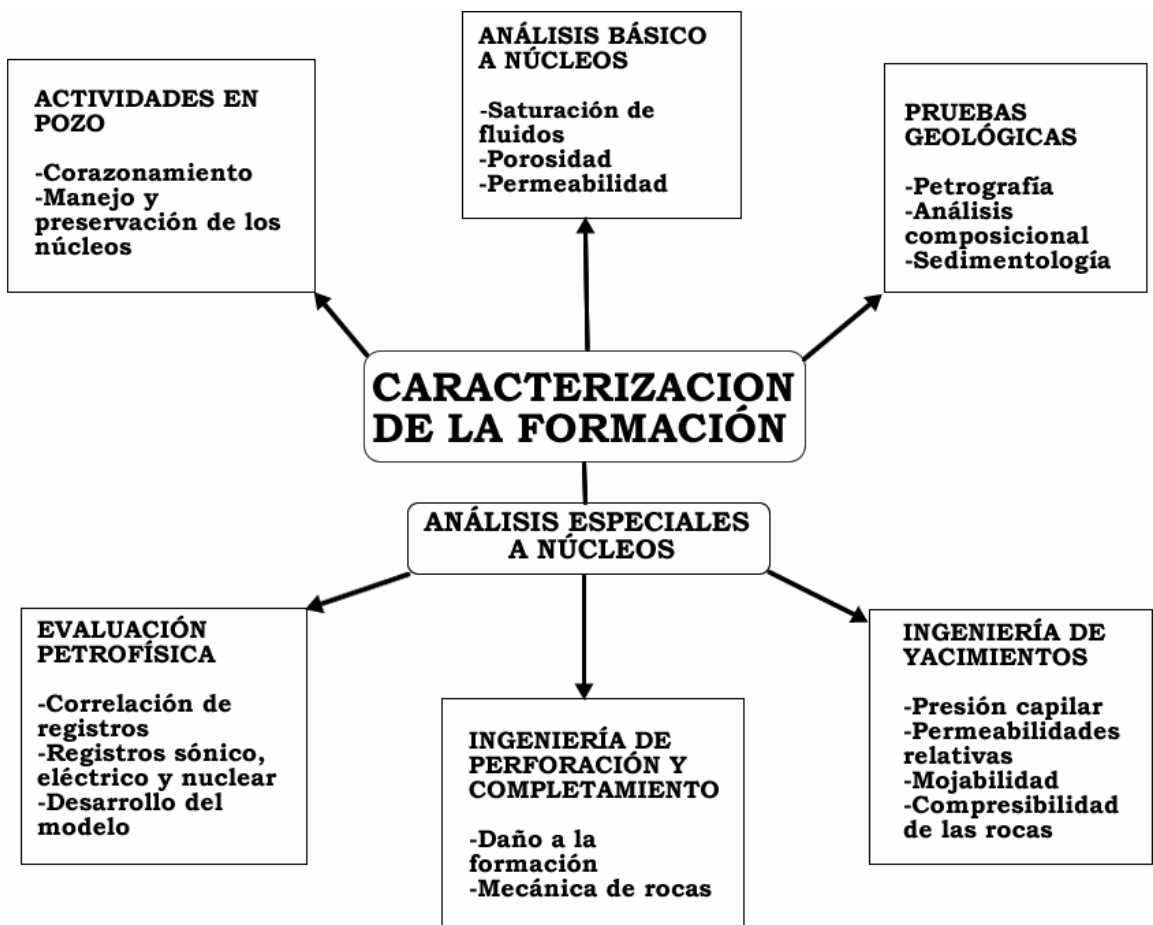


Figura N°. 21. Elementos integrados en la caracterización de la roca.

3.2. PRUEBAS DE FLUJO A TRAVÉS NÚCLEOS PARA LA EVALUACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

Para evaluar el daño a la formación junto con los métodos para su remoción se realizan pruebas de flujo a núcleos representativos del yacimiento en laboratorio, simulando las condiciones in situ del reservorio. Antes de realizar una operación de pozo, a través de estas pruebas se analizan los cambios de las propiedades de la muestra, permitiendo comprender el mecanismo de daño asociado a incompatibilidad entre fluidos o fluido-roca. Con la información obtenida se simula el proceso de daño de formación a nivel del campo.

El daño a la formación ocurre por varios mecanismos y/o procesos, dependiendo de la naturaleza de la roca y los fluidos presentes. Las pruebas de laboratorio están diseñadas para determinar, entender y cuantificar los procesos, sus parámetros y su efecto sobre el daño a la formación. Los resultados obtenidos mediante las pruebas de laboratorio ayudan a determinar la relativa contribución de varios mecanismos de daño, los cuales por conveniencia son clasificados en dos grupos³⁰.

- Interacciones fluido-fluido, las cuales incluyen, emulsiones, depositaciones inorgánicas y depositaciones orgánicas.
- Interacciones fluido-roca, las cuales incluyen, movilización, migración y depositación de partículas finas, alteración de las propiedades de las partículas y el medio poroso tales como absorción, adsorción, cambios en la mojabilidad, inchamiento.

Pruebas y procesos experimentales deben ser diseñados para obtener datos significativos y precisos. Los datos deben ser adecuados para usar con los métodos de interpretación analíticos disponibles. Esto es importante para desarrollar correlaciones empíricas confiables, verificar modelos matemáticos, identificar los mecanismos de daño y determinar los parámetros relevantes. Para una correcta caracterización del daño a la formación, las pruebas de flujo deben realizarse bajo ciertas condiciones³¹.

- Muestras de los fluidos actuales y de las rocas de la formación y deben ser consideradas todas las potenciales interacciones fluido-roca.
- Las pruebas de laboratorio deben estar diseñadas en vista de las condiciones de todas las operaciones de campo, incluyendo perforación, completamiento, estimulación y las estrategias y técnicas para la recuperación de aceite y gas.

- La composición iónica de las salmueras usadas en las pruebas deben ser la misma a las salmueras de la formación y las de inyección.
- Los núcleos provenientes de yacimientos de aceite deben ser extraídos preservando su estado original de saturación residual de aceite. (debido a que los crudos pesados y asfálticos tienen un efecto inherente de estabilización de las arcillas y finos en el yacimiento).

3.3. PRÁCTICA RECOMENDADA PARA PRUEBAS DE LABORATORIO DE DAÑO A LA FORMACIÓN.

En la industria no existe un procedimiento y/o equipo estandarizado para la evaluación de fluidos a usar a lo largo de las diferentes operaciones realizadas en un yacimiento, sin embargo estos fluidos deben ser sometidos a pruebas para determinar la permeabilidad de retorno o algún otro indicativo del daño a la formación. La repetibilidad y reproducibilidad de estas pruebas no han sido ampliamente establecidas, a pesar de esto se recomienda seguir la guía presentada por Marshall³², la cual cubre todos los aspectos de la metodología de las pruebas, desde la selección y preparación del núcleo hasta la presentación del reporte final.

3.3.1. Selección de fluidos compatibles con el yacimiento. Para una óptima selección del fluido de prueba se recomienda seguir los siguientes seis pasos³³.

- Identificación de las características del fluido y la roca.
- Especulación de los potenciales mecanismos de daño a la formación.
- Verificación y cuantificación de los mecanismos de daño con las pruebas apropiadas.
- Investigación de las posibles técnicas para mitigar el daño a la formación.
- Desarrollo de los sistemas efectivos para minimizar o evitar invasión de fluidos y finos dentro del medio poroso.
- Probar los posibles fluidos a utilizar para una adecuada selección.

3.3.2. Preparación y caracterización del núcleo.

3.3.2.1. Limpieza y secado: una vez se ha sido escogido el método de limpieza y secado este debe ser idéntico en todas las muestras en un estudio particular.

- Muestras en estado natural: no requieren ser limpiadas y deben llevarse a la saturación irreducible de agua (S_{wi}).

Las Muestras en estado no – natural deben ser limpiadas por alguno de los siguientes tres métodos:

- Muestras que no contienen minerales sensibles pueden ser limpiadas en un soxhlets usando solventes o mezclas de solventes y secadas en un horno a alta temperatura (90 °C). Muestras que contienen minerales sensibles tales como illita o esmectita deben ser limpiadas sumergiéndolas continuamente en solventes fríos y secadas bajo el punto crítico de secado. Si el equipo requerido no está disponible la limpieza se puede realizar por inmersión en un soxhlets y el secado en un horno a baja temperatura (60 °C). una vez limpias y secas las muestras deben ser colocadas en un desecador.
- Las muestras pueden ser limpiadas en un core holder haciendo fluir a través de ellas solventes miscibles.
- Las muestras pueden ser “limpiadas” haciendo fluir aceite mineral y salmuera de la formación hasta que el desplazamiento completo de los fluidos originales es alcanzado. Finalmente se desplaza aceite a la S_{wi} . Esto debe realizarse a la temperatura del yacimiento.

3.3.2.2. Selección del núcleo: Antes de las pruebas de flujo, suficientes duplicados de los corazones deben ser seleccionados para que el programa completo de la prueba pueda ser realizado esencialmente con la misma muestra de roca. Los siguientes criterios son tenidos en cuenta para la selección de los núcleos:

- Permeabilidad similar (preferiblemente dentro del 20% de la medición de la permeabilidad absoluta).
- Similar distribución de los granos (determinada por SEM).
- Similar composición y litología (determinada por XRD y SEM).

3.3.2.3. Saturación del núcleo:

- Saturación con salmuera de formación: las muestras limpias deben inicialmente saturadas con salmuera de formación, para esto se pueden utilizar uno de los siguientes métodos de acuerdo al proceso de limpieza empleado:
 - Si las muestras han sido limpiadas usando métodos de inmersión, se colocan en un recipiente de saturación, se aplica vacío y luego la salmuera

de formación es introducida a suficiente presión hasta alcanzar el 100% de saturación. (Se determina por peso).

- Si las muestras han sido limpiadas haciendo fluir solventes en un core holder, se termina con una saturación del 100% de metanol (determinado por composición del efluente), luego este se desplaza con salmuera de formación hasta alcanzar el 100% de saturación de agua. La fase de gas debe ser eliminada aplicando back pressure.
- Preparación a la saturación base: antes de realizar la prueba de flujo, las muestras deben ser preparadas para definir la saturación/presión capilar. Para tanto pozos de aceite y gas, la saturación de salmuera irreducible debe ser usada. Existen varios métodos los cuales pueden ser usados para alcanzar esta saturación tales como platos porosos, desplazamiento en core holder y centrifuga.

3.3.3. Preparación de los fluidos.

3.3.3.1. Agua de formación simulada: esta debe ser preparada usando sales inorgánicas para obtener el apropiado nivel de iones, luego debe pasar por un filtro de 0.45 micrones.

3.3.3.2. Fluidos usados para las permeabilidades inicial y final:

- Keroseno o aceite mineral inerte.
- Salmuera de formación.
- Crudo.

3.3.4. Procedimiento de la prueba. La muestra preparada para la evaluación debe ser puesta en un core holder capaz de alcanzar la presión de confinamiento y los rangos de temperatura correspondientes a las condiciones in situ del reservorio. Las presiones y ratas de flujo se registran continuamente en función del tiempo.

El núcleo queda montando en posición horizontal para el análisis. La presión de confinamiento sobre la muestra debe ser incrementada gradualmente para simular la condición in situ del yacimiento. La temperatura del equipo debe ser equivalente a la del reservorio, mientras esto sucede la presión de poro y de confinamiento deben ser ajustadas y monitoreadas para mantener las condiciones iniciales.

Para prevenir daño a la muestra debido a movilización de finos durante la prueba de flujo es recomendable realizar una prueba de velocidad crítica de movilización de finos para determinar las ratas de flujo máximas las cuales pueden ser aplicadas sin que haya reducción de la permeabilidad en la muestra.

3.3.4.1. Permeabilidad inicial. El fluido debe ser inyectado a una rata constante en la dirección de producción (desde la formación a la cara del pozo). Cuando la velocidad crítica no es conocida la rata de flujo debe ser tan baja como sea posible pero suficiente para generar una caída de presión que pueda ser registrada. Cuando la velocidad crítica es conocida la rata de flujo debe ser menor o igual al 50% de la rata crítica. Los diferenciales de presión a través de la muestra son registrados continuamente. Se debe tener especial cuidado con la movilización de partículas finas dentro de la muestra. El flujo debe mantenerse hasta que la caída de presión se haya estabilizado y no varié por más del 5% para un mínimo de 10 volúmenes porosos inyectados. El flujo se detiene una vez se estabilice el valor de la permeabilidad inicial.

3.3.4.2. Evaluación con fluido de perforación.

Lodo: para simular las condiciones del pozo, el fluido debe ser desplazado sobre el lado de la muestra correspondiente a la cara del pozo y aplicado a la misma presión de sobre-balance que en el yacimiento, circulando por un tiempo mínimo de cuatro horas.

Durante la circulación dinámica se debe monitorear la cantidad de fluido de invasión al final de la muestra registrando el volumen de invasión en función del tiempo para permitir la evaluación de las pérdidas de circulación como la creación de la retorta y su efectividad para prevenir la invasión del filtrado dentro de la muestra (leak off).

Filtrado de lodo: deben ser inyectados 10 VP de filtrado de lodo a la temperatura del yacimiento a través del núcleo en dirección del pozo a la formación a una rata de 1ml/min midiendo el diferencial de presión.

3.3.4.3. Evaluación con fluido de completamiento. Fluidos de completamiento libres de sólidos: 10 VP de fluido libre de sólidos deben ser inyectados a través del núcleo en dirección de la cara del pozo a la formación a la temperatura del yacimiento. La rata de inyección deber ser similar a la utilizada en la determinación de la permeabilidad inicial.

Píldoras para controlar pérdidas de fluido: estas deben ser expuestas sobre la cara del pozo a una sobre-presión apropiada, a la temperatura del yacimiento por una cantidad de tiempo determinada por la operación que está siendo simulada, pero un mínimo de 16 horas es recomendado. Se deben registrar las pérdidas de fluido y el diferencial de presión en función del tiempo.

3.3.4.4. Tratamiento de limpieza. Cualquier fluido de limpieza debe ser desplazado sobre la muestra en dirección hacia la formación a un diferencial de presión apropiado a las condiciones del yacimiento. El fluido debe seguir fluyendo una vez se alcance el punto de ruptura y se debe mantener el diferencial de presión hasta que se haya producido una cantidad significativa de fluido. Un periodo de cierre antes o después de circular el fluido puede ser utilizado para una apropiada simulación del yacimiento.

3.3.4.5. Simulación de producción. Una vez se haya circulado un fluido de perforación o de algún tratamiento es importante realizar una prueba de producción es decir en dirección de la formación a wellbore, esto se puede realizar bajo condiciones de presión constante o tasa de flujo constante.

3.3.4.6. Determinación de la permeabilidad de retorno. La permeabilidad final o de retorno puede ser medida en dos etapas diferentes:

- Inmediatamente después de realizado el paso anterior “simulación de producción”, es decir cuando se ha alcanzado una tasa de flujo/caída de presión estable.
- Después de la preparación del núcleo (sección 3.3.2) igual como se midió la permeabilidad inicial.

Para determinar la permeabilidad se repite el procedimiento de la sección “determinación de la permeabilidad inicial”, teniendo la seguridad de usar los mismos fluidos y tasas de flujo.

3.3.5. Reporte. La Tabla 3 es usada como una guía para presentar el reporte escrito, en la primera columna se presentan todas las secciones que deben ser incluidas y en la siguiente algunos elementos sugeridos para cada sección del reporte.

