



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS DE
LA INYECCIÓN DE AGUA A
DIFERENTES SALINIDADES.”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

GILBERTO SINUE SEGURA LÓPEZ



DIRECTOR DE TESIS: ING. OSCAR OSORIO PERALTA

AGRADECIMIENTOS

A mi madre, por poner primero mis necesidades antes que las de ella misma, por ser la mejor mamá del mundo entero y donde quiera que te encuentres siempre cuidarás de mi.

A mi padre, por todo el esfuerzo y la entrega para que yo pudiera llegar a este gran logro en mi vida, sin él esto jamás hubiera sido posible.

A mi hermana por ser la mejor amiga y gran apoyo durante mi vida, además de darme a mi sobrina a la que amo con todo mi corazón.

A todas aquellas personas que me formaron y guiaron para cumplir este objetivo.

A mi director de tesis el Ing. Oscar Osorio Peralta por su disponibilidad y enseñanzas.

INDICE GENERAL

	Pág.
INDICE GENERAL.....	I
INDICE DE TABLAS.....	V
INDICE DE FIGURAS.....	VI
RESUMEN.....	VIII
Capítulo 1. Introducción: Importancia del Agua de Formación.....	1
Capítulo 2. Propiedades PVT del Agua.....	8
2.1 Propiedades y Correlaciones.....	14
2.1.1 Presión de burbujeo, P_{sw}	15
2.1.2 Relación gas disuelto-agua, R_{sw}	15
2.1.2.1 Correlación de CULBERSON, O.L y MCKETTA, J.J., JR.....	16
2.1.2.2 Correlación de MCCOY, R.L.....	17
2.1.3 Factor volumétrico del agua, B_w	20
2.1.3.1 Correlación de MCCAIN, W.D., JR.....	21
2.1.3.2 Correlación de MCCOY, R.L.....	25
2.1.4 Compresibilidad del agua, C_w	26
2.1.4.1 Correlación de DODSON, C.R. y STANDING, M.B.....	27
2.1.4.2 Correlación de OSIF, T.L.....	30
2.1.4.3 Correlación de RAMEY, H.J., JR.....	30
2.1.5 Viscosidad del agua, μ_w	31
2.1.5.1 Correlación de VAN WINGEN, N.....	32
2.1.5.2 Correlación de MATTHEWS, C.S. y RUSSEL, D.G.....	34
2.1.5.3 Correlación de MCCAIN, W.D., JR.....	35
2.1.5.4 Correlación de MCCOY, R.L.....	37
2.1.6 Densidad del agua, ρ_w	37
2.1.6.1 Correlación de MCCAIN, W.D. JR.....	38
2.1.7 Tensión interfacial gas - agua, σ_{gw}	39
2.1.7.1 Correlación de JENNINGS, H.Y., JR y NEWMAN, G.H.....	39
2.1.8 Gravedad específica del agua.....	41
2.2 Hidratos.....	41

2.2.1 Antecedentes de los hidratos de gas.....	43
2.2.2 Reservas de los hidratos de gas.....	43
	Pág.
2.2.3 Estructura de los hidratos del gas natural.....	44
2.2.4 Propiedades de los hidratos de gas.....	45
2.2.5 Zona de formación de hidrato.....	46
2.2.6 Estabilidad de los hidratos de gas.....	47
2.3.7 Principio de la formación de los hidratos en el gas natural.....	47
2.3.8 Consecuencias que ocasionan los hidratos en la industria gasífera o petrolera	48
2.3.9 Efecto de los hidratos en gasoductos y plataformas.....	48
2.3.10 Efectos en las operaciones de aguas profundas y en fluidos causados por la presencia de hidratos	49
2.3.11 Medios de inhibición y disociación para la prevención de hidratos.....	50
Capítulo 3. Caracterización del Agua Producida de un Yacimiento.....	53
3.1 Muestreo del Agua Producida.....	56
3.1.1 Muestreo con la herramienta DST.....	57
3.1.2 Muestreo en la línea de flujo.....	57
3.1.3 Muestreo en la cabeza del pozo.....	57
3.1.4 Parámetros para la Toma de Muestras.....	58
3.2 Análisis Cuantitativo del Agua Producida.....	59
3.2.1 Propiedades físicas y químicas del agua.....	61
3.2.2 Componentes Primarios y Propiedades.....	62

3.2.2.1 Cationes.....	63
3.2.2.2 Aniones.....	64
3.2.2.3 Otras propiedades.....	65
3.2.3 Análisis Químico.....	69
3.2.3.1 Reporte de Análisis.....	78
3.2.4 Diagramas Stiff.....	82
3.3 Sólidos Suspendedos.....	85
3.4 Análisis de Campo.....	88
	Pág.
Capítulo 4. Efectos de la Salinidad del Agua de Inyección en el Yacimiento.....	90
4.1 Recuperación secundaria y mejorada.....	95
4.1.1 Mezcla de Aguas – Compatibilidad.....	96
4.1.2 Incompatibilidad entre el Agua de Inyección y el Agua de Formación.....	97
4.1.3 Evaluación de la Incompatibilidad.....	98
4.2 Formación de Incrustaciones.....	103
4.2.1 Origen de las incrustaciones.....	104
4.2.2 Escenarios más comunes.....	106
4.2.3 Identificación de las Incrustaciones.....	107
4.2.4 Identificación de los depósitos.....	108
4.2 Inyección de Agua Trazada.....	109
4.2.1 Uso de las pruebas de trazadores.....	112
4.2.2 Trazadores radioactivos.....	112
4.2.4 Trazadores en la inyección de agua.....	113
4.3 Monitoreo y Análisis de la Información del Agua Producida de un Yacimiento.....	116
Capítulo 5. Simulación de Yacimientos de Inyección del Agua.....	120
5.1 Introducción.....	120
5.2 Caracterización PVT de las Aguas de Inyección y de Formación.....	122
5.3 Simulación Composicional con Componentes de Agua.....	125

5.4 Simulación con diferentes Salinidades del Agua.....	131
5.5 Reducción de la productividad por la formación de incrustaciones.....	135
CONCLUSIONES.....	137

APENDICES

A.1 Elementos, Compuestos y Mezclas.....	139
A.2 Átomos y Pesos Atómicos.....	140
A.3 Moléculas y Pesos Moleculares.....	142
A.4 Iones y Valencias.....	142
A.5 Pesos Equivalentes.....	143
A.6 Soluciones.....	144
A.7 Ácidos, Bases y Sales.....	145
Bibliografía.....	147

LISTADO DE TABLAS

	Pag.
Tabla I	Propiedades físicas.....61
Tabla II	Propiedades de los aniones y cationes generadores de corrosión.....62
Tabla III	Dureza total *METODO HACH.....69
Tabla IV	Alcalinidad total *METODO HACH70
Tabla V	Cloruros *METODO HACH.....70
Tabla VI	Dureza cálcica *METODO HACH.....71
Tabla VII	Dureza magnética Determinación de la Dureza magnésica, Calcio++, Mg++ y CO_{32}72
Tabla VIII	Determinación de CO_272
Tabla IX	Determinación de O_273
Tabla X	Determinación de H ₂ S.....73
Tabla XI	Temperatura método ASTM 2550 B.....74
Tabla XII	Determinación de hierro METODO DE HASH.....74
Tabla XIII	Sulfatos *METODO HASH.....75
Tabla XIV	Potencial hidrogeno (pH) *METODO ASTM.....76
Tabla XV	Turbidez *METODO HACH.....76
Tabla XVI	Sólidos totales *METODO ASTM.....77
Tabla XVII	Mezclas de aguas, compuestos presentes y ausente.....97
Tabla XVIII	Cálculos de la mezcla.....101
Tabla XIX	Elementos y símbolos químicos.....139
Tabla XX	Propiedades del átomo.....140
Tabla XXI	Diferencias entre solución, mezclas y compuestos.....144
Tabla XXII	Tabla de ácidos y su simbología.....146

LISTADO DE FIGURAS

Pág.

CAPITULO II

Fig.2.1	Recolección de una muestra PVT de fondo.....	9
Fig.2.2	Recolección de una muestra PVT por recombinación superficial.....	9
Fig.2.3	Grafica típica del Factor de Volumen de Agua de Formación contra la Presión a Temperatura constante.....	13
Fig.2.4	Solubilidad del gas metano en agua pura.....	18
Fig.2.5	Efecto de la salinidad sobre la solubilidad del gas natural en agua.....	19
Fig. 2.5	Comportamiento típico de B_w vs presión a temperatura constante.....	20
Fig.2.6	ΔV_{wp} como función de presión y temperatura del yacimiento.....	23
Fig.2.8	ΔV_{wT} como función de la temperatura del yacimiento.....	24
Fig.2.9	Compresibilidad del agua libre de gas incluyendo efectos del gas disuelto.....	29
Fig.2.10	Cambio del gas en solución en agua de formación.....	31
Fig.2.11	Comportamiento típico de μ_w vs presión a temperatura constante.....	32
Fig.2.12	Viscosidad del agua en función de temperatura para varias presiones.....	33
Fig.2.13	Viscosidad del agua a una at. En función de temperatura y salinidad para otras presiones seguir la corrección indicada.....	35
Fig. 2.14	Efecto de la presión sobre la viscosidad del agua.....	36
Fig. 2.15	Densidad de la salmuera en función del porcentaje total de sólidos disueltos.....	39
Fig.2.16	Tensión superficial gas-agua.....	40
Fig.2.17	Estructura de los hidratos.....	45

Pág.

CAPITULO III

Fig. 3.1	Grafico de Stiff. Escala lineal.....	83
----------	--------------------------------------	----

Fig. 3.2	Grafico de Stiff. Escala logarítmica.....	83
Fig. 3.3	Patrones comunes en la identificación de aguas.....	85

CAPITULO IV

Fig.4.1	Ilustración del crecimiento de la zona de mezcla frente al avance radial.....	99
Fig.4.2	Esquema de una prueba de inyección de trazadores.....	110
Fig.4.3	Curva hipotética de respuesta de trazador en un pozo monitoreado.....	110

CAPITULO V

Figura 5.1	Patrones comunes en la identificación de aguas.....	121
Figura 5.2	Salinidad vs densidad del agua de diferentes muestras de agua de campos en México que pertenecen a la Región Sur.....	122
Figura 5.3	Viscosidad vs densidad del agua de diferentes muestras de agua de campos en México que pertenecen a la Región Sur.....	123
Figura 5.4	Compresibilidad vs densidad del agua de diferentes muestras de agua de campos en México que pertenecen a la Región Sur.....	124
Figura 5.5	Factor de volumen del agua vs densidad del agua de diferentes muestras de agua de campos en México que pertenecen a la Región Sur.....	125
Figura 5.6	Gasto de Inyección y Presión de Fondo Fluyendo de los Modelos de Simulación CASOS A y B.....	126
Figura 5.7	Condiciones iniciales de Presión del Yacimiento y Viscosidad de Agua de los Modelos de Simulación CASOS A y B.....	127
Figura 5.8	Resultados a los dos años de Presión del Yacimiento y Viscosidad	

	de Agua de los Modelos de Simulación CASOS A y B.....	128
Figura 5.9	Keywords fundamentales en el Modelo de Simulación de Componentes de Agua.....	130
Figura 5.10	Resultados a los 2 Años de Presión del Yacimiento y Viscosidad de Agua de los Modelos de Simulación CASOS A y B.....	129
Figura 5.11	Salinidades del agua de formación y el agua de inyección del campo en estudio.....	132
Figura 5.12	Ajuste histórico del salinidad del agua producida en un pozo, del campo en estudio.....	133
Figura 5.13	Distribución de la salinidad del agua inyectada en el yacimiento a lo largo del espacio y el tiempo.....	134
Figura 5.14	Keywords fundamentales en el Modelo de Simulación de Componentes de Agua.....	135
Figura 5.15.	Efecto de la formación de incrustaciones en la productividad de un pozo productor.....	136

APENDICE

Fig.A.2	Átomo de Hidrogeno, helio y su estructura.....	141
---------	--	-----

RESUMEN

El agua de formación es sumamente importante en la simulación de inyección de agua a diferentes salinidades ya que arroja información referente a la roca en la que reside y puede proporcionar datos cruciales para los análisis en todas las fases de la vida productiva del yacimiento, además de seleccionar el material para la tuberías, evaluando la corrosividad del gas, el aceite y el agua a producir. Para todo ello es indispensable conocer las propiedades del agua de formación mediante análisis PVT,/análisis físicos/análisis químicos y correlaciones, con los que se obtendrá una caracterización del agua de formación.

El objetivo es probar que la salinidad del agua de inyección debe ser considerada como una variable clave en la determinación de la cantidad de aceite recuperado. Sin embargo la variación de la salinidad afecta las interacciones químicas de crudo / agua / roca y puede conducir a grandes variaciones en la eficiencia de desplazamiento por inyección de agua.

La simulación de yacimientos permite ejemplificar la variación de las propiedades del agua de formación por el aumento o disminución de la salinidad de la misma.

En un modelo de simulación composicional, el agua se puede manejar por componente, por lo tanto; en la simulación se observara que el comportamiento de la presión es distinto a lo largo del yacimiento y esto debido al cambio de propiedades en viscosidad y densidad del agua inyectada que fueron ocasionados por la variación de la salinidad.

La información de salinidad del agua producida sirve claramente para poder realizar el ajuste histórico de los pozos. Este parámetro ayuda a saber si el agua que produce un pozo es agua de formación o agua de inyección. Con esto también se pueden estimar los tiempos de irrupción, la velocidad con que el agua avanzó en el yacimiento y estimar los frentes de inyección y con ello optimizar los patrones de inyección en el yacimiento, mediante la reubicación de pozos o los gastos de inyección de cada uno de ellos.

Con ello obtener un aumento del factor de recuperación por la inyección de agua con diferente salinidad por medio de la simulación numérica.

Capítulo 1. Introducción: Importancia del Agua de Formación.

El agua de formación se define como el agua que se encuentra naturalmente en las rocas, esta agua ha podido tener diferentes orígenes y ser clasificadas como aguas marinas, interfaciales y las diagenéticas, etc.

Las aguas de formación son el producto de un proceso fisiológico ocurrido durante muchos años de deposición de sedimentos quedando atrapados entre los mismos. Una vez que el agua entra en el ambiente del subsuelo, existirán diferencias y razones de mezclarse en sus constituyentes.

Desde la perforación del primer pozo productor de aceite por Edward Drake en 1859; los productores de aceite no se daban cuenta del significado de la producción de aceite y agua salina vivían juntas, de hecho no fue hasta 1938 que la existencia del agua intrínseca en yacimientos de aceite fueron generalmente reconocidas.

En tiempos anteriores con prácticas contaminantes por la falta de conocimiento de los niveles de material no apto para la vida que estas aguas contienen, las aguas de formación eran mantenidas en superficie en piscinas y luego arrojadas y desechadas al ambiente, produciendo la muerte y contaminación de las aguas matando peces y especies que viven en estos medios.

El origen de las aguas de formación se produce en las rocas yacimiento. El agua que queda atrapado en los poros a medida que los sedimentos se compactan y se unen entre sí se denomina agua connata. El agua presente en el yacimiento en el momento en que es penetrado por una barrena de perforación se denomina agua de formación. El agua de formación es un producto de la explotación petrolera que se extrae junto con el crudo, es reutilizada en ciertos casos para preparar lodos y cementos que se

emplean en procesos de explotación. De otra forma es utilizada para mantener la presión de producción de una formación rocosa por medio de procesos de inyección.

El agua de formación reacciona con la roca hasta un punto que depende de la temperatura, la presión, la composición del agua y la mineralogía de la formación. Las reacciones químicas y biológicas pueden iniciarse tan pronto como se depositan los sedimentos y continúan acelerándose conforme la formación es sometida a mayor presión y temperatura durante el sepultamiento.

Normalmente los operadores del agua de formación lo consideran como un producto indeseable en la producción de hidrocarburos, no obstante las muestras y análisis de la misma agua proveen información vital para los planes de desarrollo de campos petroleros como son: la optimización de dichos diseños, las terminaciones, la selección de materiales y la recuperación óptima de hidrocarburos

Ante la presencia inesperada de formaciones, muchas compañías productoras de aceite y gas reaccionan con alarma especialmente si contienen impurezas indeseadas que pueden reducir significativamente el valor de un activo petrolero. Además puede acelerar el daño de los equipos e incrementar los costos de manipulación y eliminación de agua. Es indispensable la captura de cierta cantidad de agua de formación ya que contiene información que puede ser utilizada para incidir significativamente la rentabilidad de los campos petroleros.

El análisis del agua de formación desempeña un rol importante en el modelado dinámico de los yacimientos, la cuantificación de reservas y el cálculo de los costos de las terminaciones de pozos que incluyen los montos que se invertirán en el entubado y equipamiento de superficie, también ayudó a los operadores a estimar los costos operativos; tales como el costo de los proyectos de inyección química.

Además ayuda a los planificadores al desarrollo de campos petroleros y a determinar si los nuevos descubrimientos pueden ser conectados a la infraestructura existente y es crucial para el diseño de los proyectos de inyección de agua.

Las propiedades de agua de formación varían entre un yacimiento y otro y dentro de un mismo yacimiento.

La composición del agua depende de una serie de parámetros que incluyen el ambiente de depositación, la mineralogía de la formación, su historia de presión y temperatura, la migración de los fluidos.

El agua de formación es rica en información referente a la roca en la que reside y puede proporcionar datos cruciales para los análisis en todas las fases de la vida productiva del yacimiento. En las primeras etapas de la vida productiva de un campo, el análisis del agua de formación establece la salinidad y la resistividad del agua para la evaluación petrofísica. La ecuación de saturación de agua de Archie, en la cual la saturación y las reservas de aceite se comportan con mucha frecuencia a partir de registros, requiere el valor de la resistividad del agua como datos de entrada.

Ese valor se computará a menudo a partir de las mediciones derivadas de los registros de resistividad y porosidad, obtenidas en una zona de agua, en la que el agua probablemente no posea la misma composición que el agua de formación del yacimiento en otras zonas. El análisis de las muestras de agua de formación extraídas de la pata de aceite se considera una de las formas más confiables de obtención de la salinidad del agua y la resistividad para los cálculos de saturación.