Tabla 3. Lista de elementos incluidos en el reporte

SECCIONES	ELEMENTOS SUGERIDOS
Fecha de realización	
Tipo de material de formación usado en la prueba	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ej.: corazón, afloramiento, sintético.
Objetivos de la prueba e información	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Pozo/formación a ser investigado ▪ Origen del material de formación ▪ Origen de salmueras, crudos y fluidos ▪ Historia del proyecto
Mineralogía del material usado en la prueba	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Distribución de los poros y método utilizado para su determinación ▪ Resultados de XRD, SEM y análisis de secciones delgadas.
Características del núcleo	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Saturación de agua irreducible, S_{wi} ▪ Método de preparación para la saturación base ▪ Métodos de limpieza (detallando el equipo, solventes y procedimientos usados)
Fluidos usados en la prueba	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lodos: información de la composición y métodos de preparación. ▪ Salmueras: Análisis químico ▪ Aceite: crudo, sintéticos
Condiciones de la prueba	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dimensiones del núcleo y orientación relativa a las capas de yacimiento. ▪ Área superficial del núcleo expuesta a los fluidos ▪ Dimensiones del core holder y esquema del equipo ▪ Temperatura ▪ Presión de poro ▪ Presión de confinamiento ▪ Volumen de fluido producido ▪ Rata de flujo
Resultados	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Referencia del núcleo ▪ Secuencia de la prueba ▪ Permeabilidad, inicial y final ▪ Caída de presión a través del núcleo vs. Tiempo ▪ Rata de flujo vs. Tiempo ▪ Volumen acumulativo ▪ Viscosidad de los fluidos
Interpretación	

3.4. SECUENCIA DE LAS PRUEBAS DE FLUJO A NÚCLEOS PARA LA EVALUACIÓN DE LOS PROBLEMAS DE DAÑO A LA FORMACIÓN.

Los problemas de daño a la formación más comunes se clasifican en cuatro grupos:

- Taponamiento de los canales de poro por sólidos introducidos por fluidos de perforación, completamiento, workover o inyección.
- Hidratación e hinchamiento de arcillas, o taponamiento por partículas arcillosas dispersas en el agua producida o de inyección.
- Taponamiento por agua que normalmente es causado por la introducción de aguas extrañas a la formación.
- Derrumbes de las paredes del pozo y el consiguiente flujo de arena en formaciones inconsolidadas.

El procedimiento de laboratorio requerido para la evaluación de los problemas comunes de daño se describe en las siguientes secciones. Las pruebas de flujo son realizadas usualmente bajo condiciones de diferencial de presión constante o rata de flujo constante a través del núcleo, sin embargo mantener estas condiciones puede ser algo complicado de lograr, a pesar de la utilización de un equipo de alta calidad. Por lo tanto son preferidos los métodos de interpretación que permiten condiciones de flujo variable.

3.4.1. Daño a la formación por lodo. Existen gran variedad de lodos de perforación, estos varían en su composición de acuerdo a las características deseadas. Usualmente se utilizan arcillas para darle propiedades reológicas y controlar la filtración. A pesar de la función de sello de la retorta los sólidos del lodo pueden invadir la formación y causar taponamiento de los canales de poro, además las arcillas de la formación pueden reaccionar con el filtrado contribuyendo a la reducción de la permeabilidad. La productividad del yacimiento puede reducirse con el incremento de saturación de agua, lo cual corresponde a taponamiento por agua reduciendo la permeabilidad relativa a los hidrocarburos.

3.4.2. Evaluación de los fluidos de perforación. Las secuencias de las pruebas de laboratorio para la evaluación de lodos son presentadas en diagramas de flujo³⁴. El lodo es expuesto a la cara de la muestra bajo un diferencial de presión (en la Figura N° 22 se muestra el diseño del core holder para esta prueba³⁰). Por

lo general las pruebas se realizan sin la presencia de hidrocarburos móviles, en la muestra solamente está presente la salmuera a ser evaluada permaneciendo constante la saturación de agua, de esta forma se desprecia el efecto de taponamiento por bloques de agua. En la figura N° 23 se presenta la secuencia de la prueba para este caso, junto con las ecuaciones utilizadas para determinar la magnitud del daño o remediación. Esta prueba indica el daño de la productividad por la hidratación de arcillas y el movimiento de finos dentro de la formación durante las operaciones de perforación, y cualquier beneficio de la remoción de los finos cuando la dirección del flujo es reversada. Durante estas pruebas es medido el volumen de filtrado contra el tiempo. Si el diseño experimental lo permite, las propiedades de la retorta, tales como porosidad, permeabilidad y espesor, los finos en el efluente y los volúmenes de líquido deben ser medidos.

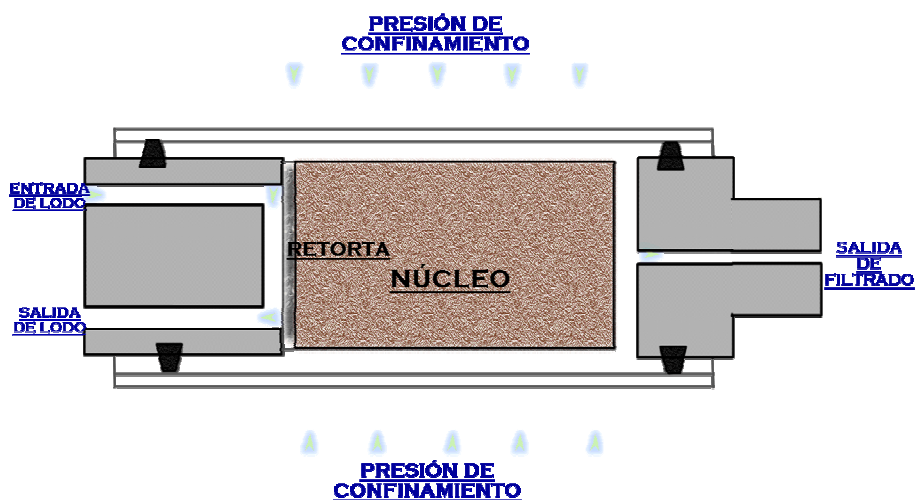


Figura N°. 22. Diseño del core holder para la evaluación de fluidos de perforación.

En la figura N° 24 se presenta la secuencia de la prueba con presencia de hidrocarburos móviles, en este caso se estima el potencial taponamiento por agua de una formación.

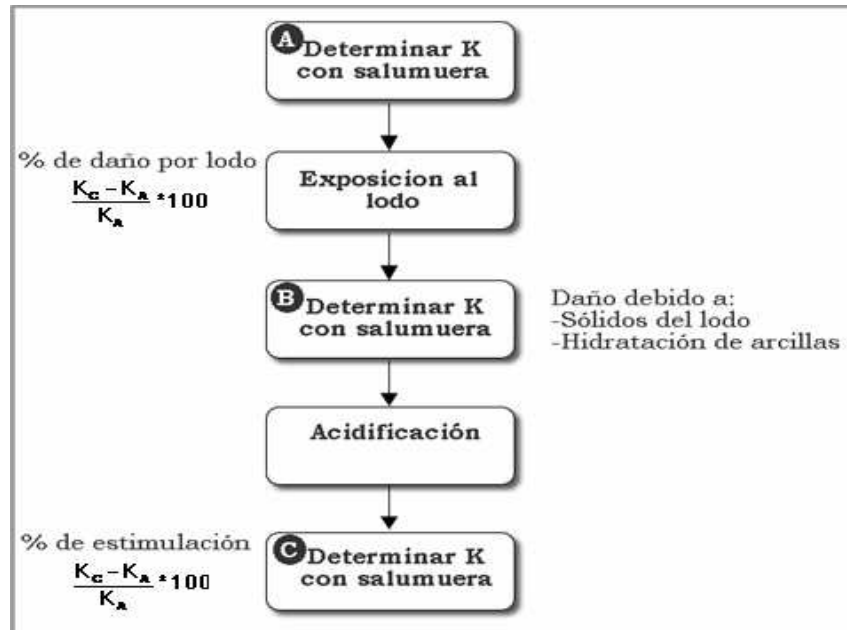


Figura Nº. 23. Secuencia de la prueba sin presencia de hidrocarburos móviles.

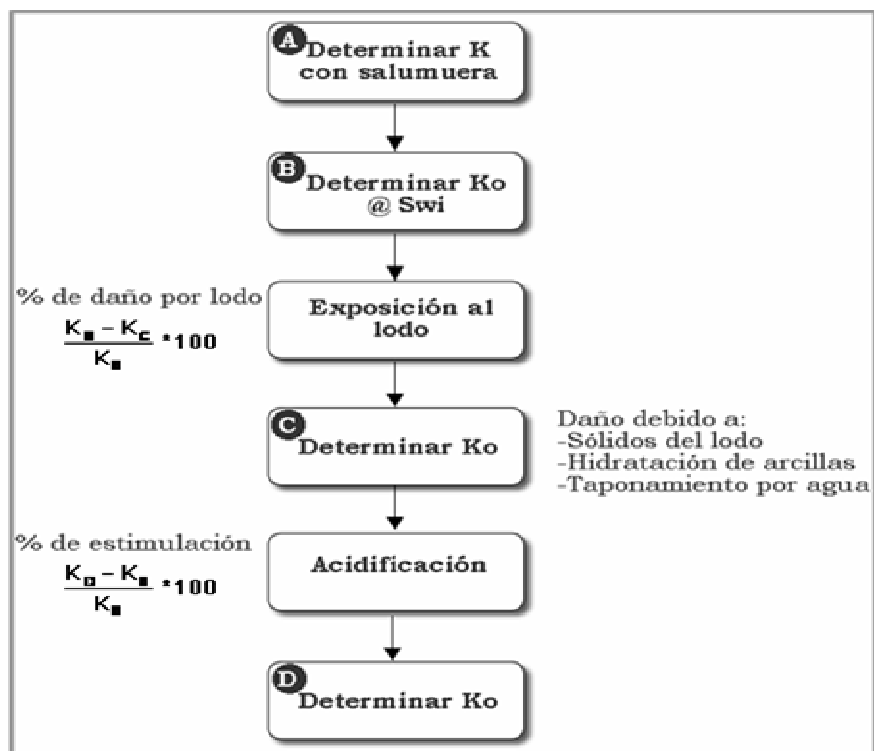


Figura Nº. 24. Secuencia de la prueba con presencia de hidrocarburos móviles.

3.4.3. Evaluación de los fluidos de fracturamiento hidráulico. Los fluidos de fracturamiento hidráulico causan daño a la formación por taponamiento de agua, invasión de sólidos asociados con pérdidas de circulación e hidratación de arcillas en la región cercana a la fractura. De ello la importancia de usar fluidos compatibles. Por consiguiente se recomienda realizar pruebas sobre núcleos de formación, en los cuales las fracturas pueden ser creadas. En estas pruebas se determinan parámetros como coeficiente de pérdida de fluidos, efectividad de los aditivos, solubilidad de la formación al ácido, liberación de finos con la reacción ácida.

3.4.4. Evaluación de fluidos de inyección y workover. Estas pruebas indican la incompatibilidad de arcillas con aguas extrañas introducidas, incluyendo salmuera de formación y filtrado de lodo. Tales pruebas también pueden ser usadas para evaluar la efectividad de estabilizadores de arcillas adicionados a los fluidos de inyección. El uso de fluidos de workover filtrados remueve los sólidos que causan taponamiento y resulta en la evaluación del daño causado por hinchamiento de arcillas y/o movimiento de partículas arcillosas. El sistema roca-agua es considerado compatible cuando la permeabilidad de la formación no decrece con el fluido de inyección.

Mediante una prueba de compatibilidad es posible comprobar la interacción fisicoquímica de los fluidos inyectados con la formación productora. En la Figura 25²⁵ se presentan los resultados de una prueba de desplazamiento, se observa una sensibilidad del 71% al agua dulce. La muestra empleada en el estudio de sensibilidad una vez limpiada fue saturada al vacío. Se inicia el desplazamiento de salmuera simulada de formación y a continuación se inicia la inyección de agua dulce a través del medio poroso mientras se va monitoreando la permeabilidad. Esta muestra es sometida a flujo inverso y nuevamente a flujo directo, además se vuelve a inyectar salmuera como se observa en la Figura, para verificar el movimiento de finos que genera reducción de permeabilidad.

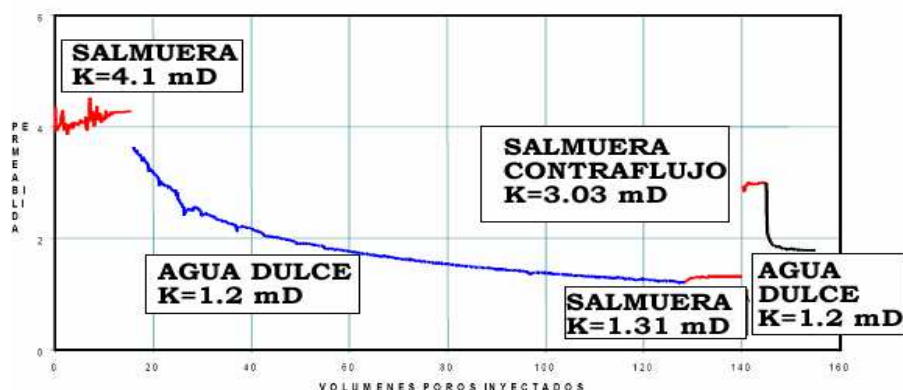


Figura Nº. 25. Prueba de compatibilidad de fluidos

4. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL Y RESULTADOS

Las pruebas fueron diseñadas con el fin de simular los procesos de circulación de fluidos a través de la formación bajo condiciones representativas, para así evaluar los cambios que experimenta la permeabilidad debido a las interacciones entre fluidos inyectados y la roca. Se realizaron pruebas para determinar la velocidad crítica, permeabilidad base con salmuera y con aceite, y permeabilidades de retorno después de evaluar un fluido de distintas características al usado en la determinación de la permeabilidad base.

4.1. EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO (EDP)

Este es un equipo diseñado para medir los cambios de permeabilidad en una muestra cuando es expuesta a diferentes fluidos de prueba. El EDP permite inyectar fluidos a través de un núcleo preparado en una dirección simulando el flujo de fluidos de tratamiento o de formación. Los principales componentes del equipo son descritos a continuación y en la Figura N° 26 se ilustra su diagrama generalizado.

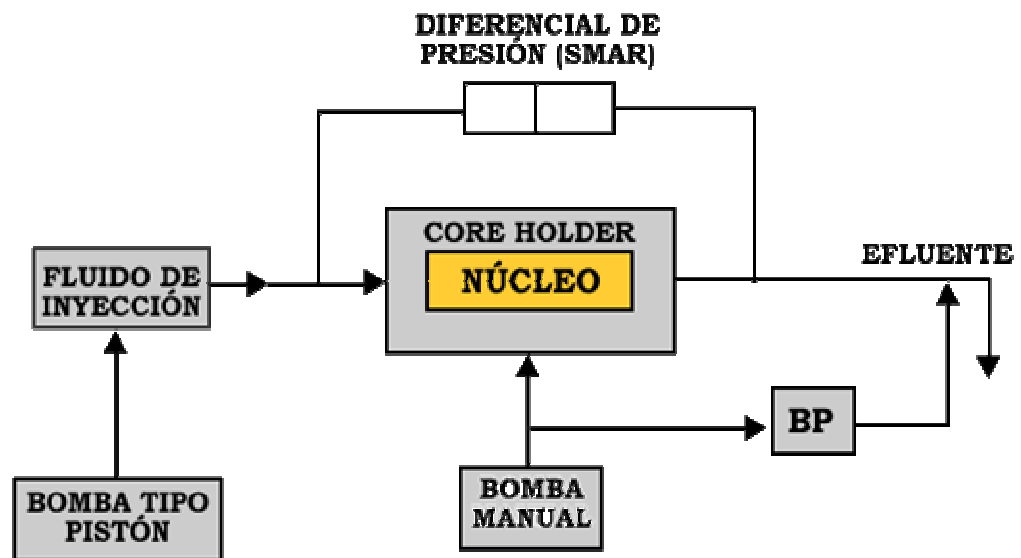


Figura N°. 26. Esquema generalizado del equipo de desplazamiento positivo

- **Core Holder:** de acero inoxidable que permite montar núcleos de 1 a 1.5 pulgadas de diámetro y hasta 6.75 pulgadas de longitud. El núcleo es introducido dentro de una manga de caucho y sometido a una presión de confinamiento hasta de 7500 psi. El equipo cuenta con un software el cual provee en tiempo real la medida del diferencial de presión a través del núcleo con el cual es calculado el valor de la permeabilidad.

- **Horno:** tanto los cilindros con los fluidos de desplazamiento y el núcleo están dentro de un horno el cual puede alcanzar hasta 350 °F de temperatura. La unidad de control de temperatura provee un método de control seguro y preciso.

- **Bomba tipo pistón:** La bomba marca Gilson tipo pistón es ajustada a la rata de flujo deseada (máximo 5 ml/min) una vez ha sido conectada su entrada al tanque con el fluido usado para desplazar y la salida con los correspondientes cilindros que contiene el fluido a inyectar ya sea una solución acuosa o una solución aceitosa.

- **Diferencial de presión tipo Smar:** el diferencial de presión entre la entrada y la salida del núcleo es tomado por uno de los tres medidores inteligentes de diferencial de presión tipo Smar del equipo. Durante la prueba el diferencial de presión puede ser medido con alguno de los tres transductores según el rango y el nivel de precisión deseado; de 0-7.2 psi de DP, de 0-360 psi o de 0-3600 psi. Mediante 4 electro-válvulas es posible medir el DP en puntos intermedios de la muestra.

- **Regulador de contra-presión (Back Pressure):** es utilizado para mantener una presión de sobre balance a través del núcleo aplicando la presión deseada con una bomba manual conectada al regulador y este a la salida del núcleo.

4.2. SELECCIÓN Y PREPARACIÓN DE LOS NÚCLEOS

Fueron seleccionadas dos (2) muestras de areniscas de distintas características, obtenidas de afloramientos. Las muestras fueron sometidas a la preparación recomendada en el capítulo anterior. Una vez fueron cortadas sus dimensiones fueron registradas y posteriormente fueron limpiados en un Soxhlet haciendo circular tolueno por aproximadamente 8 horas, luego fueron secados en el horno a una temperatura de 80° C y almacenados en un desecador. Con el fin de conocer las propiedades petrofísicas iniciales de los núcleos y tener una base de comparación al realizar las pruebas se determinaron la permeabilidad y la porosidad al gas. Finalmente las muestras fueron saturadas con salmuera aplicando vacío por un tiempo de 12 horas. La saturación de 100% se verifica por peso y si no es alcanzada aplicando vacío, la muestra es montada en el core holder y se circula aplicando contrapresión con el fin de comprimir y extraer el aire presente en el medio poroso. En la tabla 4 se muestra el resumen de las propiedades de los núcleos seleccionados para realizar las pruebas de flujo.

Tabla 4. Características de los núcleos seleccionados.

Propiedad	Núcleo N°3	Núcleo N° 141
Diámetro, cm	3.75	3.39
Longitud, cm	6.76	5.8
Área sección transversal, cm ²	11.04	9.03
Volumen, cm ³	74.66	52.35
Porosidad, %	29	13.23
Permeabilidad, mD	156	254
Volumen poroso, cm ³	21.65	6.93
Peso muestra seca, g	141	124.12
Peso muestra saturada, g	158.86	132.42.
Saturación, %	82	92

4.2.1. Porosidad al gas. El porosímetro de expansión de helio se basa en la ley del gas perfecto de Boyle que gobierna la expansión isotérmica para determinar el volumen desconocido de sólidos colocados en una cámara de expansión (volumen conocido). La ley de Boyle (ECU-4.1) enuncia que para un peso dado de gas a temperatura constante, el volumen varía inversamente con la presión absoluta.

$$P_1V_1 = P_2V_2 \quad (\text{E-4.1})$$

El Helio esta inicialmente contenido en una cámara fuente a presión y volumen conocidos (P_1 , V_1). El helio es expandido hacia una cámara donde se encuentra la muestra, de volumen conocido, V_2 y la presión P_2 es medida. Un ejemplo del aparato se muestra en la Figura N° 27.

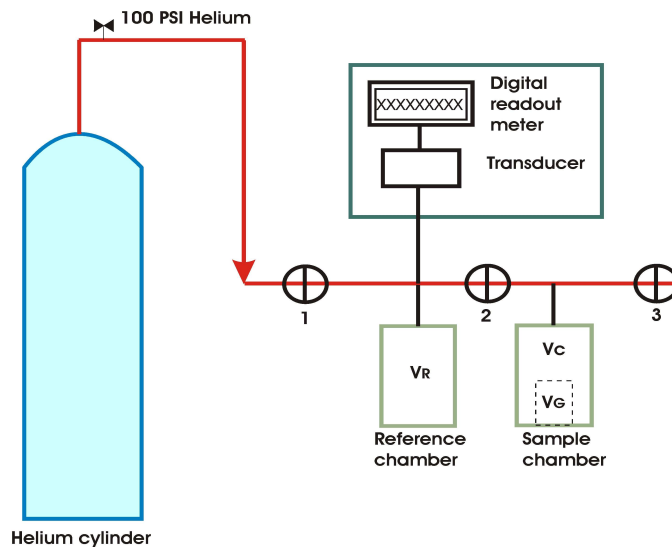


Figura N° 27. Porosímetro de expansión de Helio (ley de Boyle).

El porosímetro primero es calibrado con dos cilindros de volumen conocido para calcular los volúmenes de cada una de las cámaras. Luego aplicando la ley de Boyle, se calcula el volumen de granos de la muestra y midiendo el volumen total, se calcula la porosidad efectiva. Si el proceso es isotérmico y los valores de z son asumidos iguales a 1, la ecuación para calcular el volumen de los granos se expresa mediante la ecuación 4.2,

$$V_g = V_1 + V_2 - \left[\frac{(\bar{P}_1 * V_1)}{\bar{P}_2} \right] \quad (\text{E-4.2})$$

4.2.2. Permeabilidad al gas. La permeabilidad absoluta de las muestras se determinó en el permeámetro de gas, haciendo circular aire a la máxima rata

permitida por el aparato, con el fin de observar todos los regímenes de flujo. Los datos obtenidos durante las pruebas se listan en las tablas 5 y 6.

Tabla 5. Cálculos para la determinación permeabilidad Núcleo 3.

q	Ps,atm	Pe, atm	(Q/A)Pb	K, mD	1/Pm	(Pe ² -Ps ²)/2L
117.65	0.95	3.72	10.16	196.10	0.43	0.95
98.89	0.95	3.41	8.54	198.79	0.46	0.79
81.00	0.95	3.07	6.99	204.11	0.50	0.63
63.05	0.95	2.73	5.44	206.57	0.54	0.49
47.26	0.95	2.39	4.08	211.68	0.60	0.36
32.89	0.95	2.05	2.84	216.00	0.67	0.24
7.94	0.95	1.30	0.69	222.22	0.89	0.06
6.29	0.95	1.23	0.54	224.16	0.92	0.04
4.56	0.95	1.16	0.39	226.53	0.95	0.03
2.96	0.95	1.09	0.26	228.79	0.98	0.02

Tabla 6. Cálculos para la determinación permeabilidad Núcleo 141.

q	Ps,atm	Pe, atm	(Q/A)Pb	K, mD	1/Pm	(Pe ² -Ps ²)/2L
140.85	0.95	3.80	14.88	235.27	0.42	1.17
117.92	0.95	3.44	12.46	244.40	0.46	0.94
97.18	0.95	3.07	10.27	257.09	0.50	0.74
75.99	0.95	2.71	8.03	267.72	0.55	0.55
59.67	0.95	2.39	6.30	281.35	0.60	0.41
41.81	0.95	2.04	4.42	288.71	0.67	0.28
26.11	0.95	1.70	2.76	295.13	0.75	0.17
12.72	0.95	1.36	1.34	301.79	0.86	0.08
10.29	0.95	1.30	1.09	302.39	0.89	0.07
8.04	0.95	1.23	0.85	304.25	0.92	0.05
5.83	0.95	1.16	0.62	305.51	0.95	0.04
3.72	0.95	1.09	0.39	307.73	0.98	0.02
1.85	0.95	1.02	0.20	309.21	1.01	0.01

De acuerdo con los datos experimentales obtenidos, mostrados en la tabla 5 y 6 para los núcleos 3 y 141 respectivamente, se realizó el análisis gráfico, (Q/A)Pb vs (Pe²-Ps²)/2L, para determinar los regímenes de flujo presentes, figuras No. 28 y 29.

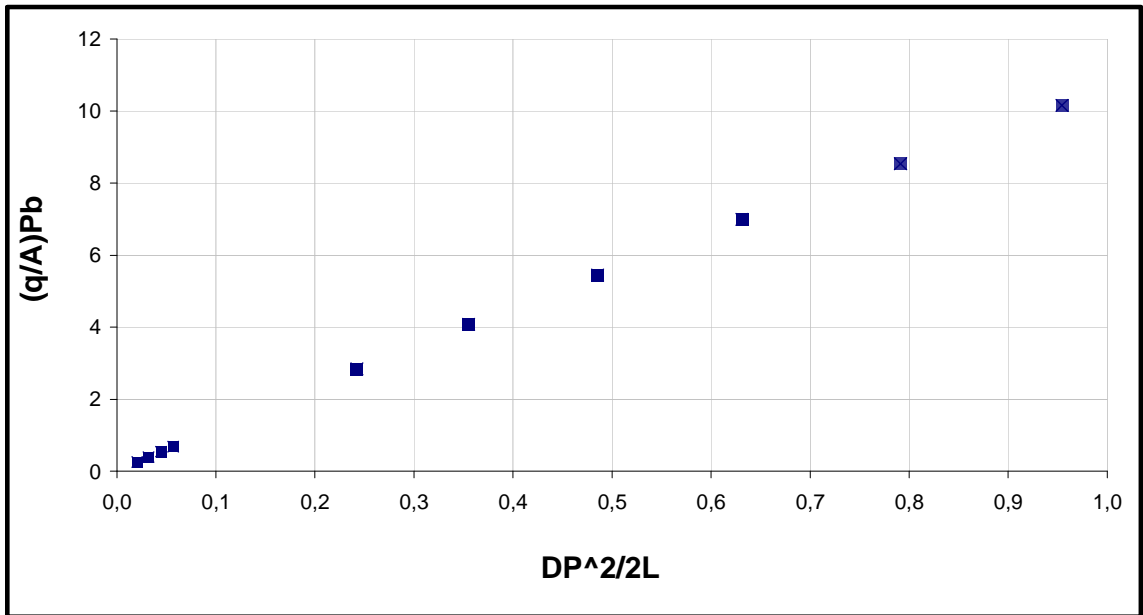


Figura N°. 28. Comportamiento del flujo con presión en el Núcleo N° 3.

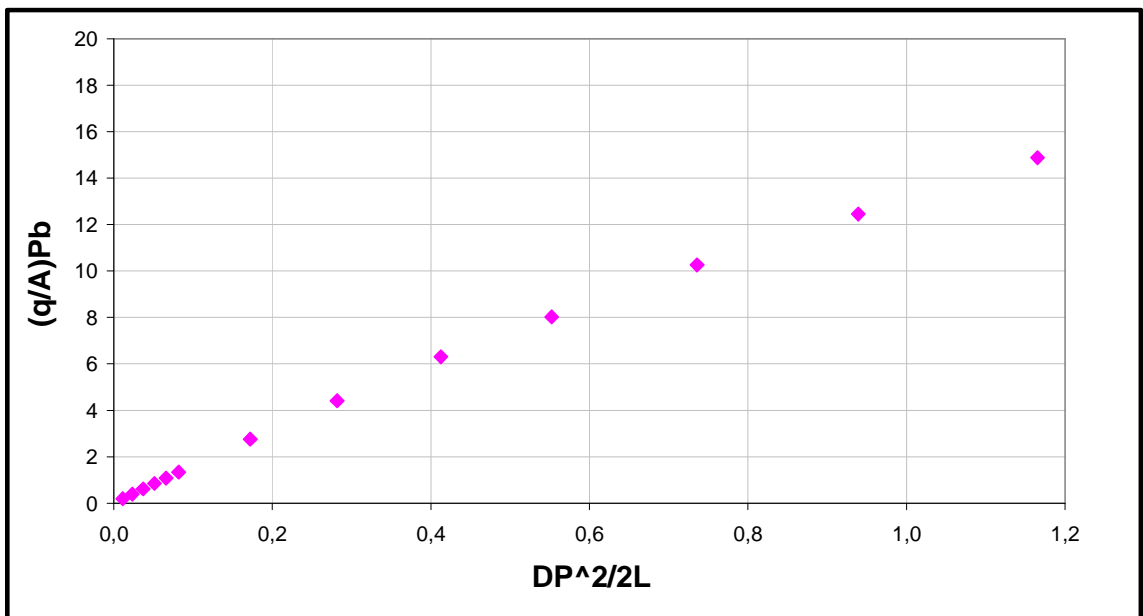


Figura N°. 29. Comportamiento del flujo con presión en el Núcleo N° 141

Para garantizar el flujo laminar en un medio poroso el número de Reynolds, ecuación 4.3, para la muestra debe ser igual a 1, a partir de esta definición se

calcula la velocidad de flujo permitida para cada diferencial de presión de circulación, ecuación 4.4.

$$N_R = \frac{\rho v D}{\mu} = 1 \quad (\text{E-4.3})$$

Al despejar la velocidad efectiva para $N_R=1$ obtenemos;

$$v_e = \frac{\mu}{\rho D_e} \quad (\text{E-4.4})$$

La densidad del aire en g/L se obtiene de la ecuación de estado, así;

$$\rho_{AIRE} = \frac{P_m M}{RT} \quad (\text{E-4.5})$$

Donde:

T = temperatura del laboratorio en $^{\circ}\text{K}$

R = constante de gases,

M = masa del aire

P_m = presión media

Como la prueba se realizó a temperatura constante la viscosidad del aire se determina con la siguiente ecuación obteniendo un solo valor para todos los rangos de presión aplicados;

$$\mu_{Aire} = \left[\frac{7.6232}{393 + T} \right] * \left[\frac{273 + T}{296} \right]^{3/2} \quad (\text{E-4.6})$$

T, $^{\circ}\text{C}$	μ , cp
25	0,0184

Los resultados obtenidos para el núcleo N° 3 y el núcleo N° 141 son presentados en las tablas 7 y 8 respectivamente.

Tabla 7. Ratas de flujo permisibles para garantizar flujo laminar, Núcleo 3.

P, psi	ρ aire, g/ml	v_e, cm/s	q, ml/s
54,54	0,0033	2,76	8,84
50,00	0,0031	2,92	9,36
45,10	0,0029	3,12	9,99
40,12	0,0027	3,35	10,72
35,07	0,0025	3,62	11,58
30,02	0,0023	3,93	12,59
25,04	0,0021	4,30	13,78
20,03	0,0019	4,75	15,22
19,01	0,0019	4,86	15,55
18,04	0,0018	4,96	15,88
17,00	0,0018	5,07	16,25
15,99	0,0018	5,19	16,62
14,98	0,0017	5,31	17,01

Tabla 8. Ratas de flujo permisibles para garantizar flujo laminar, Núcleo 141.

P, psi	ρ aire, g/ml	v_e, cm/s	q, ml/s
55.7	0.00335	4.46	5.32
50.4	0.00314	4.76	5.68
45.1	0.00292	5.11	6.10
40.0	0.00272	5.49	6.56
35.0	0.00252	5.93	7.08
30.0	0.00232	6.44	7.69
25.0	0.00212	7.05	8.42
20.0	0.00192	7.78	9.29
19.0	0.00188	7.95	9.50
18.0	0.00184	8.13	9.70
17.0	0.00180	8.31	9.92
16.0	0.00176	8.51	10.16
15.0	0.00172	8.70	10.38

Al comparar las ratas de flujo experimental (columna 1) y las ratas de flujo permisible para garantizar el flujo laminar (columna 2), tabla 9 y 10, se identifican

los regímenes de flujo y aplicando la ecuación de Darcy para fluidos compresibles (E-2.21) en la zona laminar se calcula la permeabilidad. Los regímenes de flujo presentes en las pruebas los podemos identificar como lo ilustran las Figuras N° 30 y N° 31.