Otro aspecto donde intervienen las características del agua de formación, es seleccionar el material para la tubería de revestimiento o la tubería de producción, evaluando la corrosividad del gas, el aceite y el agua a producir. El gas libre presente en la formación puede contener elementos corrosivos tales como el H_2S y el CO_2 los

cuales pueden disolverse en el agua de formación. Los pozos que producen dichos fluidos en concentraciones que exceden ciertos límites requieren tuberías de revestimiento con formulaciones metalúrgicas especiales resistentes a la corrosión, o tratamientos con químicos inhibidores de la corrosión. Por otro lado las líneas de conducción y las instalaciones de superficie deben tener la capacidad para manipular el agua producida junto con sus gases.

Para diseñar la tubería de producción las líneas de flujo y las instalaciones de superficie los ingenieros deben de conocer la composición química del agua de formación.

Los valores del pH y la salinidad del agua, utilizados en los cálculos metalúrgicos para la selección de tuberías, deben incluir los valores correspondientes a las condiciones de presión y temperatura de yacimiento así como la composición del agua.

A medida que se producen los fluidos de yacimiento, la reducción de presión asociada puede causar la liberación de gas provocando la precipitación y concentración de sólidos en los pozos del yacimiento, sobre la tubería de producción y el equipamiento de fondo de pozo. Es decir, a medida que se reduce la presión el agua de formación libera gas CO_2 , el pH del agua se incrementa y la solución se satura con carbonato de calcio $CaCO_3$ lo que puede producir la depurificación de incrustaciones que eventualmente obstruyen el flujo. La precipitación puede pronosticarse mediante el modelado por la experimentación en el laboratorio si se conoce la química del agua de formación.

Las incrustaciones también pueden formarse cuando se mezclan aguas con diferentes composiciones. Por ejemplo, la precipitación de sólidos de sulfato de bario $BaSO_4$ o de sulfato de estroncio $SrSO_4$, constituye un problema común cuando se inyecta agua de mar que contiene sulfatos y formaciones que contienen bario o estroncio.

También se produce cuando los sulfatos provenientes de la invasión del fluido de perforación interactúan con el agua de formación. Esa es la razón principal por la que existen las prácticas recientes en las que se utilizan fluidos de perforación con bajo contenido de sulfatos.

Dichas incrustaciones pueden depositarse en la formación o en la tubería de producción. Las tuberías pueden limpiarse a veces con herramientas de reparación de pozos que despliegan abrasivos y la acción de chorros de limpieza. Pero si la incrustación es demasiado espesa es poco lo que se puede hacer excepto extraer la tubería y reemplazarla lo que se reflejaría en aumento de costos.

El manejo efectivo de la acumulación de incrustaciones es un tema importante para la planeación del desarrollo de campos petroleros y puede producir un impacto directo sobre la viabilidad de la producción, especialmente en los campos marginalmente económicos.

El potencial del agua de formación para formar incrustaciones cuando se mezcla con el agua inyectada debe ser evaluado si va a explotarse alguna parte del campo con el soporte de presión proveniente de los fluidos inyectados. En muchos casos, los operadores modifican los planes mediante la suspensión de la inyección de agua de mar y su reemplazo por otra fuente más costosa de agua de inyección en base al conocimiento de las propiedades del agua de formación.

A la hora de evaluar el punto inicial para la acumulación de incrustaciones, una de las mayores incertidumbres es quizá la composición del agua de formación y las propiedades del fondo de pozo. Algunas compañías han adoptado la práctica de monitoreo de agua como rutina para los campos con propensión a la formación de incrustaciones.

La composición del agua de formación desempeña un rol importante en el “AGRIAMIENTO”, un proceso por el cual se produce incremento de la concentración de H_2S en el yacimiento. En muchos casos, el fenómeno de agriamiento se atribuye a la actividad microbiana; el agua de mar inyectada—fuente de generación de bacterias sulfato-reductoras (SRB) y el agua de formación suministra los nutrientes en forma de ácidos orgánicos de bajo peso molecular denominados ácidos grasos volátiles (VEA). Las consecuencias del alineamiento de los yacimientos son potencialmente costosas, el incremento de los niveles de H_2S incrementa los riesgos de seguridad para el personal de los campos petroleros, reduce el valor de venta de los hidrocarburos producidos, incrementa las tasas de corrosión en los equipamientos de fondo de pozo y en las instalaciones de superficie. Aproximadamente un 70% de los yacimientos sometidos a procesos de inyección de agua en todo el mundo experimenta el fenómeno de agriamiento.

La comprensión de las propiedades del agua y el modelado de sus cambios a lo largo de toda la vida productiva de yacimiento, ayudan a los ingenieros químicos a pronosticar la generación de H_2S y tomar decisiones informadas acerca de la selección de los materiales de diseño de las instalaciones

Las variaciones producidas en la composición del agua de formación también pueden revelar la existencia de falta de comunicación hidráulica entre volúmenes de yacimientos adyacentes, si los yacimientos han sido aislados el tiempo suficiente para que sus aguas de formación alcancen diferentes estados de equilibrio. El conocer la conectividad de los yacimientos es importante para estimar la magnitud del soporte de los acuíferos; el empuje de agua natural presente en muchos yacimientos, y para la planeación de las localizaciones de los pozos de desarrollo la formación de programas de recuperación relacionados con la inyección de agua y la detección de la incursión de agua de inyección.

El análisis del agua de formación y en particular la comparación de su composición y su isotrópica natural con el agua de inyección, ha sido utilizada para el monitoreo de los proyectos de inyección de agua.

Los isótopos, actúan como trazadores en el agua para ayudar a los ingenieros de yacimientos a identificar las capas de alta permeabilidad, las fracturas y otras causas de la comunicación entre pozos.

Capítulo 2. Propiedades PVT del Agua.

Los análisis PVT son una prueba de presión, volumen, temperatura y su función es determinar las propiedades físicas de los fluidos en un yacimiento.

Es importante realizar esta prueba porque se determinan las propiedades de los fluidos en un yacimiento, ya que nos dice la presión, volumen y temperatura de dichos fluidos, por esto dicha muestra debe ser original del yacimiento.

Cuando se analizan pruebas PVT existe un porcentaje de esas pruebas que resultan no ser útiles debido a que pudiera haber contaminación de los recipientes donde se toman las muestras, mala toma de la muestra o inestabilidad de la producción a nivel de toma de muestreo, entre otros problemas. Es por ello que en el análisis PVT debemos considerar sumamente importante los datos que se están registrando de modo que estos sean bastante representativos y de esta manera nos den la seguridad de un desarrollo óptimo del campo petrolífero o gasífero. Para tener la certeza de que el muestreo es representativo, se hace una validación exhaustiva tomando en cuenta todos los parámetros del yacimiento medidos durante la toma de muestras como son:

- Presión estática del yacimiento
- Presión fluyendo
- Presión y temperatura a la cabeza del pozo
- Presión y temperatura del separador
- Gastos de líquido y gas en el separador, así como el líquido en el tanque
- Factor de encogimiento del aceite

La producción de aceite y gas natural constituye sin duda el motor de la economía mundial. La creciente actividad de la industria petrolera nos obliga a contar con datos de fluidos representativos para evitar criterios erróneos en la caracterización de los

fluidos que pudieran afectar el desarrollo de los campos e incluso la creación de plantas.

Los estudios PVT se llevan a cabo con el propósito de analizar los yacimientos, y partiendo de los resultados de estos estudios, determinar los diversos parámetros y metodologías que se desarrollaran para poner a producir el yacimiento. El muestreo de fluidos se realiza al principio de la vida productiva del yacimiento. Existen dos formas de recolectar las muestras de fluidos:

- Muestreo de fondo (fig.2.1).
- Muestreo por recombinación superficial (fig.2.2).

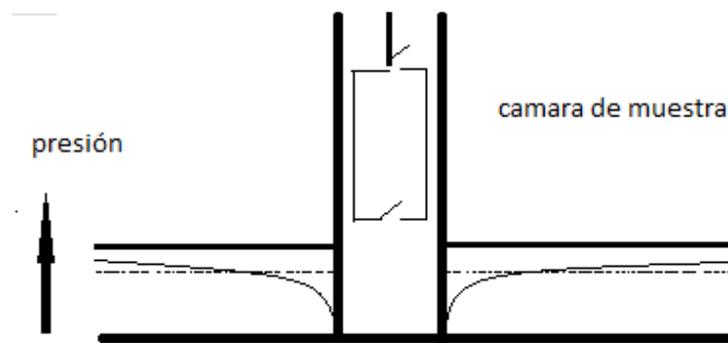


Fig.2.1 Recolección de una muestra PVT de fondo

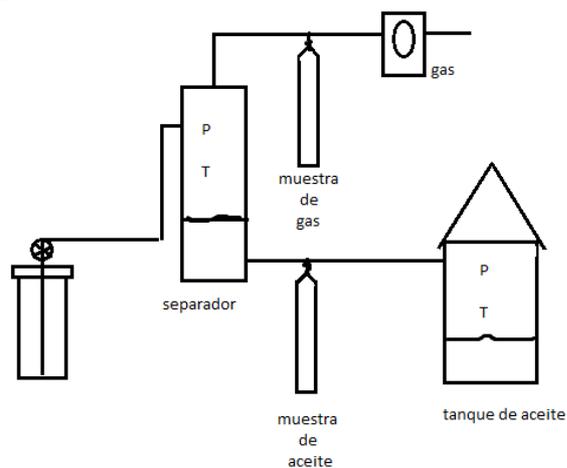


Fig.2.2 Recolección de una muestra PVT por recombinación superficial.

Los análisis PVT son absolutamente necesarios para llevar a cabo el diseño de instalaciones de producción, análisis nodales, diversas actividades de la ingeniería de yacimientos; permiten obtener cálculos como el POES del yacimiento, predecir su vida productiva; definir los esquemas óptimos de producción, evaluar métodos de recuperación mejorada y demás propiedades que predicen el comportamiento de los pozos a medida que son explotados. Las nuevas herramientas y equipos disponibles de manejo automatizado y computarizado, hacen más factibles la realización de los estudios.

Una vez que se determina el estado del fluido presente en el yacimiento a través de los estudios experimentales para fluidos de yacimiento (PVT), se procede a recopilar y estudiar toda la información acerca del comportamiento de los mismos en función de las variaciones de la presión, temperatura y volumen. Esto pasa a ser de vital importancia para la vida productiva del yacimiento, ya que si podemos predecir cómo será el comportamiento del fluido, se busca la manera de mantener la energía del pozo obteniendo así una mayor producción. Se puede evitar producir de una manera ineficiente, alargando la vida del yacimiento manteniendo las presiones.

Para tener la certeza de que el muestreo es representativo, se hace una validación exhaustiva tomando en cuenta todos los parámetros del yacimiento medidos durante la toma de muestras como son:

- Presión estática del yacimiento
- Presión fluyendo
- Presión y temperatura a la cabeza del pozo
- Presión y temperatura del separador
- Gastos de líquido y gas en el separador, así como el líquido en el tanque
- Factor de encogimiento del aceite

En el laboratorio: Para realizar los estudios PVT en el laboratorio como ya mencionamos antes es necesario tener una muestra representativa del fluido que se encuentra en el yacimiento, por lo tanto se tiene que obtener la muestra al inicio de la

producción de manera que este a condiciones de temperatura y presión inicial del yacimiento. De no ser así, la muestra dejaría de ser una porción representativa del mismo, por lo que se alterarían las propiedades del fluido y por consiguiente no se obtendrían resultados valederos del comportamiento de fases del fluido en el yacimiento. El análisis de laboratorio consiste de:

- Expansión instantánea de la muestra de fluido para determinar la presión de burbujeo.
- Expansión diferencial de la muestra de fluido para determinar B_o y R_s expansión instantánea de la muestra de fluido a través de varios separadores para obtener los parámetros que permiten ajustar los datos PVT de laboratorio para cotejar las condiciones del separador de campo.

Por consiguiente se debe:

- Verificar la validez de las muestras
- Hacer una comparación de los datos de campo con los datos de laboratorio
- Comparar las muestras tomadas en superficie mediante recombinado de las muestras de fondo.
- Realizar estudios pertinentes al fluido mediante los siguientes experimentos:
 - a) Agotamiento a volumen constante
 - b) Agotamiento diferencial (solo realizado en aceites)
 - c) Agotamiento a composición constante
 - d) Estudio de separadores en etapas
 - e) Determinación de propiedades físicas como viscosidad, densidad, entre otras.

Entre las propiedades de los fluidos, tenemos:

- * Gravedad Específica de Gas (γ_g).
- * Gravedad Especifica del Aceite (γ_o).
- * Densidad de Gas (ρ_g).

-
- * Factor de Compresibilidad (Z).
 - * Factor Volumétrico de Formación del Gas (β_g).
 - * Factor Volumétrico de Formación del Aceite (β_o).
 - * Factor Volumétrico de Formación Total o Bifásico (β_t).
 - * Compresibilidad del Gas (C_g).
 - * Compresibilidad del Aceite (C_o).
 - * °API
 - * Relación Gas-Aceite (R_s).
 - * Relación Gas-Aceite de Producción (R_p).
 - * B_w (BY/BN)
 - * C_w (psi-1)
 - * v_w (Cp)
 - * Densidad (Lbm/pc)
 - * Salinidad (ppm)

Como el costo de la explotación y desarrollo de los pozos petroleros es cada vez mayor, esto ha obligado a la industria a realizar una recuperación secundaria y terciaria de los residuos de aceite de los antiguos campos petroleros mediante la inyección de agua y vapor de agua, con ello es indispensable conocer las propiedades del agua que son obtenidas por un análisis PVT.

Se utiliza el agua especialmente tratada como salmuera o una mezcla de agua y vapor de agua que se bombea bajo tierra, con el propósito de desplazar al aceite de las áreas de donde no se hizo la extracción por los métodos primarios.

El agua que se emplea recibe tratamientos muy complejos, a fin de que la formación subterránea no se tapone con los desechos. El agua es un material relativamente barato y adecuado para diferentes procesos industriales de la más diversa índole.

Existen correlaciones que proporcionan la densidad del agua de formación, a las condiciones estándar, como una función de los sólidos totales disueltos. La densidad del agua a condiciones de yacimiento obtenida de análisis PVT puede aproximarse dividiendo la densidad del agua a condiciones estándar entre el factor de volumen del agua de formación.

Este es la relación que existe entre el volumen que ocupa el agua a condiciones determinadas de presión y temperatura con respecto al volumen que ocupa el agua más su gas en solución a condiciones normales. Este factor depende de la temperatura, la presión, y salinidad del agua. Se escribe comúnmente como B_w (fig.2.3).

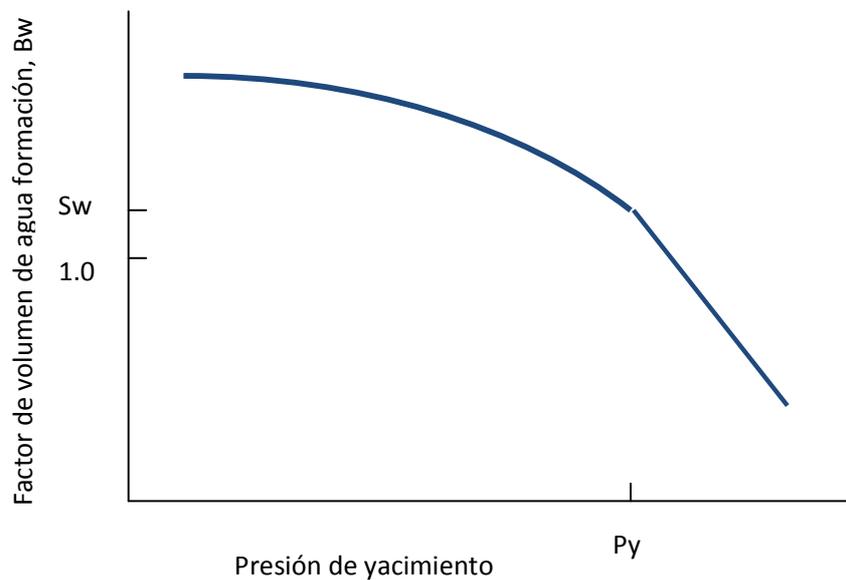


Fig.2.3 Grafica típica del Factor de Volumen de Agua de Formación contra la Presión a Temperatura constante.

2.1. Propiedades y Correlaciones

Los análisis PVT son costosos y muchas veces no se dispone de información experimental, debido a que no se pueden obtener muestras representativas de los fluidos o porque el horizonte productor no garantiza el gasto en realizar un análisis PVT de los fluidos de yacimiento. En estos casos, las propiedades físicas de los fluidos deben ser determinadas por analogía o mediante el uso de correlaciones empíricas.

En el pasado, las correlaciones PVT fueron presentadas en forma tabular y/o gráfica; sin embargo, con la aparición de las calculadoras manuales programables y las computadoras personales, tales correlaciones han sido reducidas a simples ecuaciones numéricas, expresiones analíticas con el propósito de utilizarlas en programas de computación.

Las correlaciones PVT son desarrolladas a partir de datos de laboratorio y/o de campo y formuladas de manera que puedan ser utilizadas con datos obtenidos sin mucha pérdida de tiempo e inversión de esfuerzo. Estos datos son:

- a) propiedades de los fluidos
- b) propiedades del yacimiento (p,T)

Antes de determinar una propiedad se debe de asegurar que la aplicación de interés se encuentra dentro del rango de los datos para la cual la correlación fue desarrollada. Una vez hecho esto la correlación utilizada será adecuada se obtendrán resultados confiables.

2.1.1 Presión de burbujeo, P_{sw} :

La presión de burbujeo de una salmuera (agua de formación) saturada con gas, es igual a la presión de burbujeo del crudo coexistente debido al equilibrio termodinámico entre la salmuera y el crudo.

Cuando la presión del yacimiento disminuye por debajo de la presión de burbujeo del aceite, la salmuera libera parte de su gas disuelto. Por lo tanto, la presión de saturación de la salmuera es igual a la presión del yacimiento. Esto es análogo al aceite, el cual está saturado a todas las presiones por debajo de la presión de burbujeo. En un yacimiento de gas, la salmuera se considera saturada a todas las presiones del yacimiento. Así, la presión de burbujeo de la salmuera en contacto con gas es igual a la presión inicial del yacimiento.