Tabla 9. Cálculos para la identificación de los regímenes de flujo en el Núcleo 3.

q (ml/min)	q_{ref} (ml/min)	Régimen de Flujo
117.65	8.84	Turbulento
98.89	9.36	Turbulento
81.00	9.99	Transición
63.05	10.72	Transición
47.26	11.58	Transición
32.89	12.59	Transición
7.94	15.55	Laminar
6.29	15.88	Laminar
4.56	16.25	Laminar
2.96	16.62	Laminar

Tabla 10. Cálculos para la identificación de los regímenes de flujo en el Núcleo 141.

q (ml/min)	q_{ref} (ml/min)	Régimen de Flujo
140.85	5.32	Turbulento
117.92	5.68	Turbulento
97.18	6.10	Turbulento
75.99	6.56	Turbulento
59.67	7.08	Transición
41.81	7.69	Transición
26.11	8.42	Transición
12.72	9.29	Transición
10.29	9.50	Transición
8.04	9.70	Laminar
5.83	9.92	Laminar
3.72	10.16	Laminar
1.85	10.38	Laminar

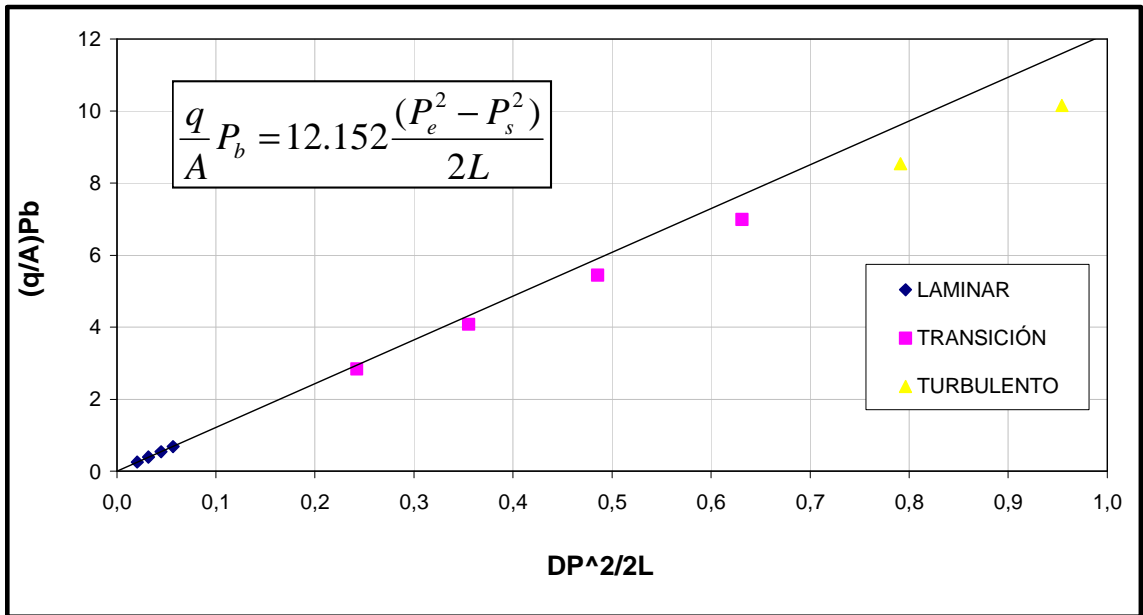


Figura N^o. 30. Determinación del régimen de flujo laminar núcleo N^o 3.

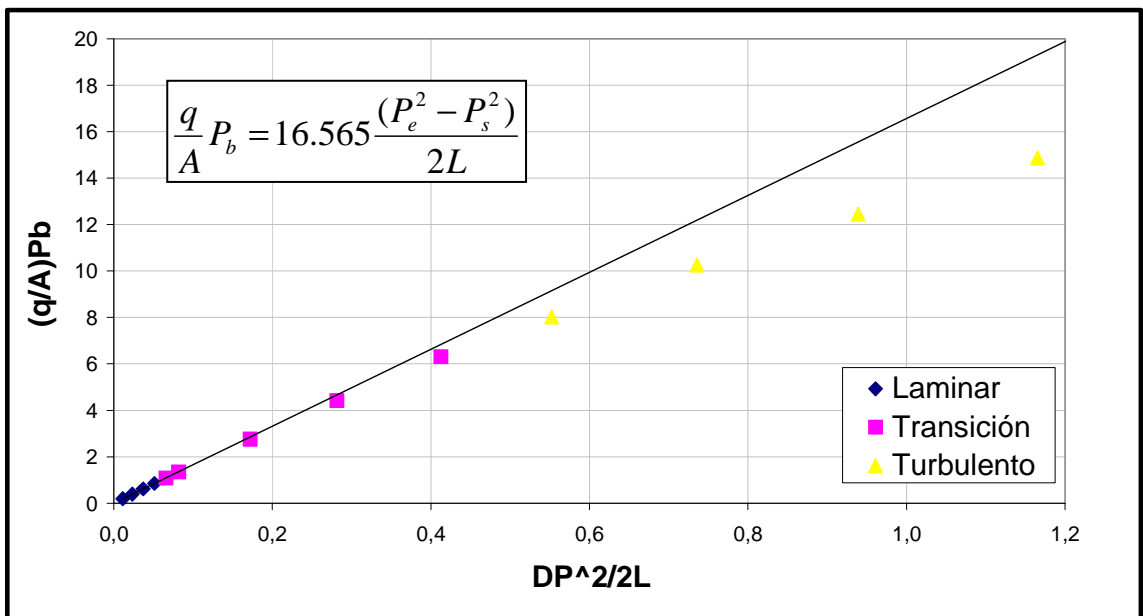


Figura N^o. 31. Determinación del régimen laminar núcleo 141.

En la zona donde la rata fue mayor que la permisible la permeabilidad decrece debido a los efectos de turbulencia; en estas figuras observamos los tres regímenes de flujo, laminar $NR = 1$, transición $1 < NR < 10$ y turbulento $NR > 10$.

Para obtener un valor de la permeabilidad absoluta confiable se trabaja con los datos correspondientes al flujo laminar, a estos datos se le ajusta una línea de tendencia recta donde la pendiente equivale a la permeabilidad sobre la viscosidad del aire según la ecuación de Darcy:

$$\frac{q}{A} P_b = \frac{K}{\mu} \frac{(P_e^2 - P_s^2)}{2L} \quad (\text{E-4.7})$$

De la figura N° 30 para el núcleo N° 3 la pendiente correspondiente a la recta de flujo laminar es:

$$\frac{K}{\mu} = 12.152 \frac{\text{Darcy}}{Cp}$$

Despejando el la permeabilidad;

$$K = 12.152 * 0.0184 = 223.8 \text{ mD}$$

De la figura N° 31 para el núcleo N° 141 la pendiente correspondiente a la recta de flujo laminar es:

$$\frac{K}{\mu} = 16.565 \frac{\text{Darcy}}{Cp}$$

Despejando la permeabilidad;

$$K = 16.565 * 0.0184 = 305.16 \text{ mD}$$

4.2.3. Corrección de la permeabilidad por efectos de deslizamiento. A bajas presiones las moléculas de gas pueden tener el mismo tamaño que el de los poros

por lo que no se presenta un perfil de flujo o no existe flujo viscoso. Realmente, para el caso de los gases, el fluido no moja la pared de los poros como requiere la ley de Darcy y un fenómeno llamado deslizamiento toma lugar. Para evitar el problema de obtención de permeabilidad del gas con la presión de poro, Klinkenberg presentó un método en el cual la medida de permeabilidad del gas hecha a varias presiones de poro medias puede ser extrapolada hasta una presión de poro infinita, (E-4.8). Él demuestra que esta extrapolación de permeabilidad del gas (ahora llamada permeabilidad de Klinkenberg, K_{∞}) es igual a la permeabilidad obtenida cuando se utiliza un líquido no reactivo.

$$k_g = k_L + m^* (1/P_m) \quad (\text{E-4.8})$$

Al graficar la permeabilidad versus el inverso de la presión media (ver tablas 5 y 6) se obtiene una línea recta que es descrita por la ecuación 4.8, figuras No. 32 y 33, cuyo intercepto será el valor de la permeabilidad al líquido.

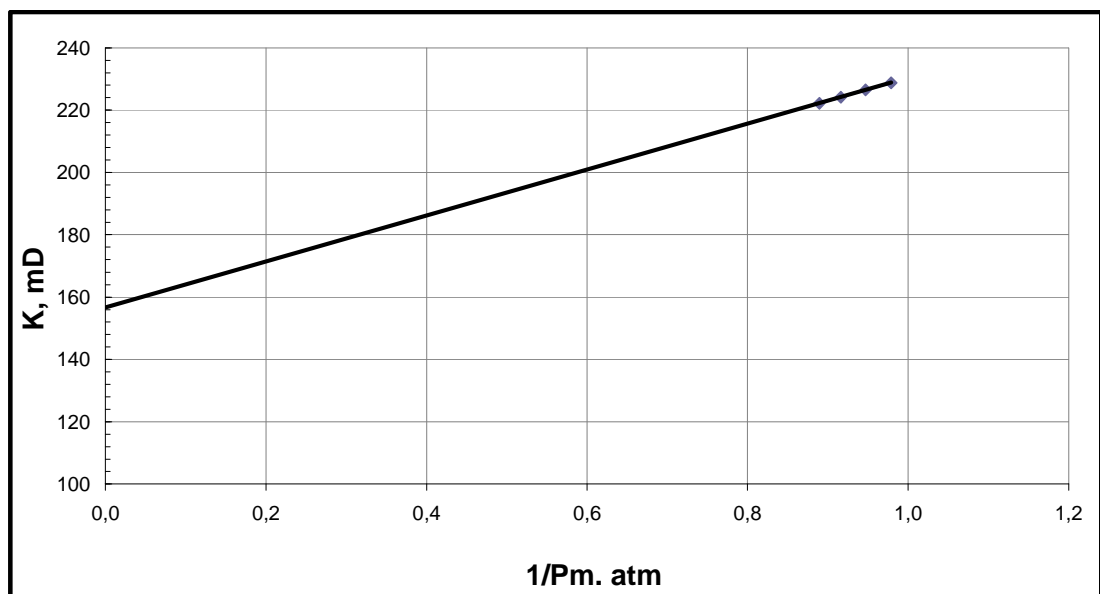


Figura N° 32. Determinación de la permeabilidad absoluta al líquido.
(Núcleo N° 3)

La ecuación que representa la línea recta de la figura N° 32 es:

$$K = 156.65 + 73.723 \frac{1}{Pm}$$

Por tanto la permeabilidad absoluta corregida será igual a 156.65 mD

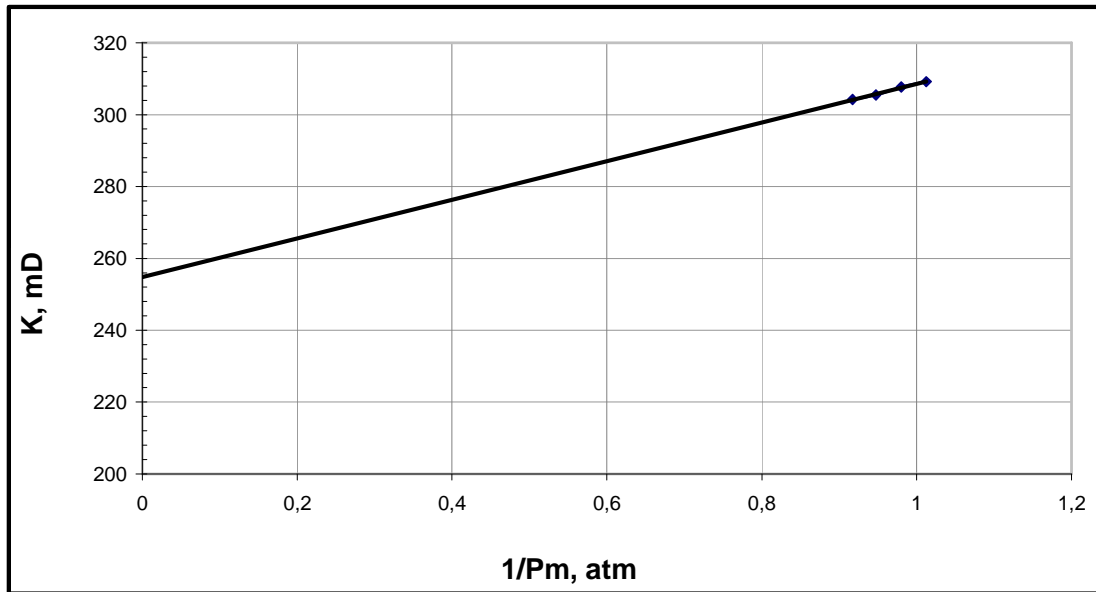


Figura N° 33. Determinación de la permeabilidad absoluta al líquido.
(Núcleo N° 141)

La ecuación que representa la línea recta de la figura N° 33 es:

$$K = 254.75 + 53.855 \frac{1}{Pm}$$

Por tanto la permeabilidad absoluta corregida será igual a 254.75 mD.

4.3. RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE FLUJO AL NÚCLEO N° 3

El objetivo del estudio a este núcleo es determinar la viabilidad para usar agua dulce en un tratamiento, es decir como se afecta la permeabilidad al inyectar este fluido. Todas las pruebas de flujo a este núcleo se realizaron a las mismas condiciones de presión de confinamiento, temperatura y contrapresión descritas a continuación:

- Presión de confinamiento = 400 psi.
- Temperatura ambiente.
- Contrapresión = 0 psi.

4.3.1. Preparación de los fluidos.

Aceite: aceite mineral caracterizado como un fluido newtoniano con el viscosímetro Bohlin, cuya viscosidad es de 115 cp @ 25°C. El oxígeno disuelto en el aceite fue extraído aplicando vacío y agitando por aproximadamente 4 horas.

Salmuera: la salmuera simulada se preparó con NaCl a una concentración de 10000 ppm, posteriormente fue filtrada en un papel filtro de 0.5 micrones y desaireada aplicando vacío y agitando.

4.3.2. Determinación de la velocidad crítica. Con el fin de prevenir daño por migración de finos se realizó sobre las muestras una prueba de velocidad crítica, en la cual se inyectó la misma salmuera utilizada en la saturación del núcleo, incrementando la rata de flujo desde 0.4 hasta 2.52 ml/min. Con esta velocidad de flujo no se ocasiona daño al núcleo ya que el diferencial de presión se incrementa linealmente con el aumento de la rata, por lo tanto el valor de la permeabilidad permanece constante dentro del rango establecido como se observa en la figura N° 34. En las dos primeras ratas de flujo no estabilizó el valor de la permeabilidad, posiblemente porque la muestra no estaba saturada al 100 %, por lo tanto se genera una reducción de la permeabilidad por bloqueo de gas, pero para las siguientes ratas de flujo si se observa un comportamiento estabilizado con un valor promedio de 128 mD.

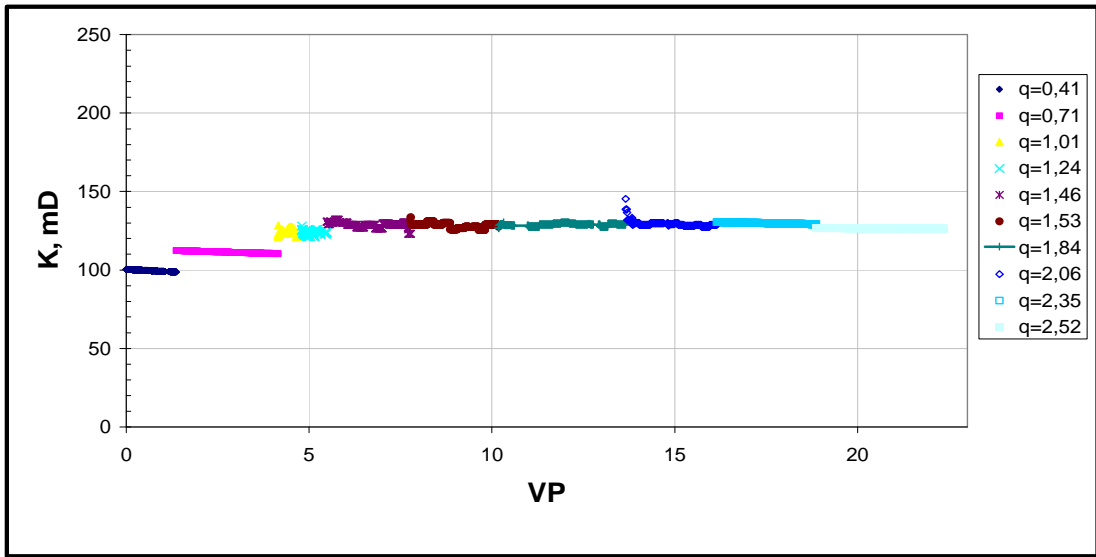


Figura N° 34. Determinación de la velocidad crítica para migración de finos.

Para cada rata de flujo se toma el valor del diferencial de presión estabilizado (ver figura N° 35) y se calcula la permeabilidad aplicando la ley de Darcy. Para verificar que durante el desplazamiento no hubo migración de finos ni efectos de turbulencia se grafica q vs $\Delta P/q$ y esta debe ser una línea horizontal como se ilustra en la figura N° 36; en la tabla 11 se muestran los datos utilizados para realizar esta gráfica.