2.1.2 Relación gas disuelto- agua, R_{sw} :

La relación gas disuelto (o gas en solución)- agua o solubilidad del gas en el agua, se define como el número de pies cúbicos normales (PCN) de gas que pueden disolverse en un barril normal (BN) de agua cuando ambos son llevados a las condiciones de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento.

Por lo general, el agua de formación contiene gases disueltos. La mayoría de estos gases son hidrocarburos, sin embargo, otros gases tales como CO_2 , N_2 y H_2S normalmente están presentes. La solubilidad de estos gases generalmente disminuye con un aumento en la salinidad del agua, y aumenta con la presión.

Las siguientes correlaciones permiten determinar la solubilidad del gas natural en el agua.

2.1.2.1 Correlación de CULBERSON, O.L y MCKETTA, J.J., JR

Esta correlación se presenta en la fig.2.4, donde la solubilidad del gas metano en agua pura (no salina), R_{swp} , esta función de presión y temperatura. La fig.2.5., presenta la corrección que deberá efectuarse a R_{swp} por salinidad.

La siguiente ecuación ajusta las curvas de la fig.2.4., dentro de un 5% para todo el rango de temperatura y para presiones de 1000 a 10,000 psia es recomendable utilizar esta ecuación a presiones menores de 1000 psia.

$$R_{swp} = A + Bp + Cp^2 \quad \dots\dots\dots(1)$$

Donde;

$$A = 8.15839 - 6.12265 \times 10^{-2}T + 1.91663 \times 10^{-4}T^2 - 2.1654 \times 10^{-7}T^3 \quad \dots\dots\dots(2)$$

$$B = 1.01021 \times 10^{-2} - 7.44241 \times 10^{-5}T + 3.05553 \times 10^{-7}T^2 - 2.94883 \times 10^{-10}T^3 \quad \dots\dots\dots(3)$$

$$C = \left(-9.02505 + 0.130237 T - 8.53425 \times 10^{-4}T^2 + 2.34122 \times 10^{-6}T^3 - 2.37049 \times 10^{-9}T^4 \right) \times 10^{-7} \quad \dots\dots\dots(4)$$

p : Presión , psia.

T : Temperatura , °F

La siguiente ecuación ajusta la fig.2.5 dentro de un 3% para el siguiente rango de datos:

$$0 < S(\%) < 30 \text{ y } 70 < T(^{\circ}F) < 250^2.$$

$$\frac{R_{sw}}{R_{swp}} = 10^{-0.0840655 S T^{-0.285854}} \dots\dots\dots(5)$$

donde, T en °F y S (salinidad) en porcentaje por peso de sólidos disueltos (1%=10,000ppm).

2.1.2.2 Correlación de MCCOY, R.L.:

La correlación es la siguiente:

$$R_{swp} = A + Bp + Cp^2 \dots\dots\dots(6)$$

$$A = 2.12 + 3.45 \times 10^{-3}T - 3.59 \times 10^{-5}T^3 \dots\dots\dots(7)$$

$$B = 0.0107 - 5.26 \times 10^{-5}T + 1.48 \times 10^{-7}T^2 \dots\dots\dots(8)$$

$$C = -8.75 \times 10^{-7} + 3.9 \times 10^{-9}T - 1.02 \times 10^{-11}T^2 \dots\dots\dots(9)$$

p : Presión , psia.

T : Temperatura , °F

y el factor de corrección por salinidad está dado por:

$$\frac{R_{sw}}{R_{swp}} = 1 - (0.0753 - 1.73 \times 10^{-4}T)S \dots\dots\dots(10)$$

Donde, T en °F y S (salinidad) en porcentaje por peso de sólidos disueltos (1%=10,000ppm)

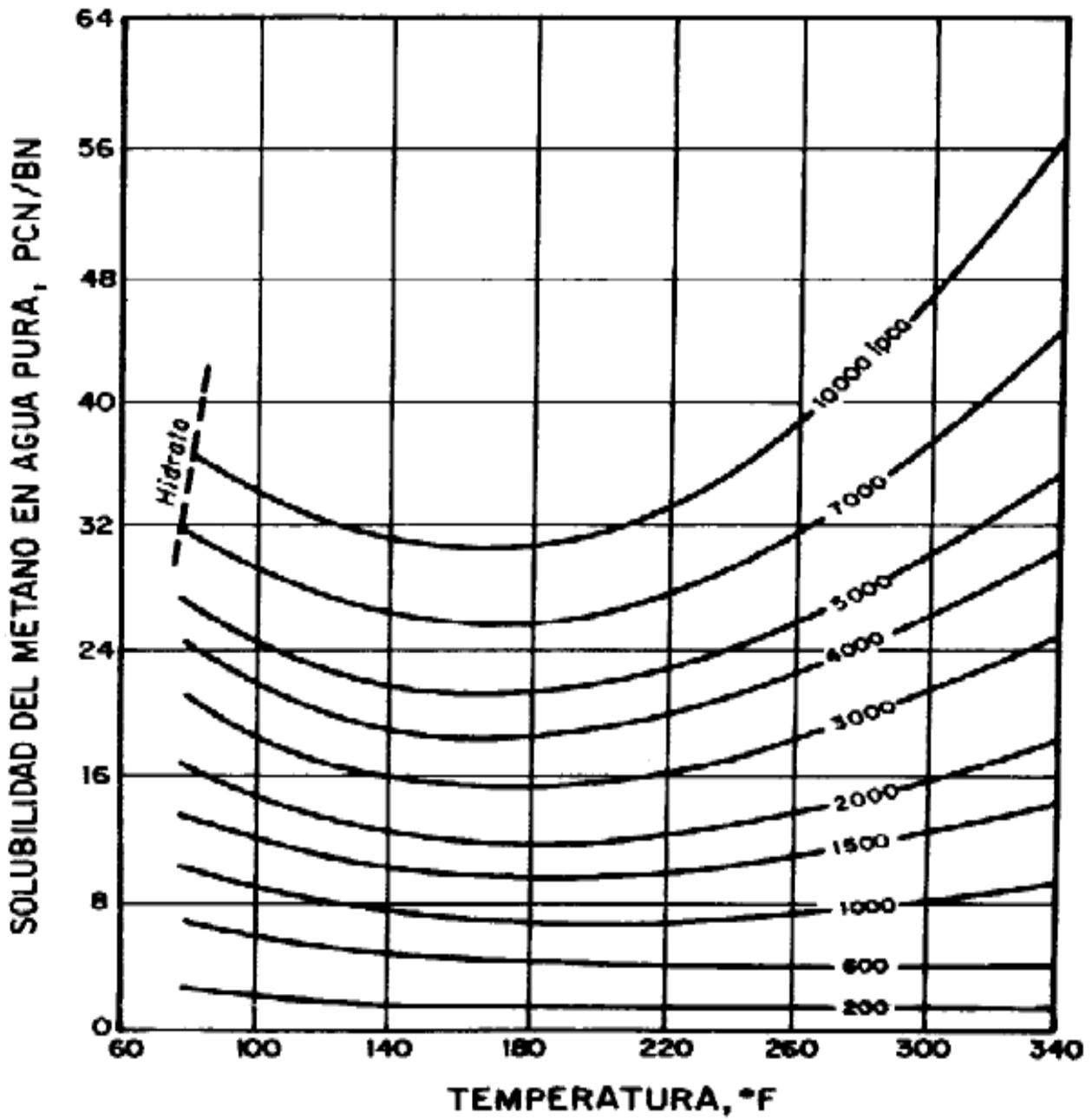


Fig.2.4 Solubilidad del gas metano en agua pura

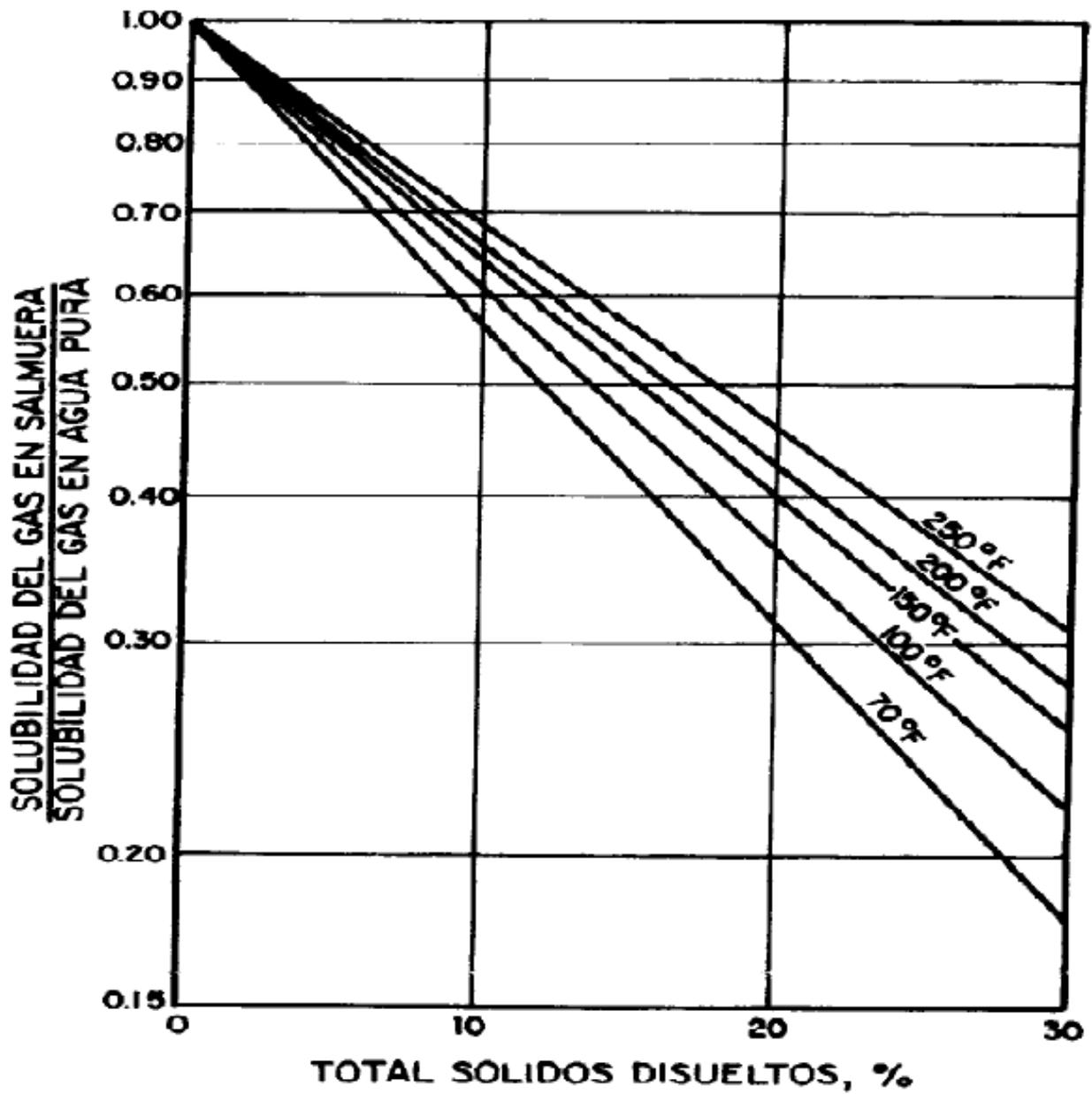


Fig.2.5 Efecto de la salinidad sobre la solubilidad del gas natural en agua

2.1.3 Factor volumétrico del agua, B_w :

El factor volumétrico del agua, B_w en (@ de y/@ de s), en forma similar al aceite, se define como el volumen que ocupa en el yacimiento la unidad volumétrica de agua a condiciones de superficie más su gas en solución. El valor del factor volumétrico del agua B_w depende lógicamente de presión, temperatura y de la salinidad del agua que afecta a la solubilidad tal como se vio anteriormente.

La variación del factor volumétrico del agua B_w con presión es diferente a la del aceite, o sea, que aumenta con disminución de presión tal como se ilustra en la fig.2.5.

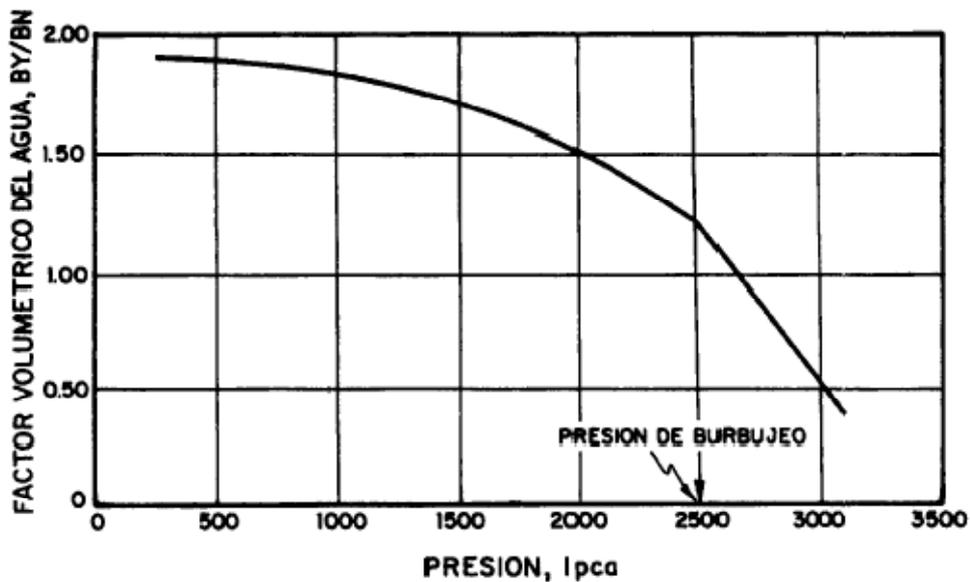


Fig. 2.5 Comportamiento típico de B_w vs presión a temperatura constante

La figura muestra que cuando la presión del yacimiento es reducida desde su presión inicial a la presión del punto de burbujeo, el factor volumétrico del agua aumenta debido a la expansión del agua en el yacimiento. A presiones por debajo de la presión de burbujeo, los gases liberados, el factor volumétrico continúa aumentando debido a que la disminución (merma) en el volumen de agua.

Es decir:

Si se reduce la presión:

- _ Se produce la liberación de los gases disueltos
- _ Expansión del agua

Si se reduce la temperatura:

- _ Se contrae el agua

Resultante de la liberación de gas, es insuficiente para contrarrestar la expansión del líquido. Este efecto se debe a la baja solubilidad del gas natural en el agua.

Las siguientes correlaciones permiten determinar el factor volumétrico del agua a presiones menores o iguales a la presión del punto de burbuja ($p \leq p_b$).

2.1.3.1 Correlación de MCCAIN, W.D., JR.:

Esta correlación se presenta en las fig.2.6, donde el cambio en volumen durante la reducción de presión es representado por ΔV_{wp} y el cambio en volumen debido a la reducción en temperatura es representado por ΔV_{wT} como funciones de presión y temperatura. El factor volumétrico del agua puede determinarse utilizando estos valores mediante la siguiente ecuación:

$$B_{w=(1+\Delta V_{wp})(1+\Delta V_{wT})} \dots\dots\dots(11)$$

Un ajuste de las curvas de las fig.2.7 está dado mediante las siguientes ecuaciones:

$$\Delta V_{wT} = -1.0001 \times 10^{-2} + 1.33391 \times 10^{-4} T + 5.50654 \times 10^{-7} T^2 \dots\dots(12)$$

$$\Delta V_{wp} = -1.95301 \times 10^{-9} pT - 1.72834 \times 10^{-13} p^2 T - 3.58922 \times 10^{-7} p - 2.25341 \times 10^{-10} p^2 \dots\dots\dots(13)$$

donde, p en psia, y T en °F.

Esta correlación es válida para agua de yacimientos con concentraciones de sal ampliamente variables. Así, un aumento en la concentración de sal causa un ligero aumento en el coeficiente de expansión térmica del agua, lo cual produce un ligero aumento en ΔV_{wT} . Un aumento en la concentración de sal causa una disminución en la solubilidad del gas en el agua causando una ligera disminución en ΔV_{wp} . Estos cambios en ΔV_{wT} y ΔV_{wp} están dentro del 1% para concentraciones de sal en el rango de 0 a 30%.