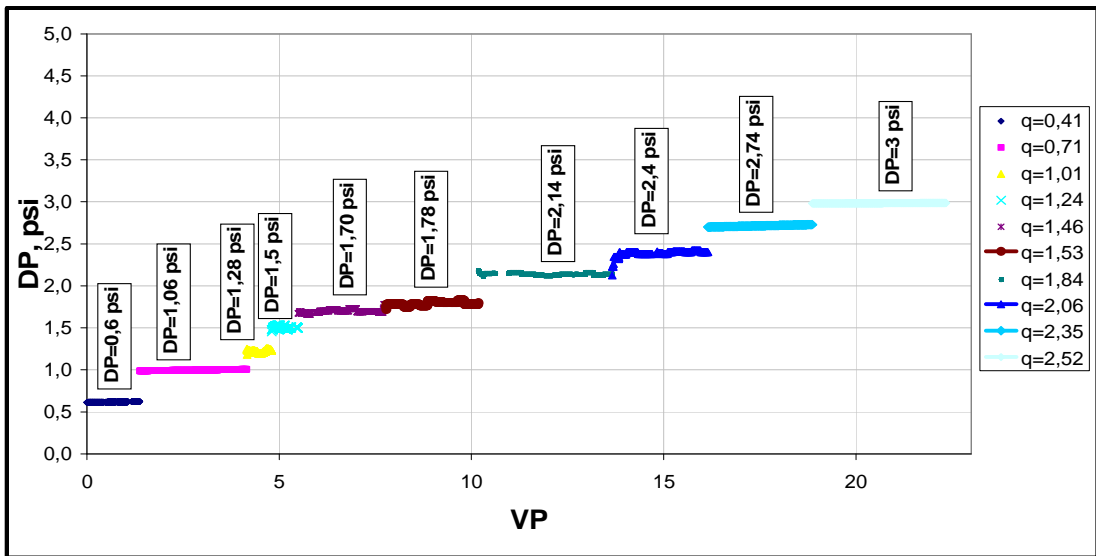


Figura N° 35 Incremento del diferencial de presión con el aumento de la rata de flujo.

Tabla 11. Variación de la permeabilidad con el aumento de la tasa de flujo.

q, cc/min	ΔP , psi	K, mD	$\Delta P/q$
0.41	0.6	102.466	1.463
0.74	1.06	104.682	1.432
1.01	1.28	118.320	1.267
1.24	1.5	123.959	1.210
1.46	1.7	128.781	1.164
1.53	1.78	128.890	1.163
1.84	2.14	128.929	1.163
2.06	2.4	128.707	1.165
2.35	2.74	128.607	1.166
2.52	3	125.958	1.190

En la figura N°. 36 se observa el comportamiento Darcy para las tasas de flujo finales en donde $\Delta P/q$ permanece constante y al ser estas las dos únicas variables en la ecuación de Darcy para determinar la permeabilidad, esta también tiene un valor constante confirmándonos que no hubo daño sobre la muestra al realizar el desplazamiento y que es posible trabajar con cualquiera de las tasas de flujo para realizar las siguientes pruebas con la misma salmuera.

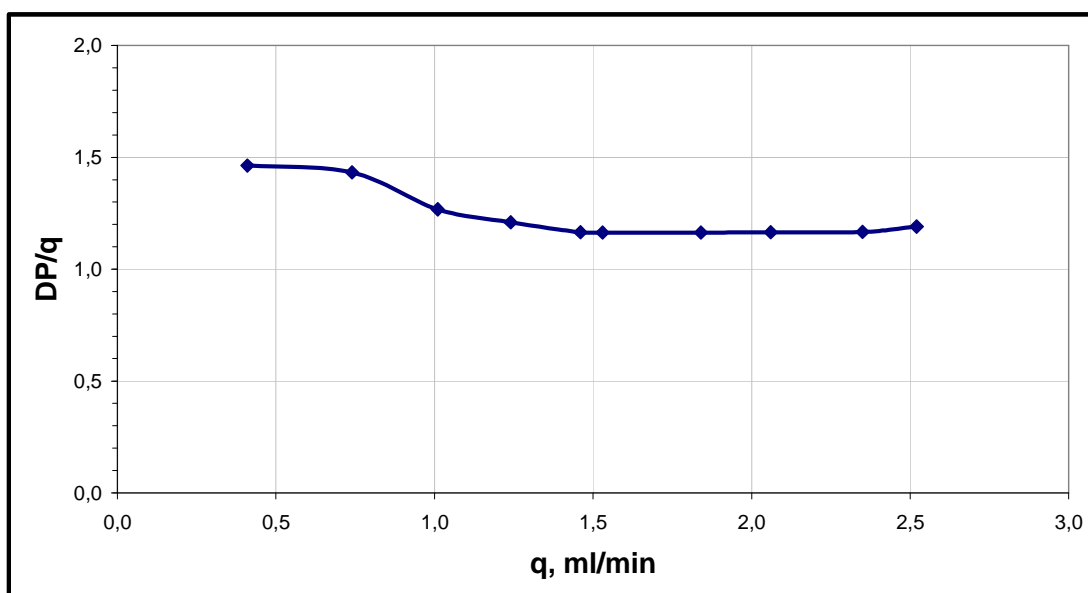


Figura N°. 36. Verificación del comportamiento Darcy.

4.3.3. Permeabilidad inicial. Para determinar la permeabilidad base se inyectó la salmuera simulada a una rata constante de 1.01 ml/min hasta que se alcanzó un valor estable para un total aproximado de 5 VP inyectados obteniendo un valor de 126 mD (Figura N° 37), variando en tan solo 1.5 % del valor tomado en la prueba de velocidad crítica. Con respecto al valor de la permeabilidad absoluta al gas la diferencia obtenida es mayor, lo que nos indica que si este valor de 156 mD es correcto, entonces al determinar la permeabilidad con salmuera no se logró una saturación del 100% y por tanto se presentan efectos de permeabilidades relativas. Para contrarrestar este efecto se circuló salmuera aplicando una contrapresión de 700 psi, aumentándose la presión de inyección comprimiendo el gas y desplazándolo del núcleo.

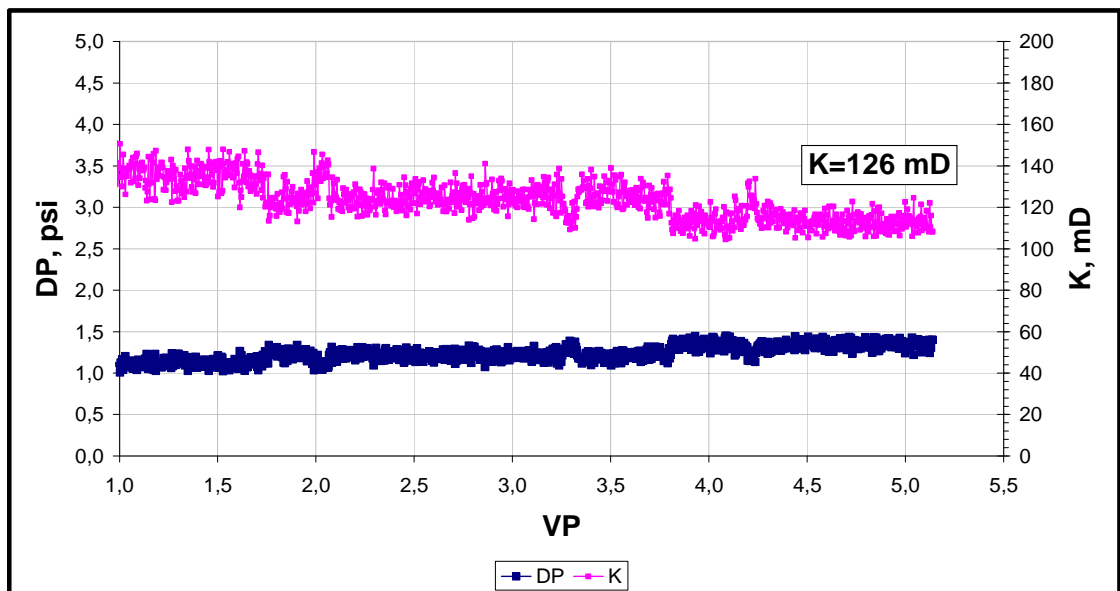


Figura N°. 37. Determinación de la permeabilidad base.

4.3.4. Permeabilidad efectiva al aceite. Para determinar la permeabilidad efectiva al aceite el núcleo debe estar saturado al 100% con salmuera para luego desplazar aceite y llevar el núcleo hasta la saturación crítica de agua; al conocer el volumen poroso del núcleo es posible determinar esta saturación restando la cantidad de agua producida al volumen poroso del núcleo.

$$S_{cw} = \frac{VP + Agua\ lineas - Agua\ producida}{VP} * 100$$

$$S_{cw} = 33.48\%$$

A partir de estas condiciones de saturación se circuló el aceite mineral a una rata de 1.01 ml/min registrando el diferencial de presión hasta obtener un valor estabilizado para calcular la permeabilidad efectiva (figura N° 38). Esta prueba se realizó a las mismas condiciones que en la determinación de la permeabilidad inicial y se obtiene un valor de 92.8 mD.

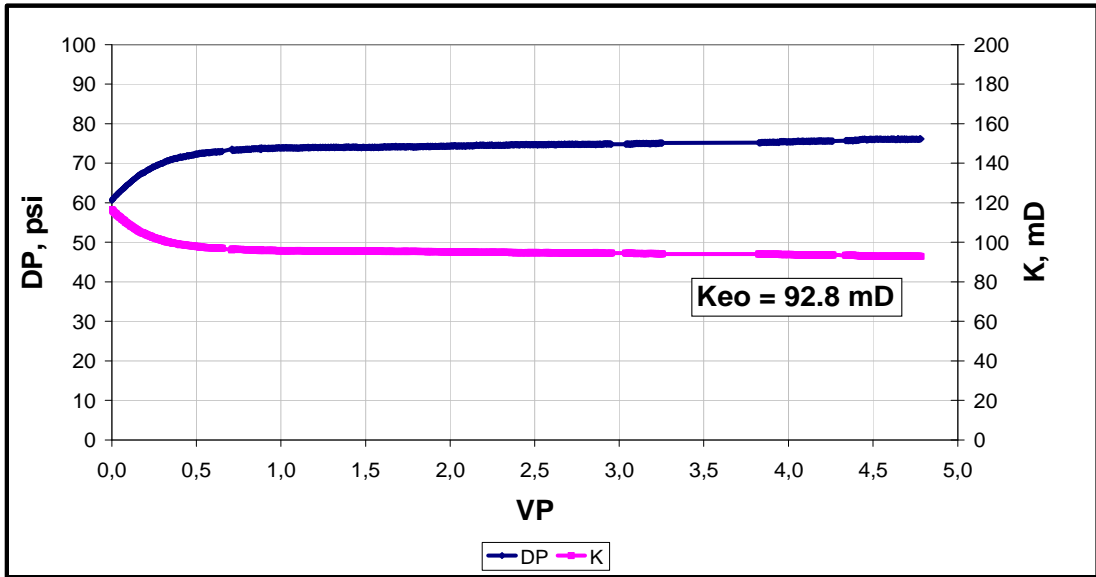


Figura N° 38 Determinación de la permeabilidad efectiva al aceite.

4.3.5. Velocidad crítica con aceite. Para garantizar que con el desplazamiento de aceite no se causaron daños por migración de finos también se realizó una prueba de velocidad crítica, incrementado la rata de flujo desde 0.74 hasta 2.71 ml/min. Igual que con la salmuera no es alcanzada la velocidad crítica ya que la permeabilidad no se ve afectada durante el incremento de la velocidad de flujo como se muestra en la Figura N° 39. Con el diferencial promedio para cada rata de flujo (ver figura N° 40) se calculó la permeabilidad y al graficar $\Delta P/q$ versus q , figura N° 41, se observa que al final de la prueba la relación $\Delta P/q$ es constante. En la tabla 12 se presentan los datos utilizados para realizar esta gráfica.

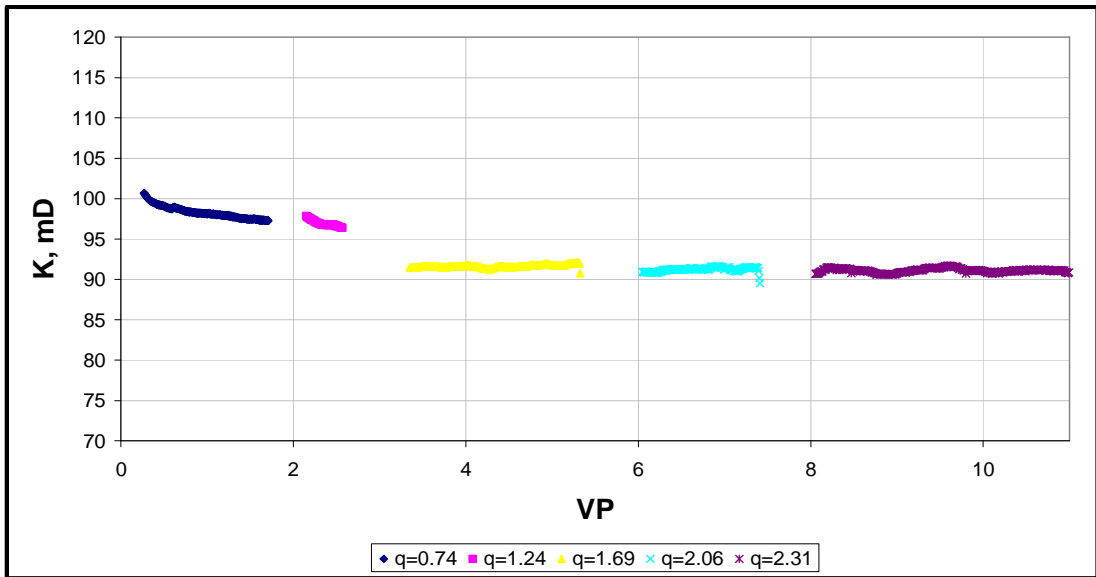


Figura N°. 39. Determinación de la velocidad crítica para migración de finos.

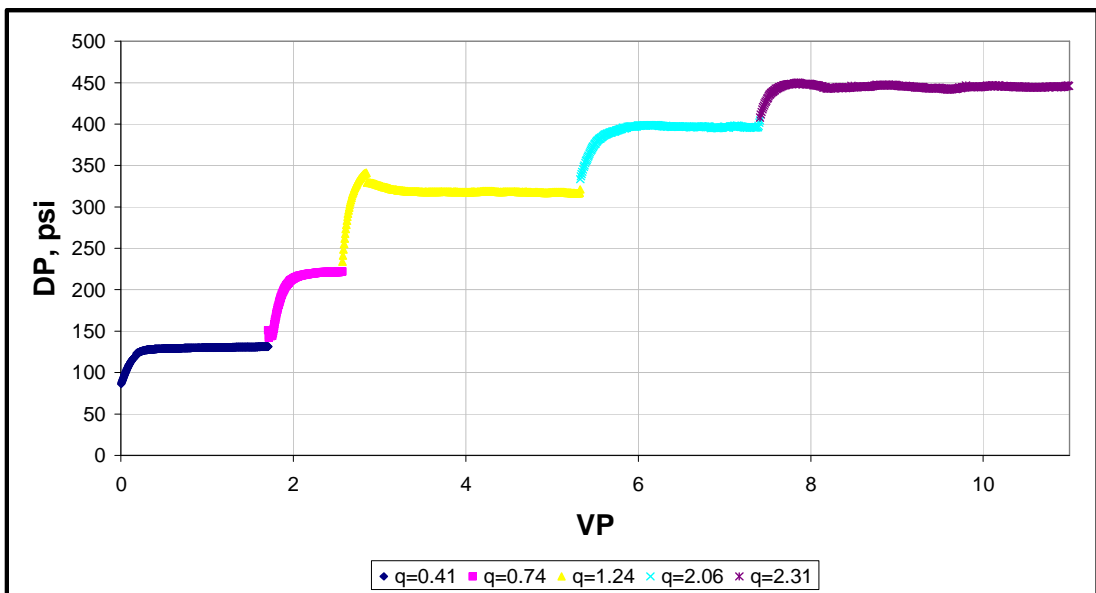


Figura N°. 40. . Incremento del diferencial de presión con el aumento de la rata de flujo.