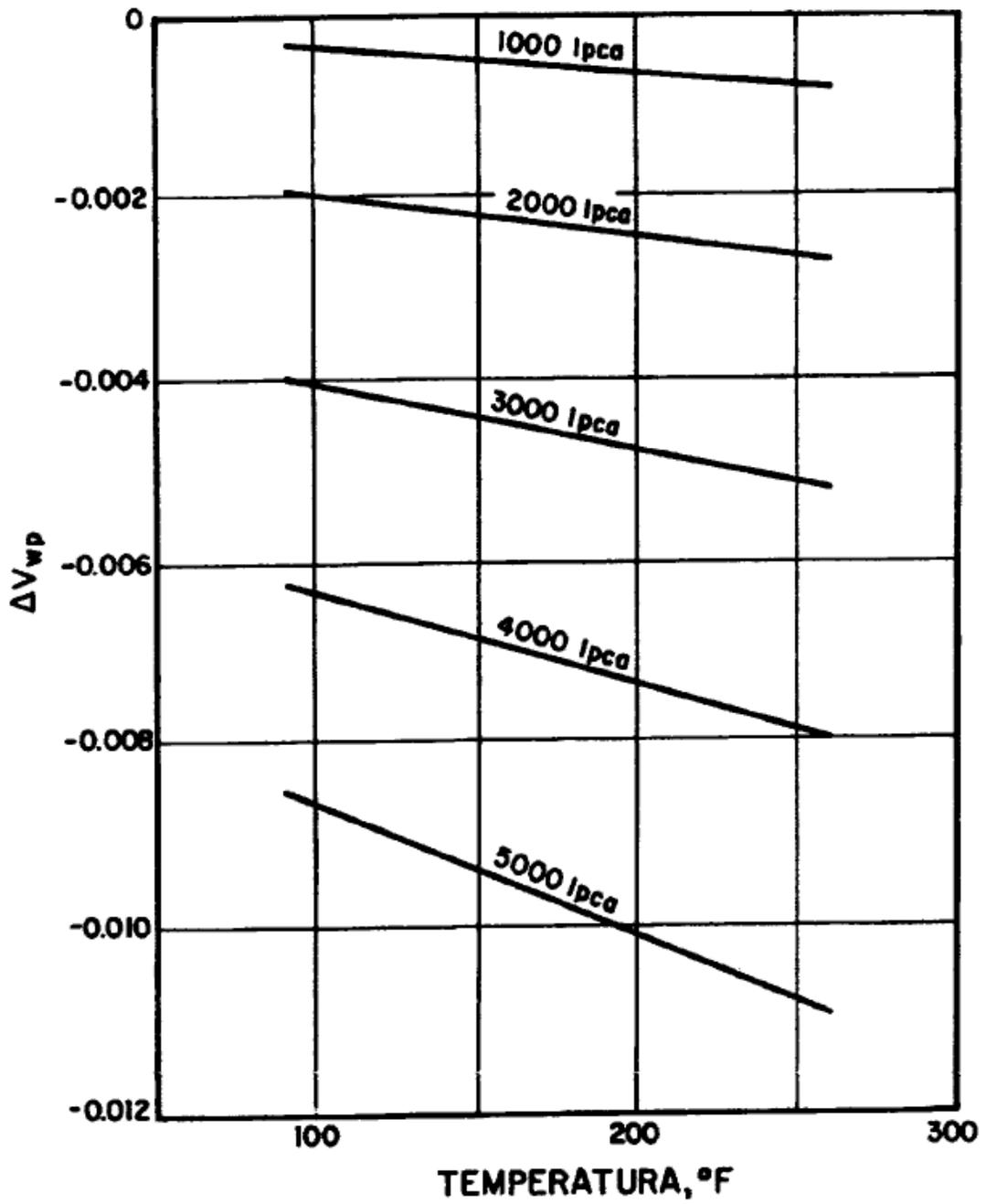


Fig.2.6 ΔV_{wp} como función de presión y temperatura del yacimiento

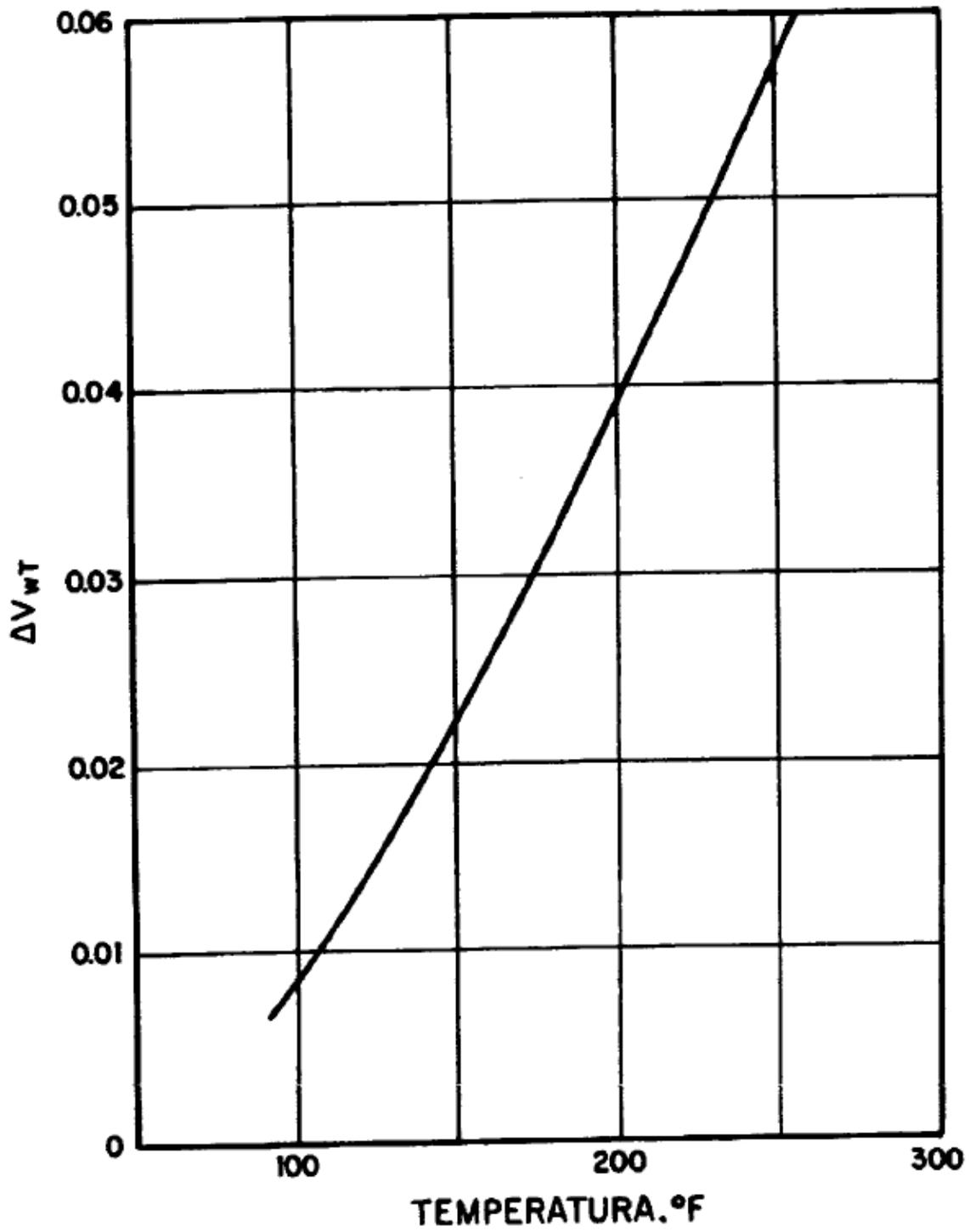


Fig.2.7 ΔV_{wT} como función de la temperatura del yacimiento

2.1.3.2 Correlación de MCCOY, R.L.:

La correlación es la siguiente:

$$B_{wp=A+Bp+Cp^2} \dots\dots\dots(14)$$

donde para agua pura libre de gas,

$$A = 0.9947 + 5.8 \times 10^{-6}T + 1.02 \times 10^{-6}T^2 \dots\dots\dots(15)$$

$$B = -4.228 \times 10^{-6} + 1.8376 \times 10^{-8}T - 6.77 \times 10^{-11}T^2 \dots\dots\dots(16)$$

$$C = 1.3 \times 10^{-10} - 1.3855 \times 10^{-12}T + 4.285 \times 10^{-15}T^2 \dots\dots\dots(17)$$

Y para agua pura saturada con gas,

$$A = 0.9911 + 6.35 \times 10^{-5}T + 8.5 \times 10^{-7}T^2 \dots\dots\dots(18)$$

$$B = -1.093 \times 10^{-6} - 3.497 \times 10^{-9}T + 4.57 \times 10^{-12}T^2 \dots\dots\dots(19)$$

$$C = -5.0 \times 10^{-11} + 6.429 \times 10^{-13}T - 1.43 \times 10^{-15}T^2 \dots\dots\dots(20)$$

Donde, p en psia, y T en °F.

El factor de corrección por salinidad está dado por:

$$\frac{R_{sw}}{R_{swp}} = 1 + S[5.1 \times 10^{-8}p + (5.47 \times 10^{-6} - 1.95 \times 10^{-10}p)(T - 60) - (3.23 \times 10^{-8} - 8.5 \times 10^{-13}p)(T - 60)^2] \dots\dots\dots(21)$$

Donde, T en °F y S (salinidad) en porcentaje por peso de sólidos disueltos (1%=10,000ppm)

El factor volumétrico del agua a presiones mayores que la presión del punto de burbujeo ($p > p_b$), se determina de la misma manera que para un sistema gas- aceite, esto es:

$$B_w = B_{wb} \exp [c_w (p_b - p)] \dots\dots\dots(22)$$

Donde;

- B_w : Factor volumétrico del agua a $p > p_b$, BY/BN
- B_{wb} : Factor volumétrico del agua a p_b , BY/BN
- p_b : Presión de burbujeo, psia.
- P : Presión de interés, psia.
- c_w : Compresibilidad isotérmica del agua, psi^{-1}

2.1.4 Compresibilidad del agua, C_w :

La compresibilidad isotérmica del agua, C_w en psi^{-1} , a presiones mayores que la presión del punto de burbujeo se define de manera similar que para el aceite, el cambio en el volumen de agua por unidad de volumen de agua por el cambio de presión en psi, esto es:

$$C_w = -\frac{1}{V_w} \left(\frac{dV_w}{dp} \right)_T = \frac{1}{p_w} \left(\frac{dp_w}{dp} \right)_T = -\frac{1}{B_w} \left(\frac{dB_w}{dp} \right)_T \dots\dots\dots(23)$$

Esta propiedad es afectada por presión, temperatura y solubilidad del gas en el agua, la cual a su vez es afectada por la salinidad. Así, un aumento en presión causa una reducción en la compresibilidad, mientras que un aumento en temperatura produce un aumento en esta propiedad. Por otro lado, a una presión y temperatura dada, el efecto del gas disuelto en el agua es aumentar la compresibilidad en relación al agua pura a las mismas condiciones de P y T, mientras que un aumento en la salinidad del agua disminuye la compresibilidad.

Las siguientes correlaciones permiten determinar la compresibilidad del agua a presiones mayores que la presión del punto de burbujeo ($p > p_b$).

2.1.4.1 Correlación de DODSON, C.R. y STANDING, M.B.:

Esta correlación se presenta en la fig.2.8 (parte superior) donde la compresibilidad del agua pura libre de gas, C_{wp} , está en función de presión y temperatura. La parte inferior de esta figura presenta la corrección que debe efectuarse a C_{wp} por efectos del gas disuelto.

La siguiente ecuación es un ajuste de las curvas de la fig.2.8 (parte superior):

$$C_{wp} = \frac{A+BT+CT^2}{10^6} \dots\dots\dots(24)$$

Donde;

$$A = 3.8546 - 1.34 \times 10^{-4}p \dots\dots\dots(25)$$

$$B = -0.01052 + 4.77 \times 10^{-7}p \dots\dots\dots(26)$$

$$C = 3.9267 \times 10^{-5} - 8.8 \times 10^{-10}p \dots\dots\dots(27)$$

p : Presión , psia.

T : Temperatura , °F

Y el factor de corrección de C_{wp} por solubilidad del gas fig.2.8 (parte inferior), está dado por:

$$\frac{C_w}{C_{wp}} = 1 + 8.9 \times 10^{-3} R_{sw} \dots\dots\dots(28)$$

Donde, R_{sw} es la solubilidad del gas en el agua en PCN/BN

La corrección de C_{wp} por efectos de sólidos disueltos está dada por:

$$\frac{C_w}{C_{wp}} = 1 + S^{0.7}[-5.2 \times 10^{-2} + 2.7 \times 10^{-4} T - 1.14 \times 10^{-6} T^2 + 1.121 \times 10^{-9} T^3] \dots\dots\dots(29)$$

Donde, T en °F y S (salinidad) en porcentaje por peso de sólidos disueltos (1%=10,000ppm).

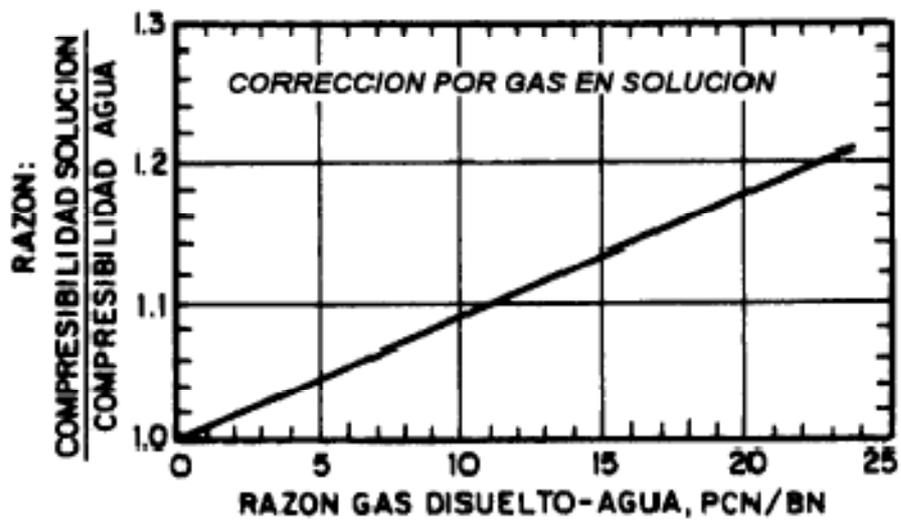
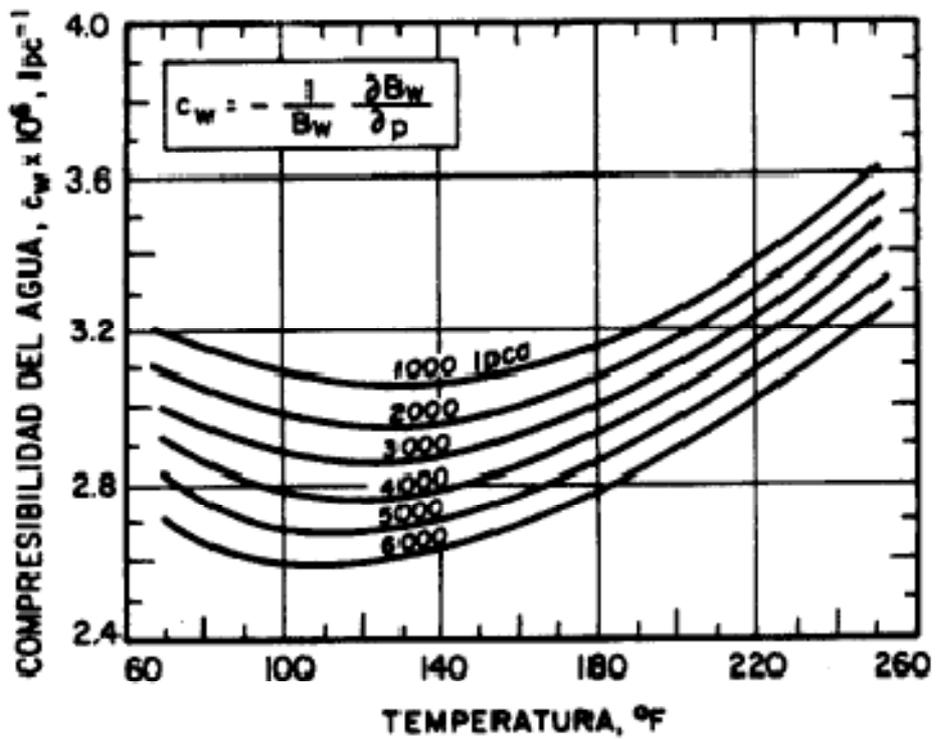


Fig.2.8 Compresibilidad del agua libre de gas incluyendo efectos del gas disuelto

2.1.4.2 Correlación de OSIF, T.L.:

La correlación es la siguiente:

$$C_w = \frac{1}{7.033 p + 541.5 S - 537 T + 403300} \dots\dots\dots(30)$$

Donde P en psia, T en °F Y S (salinidad) en gr/litro (=ppm/58,443).

En el desarrollo de esta ecuación hizo el siguiente rango de datos: 1000 <p(psia) <20,000. 200 <T(°F) <270 y 0 <S(grams/litro) <200. Osif no presenta estimados de la exactitud de sus resultados o de la ecuación.

2.1.4.3 Correlación de RAMEY, H.J, JR.:

Esta correlación se presenta en la fig.2.9. y permite determinar la derivada $(dR_{sw}/dp)_t$. Este valor debe ser multiplicado por el factor de corrección de la figura 2.5 o (2.5 o 2.7) para considerar el efecto de los sólidos disueltos. RAMEY recomiendan utilizar esta figura cuando la temperatura exceda de 250°F.

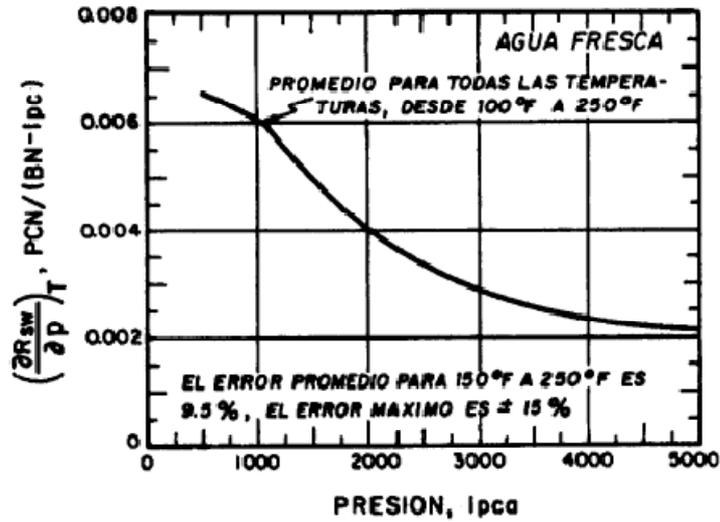


Fig.2.9 Cambio del gas en solución en agua de formación

Un ajuste de la curva de la fig.2.9 está dado por:

$$\left(\frac{dR_{sw}}{dp}\right)_T = B + 2C_p \dots\dots\dots(31)$$

Esta ecuación se obtuvo diferenciando la Ec. (1). Es de notar que esta ecuación no ajusta muy bien la curva de la fig.2.9. Una expresión similar para $(dR_{sw}/dp)_t$ se obtiene diferenciando la Ec. (6).

2.1.5 Viscosidad del agua, μ_w :

La viscosidad del agua, μ_w en cp, depende de la presión, temperatura y sólidos disueltos. Así la viscosidad del agua aumenta con un incremento de presión, fig.2.10 disminuye con un aumento de temperatura y aumenta con un incremento en la concentración de sólidos disueltos.

Es decir:

- _ Si aumenta la presión aumenta la viscosidad
- _ Si aumenta la temperatura disminuye la viscosidad
- _ Si aumenta la salinidad aumenta la viscosidad

El efecto de los gases disueltos en el agua podría reducir la viscosidad, sin embargo, aún no se ha publicado información al respecto.

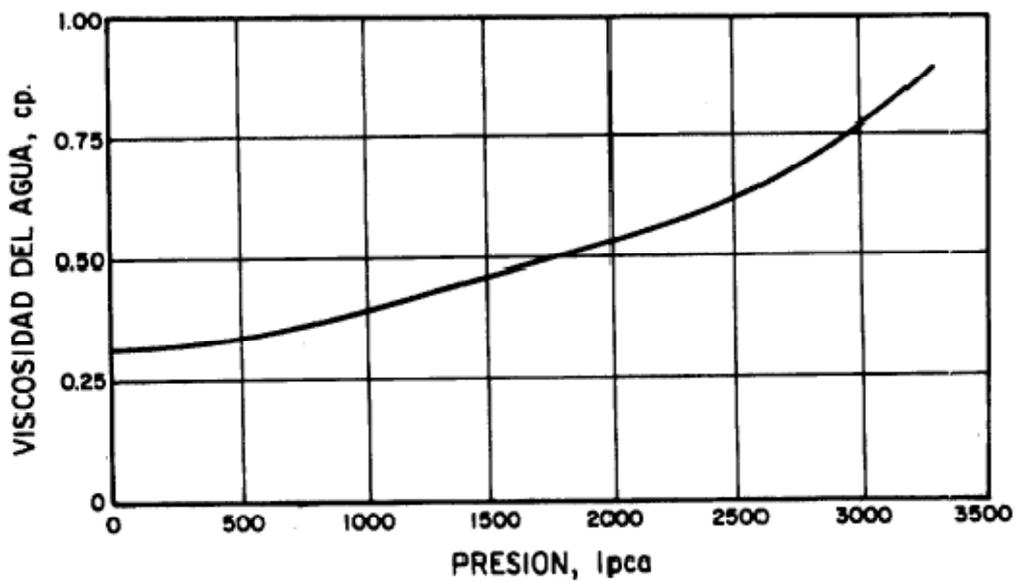


Fig.2.10 Comportamiento típico de μ_w vs presión
a temperatura constante

Las siguientes correlaciones permiten determinar la viscosidad del agua.

2.1.5.1 Correlación de VAN WINGEN, N.:

Esta correlación se presenta en la fig.2.11 donde la viscosidad del agua está en función de temperatura para varias presiones. Las curvas en esta figura sugieren que los efectos de presión y salinidad son despreciables.

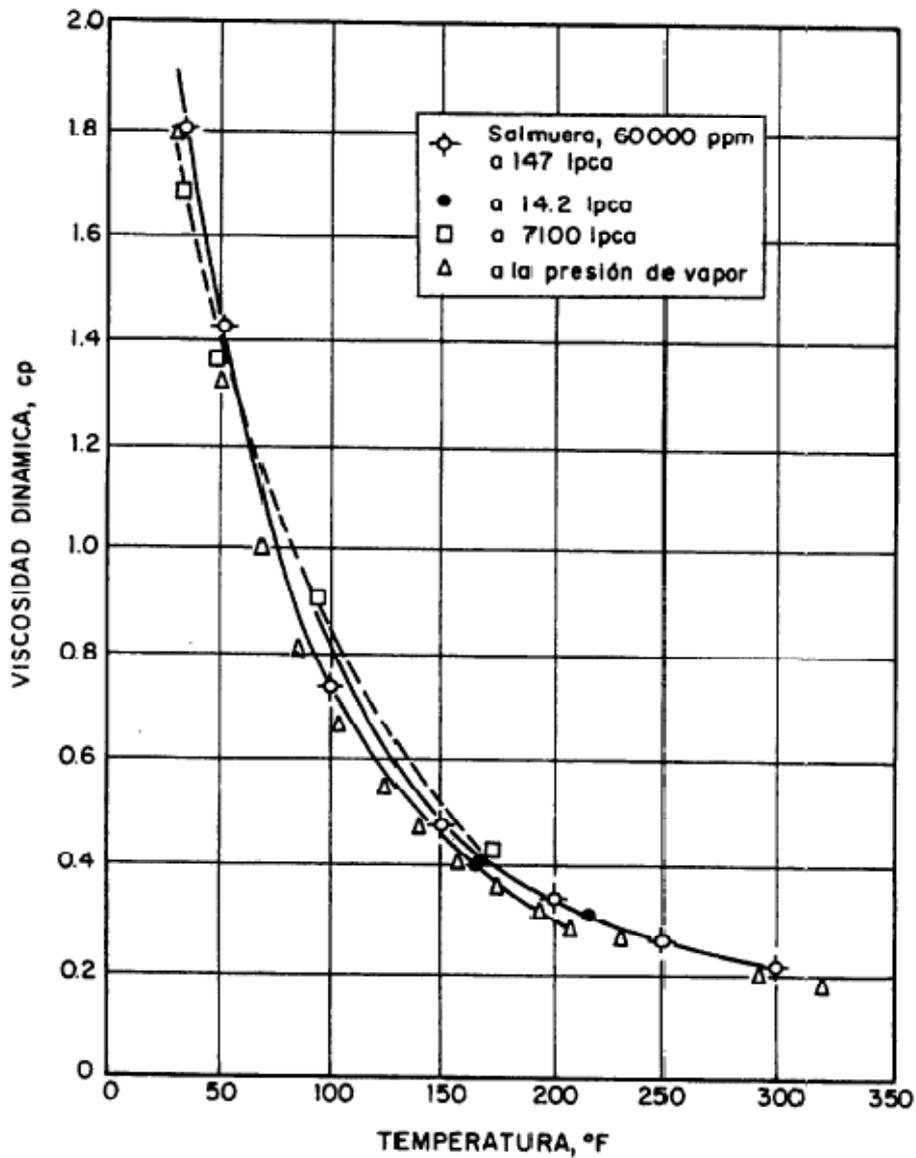


Fig.2.11 Viscosidad del agua en función de temperatura para varias presiones

La siguiente ecuación es una aproximación promedio a las curvas de la fig.2.11.

$$\mu_w = \exp(1.003 - 1.479 \times 10^{-2} T + 1.982 \times 10^{-5} T^2) \dots\dots\dots(32)$$

Donde, μ_w en cp, y T en °F

2.1.5.2 Correlación de MATTHEWS, C.S. y RUSSEL, D.G.:

Esta correlación se presenta en la fig.2.12, donde la viscosidad del agua a presión atmosférica, μ_{w1} en cp, está en función de temperatura y salinidad. El cuadro inserto en la figura permite realizar la corrección por presión.

La siguiente ecuación es un ajuste de las curvas de la fig.2.12:

$$\mu_{w1} = A + \frac{B}{T} \dots\dots\dots(33)$$

Donde:

$$A = -0.04518 + 0.009313 S - 0.000393 S^2 \dots\dots\dots(34)$$

$$B = 70.634 + 0.09576 S^2 \dots\dots\dots(35)$$

T : Temperatura, °F

S : Salinidad, % por peso de sólidos disueltos (1% = 10,000 ppm)

y el factor de corrección por presión, está dado por:

$$f = 1 + 3.5 \times 10^{-12} p^2 (T - 40) \dots\dots\dots(36)$$

donde, p en psia, y T en $^{\circ}\text{F}$. Estas correlaciones fueron desarrolladas para el siguiente rango de datos: p (psia) $\leq 10,000$, $60 \leq T(^{\circ}\text{F}) \leq 400$ y $S(\%) \leq 26$

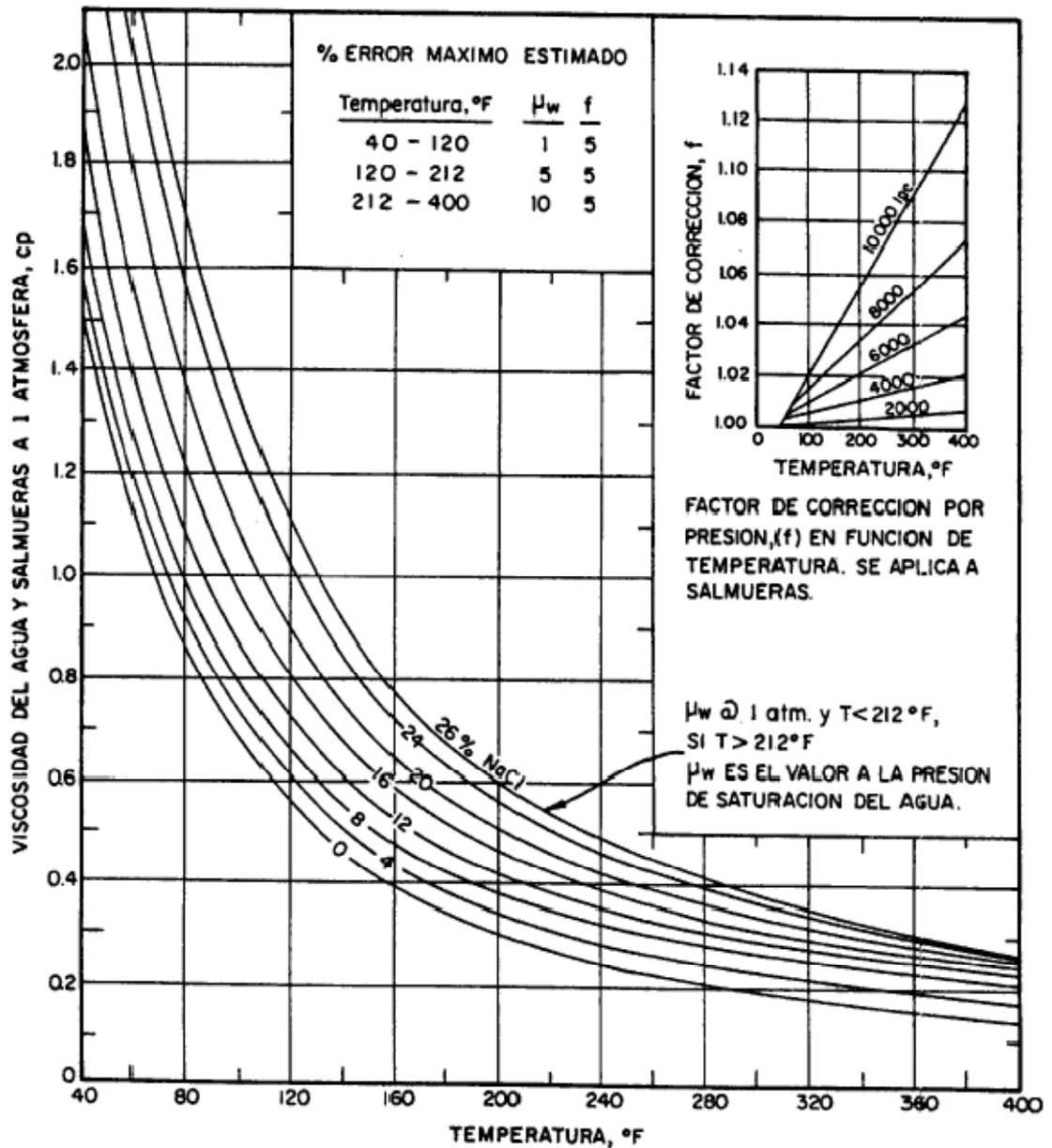


Fig.2.12 Viscosidad del agua a una at. En función de temperatura y salinidad,
 Para otras presiones seguir la corrección indicada

2.1.5.3 Correlación de MCCAIN.W.D.,JR:

Esta correlación es también un ajuste de las curvas de la fig.2.12 y está dada por:

$$\mu_{w1} = AT^B \dots\dots\dots(37)$$

Donde;

$$A = 109.574 - 8.40564 S + 0.313314 S^2 + 8.72213 \times 10^{-3} S^3 \dots\dots\dots(38)$$

$$B = -1.12166 + 2.63951 \times 10^{-2} S - 6.79461 \times 10^{-4} S^2 - 5.47119 \times 10^{-5} S^3 + 1.55586 \times 10^{-6} S^4 \dots\dots\dots(39)$$

T : Temperatura, °F

S : Salinidad,% por peso de sólidos disueltos (1% = 10,000 ppm)

Esta correlación ajusta las curvas de la fig.2.12 dentro de un 5% para temperaturas entre 100 y 400 °F y salinidades hasta 26%. La fig.2.13 presenta el factor de corrección por presión (fig. 2.13) .

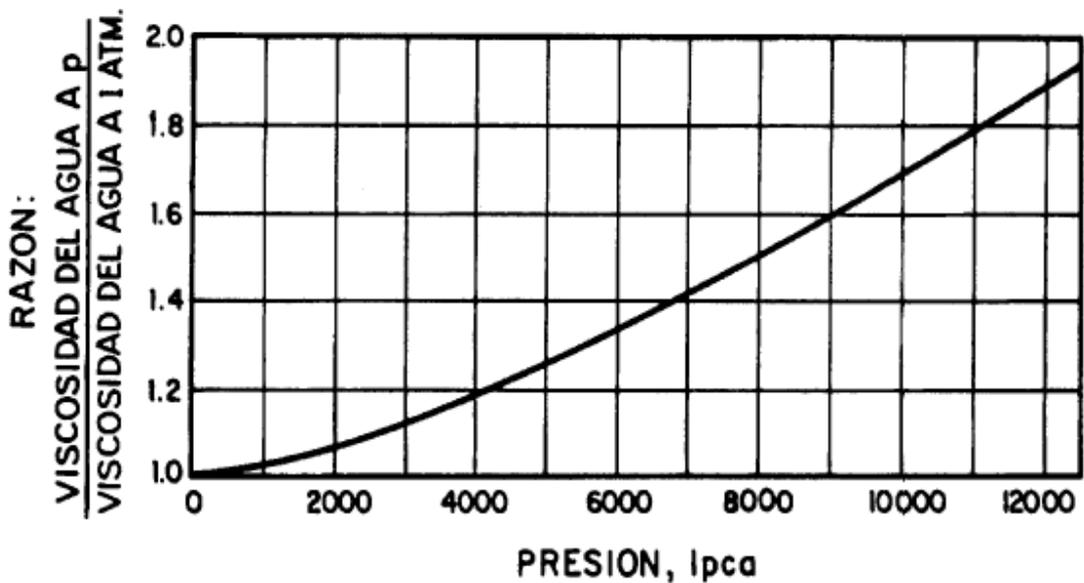


Fig. 2.13 Efecto de la presión sobre la viscosidad del agua

Un ajuste de la curva de la fig.2.13 está dado por:

$$\frac{\mu_w}{\mu_{w1}} = 0.9994 + 4.0295 \times 10^{-5}p + 3.1062 \times 10^{-9}p^2 \quad \dots\dots\dots(40)$$

donde, p en psia.

Los datos utilizados en el desarrollo de esta ecuación presentaban un rango de temperatura desde 86.5 a 167 °F y presiones hasta 14,000 psia. La ecuación ajustada la curva de la fig.2.13 en un 4% para presiones menores de 10,000 psia y en 7% para presiones entre 10,000 y 14,000 psia.

2.1.5.4 Correlación de MCCOY,R.L.:

La correlación es la siguiente:

$$\mu_{wp} = 0.02414 \times 10^{\left(\frac{247.8}{T-140}\right)} \quad \dots\dots\dots(41)$$

Donde, μ_{wp} en cp y T en K (=5/9 °F+255.37).

La corrección de μ_{wp} por salinidad está dada por :

$$\frac{\mu_w}{\mu_{wp}} = 1 - 1.87 \times 10^{-3}S^{0.5} + 2.18 \times 10^{-4}S^{2.5} + (T^{0.5} - 1.35 \times 10^{-2}T) \\ (2.76 \times 10^{-3}S - 3.44 \times 10^{-4}S^{1.5}) \quad \dots\dots\dots(42)$$

Donde, T en °F y S(salinidad) en porcentaje por peso de sólidos disueltos (1% = 10,000 PPM).

2.1.6 Densidad del agua, ρ_w

La densidad del agua de formación es función de la presión, temperatura, y de los componentes disueltos. La densidad del agua, ρ_w en lbs/pie^3 , puede ser determinada utilizando la misma aproximación que para un sistema gas- aceite, excepto que los efectos del gas en solución normalmente son despreciados. Esto es:

$$\rho_w = \frac{\rho_{w1}}{B_w} = \frac{62.4 \gamma_w}{B_w} \dots\dots\dots(43)$$

Donde;

ρ_w : Densidad del agua a p y T , lbs/pie^3

ρ_{w1} : Densidad del agua a condiciones normales (14.7 psia y 60°F), lbs/pie^3

γ_w : Gravedad específica del agua, adim.

B_w : Factor volumétrico del agua a p y T, BY/BN

La gravedad específica del agua de formación, γ_w puede ser estimada mediante la siguiente ecuación si se conoce la concentración de sólidos disueltos:

$$\gamma_w = 1.0 + 0.695 \times 10^{-6} S \dots\dots\dots(44)$$

Donde, S es la concentración de sólidos disueltos (salinidad) en mg/litro.

2.1.6.1 Correlación de MCCAIN, W.D.JR:

Esta correlación se presenta en la fig.2.14, donde la densidad de la salmuera a condiciones de superficie, ρ_{w1} en lbs/pie^3 está en función del porcentaje total de sólidos disueltos.