Tabla 12. Variación de la permeabilidad con el aumento de la tasa de flujo.

q, cc/min	DP, psi	K, mD	DP/q	q, cc/min
0,74	131	97,410	177,027	19,379
1,24	221	96,755	178,226	32,692
1,69	318	91,644	188,166	47,041
2,1	396	91,447	188,571	58,580
2,35	447	90,658	190,213	66,124

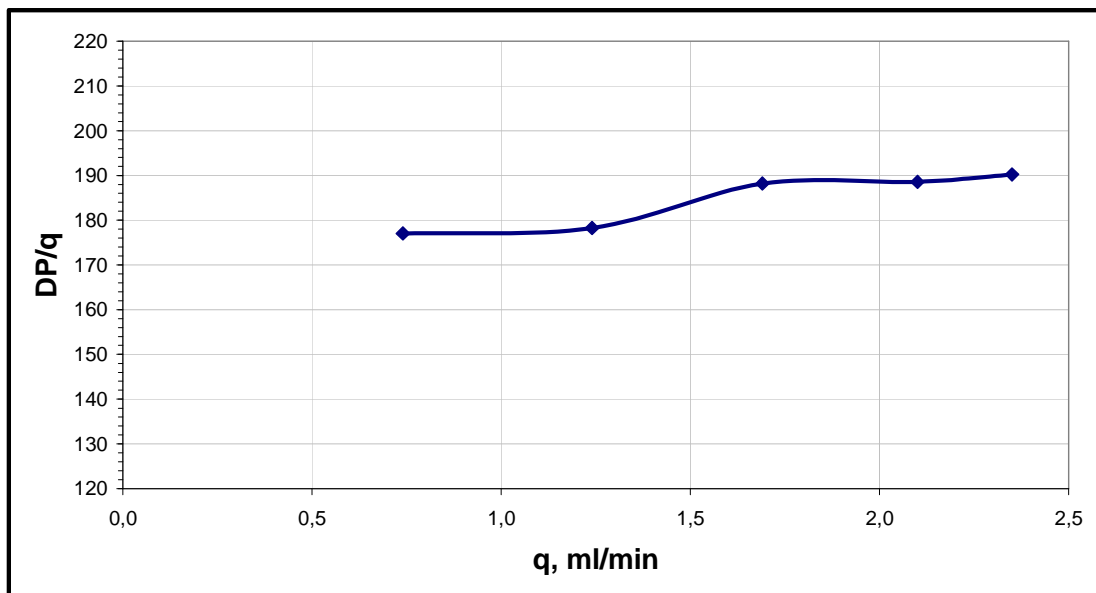


Figura N°. 41. Verificación del comportamiento Darcy.

4.3.6. Desplazamiento con salmuera. Para llevar el núcleo a la saturación de aceite residual se inyectó salmuera a una tasa de flujo de 1.01 ml/min hasta que todo el aceite del núcleo fue desplazado. Luego se registra la presión hasta que se estabiliza dentro de un rango del 5%, con lo cual se tiene un valor de permeabilidad efectiva al agua de 10.2 mD (Figura N° 42).

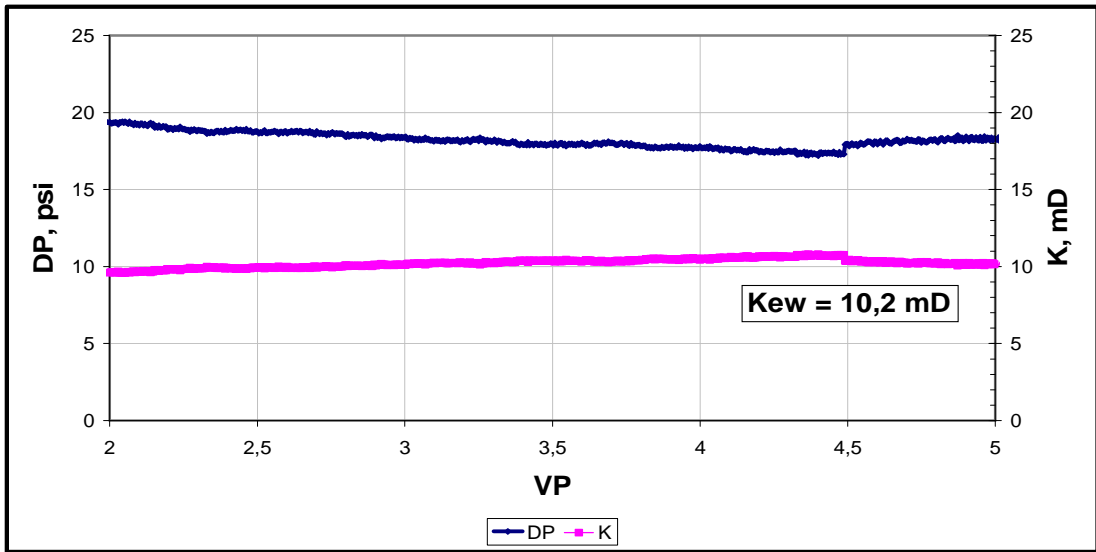


Figura N^o. 42. Determinación de la permeabilidad efectiva al agua.

4.3.7. Inyección de agua dulce. Simulando un tratamiento se inyectaron aproximadamente 4 VP de agua dulce y como resultado de las interacciones con la roca la permeabilidad decrece a 6.7 mD (Figura N^o 43).

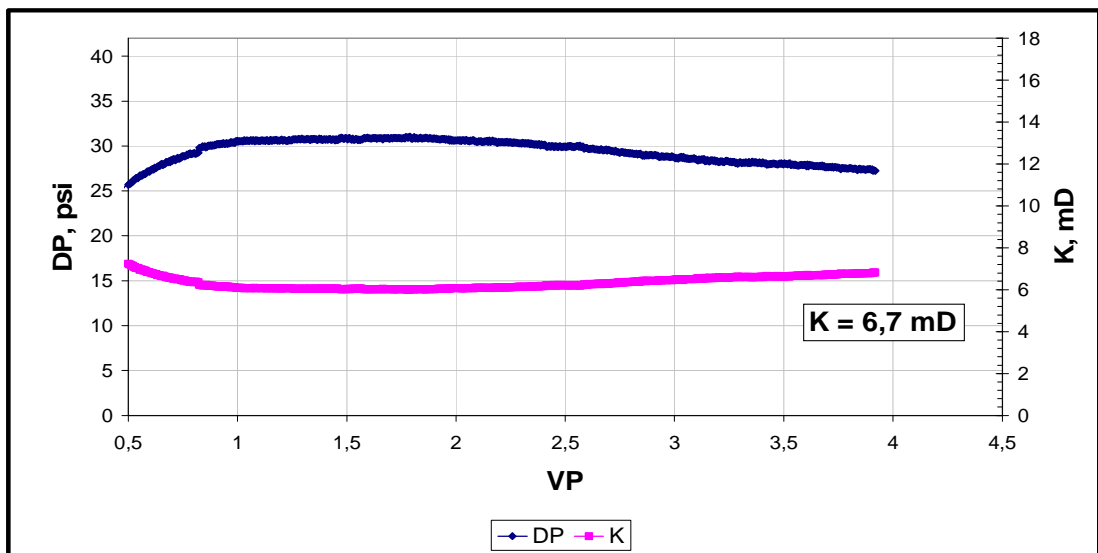


Figura N^o. 43. Prueba de sensibilidad al inyectar agua dulce.

4.3.8. Evaluación del fluido de inyección. A las mismas condiciones de flujo que se determinó la permeabilidad efectiva antes del tratamiento con agua dulce se determina la permeabilidad de retorno con la salmuera de formación. Al cabo de 4 VP inyectados la permeabilidad se estabiliza en un valor de 7.5 mD (figura N° 44), este valor es mayor que la permeabilidad con agua dulce por lo tanto el daño ha sido removido pero no en su totalidad ya que la permeabilidad antes del tratamiento era de 10.2 mD, finalmente se ocasiona un daño del 26.5% por sensibilidad de algunos minerales al agua dulce.

$$\% \text{ Daño} = \frac{10.2 - 7.5}{10.2} * 100 = 26.47\%$$

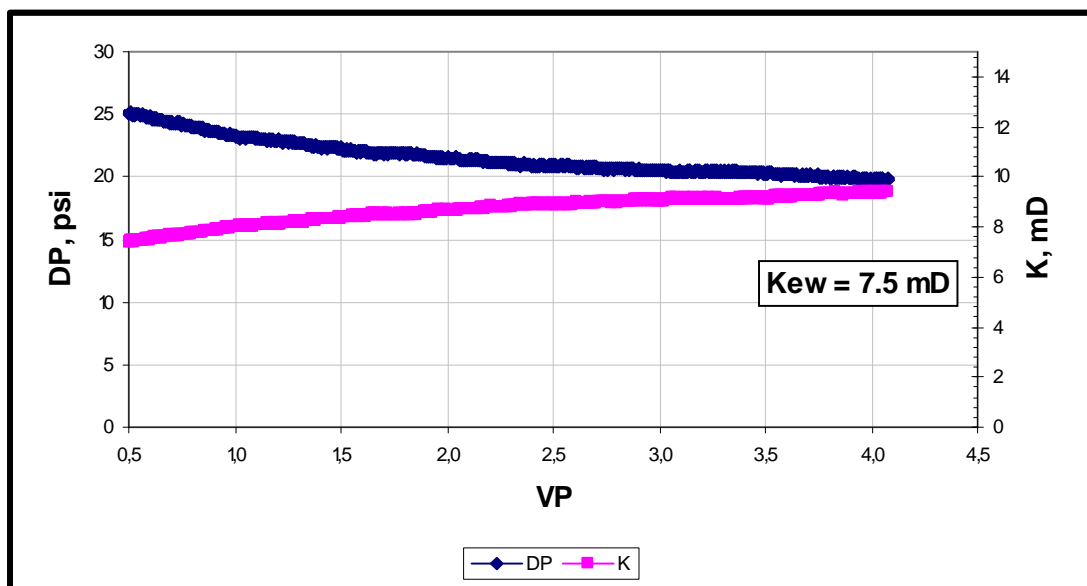


Figura N° 44. Retorno de la permeabilidad efectiva a la salmuera.

4.3.9. Permeabilidad de retorno. Finalmente se determina de nuevo la permeabilidad efectiva al aceite (ver figura N° 45) a las mismas condiciones con que se desplazó antes de la inyección de agua y se observa una reducción de la permeabilidad en un 43.10% debido al daño que se causó con la inyección de agua dulce,

$$\% \text{ Daño} = \frac{92.8 - 52.8}{92.8} * 100 = 43.10\%$$

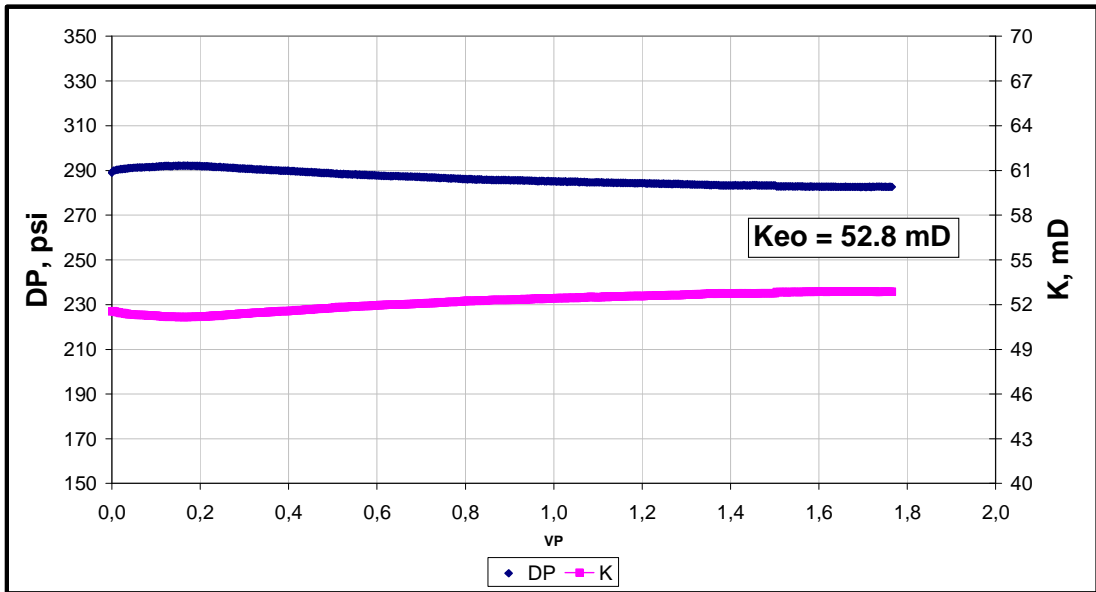


Figura N°. 45. Retorno de la permeabilidad efectiva al aceite.

4.4. RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE FLUJO AL NÚCLEO N° 141

El objetivo de la evaluación de daño a la formación en el núcleo 141 es determinar las interacciones fluido-roca con la inyección de un polímero simulando un fluido de completamiento o de control de pozo. Primero se determina la permeabilidad base con la salmuera preparada y luego se desplaza con aceite para llegar a las condiciones de saturación de un yacimiento e inyectar el polímero, para finalmente determinar la permeabilidad de retorno.

4.4.1. Preparación de los fluidos. Se utilizó el mismo aceite mineral inyectado en el núcleo anterior cuya viscosidad es de 115 cp @ 25°C y la salmuera fue preparada con NaCl a una concentración de 10000 ppm y luego filtrada. Ambos fluidos fueron desaireados agitando y aplicando vacío.

- **Polímero:** fue utilizado un gel cuya reología corresponde a un fluido tipo shear thinning.(Figura N° 46).

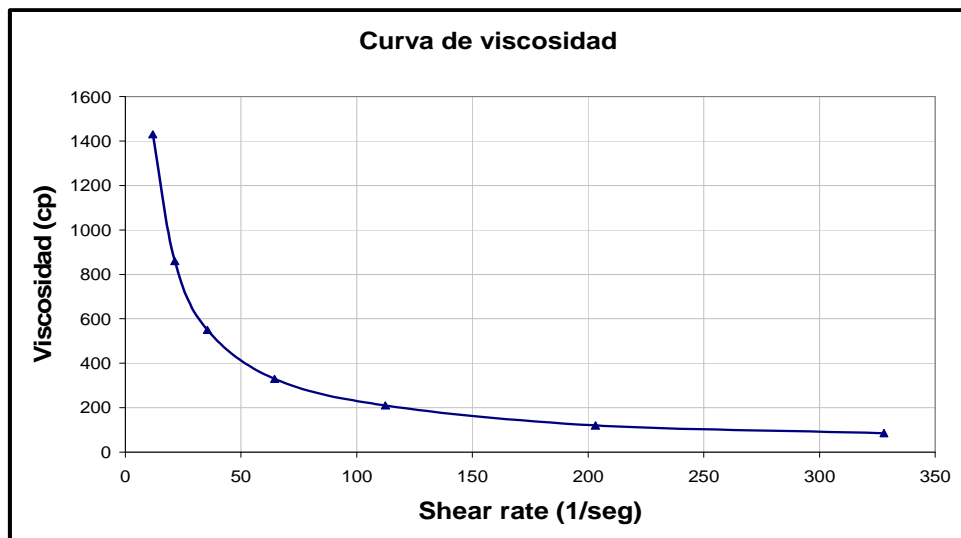


Figura N° 46. Curva de viscosidad del polímero.

4.4.2. Permeabilidad base. Sin aplicar contrapresión, ya que se alcanzó una saturación de salmuera alta (ver tabla 4), se inyectó la salmuera a una rata de flujo constante de 1.46 ml/min obteniendo un diferencial de presión a través del núcleo

de 5.7 psi; por lo tanto, el valor de la permeabilidad obtenido es de 40 mD al haber inyectado 10 VP observando estabilidad en la variación del diferencial de presión, estos resultados se ilustran en la figura N° 47. Esta prueba se realizó a temperatura ambiente y a una presión de confinamiento de 700 psi.

Se observa una tendencia de la permeabilidad a reducirse a medida que se desplaza el fluido, posiblemente debido a incompatibilidad entre la salmuera utilizada y la roca, lo cual se corrobora al comparar con el valor de la permeabilidad al gas de 254 mD. Esta significativa reducción se explica por la sensibilidad de ciertos minerales a la salmuera, pero para obtener una explicación más acertada sería necesario conocer la mineralogía de la muestra por medio de una prueba SEM o XRD.