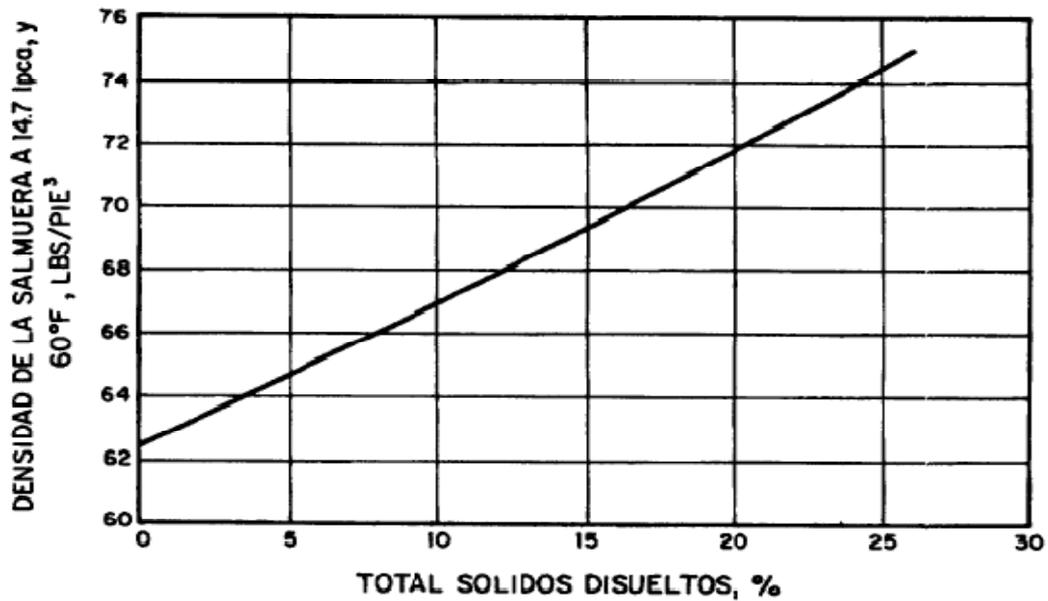


Fig. 2.14 Densidad de la salmuera en función del porcentaje Total de sólidos disueltos

La siguiente ecuación ajusta la curva de la fig.2.14 dentro de un 0.1%.

$$\rho_{w1} = 62.368 + 0.438602 S + 1.60074 \times 10^{-3} S^2 \quad \dots\dots\dots(45)$$

Donde, S es la salinidad en porcentaje por peso de sólidos disueltos(1% = 10,000 PPM)

2.1.7 Tensión interfacial gas - agua, σ_{gw} :

Es una medida de la fuerza de atracción actuando como un límite entre dos fases. Si la fase límite separa un líquido y un gas o un líquido y un sólido, la fuerza activa del límite usualmente es llamada tensión interfacial.

La tensión interfacial gas-agua, σ_{gw} en dinas/cm, al igual que para un sistema gas-aceite, se define como la fuerza por unidad de longitud en la interface entre los fluidos inmiscibles.

La siguiente correlación permite determinar la tensión interfaz y al gas-agua.

2.1.7.1 Correlación de JENNINGS,H.Y.,JR y NEWMAN,G.H.:

Esta correlación se presenta en la fig.2.15, donde la tensión interfacial gas-agua, σ_{gw} en dinas/cm, está en función de presión y temperatura.

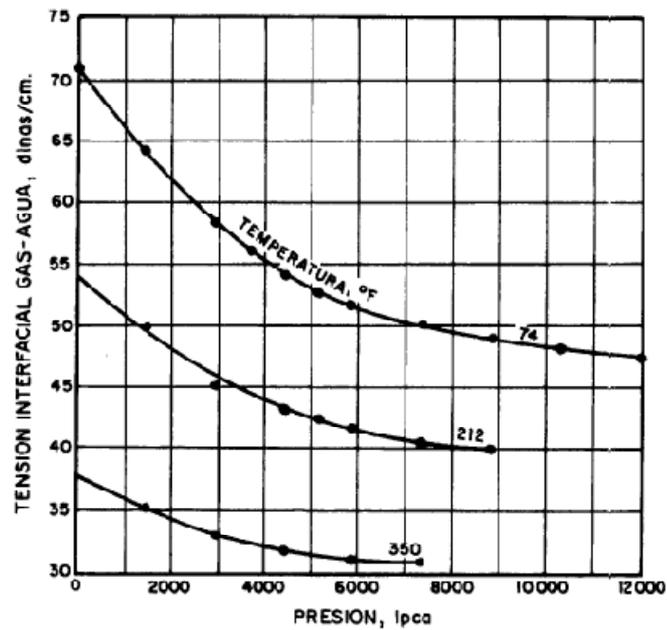


Fig.2.15 Tensión superficial gas-agua

Un ajuste de las curvas de la fig.2.15 está dado por :

$$\sigma_{gw} = A + Bp + Cp^2 \quad \dots\dots\dots(46)$$

Donde;

$$A = 79.1618 - 0.118978 T$$

$$B = -5.28473 \times 10^{-3} + 9.87913 \times 10^{-6}T$$

$$C = (2.33814 - 4.57194 \times 10^{-4}T - 7.52678 \times 10^{-6}T^2) \times 10^{-7}$$

p : Presión, psia.

T : Temperatura, °F

Es recomendable no utilizar esta ecuación a presiones mayores de 8000 psia, y temperaturas mayores de 350 °F.

2.1.8 Gravedad específica del agua

Las estimaciones de la densidad del agua de formación se puede establecer de acuerdo a tablas que se usan cuando no se tiene los análisis de laboratorio con una variación de +-10% por correlaciones y el contenido de sal a través de registros eléctricos (resistividad) en condiciones estándar.

Cuando se desconoce la gravedad específica del agua, pero se conoce el contenido de sólidos disueltos en mg/lt, SDC, la gravedad específica del agua puede calcularse con:

$$\gamma_w = 1 + 0.695 \times 10^{-6}SDC \quad \dots\dots\dots(47)$$

2.2 Hidratos

Los hidratos de gas natural son sólidos formados cuando el gas natural y el agua entran en contacto bajo presión. Estos compuestos son estructuras cristalinas formadas por moléculas de agua, cuyo interior retiene ciertos compuestos del gas natural como son los hidrocarburos de cadena corta (metano, etano, isobutano, nitrógeno, dióxido de carbono y ácido sulfúrico).

Esta mezcla puede bloquear completamente una tubería o un recipiente, creando una severa caída de presión, interrupción de flujo o una rotura. La formación del hidrato puede ser prevenida removiendo la cantidad de agua apropiada del gas, si eso ha fallado se puede adicionar al gas, metanol. La forma más rápida de destruir al hidrato es reducir la presión en el sistema, el hidrato se descongelará y se vaporizará cuando se alcance la presión apropiada durante la despresurización.

Los hidratos se forman a temperaturas que suelen estar por encima del punto de congelación (0°C, 32°F). A la presión de operación típica de la tubería, se formarán hidratos a temperaturas dentro de un rango de 40°F a 60°F. Los productores de gas natural y los operadores de los pozos de almacenamiento se confrontan continuamente con los problemas relacionados con la formación de hidratos.

Estas instalaciones son capaces de duplicar las condiciones de campo en donde la formación de hidratos ocasiona problemas a los operadores de las tuberías. Pueden llevarse a cabo experimentos con estas condiciones para controlar, eliminar o evitar la formación de hidratos.

Actualmente, la industria del gas natural utiliza costosos inhibidores, tales como el metanol para ayudar a controlar el problema de los hidratos. Una de las metas del programa inicial de pruebas de hidratos que actualmente está realizándose es reducir o eliminar la cantidad de inhibidor que se requiere para las operaciones de almacenamiento en campo.

Los hidratos más importantes para la industria del hidrocarburo están compuestos por agua y por las siguientes moléculas: Metano (I), Etano (I), Propano (II), Iso-Butano (II), normal-Butano (II), Dióxido de Carbono (I), Nitrógeno (II) y Sulfuro de Hidrógeno (I).

La formación de hidratos en la tubería puede ocasionar el cierre completo de la misma, impidiendo el paso de gas o como mínimo disminuye la capacidad de flujo, congela las válvulas de control, tapona orificios y causa muchos otros problemas de operación.

Se puede calentar el gas a temperatura por encima de la formación de hidratos, pero esto es poco económico en el transporte normal del gas en tuberías. Por lo tanto para prevenir la formación de hidratos, se remueve el agua de la corriente gaseosa, alcanza un punto de rocío por debajo de la temperatura más baja que se pueda alcanzar durante el transporte del mismo.

2.2.1 Antecedentes de los hidratos de gas

Aunque todavía no se conoce su verdadero potencial; se estudian sus propiedades para desarrollar una tecnología que los permita explotar comercialmente o para darle otros usos, como por ejemplo al producir artificialmente hidratos de gas natural podrían facilitar el almacenamiento y transporte del mismo.

Se conocen científicamente desde 1811 al ser descubiertos en forma experimental por Sir Humphry Davy [5]; pero hacia 1930 se observó que también podían formarse en los gasoductos tendidos en climas fríos.

En 1960 en una perforación en el norte de Siberia se obtuvo gas natural congelado; demostrando que este tipo de formaciones se da también en la naturaleza y hacia 1970 se localizaron los primeros hidratos de gas en los fondos marinos.

2.2.2 Reservas de los hidratos de gas

Aunque las reservas convencionales de gas natural existentes actualmente garantizan el suministro al menos durante los próximos 60 años; se buscan nuevas fórmulas para ampliar este volumen de reservas o para explotarlos en forma más eficiente.

Por esto los hidratos de gas natural submarinos se constituyen en la mayor reserva de este tipo de energía y según algunas estimaciones podría ser el doble de todas las reservas de energías fósiles conocidas.

Sólo en Rusia las reservas de gas natural en forma de hidrato se sitúan entre los 100 y los 1,000 trillones de metros cúbicos, mientras las reservas convencionales en este país ascienden a los 80 trillones de metros cúbicos.

De igual forma en Estados Unidos se estima que las reservas de hidratos de gas son de 150 veces mayores a las reservas de gas natural convencional existentes en el resto de este territorio.

2.2.3 Estructura de los hidratos del gas natural

Las diferentes cavidades que pueden formar los Hidratos de Gas en cada una de las estructuras se muestran en la figura siguiente: (Figura 2.16)

.

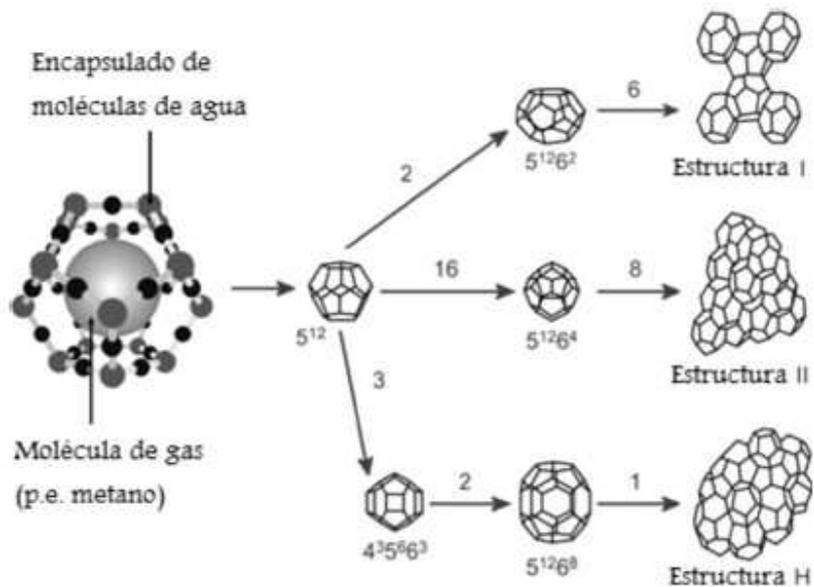


Fig 2.16 Estructura de los hidratos.

Los hidratos normalmente forman una pequeña estructura de cristal, la estructura de hidrato I se forma con gases naturales que contienen moléculas más pequeñas que el propano. Con 46 moléculas de agua por 8 moléculas de gas, la estructura I tiene una composición teórica de $8X \cdot 46H_2O$ donde X es la molécula del gas, es decir, está formado por dos cavidades pequeñas y seis cavidades grandes.

La estructura de hidrato II se forma cuando gases naturales contienen moléculas más grandes que el etano pero más pequeñas que el pentano, con 136 moléculas de agua por 24 moléculas de gas, tienen una composición teórica de $24X \cdot 136H_2O$, de las 24 moléculas de gas 16 entran en las cavidades pequeñas de la estructura y 8 entran en las cavidades más grandes de la estructura II.

Los hidratos del tipo H son únicos ya que ellos se forman típicamente en presencia de un gas liviano como el metano y moléculas más pesadas tales como el metil-ciclo-pentano, metil-ciclo-hexano, ciclo-octano. Constan de 34 moléculas de agua por 6 moléculas de gas, tienen una composición teórica de $3S3'2L.34 H_2O$ donde S es la

cavidad formada por 12 pentágonos y de las cuales se forman 3, S' es la cavidad más pequeña formada por 3 cuadrados con 6 pentágonos y 3 hexágonos para formar un dodecaedro, de éstas se forman 2 cavidades y por último L es la cavidad más grande formada por 12 pentágonos con 8 hexágonos de la cual se forma una cavidad por unidad. En cada una de estas cavidades sólo una molécula de gas adecuada va a entrar y estabilizar a la misma.

2.2.4 Propiedades de los hidratos de gas

Estas propiedades son determinadas por su composición y estructura cristalina, actualmente existen más de 100 tipos de moléculas, son conocidas como formadoras de hidratos de varias estructuras.

A partir de 1950, el análisis estructural por medio de los Rayos X reveló las estructuras de los hidratos de gas (Estructura I y II) y una aplicación adicional de este método permitió la expansión de las clases de estructuras de los hidratos. El espectroscopio infrarrojo permitió determinar el nivel de las interacciones moleculares en los hidratos. Estas interacciones, están relacionadas a la vibración, rotación y movimientos de traslación de las moléculas en los hidratos de gas.

2.2.5 Zona de formación de hidrato

Generalmente una roca de buen espesor, permeable y cuyo régimen de Presión-Temperatura corresponda a las condiciones de una existencia estable de hidratos de gas puede ser descrita como una zona de formación de hidratos.

Los métodos propuestos para la recuperación de gas de los hidratos, usualmente

comprenden la disociación de la molécula de metano del hidrato de gas, in situ mediante:

- Estimulación térmica por calentamiento del yacimiento a una temperatura superior a la de formación de los hidratos, mediante la inyección de agua caliente o vapor de agua.
- Disminución de la presión del yacimiento a una presión menor a la de equilibrio de los hidratos.
- Inyección de un inhibidor en el yacimiento como el glicol o metanol para disminuir la estabilidad de los hidratos.
- Extracción mediante sistemas de minería.

2.2.6 Estabilidad de los hidratos de gas

Los hidratos de gas no solamente existen en las condiciones de aguas frías y profundas de los fondos marinos. En el golfo de México se ha observado la presencia de hidratos desde aguas poco profundas, con temperaturas de hasta 20° C, hasta más de 2000 metros de profundidad. La composición química de los gases de los hidratos juega un papel importante en la estabilidad de éstos. Por ejemplo un porcentaje de etano permite la existencia de hidratos a más baja presión y mayor temperatura que los hidratos que contienen solamente metano. Con 10% de etano en la mezcla de gas, los hidratos son estables a 6 atmósferas de presión (aproximadamente 60 metros de columna de agua) y 6°C de temperatura, mientras que los hidratos de metano puro son estables solamente a presiones sobre 40 atmósferas (aproximadamente 400 metros de columna de agua).

La profundidad a la cual se encuentra la base de los hidratos de gas aumenta al incrementarse la profundidad del agua. Para estimar la profundidad de la base de los

hidratos de gas, debe conocerse el régimen de estos hidratos para la formación de los hidratos en función de la presión y temperatura. De esta manera estimando la presión en un área determinada y la gradiente de temperatura es posible estudiar el régimen de estabilidad de los hidratos de gas en función de la profundidad.

2.3.7 Principio de la formación de los hidratos en el gas natural

El metano y etano son los hidrocarburos más comunes que al ser combinados con agua forman hidratos; en casos pocos frecuentes el propano también forma hidratos. Los hidratos pueden formarse igualmente a temperaturas superiores a las del punto de congelación del agua, pues es posible encontrar hidratos a temperatura de 20°C.

2.3.8 Consecuencias que ocasionan los hidratos en la industria gasífera o petrolera

Los hidratos del gas son un problema grave para la industria del aceite y el gas, ya que ambas gastan millones de dólares para combatir la formación de los mismos. Por esto la exactitud en la estimación en los hidratos del gas natural es extremadamente importante para la optimización de costos de los sistemas de tuberías y unidades de procesamiento. Entendiendo como, cuando y donde se forma el hidrato de gas, suministra al ingeniero el método para predecir la aparición de hidratos.

Los problemas típicos de operación incluyen la creación de depósitos en los intercambiadores de calor y otras naves, erosión en los expansores, en adición con el bloqueo de dispositivos con el hidrato sólido.

2.3.9 Efecto de los hidratos en gasoductos y plataformas

Los hidratos del gas son un problema para las compañías tanto de aceite como de gas natural en cualquier lugar del mundo donde el agua y el gas natural entren en contacto. Los hidratos presentan restricciones para el flujo de aceite y de gas, ocasionando riesgos de perforación y completación submarina, hasta provocar en muchos casos la inestabilidad de las plataformas marinas.

A medida que el aceite o el gas son conducidos a través de gasoductos presurizados en climas fríos, puede existir suficiente agua y metano en la mezcla para formar hidratos sólidos los cuales pueden obstruir tuberías. Cuando los problemas del hidrato ocurren en las tuberías, las consecuencias pueden ser terribles.

La despresurización a aguas profundas en las tuberías para quitar frecuentemente los tapones es utilizada para combatir los hidratos, pero este método requiere días de interrupción de flujo.

Cuando se detiene el flujo porque tiene un tapón en la tubería es difícil solucionarlo ya que, el objetivo es realizar una despresurización de modo que no disminuya la temperatura de formación de hidratos, debajo de la temperatura del tapón para ser disociado por el calor ambiental. Después que el tapón se disocia se utiliza una herramienta para limpiar la línea.

Las formas de evitar la obstrucción de los gasoductos es a través del calentamiento de los mismos (inhibición térmica) pero la extracción del agua antes de la compresión de los hidrocarburos pueden ser un tratamiento más efectivo desde el punto de vista de los costos. Se pueden emplear una combinación de técnicas que pueden resultar efectivas para evitar la formación de hidratos entre ellas:

- Mantener la temperatura por encima del punto de formación de hidratos.
- Eliminar el agua por debajo del punto de rocío.
- Utilizar inhibidores para evitar que la mezcla se solidifique.

2.3.10 Efectos en las operaciones de aguas profundas y en fluidos causados por la presencia de hidratos

A la hora de perforar un pozo se encuentran hidratos de gas formados naturalmente, estos pueden ocasionar un problema de control en el pozo, en particular si grandes cantidades de hidratos entran en el pozo y se despresurizan.

Además la circulación de líquido dentro del hueco puede reducir la temperatura en los sedimentos circundantes ricos en hidratos, conduciendo al derretimiento de los hidratos y a la desestabilización de los sedimentos que sostienen el pozo. El calor durante la solidificación del cemento también puede desestabilizar la formación de hidratos; algunos sistemas especiales de cemento diseñados para minimizar el calor liberado pueden ayudar a prevenir la disociación de los hidratos.

Las operaciones que se llevan a cabo en aguas profundas, intervienen la formación de hidratos, esto presenta un problema importante de control de pozo. Si entran en el pozo, la alta presión hidrostática y la baja temperatura del fondo del mar pueden ocasionar la formación de los hidratos en fluidos a base de agua, así como también en la salmuera de los lodos base aceite y lodos sintéticos.

Las repercusiones de la formación de hidratos son el taponamiento de las líneas de estrangulación, control de pozo, las dificultades en el monitoreo de la presión de pozo, la restricción del movimiento de la cadena de perforación y el deterioro en las propiedades del fluido de perforación debido a la deshidratación. Las líneas de estrangulación y control de pozo son particularmente susceptible, ya que se encuentran ubicados en lugares donde la temperatura es la más baja y esta cae rápidamente cuando se detiene la circulación.

Debido a que algunos fluidos de perforación están basados en agua, contienen tantos sitios para la separación de cristal, un orden de magnitud, que más hidratos pueden

formarse en fluidos de perforación en un volumen igual del agua pura. Los experimentos de laboratorio también han mostrado que los fluidos de perforación base aceite contienen bastante agua para formar los hidratos, pero en condiciones más baja que los fluidos en base agua.

La formación de hidratos en fluidos base agua, se reconocieron los primeros en California y en Golfo de México. Un número de formaciones de lodo base agua se han sugerido como inhibidores. Se ha mostrado que la concentración acuática de sal / glicol / glicerol grandemente determina las condiciones de formación de hidratos en el fluido de perforación sin tener en cuenta los otros componentes.

2.3.11 Medios de inhibición y disociación para la prevención de hidratos.

Los cuatros medios más comunes de inhibición y disociación de hidratos son:

- Eliminando unos de los componentes, el hidrocarburo o el agua.
- Calentando el sistema por encima de la temperatura de formación de hidrato a una presión.
- Disminuyendo la presión del sistema debajo de la estabilidad del hidrato a una temperatura.
- La inyección de un inhibidor como metanol o glicol, sirve para disminuir la condición de estabilidad del hidrato.

Estas técnicas se llaman inhibición termodinámica porque ellos mantienen el sistema fuera de las condiciones de formación de hidratos, por los cambios en la composición, temperatura o la presión. La inhibición termodinámica puede lograrse calentando el sistema más allá de la temperatura de formación de hidrato a una presión dada,

usando el aislamiento para impedir que la temperatura se caiga, en la zona vulnerable de despresurización del sistema o inyectando los inhibidores como el metanol o glicol o las soluciones de sal. Estos métodos son a menudo técnicamente impráctico o muy costosos.

La operación con metanol (el inhibidor termodinámico más eficaz) es complicada debido a su toxicidad e inflamabilidad. Además el metanol es un agente contaminante. El etilenglicol y el monoetilenglicol (MEG) son menos inflamables y reducen las pérdidas, pero son más costosos y menos disponibles que el metanol.

Las soluciones de sal podrían utilizarse en la inhibición de formación de hidratos pero ellos son corrosivos y son menos eficaces que el glicol o metanol. La inhibición termodinámica todavía es el método más ampliamente usado a nivel mundial, pero sus costos asociados, los problemas medio ambientales y la complejidad operacional han hecho que investigadores busquen un acercamiento diferente al problema.

Un nuevo método denominado inhibición cinética permite una estabilidad termodinámica en una región para el hidrato. Este impide que los núcleos del hidrato se aglomeren a la masa más grande por medio de los nuevos inhibidores. La inhibición cinética es el enfoque de una cantidad sustancial de la investigación actual en Europa y Norte América. Así igualmente para acercar soluciones al problema de hidratos en la industria petrolera y gasífera, se trata de evaluar otros métodos que contribuyan a predecir la formación de dichos hidratos en el gas natural por medio de métodos gráficos, analíticos y correlaciones empíricas.

Capítulo 3. Caracterización del Agua Producida de un Yacimiento.

La caracterización del agua producida es el término utilizado cuando se trata de identificar y determinar la composición química del agua de formación proveniente de un intervalo productor de un yacimiento; y se logra siguiendo una metodología apropiada para dicha caracterización, una vez seleccionada la muestra representativa general de las aguas provenientes de un intervalo productor, mediante cualquiera de los métodos de identificación gráfica utilizados para la caracterización de las aguas de formación.

Además de la composición química, también se determinan algunas propiedades físicas del agua de formación tales como: pH, dureza, resistividad, alcalinidad, salinidad, sólidos totales disueltos, índice de Stiff y Davis, entre otros. De este modo se amplía la caracterización de las aguas de formación provenientes de cualquier horizonte productor de un yacimiento.

- pH:

El pH representa el logaritmo natural del inverso de la concentración de iones hidrógeno, expresados en moles por litros. El pH es un número entre 0 y 14 que indica el grado de acidez o alcalinidad de una solución, de tal forma que un pH igual a 7 es neutro, por debajo de 7 es ácido y por encima de éste valor es alcalino.

- Resistividad:

Es la medida de la resistencia que ofrece el agua de formación al paso de la corriente eléctrica, con la cual se mueven los diferentes iones constituyentes del agua. Hay que tener en cuenta que la temperatura de la muestra afecta la velocidad iónica y consecuentemente la resistividad del agua, por lo tanto la medida de ésta propiedad debe ser reportada a la temperatura de la muestra.

- Alcalinidad:

Se define como la presencia de minerales alcalinos en el agua y es medida por la presencia de los iones de bicarbonato (HCO_3^-), Carbonatos (CO_3) e hidroxilos (OH), los cuales son minerales alcalinos que pueden ser neutralizados por ácidos. La alcalinidad total también llamada alcalinidad “M” es la que se produce u origina a un pH sobre el punto final del anaranjado de metilo de aproximadamente 4.2 a 4.4 y miden todos los iones hidroxilos, carbonatos y bicarbonatos.

- Sólidos totales disueltos:

La cantidad total de sólidos disueltos representa la suma de la concentración de aniones y cationes, constituyentes del agua de formación.

- Temperatura:

La temperatura en el agua afecta en la tendencia de formación de incrustaciones, el pH y la solubilidad de los gases en el agua. La gravedad específica en el agua está en función de la temperatura.

- Gravedad Específica:

Es la relación existente entre la densidad de la muestra de agua y la densidad del agua pura. Densidad es simplemente masa por unidad de volumen m/V . La densidad del agua es 1g/mL o 1000Kg/m^3 . Gravedades específicas mayores de 1.0 significan que la muestra de agua es más densa o pesa más que el volumen equivalente del agua pura. Las aguas de formación contienen sólidos disueltos por lo tanto la gravedad específica siempre es mayor que 1.0. La gravedad específica es muy útil para evaluar la exactitud de los análisis de laboratorio.

Sulfuro de Hidrógeno H_2S :

La presencia de H_2S en el agua incrementa la corrosión. Puede estar presente naturalmente en el agua o puede generarse por las bacterias sulfato-reductoras. Si en la muestras de agua se observan trazas de H_2S esto indica que las bacterias sulfato-

reductoras estén presentes en el sistema causando hoyos corrosivos, el sulfuro de hierro también se genera como producto de corrosión y actúa eficientemente como agente taponador.

- Índice de Stiff y Davis (SI):

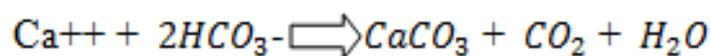
Este parámetro permite predecir la formación de depósitos de carbonatos de calcio en las aguas que se producen asociadas al crudo. Este valor se calcula usando el índice de estabilidad iónica el cual permite establecer la tendencia que posee el agua a ser corrosiva o formar incrustaciones. Cuando el índice de Stiff y Davis (SI) es positivo el agua es sobresaturada con $CaCO_3$ y la formación de escamas es bastante probable. Cuando SI es negativo el agua no es saturada con $CaCO_3$, entonces su tendencia es ser corrosiva y las posibilidades de formar escamas son escasas.

- Incrustaciones:

Se entiende por incrustaciones como capas pedregosas que se forman alrededor de ciertos cuerpos que permanecen en un agua calcárea. Existen dos condiciones que guían a la formación de incrustaciones. La primera es que el agua este sobresaturada del mineral incrustante. Sobresaturación significa que existe más cantidad del mineral presente en el agua que normalmente puede mantenerse disuelto y que no precipita.

La segunda razón que produce precipitación son los cambios en algunas condiciones del agua; estos pueden ser físicos y químicos. Los minerales incrustantes comúnmente encontrados en los campos petroleros incluyen el carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario, sulfato de estroncio y componentes de hierro.

El carbonato de calcio es la incrustación mineral más común.



La ecuación anterior describe la precipitación del carbonato de calcio del agua. Esta es una reacción de equilibrio pero está muy fuertemente a favor de la formación del carbonato de calcio con muy poco retorno del ion calcio y bicarbonato.

Se nota en la ecuación que el CO_2 está presente como gas en el lado derecho de la ecuación. Si por alguna razón el CO_2 es liberado o se escapa del agua, esto desestabiliza el equilibrio empujando la reacción hacia la derecha, aumentando la precipitación de $CaCO_3$.

3.1 Muestreo del Agua Producida.

La manera más efectiva de conseguir muestras fiables es la cantidad de estas recolectadas para su estudio, mientras más, se tendrá un mejor análisis, sin embargo con todas las muestras recogidas no se logra obtener una muestra exacta ni global ya que las contaminaciones producto de filtraciones de pozos adyacentes harán variar los resultados.

Las muestras son recogidas en sitios planeados y teniendo en cuenta que la caracterización de estas serán diferentes por el gran volumen de agua y la extensión de la formación a analizarse ya que en ningún yacimiento el agua de formación es la misma.

Como dice Mukulm M, Sharma en 2002 menciona que:

Los puntos a considerarse cuando se toma una muestra son:

- _ El punto de recolección de la muestra
- _ La muestra debe ser tomada en condiciones normales de flujo
- _ El volumen de la muestra (generalmente 100 a 1000 ml.)
- _ El recipiente es usualmente plástico (no vidrio ni metal)
- _ Minimizar la exposición atmosférica (3)

3.1.1 Muestreo con la herramienta DST

Esta herramienta que comúnmente es usada para realizar pruebas de producción del pozo en su fase experimental también sirve para obtener muestras de agua de formación si es propiamente usada, después de dejar fluir al pozo por algún tiempo la cantidad de sólidos que se hallan presentes en el agua en sus flujos iniciales se regula y se obtiene agua pura de formación, cuando se toma una muestra que se considera válida para análisis hay que tomar el último flujo de agua que entra en la herramienta ya que puede contener un mínimo grado de contaminación

3.1.2 Muestreo en la línea de flujo

Se realiza mediante un recipiente y un dispositivo que se conecta a la línea de flujo para permitir que el agua de muestra fluya hacia el recipiente, se debe poner especial atención que no existan burbujas en la muestra ya que de lo contrario esta se desecha y es necesario realizar nuevamente el procedimiento para obtener otra, por la parte inferior se cierra la válvula de paso de flujo.

3.1.3 Muestreo en la cabeza del pozo

Se realiza conectando una manguera de caucho o plástico a la cabeza del pozo y teniendo un recipiente de plástico al cual se debe colocar el otro extremo de la manguera en el fondo del recipiente y tomar cierto volumen de agua.

En ocasiones la muestra se obtiene como una mezcla de agua con aceite, para lo cual se tiene un recipiente con una válvula en el fondo que permite por diferencia de densidades la separación del agua del aceite y así poder obtener la muestra de agua que se desea.

3.1.4 Parámetros para la Toma de Muestras

Algunas propiedades del agua varían rápidamente luego de la toma de la muestra. Las siguientes determinaciones o análisis deben hacerse en sitio para mayor exactitud y precisión (calidad del dato).

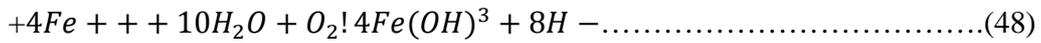
1. pH
2. Carbonato
3. Bicarbonato
4. Oxígeno disuelto
5. Dióxido de carbono disuelto
6. H₂S o Sulfuro de Hidrógeno
7. Temperatura
8. Concentración de sólidos disueltos
9. Distribución del tamaño de partículas
10. Turbidez

Es difícil sobre acentuar la importancia del análisis de campo. Ciertas propiedades pueden comenzar a cambiar en pocos minutos; otras serán estables por varias horas y algunas son estables indefinidamente.

Por ejemplo: El pH y el contenido de gas disuelto de aguas producidas usualmente comenzará a elevarse después de tomada la muestra. Esto resulta en efecto de que gases de ácidos disueltos comienzan a escapar desde la solución tan pronto como la muestra sea removida desde el sistema debido a la reducción en la presión.

La elevación en el pH con un incremento en la temperatura puede resultar en la formación de la escala del carbonato de calcio. Bacterias en la muestra pueden comenzar a multiplicarse dentro de pocas horas o comenzaran a morir, dependiendo de las condiciones específicas. Bajas concentraciones de H₂S o CO₂ pueden ser encontradas en la muestra después de un corto periodo de tiempo.

Si la muestra contiene hierro disuelto, expuestas al oxígeno atmosférico, resultará de la precipitación del hierro debido a la reacción con el oxígeno.



La generación de iones hidrógeno causará que el pH de la muestra caiga y conduzca a un error en el valor de medida. Esta es aún otra razón por la cual el pH debería ser medido en sitio en una muestra fluyente.

Así, si la muestra fuese transportada a un laboratorio y analizada después de varios días, el análisis de resultado dará un distorsionado cuadro del agua como actualmente existe en el sistema, a causa de los cambios en la composición del agua, el cual tomo lugar después de que la muestra fuese removida desde el sistema. Equipos de análisis de aguas en los campos están disponibles en varias industrias como son: grupos de análisis de oxígeno, medidores de pH y equipos filtro-membrana. Este equipo, y alguno especializado en este uso, es requerido durante el muestreo inicial, para el monitoreo del sistema actual. El punto importante es que mediciones en sitio de ciertas propiedades del agua son una parte integral de los diseños y operaciones de un sistema de reinyección de agua.

3.2 Análisis Cuantitativo del Agua Producida

La expresión “agua de formación” es una clasificación de aguas que pueden producirse en las operaciones petrolíferas o gasíferas. Otra clasificación de uso frecuente, como descripción general del tipo de agua es: agua producida (agua de formación) y agua de inyección. Estas expresiones generales “producida” o de “inyección” usualmente son los únicos adjetivos requeridos en discusiones o informes en la mayoría de operaciones de campo.

Los puntos de interés específico pueden ser: la fuente de agua, contaminantes arrastrados, pH, volúmenes que deben manejarse y las variaciones de todos los factores que pueden anticiparse durante la operación.

Los estudios del agua producida pueden clasificarse en dos categorías: estudios específicos de solución rápida como: incrustaciones, corrosión, problemas causados por bacterias, obstrucción de la formación, etc. Otros estudios requeridos son de detalle para proyectar las operaciones futuras del agua. Con este tipo de estudio puede estimarse el equipo, los procedimientos y los costos que permitan determinar la factibilidad económica de un proyecto.

Los análisis del agua de formación usualmente se llevan a cabo en el laboratorio o en el campo a fin de determinar sus características físicas y químicas, muchas de las cuales, pueden cambiar rápidamente después del muestreo, entre ellas se encuentran las siguientes: pH, temperatura, contenido de gas disuelto, sólidos suspendidos y población bacterial. Es de gran importancia, entonces, medir las variables en el campo para obtener mayor precisión

Esto es extremadamente importante ya que cualquier persona involucrada en una inyección de agua o en un proyecto debe tener en cuenta lo siguiente:

- Las propiedades y sus constituyentes son los más importantes en el análisis de agua.
- El significado de cada uno de los componentes y análisis.
- El método típico usado analíticamente, con sus beneficios y complicaciones.

Se debe especificar cada análisis, los cuales son necesarios para entender el significado de los resultados.

3.2.1 Propiedades físicas y químicas del agua

El agua normalmente se encuentra presente en los yacimientos de hidrocarburos, por lo tanto es importante el conocimiento de ciertas propiedades físicas de esta agua de formación. Estas propiedades al igual que para los crudos pero en menor grado temperatura, cantidad de gas en solución y sólidos disueltos.

En esta sección se presenta una revisión de las propiedades físicas del agua y las correlaciones que se han desarrollado para su determinación.

Propiedades físicas:

Tabla I: Propiedades físicas

Propiedades	Valores
Estado físico	sólida, líquida y gaseosa
Color	Incolora
Temperatura crítica	374 °C
Peso molecular	18
Densidad a 4°C	1g/mL
Punto de congelación	0°C
Punto de ebullición	100°C

Las propiedades químicas son:

Reacciona con los óxidos ácidos

Reacciona con los óxidos básicos

Reacciona con los metales

Reacciona con los no metales

Se une en las sales formando hidratos

3.2.2 Componentes Primarios y Propiedades

En operaciones que requieren el manejo de agua producida, la principal preocupación son los iones y propiedades físicas; los cuales son importantes desde el punto de vista del taponamiento o corrosión. En la tabla, se presenta la lista de los más importantes.