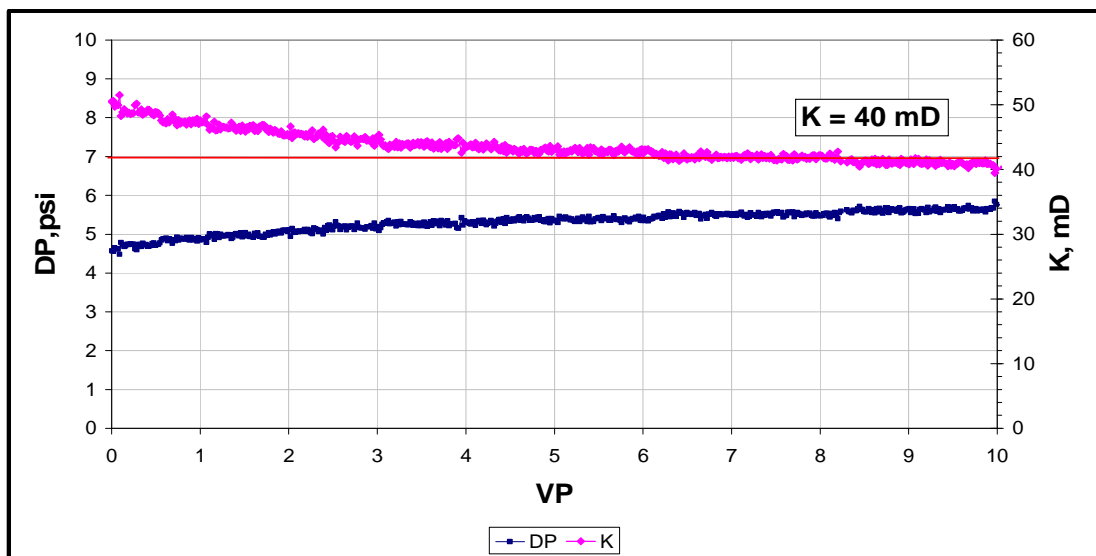


Figura N°. 47. Determinación de la permeabilidad base a la salmuera.

4.4.3. Determinación de la velocidad crítica. Esta prueba de verificación de daño mecánico por migración de finos se realizó a una presión de confinamiento de 700 psi disminuyendo la rata de flujo desde 2.5 hasta 1.24 ml/min. Como se muestra en la figura N° 48 a la máxima rata de flujo la permeabilidad no disminuyó con respecto a las ratas de flujo menores, lo cual indica que no se generó ningún tipo de daño por migración de finos.

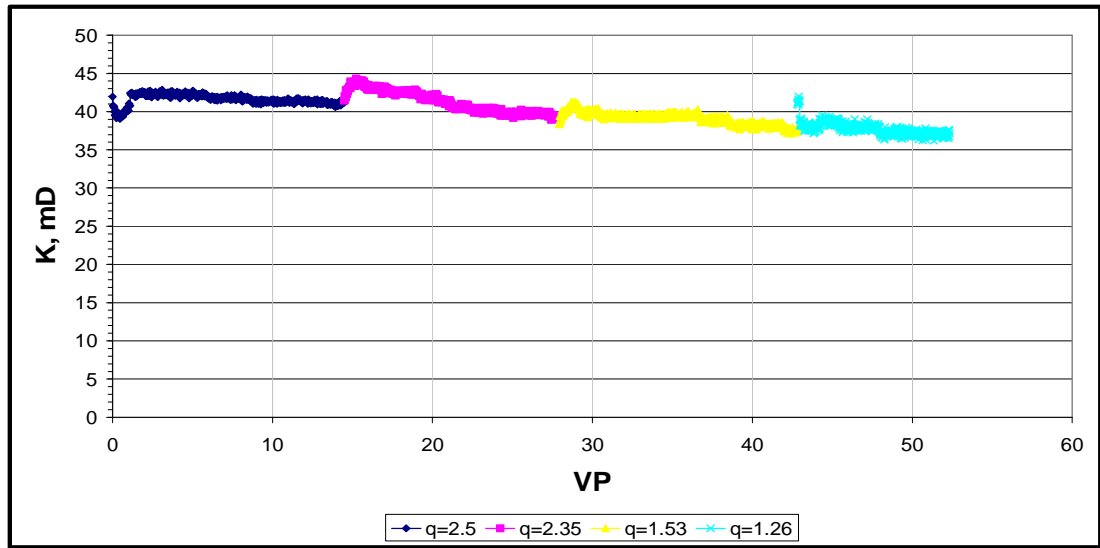


Figura N° 48. Determinación de la velocidad crítica para migración de finos.

4.4.4. Variación de la permeabilidad al reducir la presión de confinamiento.

En algunas formaciones la permeabilidad es sensible a la variación de la presión de confinamiento, esto es común en areniscas poco consolidadas. Para determinar este comportamiento sobre el núcleo se determinó nuevamente la permeabilidad base pero aplicando un presión de confinamiento de 400 psi. Si la permeabilidad obtenida al disminuir el esfuerzo es mucho mayor, la roca es dependiente de la presión de confinamiento pues cuando esta se aumenta hay mayor restricción al flujo porque las gargantas de los poros tienden a reducirse y por tanto la permeabilidad disminuye. En la figura N° 49 se ilustra que la permeabilidad no se afecta significativamente al cambiar el esfuerzo de confinamiento para este núcleo, tomamos como permeabilidad base la obtenida al final de la prueba de velocidad crítica, a una tasa de flujo de 1.26 ml/min, al disminuir la presión de confinamiento la permeabilidad tiende a incrementarse pero al igual que en las pruebas anteriores por incompatibilidad en el sistema la permeabilidad decrece, en este caso de 38 mD a 32 mD aproximadamente.

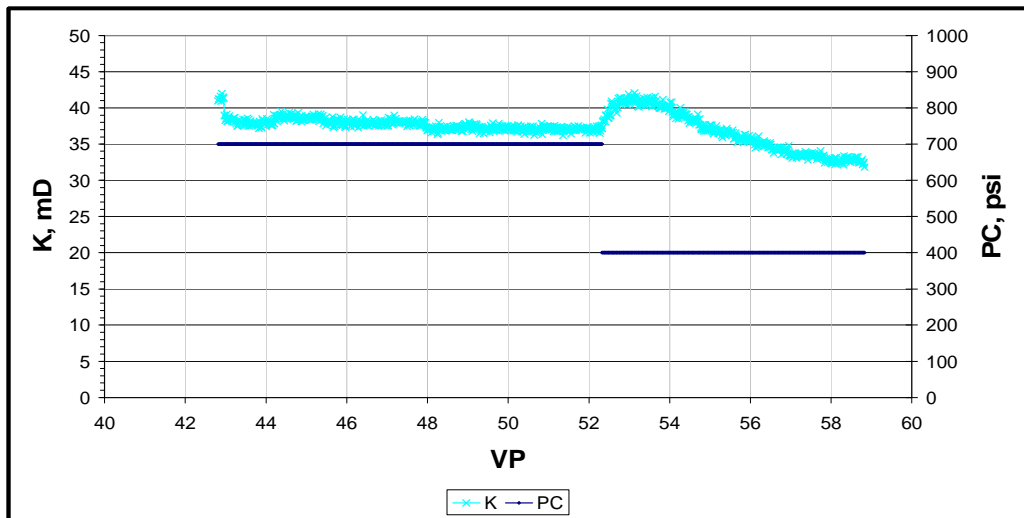


Figura N^o. 49. Permeabilidad al reducir la presión de confinamiento.

4.4.5. Determinación de la permeabilidad efectiva al aceite. Para representar las condiciones de yacimiento se desplaza aceite a través del núcleo saturado con salmuera hasta alcanzar la saturación crítica de agua. Al restar el agua producida del VP del núcleo se tiene que la saturación crítica es de 0.21. La prueba se realizó a una presión de confinamiento de 400 psi y temperatura ambiente. Se desplazaron 6 VP a una tasa de flujo de 0.74 ml/min obteniendo una permeabilidad estabilizada de 36 mD. (Figura N^o 50).

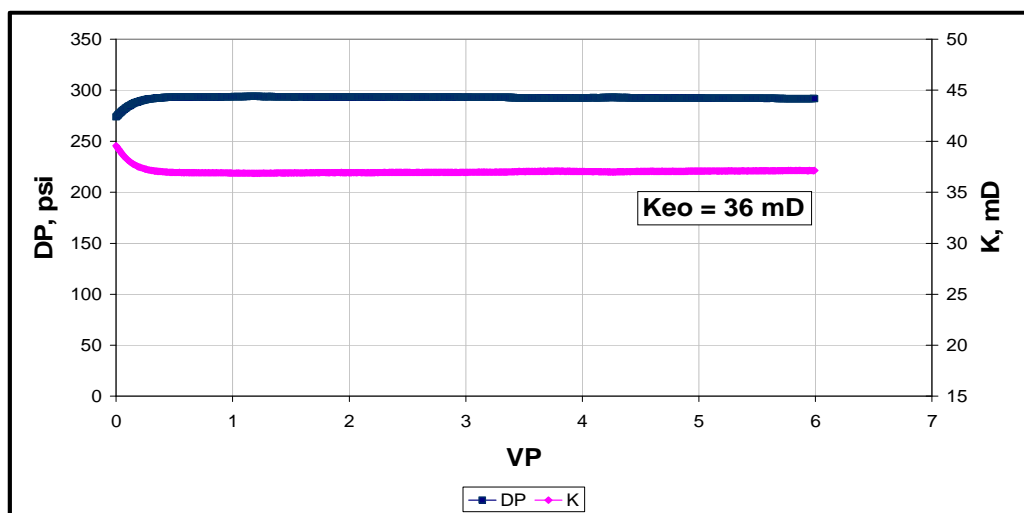


Figura N^o. 50. Determinación de la permeabilidad efectiva al aceite.

4.4.6. Inyección del polímero. Esta es una prueba de sensibilidad que permite comprobar la interacción fisicoquímica de los fluidos inyectados con la formación productora. El polímero preparado fue inyectado a través del núcleo a una tasa de flujo baja (0.74 ml/min) para evitar canalización; como se recomienda en la guía para evaluar el daño causado por fluidos de completamiento fueron inyectados 10 VP a la saturación de aceite irreducible, Sor.

4.4.7. Permeabilidad de retorno. Para determinar el porcentaje de daño causado con la inyección del polímero se determina nuevamente la permeabilidad efectiva al aceite a las mismas condiciones que se realizó antes del tratamiento. Se inyectó aceite hasta desplazar todo el polímero presente en la muestra y luego se registró el diferencial de presión por aproximadamente 3.0 VP, obteniendo una permeabilidad efectiva de 34 mD. (Figura N° 51). El daño causado con el polímero fue mínimo ya que redujo la permeabilidad en solamente un 5.5 %.

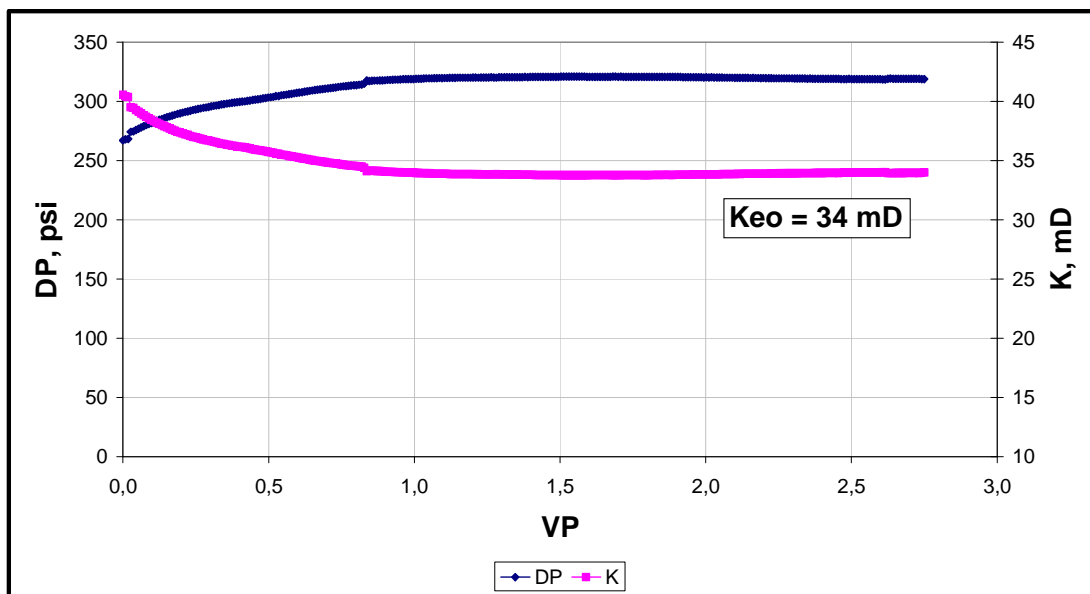


Figura N° 51. Retorno de la permeabilidad efectiva al aceite.

5. CONCLUSIONES

- El equipo de desplazamiento positivo permite reproducir a escala de laboratorio casi todos los procesos que pueden tener un efecto sobre las propiedades de la roca en la región cercana a la cara del pozo, ayudando a evitar o a reducir el daño y diseñar un adecuado tratamiento de remoción. Una adecuada evaluación de los resultados permite identificar indicadores que, en muchos de los casos, explica fenómenos o comportamientos extraños después de una operación de campo.
- En ninguna de las dos muestras evaluadas se alcanzó la velocidad crítica para movilización de finos ya que a la máxima tasa de flujo dada por la bomba tipo pistón (2.5 ml/min) la permeabilidad no decreció en comparación con tasas de flujo menores. Por tanto en muestras de alta permeabilidad se requiere una bomba de mayor capacidad para verificar el daño mecánico por migración de finos o el flujo turbulento descrito por Forchheimer.
- En algunos casos el valor la permeabilidad al gas de la muestra difiere al valor tomado con la salmuera, como sucedió con el Núcleo N° 141, esto es debido a incompatibilidad del sistema, es decir entre la roca y la salmuera para este caso, para un mayor entendimiento de este problema es necesario conocer la mineralogía de la roca mediante una prueba SEM o XRD.
- Antes de realizar una operación o un tratamiento a la formación productora es necesario realizar pruebas a núcleos para conocer las interacciones roca-fluido y fluido-fluido que pueden generar daño ya sea por un proceso mecánico, químico, termodinámico o biológico alterando las propiedades de la roca tales como porosidad y permeabilidad.
- Para lograr un adecuado diagnóstico del daño ocasionado a la formación se requiere la integración de múltiples disciplinas y métodos de análisis a núcleos y la realización sistemática de estos, las categorías más conocidas de análisis de núcleos son análisis petrográfico, estabilidad mecánica de la roca, pruebas de flujo a núcleos y análisis químico de los fluidos. Con el equipo de desplazamiento positivo solo se abarca una parte de un estudio completo a núcleos correspondiente a pruebas de flujo.

- No existe en la industria petrolera un procedimiento estandarizado para la determinación del daño a la formación por medio de pruebas de desplazamiento, por lo cual el factor de repetibilidad entre laboratorios no es garantizado pues cada uno de ellos diseña su propio equipo y procedimientos de acuerdo a la experiencia en la realización de las pruebas: sin embargo, se trabajó con una guía presentada por Marshall³², que pretende generalizar los procedimientos utilizados que no implican un seguimiento riguroso del método propuesto.

- Para evaluar el daño a la formación o el impacto de los fluidos de tratamiento sobre la roca del yacimiento, es necesario evaluar el comportamiento de múltiples parámetros antes y después del tratamiento; parámetros tales como permeabilidad base en un sistema monofásico, permeabilidades efectivas al aceite y al agua a condiciones de saturaciones críticas de agua y aceite respectivamente, curvas de permeabilidades relativas al aceite y al agua, evaluación del comportamiento del daño o de la zona estimulada con el tiempo (perdurabilidad del tratamiento), a las condiciones de yacimiento.

6. RECOMENDACIONES

- La bomba Gilson, esta diseñada para manejar rangos pequeños de caudal, el cual no satisface en algunas situaciones el objetivo de llegar a encontrar la máxima rata de desplazamiento que produzca un aumento del diferencial de presión ya sea por efecto de turbulencia o por migración de finos. Como medida para mitigar esto, se recomienda adquirir una bomba de mayor capacidad de desplazamiento, por ejemplo para manejar ratas hasta de 50.0 cc/minuto.
- El core holder está diseñado para núcleos de longitud grande en comparación con los núcleos normalmente evaluados, por lo que se genera una gran cantidad espacio sin utilizar que hace que sea tedioso montar y desmontar el núcleo, pero que es necesario realizarlo varias veces durante una prueba. Se recomienda diseñar un core holder más pequeño para que las pruebas sean más rápidas y adaptarlo para poder evaluar el daño ocasionado por fluidos de perforación y completamiento como se ilustra en la figura N° 22.
- La dirección de inyección o producción de los fluidos en el núcleo debe ser igual que en la formación, por tanto es necesario crear un by pass que permita reversar la dirección de flujo, ya que al montar el núcleo en el core holder solo se puede inyectar el fluido hacia una dirección y para un adecuada evaluación del daño es necesario poder simular la producción de fluidos, es decir, desde la formación al pozo, y la inyección de fluidos, es decir, desde el pozo a la formación.
- Al inyectar fluidos de alta viscosidad tales como aceites o polímeros, se debe verificar que la presión de confinamiento sea por al menos 400 psi mayor que la presión de inyección de lo contrario el fluido de inyección no pasa a través del núcleo sino que expande la manga de confinamiento y circula por las paredes del núcleo, creando un diferencial de presión muy bajo.

BIBLIOGRAFÍA


1. Porter, K. E., "An Overview of Formation Damage", J. of Petroleum Technology, Vol. 41, No. 8, 1989, pp. 780-786.
2. Donald G. Hill, Olivier M. Liétard and Bernard M. Piot, Schlumberger Dowell George E. King, BP Amoco. "Reservoir Stimulation Chapter 14, Formation Damage: Origin, Diagnosis and Treatment Strategy".
3. Keelan, D. K., & Koepf, E. H., "The Role of Cores and Core Analysis in Evaluation of Formation Damage" JPT, 1977, pp. 482-490.
4. Dake, L. P., "Fundamentals of Reservoir Engineering". Elsevier Science Publishing Company, 1986, New York, 103-29, 255-58.
5. Craft, B. C., & Hawkins, M. F., "Applied Petroleum Reservoir Engineering". Second Edition, Prentice Hall, 1991, 210-46.
6. Amyx, J. W., Bass Jr., D. M., & Whiting, R. L., "Petroleum Reservoir Engineering, Physical Properties". R.L. McGraw-Hill, 1960, New York, 36-210.
7. Amaefule, J. O., Ajufo, A., Peterson, E., & Durst, K., "Understanding Formation Damage Processes," SPE 16232 paper, Oklahoma, 1987.
8. Barree, R. D., Conway. M. W., "Beyond Beta Factors: A Complete Model for Darcy, Forchheimer, and Trans-Forchheimer Flow in Porous Media," SPE 89325 paper, Houston, 2004.
9. Dacun, Li, Thomas W. Engler, "Literature Review on Correlations of the Non-Darcy Coefficient," SPE 70015 paper, Midland, Texas, 2001.
10. H.A. Belhaj, K.R. Agha, A.M. Nouri, S.D. Butt, H.F. Vaziri, and M.R. Islam, "Numerical Simulation of Non-Darcy Flow Utilizing the New Forchheimer's Diffusivity Equation," SPE 81499 paper, Bahrain, 2003.
11. Pascal, H., Quillian, R.G. and Kingston, J.: "Analysis of Vertical Fracture Length and Non-Darcy Flow Coefficient Using Variable Rate test," paper SPE 9438 presented at the 1980 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, September 21-24.

12. Jones, S.C.: *"Using the Inertial Coefficient, β , to Characterize Heterogeneity in Reservoir Rock,"* paper SPE 16949 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, October 5-8.
13. Coles, M.E. and Hartman, K.J.: *"Non-Darcy Measurements in Dry Core and the Effect of Immobile Liquid"* paper SPE 39977 presented at the 1998 SPE Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Canada, March 15-18.
14. Li, D, Svec, R.K., Engler, T.W. and Grigg, R.B.: *"Modeling and Simulation of the Wafer Non-Darcy Flow Experiments,"* paper SPE 68822, Proc., the 2001 SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, CA, March 26-30.
15. Hibbeler, Jeff., Garcia, Thomas. and Chavez Nelson, *"An Integrated Long-Term Solution for Migratory Fines Damage,"* SPE 81017 paper, 2003.
16. Wojtanowicz, A. K., Krilov, Z. and Langlinais, J. P., *"Experimental Determination of Formation Damage Pore Blocking Mechanisms,"* Trans, of the ASME, Journal of Energy Resources Technology, Vol. 110, 1988.
17. Civan, F, *"A Multi-Purpose Formation Damage Model,"* SPE 31101 paper, Proceedings of the SPE Formation Damage Symposium, Lafayette, 1996.
18. Civan, F, *"A Multi-Phase Mud Filtrate Invasion and Well Bore Filter Cake Formation Model,"* SPE 28709 paper, Proceedings of the SPE International Petroleum Conference & Exhibition of Mexico, 1994, Mexico.
19. Civan, Faruk., *"Reservoir Formation Damage"*. Gulf Publishing Company. 2000. Houston, Texas. 145-48.
20. Ives, K. J., "Deep Bed Filters," in Rushton, A. (Ed.) *Mathematical Models and Design Methods in Solid-Liquid Separation*, 1985 Martinus Nijhoff Publishers, pp. 90-332.
21. Keelan, D., & Amaefule, J. O., *"Rock-Water Reaction: Formation Damage,"* Laboratory Methods, Part 5, pp. 249-257 in Development Geology Reference Manual, Methods 10, 1993, edited by D. Morton-Thompson and A. M. Woods, 548 p. AAPG Publication, Tulsa, Oklahoma.
22. Deo, M., Tariq, S., & Halleck, P. J., *"Linear and Radial Flow Targets for Characterizing Downhole Flow in Perforations,"* SPE 16896 paper, 62nd Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, September 27-30, 1987, Dallas.
23. Miranda, R. M., & Underdown, D. R., *"Laboratory Measurement of Critical Rate: A Novel Approach for Quantifying Fines Migration Problems,"* SPE

25432 paper, SPE Production Operations Symposium, March 21-23, 1993, Oklahoma City.

24. Valdy, R.N., and Fogler, H.S.: "*Fines Migration and Formation Damage: Influence of pH and Ion Exchange*," paper SPE 19413, presented at the Formation Damage Control Symposium, Lafayette, LA., Feb. 22-23, 1990.
25. Luis Felipe Carrillo, Carmen Cecilia Benavides, José Dario Reyes, Zarith Pachón. "*Factibilidad De Inyección De Agua En Campos Petrolíferos*" Revista Colombiana De Física, Vol. 33, No. 2, 2001.
26. Kersey, D. G., "*The Role of Petrographic Analysis in the Design of Nondamaging Drilling, Completion, and Stimulation Programs*," SPE 14089 paper, 1986, Beijing.
27. Doublet, L. E., Pande, P. K., Clark, M. B., Nevans, J. W., Vessell, R., & Blasingame, T. A., "*An Integrated Geologic and Engineering Reservoir Characterization of the North Robertson (Clearfork) Unit: A Case Study, Part 1*" SPE 29594 paper, 1995. Denver, Colorado.
28. Gunter, G. W., Pinch, J. J., Finneran, J. M., & Bryant, W. T., "*Overview of an Integrated Process Model to Develop Petrophysical Based Reservoir Description*," SPE 38748 paper, San Antonio, Texas, 1997.
29. Skopec, R.A., "*Recent Advances in Rock Characterization*," The Log Analyst, 1992.
30. Amaefule, J. O., Kersey, D. G., Norman, D. L., & Shannon, P. M., "*Advances in Formation Damage Assessment and Control Strategies*," CIM 88-39-65 paper, 39th Annual Technical Meeting of Petroleum Society of CIM and Canadian Gas Processors Association, June 12-16, 1988, Calgary, Alberta, 16 p.
31. Mungan, N., "*Discussion of An Overview of Formation Damage*," JPT, Vol. 41, No. 11, November 1989, p. 1224.
32. Marshall, D. S., Gray, R., & Byrne, M., "*Development of a Recommended Practice for Formation Damage Testing*," SPE 38154 paper, The Netherlands, 1997.
33. Masikevich, J., & Bennion, D. B., "*Fluid Design to Meet Reservoir Issues A Process*," Canadian Petroleum Technology, Vol. 38, No. 5, May 1999.
34. Keelan, D. K., & Koepf, E. H., "*The Role of Cores and Core Analysis in Evaluation of Formation Damage*" JPT, may 1977, pp. 482-490.

ANEXOS

	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
	LABORATORIO DE PRUEBAS ESPECIALES (LAPE)
	GUIA 1. PROCEDIMIENTO PARA EVALUAR EL DAÑO A LA FORMACIÓN A PARTIR DE PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

1. JUSTIFICACIÓN

Muchas pruebas especiales de núcleos deben ser realizadas a un fluido o proceso antes de ser aplicados a un pozo para establecer si ocurrirá daño, los resultados obtenidos será información que ayudará en el diseño operativo del tratamiento. Si la productividad o la inyectividad en efecto han decrecido, pruebas de núcleo de formación deben ser realizadas para determinar el mecanismo de daño y el estudio de las opciones remediales.

Las pruebas de desplazamiento a núcleos con el Equipo de Desplazamiento Positivo simulan las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, con fluidos in situ o de laboratorio para describir los procesos que ocurren en yacimiento.

2. OBJETIVO GENERAL

Determinar el daño de formación mediante pruebas de desplazamiento de fluidos a través de núcleos.

2.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar la permeabilidad del núcleo con distintos fluidos a partir de pruebas de desplazamiento positivo.
- Verificar que durante las prueba no se alcanza la velocidad crítica de movilización de finos en el núcleo.
- Estimar la reducción de la permeabilidad del núcleo después de simular un tratamiento de inyección.

3. MATERIALES Y EQUIPOS

- Equipo de desplazamiento positivo (EDP)
- Solución aceitosa y/o solución acuosa.
- Núcleo de formación.



UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

LABORATORIO DE PRUEBAS ESPECIALES (LAPE)

GUIA 1. PROCEDIMIENTO PARA EVALUAR EL DAÑO A LA FORMACIÓN A PARTIR DE PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

4. MARCO TEÓRICO

La **permeabilidad** es una medida inherente de la roca, que da una idea de la habilidad para dejar pasar un fluido a través de los canales que constituyen el volumen poroso interconectado. La permeabilidad puede ser absoluta, efectiva o relativa dependiendo de los fluidos presentes y de las saturaciones dentro del espacio poroso.

La **permeabilidad es absoluta** cuando un solo fluido está presente, (agua, crudo o gas) y se cumple la Ley de Darcy. Esta permeabilidad es una propiedad del medio poroso y el valor es constante e independiente del fluido usado en su medida.

La **ley de Darcy** relaciona la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso con la fuerza de empuje (gradiente de presión) estimando una relación proporcional, lo contrario ocurre con la viscosidad.

Para hacer uso adecuado de la ley de Darcy se requiere que el fluido se adhiera a los poros de la roca, sature 100 % el medio, que sea homogéneo y laminar, para condiciones de turbulencia no es aplicable, se desprecian las fuerzas inerciales y la compresibilidad del medio poroso.

Numéricamente la ley de Darcy esta expresa así:

$$q = \frac{KA(P_e - P_s)}{\mu L}$$

Donde:

q = caudal (cc/seg)


K = permeabilidad (D).

A = área transversal de flujo (cm²).

$(P_e - P_s)$ = diferencia de presión (atm).

L = longitud del medio poroso (cm).

μ = es la viscosidad del fluido (cp).

	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
	LABORATORIO DE PRUEBAS ESPECIALES (LAPE)
	GUIA 1. PROCEDIMIENTO PARA EVALUAR EL DAÑO A LA FORMACIÓN A PARTIR DE PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

5. PROCEDIMIENTO

5.1. Preparación de los fluidos.


- Agua de formación simulada: se prepara con sales inorgánicas a la concentración necesaria para simular la salmuera de formación. Se pasa por un papel filtro de 0.5 micrones y luego es desaireada aplicando vacío y agitando por aproximadamente 2 horas.
- Aceite mineral: con este se calcula la permeabilidad efectiva al aceite por tanto se debe conocer su viscosidad, debe ser desaireado aplicando vacío y agitando por cerca de 4 horas.

5.2. Preparación y caracterización del núcleo.

- El núcleo debe ser limpiado sumergiéndolo continuamente en tolueno y luego secado en el horno a una temperatura de 60 ° C.
- Se registran las medidas del núcleo, y se determinan la porosidad y permeabilidad al gas.
- Para obtener un valor de permeabilidad absoluta la muestra debe ser saturada al 100 % con la salmuera preparada, esto se hace introduciendo la muestra en un cilindro y aplicando vacío, luego se verifica por peso.
- Si no es alcanzada la saturación del 100%, la muestra se monta en el core holder y aplicando contrapresión se desplaza la salmuera a una rata de flujo baja, hasta obtener un valor de permeabilidad estabilizado. Se debe tener cuidado que la presión de inyección no exceda la presión de confinamiento porque entonces la salmuera fluye solamente por las paredes del núcleo y no a través de este.

5.3. Determinación de la velocidad crítica

- Antes de determinar la permeabilidad inicial se realiza una prueba de migración de finos incrementado la rata de flujo gradualmente verificando que el valor de la permeabilidad no decrece, ya sea por daño o efectos de turbulencia.

	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
	LABORATORIO DE PRUEBAS ESPECIALES (LAPE)
	GUIA 1. PROCEDIMIENTO PARA EVALUAR EL DAÑO A LA FORMACIÓN A PARTIR DE PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

5.4. Determinación de la permeabilidad base

- A una rata de flujo que no exceda la velocidad crítica se circula la salmuera registrando el valor del diferencial de presión hasta que se estabilice para un mínimo de 10 VP inyectados, con este valor aplicando la ecuación de Darcy se calcula la permeabilidad. Esta prueba es realizada ajustando las condiciones de presión y temperatura deseadas.

5.5. Determinación de la permeabilidad efectiva al aceite y la saturación crítica de agua.

- Se circula el aceite mineral hasta alcanzar la saturación crítica de agua, al tener estas condiciones se registra el diferencial de presión y se calcula la permeabilidad aplicando la ecuación de Darcy.


5.6. Evaluación del fluido de inyección.

- La evaluación del fluido es realizada a las condiciones de saturación ya alcanzadas, es decir con presencia de hidrocarburos movibles. Se inyectan como mínimo 10 VP del fluido.

5.7. Determinación de la permeabilidad de retorno.

- Se circula aceite nuevamente a las mismas condiciones que se realizó la prueba antes de desplazar el fluido a evaluar, y se determina la permeabilidad efectiva. El daño ocasionado por el fluido será la diferencia entre la permeabilidad calculada antes y la calculada después del tratamiento:

$$\% \text{ Daño} = \frac{K_i - K_f}{K_i} * 100$$

	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
	LABORATORIO DE PRUEBAS ESPECIALES (LAPE)
	GUIA 1. PROCEDIMIENTO PARA EVALUAR EL DAÑO A LA FORMACIÓN A PARTIR DE PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

6. BIBLIOGRAFÍA

- **MARSHALL, D. S., GRAY, R., & BYRNE, M.**, *"Development of a Recommended Practice for Formation Damage Testing,"* SPE 38154 paper, The Netherlands, 1997.
- **CIVAN, Faruk.**, *Reservoir Formation Damage.* Gulf Publishing Company. 2000. Houston, Texas. 145-48.
- **CRAFT, B. C., HAWKINS, M. F.**, *Applied Petroleum Reservoir Engineering, Second Edition,* Prentice Hall, 1991, 210-46.
- **CALDERÓN VERA José Mauricio, TORRES DIAZ Diego Fernando.** *"Normatización y estandarización de procedimientos para la determinación de la permeabilidad a partir de pruebas de desplazamiento de fluidos a través de núcleos"* (tesis Ingeniería de Petróleos). Universidad Surcolombiana. 2006. Manual De Operación Equipo De Desplazamiento Positivo.