TABLA II: Propiedades de los aniones y cationes generadores de corrosión

Cationes	Aniones	Otras propiedades
Sodio (Na ⁺) Calcio (Ca ⁺⁺) Magnesio (Mg) ++ Hierro (Fe ⁺⁺⁺ , Fe ⁺⁺) Bario (Ba ⁺⁺) Estroncio (Sr ++)	Cloro (Cl ⁻) Sulfato (= SO ₄) Bicarbonato (3 HCO) - Carbonato (= CO ₃)	pH Población bacteriana Sólidos suspendidos: cantidad, tamaño, forma y composición. Turbidez Calidad del agua Oxígeno disuelto (O ₂) Dióxido de carbono disuelto (CO ₂) Sulfuro total (H ₂ S) Contenido de aceite en agua Temperatura Presión Sólidos totales disueltos Gravedad específica o densidad Resistividad (Conductividad) Sílice

Fuente: Patton C. "Applied Water Technology". Second Edition. Septiembre 1995.

También puede ser deseable medir la cantidad de cloro o la concentración para tratar los químicos presente y supervisar su efectividad.

En los funcionamientos de vapor y el sistema de agua dulce la cantidad de sílice en el agua es también importante, como en los depósitos.

3.2.2.1 CATIONES

a) Sodio.- es el mayor constituyente en las aguas de formación, pero usualmente no causan problemas. Solo existe un problema cuando esta se precipita como *NaCl* para el caso de salmueras extremas.

b) Calcio.- el ión calcio es el mayor constituyente en las salmueras y puede aparecer en grandes cantidades como de 30000 mg/L aunque estas concentraciones se las consideran bajas. El ion calcio es de gran importancia porque se encuentra combinado con bicarbonatos, carbonatos o iones de sulfuro y al precipitarse generan escalas o sólidos en suspensión.

c) Magnesio.- el ion magnesio se encuentra en bajas concentraciones en comparación con el ion calcio, este tiende a unirse al carbonato de calcio *CaCO₃* los cuales generan problemas de escala por la co-precipitación del ion calcio. Por lo cual es muy común encontrar iones magnesio y calcio en escalas carbonatadas. El ion magnesio disminuye la cantidad de *CaSO₄*. Ellos hacen pares con el ion del sulfato. Esencialmente, el ion magnesio tiene la habilidad para formar un compuesto con lo que queda de la solución.

d) El hierro natural.- el contenido de hierro en las formaciones de agua es realmente bajo, pero esta presencia es usualmente indicativa de la corrosión. Estos se presentan

en soluciones como el ion férrico (Fe^{+++}) o el ion ferroso (Fe^{++}), o pueden ser en suspensión o precipitación de componentes de hierro. Los contenidos de hierro son monitoreados y detectados para la corrosión en sistemas de aguas. La presencia y la precipitación de hierro es una de las mayores causas de taponar las formaciones.

e) **Bario.**- es de primordial importancia porque esta tiene la habilidad de combinarse con iones de sulfato para formar sulfatos de bario, el cual es extremadamente insoluble. Incluso cantidades pequeñas pueden presentar problemas.

f) **Estroncio.**- como el bario y el calcio, pueden juntarse con los iones sulfato para formar sulfatos de estroncio insolubles. Aunque es más soluble que el sulfato de bario, esta forma escalas y se mezcla con el sulfato de bario.

3.2.2.2. ANIONES

a) **Sulfato.**- este es un ion problemático, debido a que este tiene la habilidad de reaccionar con el calcio, bario o estroncio para la formación de escalas insolubles.

b) **Cloruro.**- es un ion que casi siempre forma la salmuera y se encuentra presente en agua fresca. La mayor fuente de iones de cloruro es el NaCl , así la concentración del ion cloruro es usado como medida de la salinidad del agua. Aunque los depósitos de sal son un gran problema, este genera pequeñas consecuencias. El problema principal asociado con el ion cloruro es que incrementa la corrosión en el agua, poniéndola más salada. Por consiguiente, altas concentraciones de ion cloruro generara más problemas de corrosión. Así, el ion cloruro es un componente estable y esta concentración es una de las maneras más fáciles de identificar el agua.

c) **Bicarbonatos.**- estos iones pueden reaccionar con el calcio, estroncio, bario, magnesio y hierro, para formar escalas insolubles. Todas estas se encuentran

presentes virtualmente en el agua. Las concentraciones del ion carbonato es muchas veces llamado alcalino Metil naranja.

d) Carbonato.- como el ion bicarbonato, estos pueden reaccionar con el calcio, magnesio, hierro, bario y estroncio para formar escalas insolubles. Los iones carbonatos se presentan raramente en la producción de aguas porque el pH es usualmente bajo (<8.3). los iones carbonatos son usualmente llamados phenophthaleina alcalina.

3.2.2.3 OTRAS PROPIEDADES

- El **pH** es extremadamente importante por muchas razones. La solubilidad del $CaCO_3$ y los componentes del hierro depende altamente del contenido del pH. Si el pH es alto, tiene una alta tendencia a precipitarse. Si el pH disminuye, la tendencia de la escala es de reducirse, pero la corrosión incrementa. Para aguas de formación la escala esta en el orden de 4 a 8. Ambos H_2S y el CO_2 son gases ácidos ya que ellos tienden a disminuir el pH del agua cuando estos se disuelven. Esto es importante en la predicción de sus efectos en la corrosión y en la suspensión de sólidos. Desde que cambian rápidamente los valores del pH después de una prueba, retirándose para un sistema presurizado, los valores del pH suelen ser medidos inmediatamente después de tomar las muestras.
- La cantidad de **sólidos en suspensión** que pueden ser filtrados para tomar un volumen de agua usando una membrana filtradora, la cual es una base para estimar la tendencia del agua a taponarse. El diámetro de la membrana filtradora es aproximadamente $0.45\mu m$.
- Existen técnicas de prueba para la **distribución de tamaños de partículas** de los sólidos en suspensión. Un conocimiento de la distribución del tamaño de las partículas puede ayudar en determinar qué tipos de filtros son necesarios.

-
- La presencia de **bacterias** puede resultar en corrosión o en taponamiento.
 - La determinación de **la forma de las partículas** para visualizar o explorar los electrones microscópicos, lo cual es de mucha ayuda para determinar el tipo de filtro. Este es usado conjuntamente con la distribución de tamaño de partículas.
 - **Dióxido de carbono disuelto** el cual influye en el pH, corrosividad y tendencias de escala por $CaCO_3$.
 - Las **Turbidez**, son las medidas simples en las que el agua no está limpia y que contiene materiales sin disolver como sólidos suspendidos, burbujas de aceite o gas dispersas esta es una medida del grado de nubosidad del agua. La posibilidad de indicar Turbidez en formaciones tapadas en operaciones de inyección depende del rendimiento de las mediciones.
 - **Calidad del agua** es una medida del grado relativo de taponamiento que ocurre cuando se toma volumen de agua y este pasa por una membrana o filtro que dan el tamaño del poro. Un tamaño de $0.45\mu m$ es el más común. La utilidad de las pruebas de calidad de agua puede equivocarse, este se usa para comparación de medidas.
 - **El Oxígeno disuelto** contribuye significativamente a la corrosión debida al agua.

Así, si disolvemos el hierro presente en el agua, la entrada de oxígeno al interior del sistema puede resultar en la precipitación del óxido de hierro insoluble, generando un taponamiento. Así el oxígeno facilita el crecimiento de bacterias aeróbicas.

-
- **El total de sólidos disueltos** es simplemente el total de la cantidad de materia disuelta en un volumen tomado de agua. Este puede ser tomado la suma de la concentración de todos los cationes y aniones que se muestra en el informe de análisis de agua, o puede ser medido por evaporación en una prueba de agua para residuos secos y pesados.
 - La presencia de **sulfuros** en agua incrementa la corrosividad. Los sulfuros existentes disueltos en agua como una mezcla de iones de HS⁻ y gases disueltos de H₂S para unos valores de pH normales encontrados en aguas de formación, y el total de concentración de ambas especies es usualmente medida y referida como el “sulfuro total”. Estos pueden presentarse normalmente en el agua o pueden ser generadas por bacterias sulfato reductor (SRB). Si un agua dulce (sin H₂S) empieza a mostrar huellas de H₂S, esto indica que probablemente están trabajando afanosamente en alguna parte del sistema las bacterias sulfato reductoras, colisionando las tuberías.
 - La determinación de la **distribución de los sólidos en suspensión**, los cuales hacen posible comprobar sus orígenes (productos corrosivos, partículas de las escalas, formaciones de arena, etc.), así se proponen acciones para ser tomadas en la remediación.
 - La presencia de **dispertantes o emulsiones de aceite** en agua, presentan problemas cuando inyectamos aguas productoras. El aceite en agua puede causar disminución de la inyectividad de varias formas. Estas pueden causar emulsiones en la formación. Estos sirven como excelentes pegamentos para ciertos sólidos, como es el sulfuro de hierro, de este modo aumenta su eficiencia de taponamiento. Cuando el agua empieza a ser inyectada al interior del acuífero con un valor no inicial de saturación de aceite, el aceite en el agua puede ser atrapado en los poros de la roca de formación alrededor del pozo. Esto provoca que la saturación del aceite se reduzca debido a la inyección. Un análisis de

contenido de aceite puede ser conducido sobre el agua, sin tener en cuenta el origen. Así hay muchas maneras en que el agua puede ser contaminada con aceite. Cuando se produce el agua se eliminan todas las concentraciones de aceite en las aguas superficiales, las cuales suelen estar limitados por las regulaciones gubernamentales.

- **La temperatura** del agua afecta la tendencia de la escala, el pH y la solubilidad de los gases en el agua. La gravedad específica del agua es también una función de la temperatura.
- La presencia de **silice** ocurre mayormente en pozos de agua y pueden ser fuentes de serios problemas de escala depositados en aguas frías y en calderas de vapor. Estos por lo general no presentan problemas en operación de inyección de agua.
- La **resistencia** del flujo de la corriente eléctrica es una función del número de iones disueltos en el agua. A menor resistencia, mayor concentración de iones disueltos en agua. Este es un método que estima el valor total de sólidos disueltos que es principalmente en agua fresca, bajos TDS. Las medidas de resistividad son mucho más sensibles para pequeños cambios de TDS en agua fresca que en la gravedad específica.
- **Conductividad** son valores medidos en laboratorio, en lugar de la resistividad. La conductividad es el recíproco de la resistividad y puede ser derivado de los valores de la resistividad usando la siguiente fórmula:

$$conductividad \left(\frac{\mu mho}{cm} \right) = \frac{10000}{resistividad (\mu mho-m)} \dots\dots\dots(49)$$

3.2.3 Análisis Químico

Los análisis químicos se hacen con la finalidad de determinar la cantidad de iones, bacterias y gases disueltos en cada una de las muestras.

Existen diferentes métodos para realizar un análisis químico del agua de formación, tales como: espectrofotométrico, gravimétrico, físico-químico y el volumétrico.

- El método espectrofotométrico para sus análisis se fundamenta en la longitud de onda que posee cada elemento.
- El método gravimétrico toma en cuenta para sus cálculos la diferencia de peso y el volumen utilizado.
- El método volumétrico toma en cuenta volúmenes.
- Y el método físico-químico determina algunas propiedades como: pH, temperatura, turbidez, etc. y la cantidad de algunos elementos como Cl-, Fe, etc. ,respectivamente.

En las tablas siguientes se muestran los métodos antes citados con sus procedimientos, materiales, reactivos y fundamentos.

DUREZA TOTAL

TABLA III:
*METODO HACH

FUNDAMENTO	MATERIALES	REACTIVOS	PROCEDIMIENTOS
Se fundamenta en la capacidad del agua para consumir jabón. Contienen especialmente sales de calcio, magnesio y en menor cantidad de estroncio y bario. Están disueltas generalmente en forma de carbonatos que por calentamiento se transforman	- Titulador digital - Probeta de 100 ml - Pipeta de 1 ml - Vaso de precipitación de 250 ml - Agitador magnético	- Solución tampón Hardness-1 - Manver-2 - Agua destilada - Solución de EDTA (Acido etilen diamino teracetico)	- Tomar 1 ml de muestra de agua en ensayo, y aforar con agua destilada hasta la línea de aforo de 100 ml. - Vierta en el vaso de precipitación. - Añadir 1 ml de Hardness -1 y un sobrecito de Manver-2.

en bicarbonatos, que es la causa de las incrustaciones en los sistemas petroleros.	- Magneto		- Titular con el cartucho de EDTA, hasta el cambio de color de rojo a azul purpura. - Anota el volumen consumido
--	-----------	--	---

*HACH DIGITAL TIRADOR

ALCALINIDAD TOTAL

TABLA IV: ALCANILIDAD TOTAL
*METODO HACH

FUNDAMENTO	MATERIALES	REACTIVOS	PROCEDIMIENTOS
Es la capacidad de una agua para neutralizar los ácidos solubles y constituye la suma de todas las bases titulables. Depende del contenido de carbonatos, bicarbonatos e hidróxidos, por lo que se puede tomar como una medida directa de la concentración de estos componentes.	- Titulador digital - Probeta de 100 ml - Pipeta de 1 ml - Vaso de precipitación de 250 ml - Agitador magnético - Magneto	- Bromocresol – Green - Ácido Sulfúrico 1.6 N - Agua destilada	- Tomar 1 ml de muestra de agua en ensayo, y aforar con agua destilada hasta la línea de aforo de 100 ml. - Vierta en el vaso de precipitación. - Añadir el indicador Bromocresol-Green y titular con el ácido sulfúrico 1.6 N hasta el cambio de coloración . - Anota el volumen consumido

CLORUROS

TABLA V: CLORUROS
*METODO HACH

FUNDAMENTO	MATERIALES	REACTIVOS	PROCEDIMIENTOS
Se fundamenta en la salinidad de las aguas en forma de iones cloruros (Cl-),	- Titulador digital - Probeta de 100 ml	- Dicromato de potasio (Chloride-2)	- Tomar 1 ml de muestra de agua en ensayo, y aforar con agua destilada hasta la línea

ya que es uno los principales aniones presentes en el agua de formación. Pudiendo variar en sus valores dependiendo del campo.	<ul style="list-style-type: none"> - Pipeta de 1 ml - Vaso de precipitación de 250 ml - Agitador magnético - Magneto - Piseta 	<ul style="list-style-type: none"> - Nitrato de plata 1,128 N - Agua destilada 	<p>de aforo de 100 ml.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Vierta en el vaso de precipitación. - Añadir el indicador Cloride-2, titule con Nitrato de plata 1.128 N hasta obtener el punto de viraje cuando la solución cambie de color a ladrillo. - Anote el volumen utilizado. Lectura del titulador * 0.5 * factor de dilución = Cantidad en mg/L Cl-
--	--	--	---

DUREZA CALCICA

TABLA VI: DUREZA CALCICA

*METODO HACH

FUNDAMENTO	MATERIALES	REACTIVOS	PROCEDIMIENTOS
Determina la cantidad de sales de calcio, expresadas como equivalentes de CaCO ₃	<ul style="list-style-type: none"> - Titulador digital - Probeta de 100 ml - Pipeta de 1 ml - Vaso de precipitación de 250 ml - Agitador magnético - Magneto 	<ul style="list-style-type: none"> - Solución de Hidróxido de potasio 8 N - Indicador Calver-2 - Agua destilada - Solución de EDTA (Acido etilen diamino teracetico) 	<ul style="list-style-type: none"> - Tomar 1 ml de muestra de agua en ensayo, y aforar con agua destilada hasta la línea de aforo de 100 ml. - Vierta en el vaso de precipitación. - Añadir 1 ml de Hidróxido de potasio 8N y un sobre de Calver-2. - Titulare con el cartucho de EDTA, hasta el cambio de color de rosa a lila. - Anotar el volumen consumido.

DUREZA MAGNETICA

TABLA VII: DUREZA MAGNETICA
Determinación de la Dureza magnésica, Calcio⁺⁺, Mg⁺⁺ y CO₃²⁻.

DUREZA MAGNETICA (DM)	CALCIO (Ca ⁺⁺)	MAGNESIO (Mg ⁺⁺)	CARBONATOS (CO ₃ ²⁻)
DT = DCa + DMg	Ca ⁺⁺ = DCa * PMCa	Mg ⁺⁺ = DMg * PMMg	CO ₃ ²⁻ = AT * 1.22
DMg = DT - Dca	DCa = Dureza Cálctica	DMg = Dureza Magnésica	
DT = Dureza Total	PMCa = Peso Molecular Del Calcio (0.4)	PMMg = Peso Molecular del Magnesio (0.24)	AT = Alcalinidad Total
DCa = Dureza Cálctica			
DMg = Dureza Magnésica			

ANALISIS DE GASES

DETERMINACION DE CO₂
TABLA VIII: DETERMINACION DE CO₂

FUNDAMENTO	MATERIALES	REACTIVOS	PROCEDIMIENTOS
La cantidad de CO ₂ que se halla disuelto en el agua influye en el pH, y por ende en la corrosividad del agua de producción.	- Kit de medición CHEMETRICS	- Fenolftaleina - Hidróxido de sodio	- Colocar la muestra de agua en el recipiente del kit. - Poner una pastilla (fenolftaleína), se titula con hidróxido de sodio y esperamos que se consuma totalmente. - Se compara el color en la tabla del kit para determinar el resultado.

TABLA IX: DETERMINACION DE O2

FUNDAMENTO	MATERIALES	REACTIVOS	PROCEDIMIENTOS
<p>El oxígeno es uno de los gases que contribuyen a la corrosividad del agua.</p> <p>Se determina en cantidades muy pequeñas (ppb), ya que no debe haber grandes cantidades de oxígeno en el agua de producción</p>	<p>- Kit de medición CHEMETRICS</p> <p>- Colector de agua</p>	<p>- Ampolla de prueba</p>	<p>- Colocar el colector de agua de aproximadamente 10 ml, en el punto de muestreo, dejando que circule libremente.</p> <p>- Introducir la ampolla completamente sellada dentro del colector y mantener sumergida.</p> <p>- Se rompe el extremo de la ampolla que está sumergido para que entre una mínima cantidad de agua en ensayo a la ampolla.</p> <p>- Luego hacemos la comparación de la ampolla con los colores estándar y determinamos la cantidad de oxígeno en ppb.</p>

TABLA X: Determinación de H2S

FUNDAMENTO	MATERIALES	REACTIVOS	PROCEDIMIENTOS
<p>Al igual que la mayoría de los gases estos son perjudiciales para un proceso hidrocarburiífero, ya que incrementa la corrosividad. Este gas está presente en</p>	<p>-kit de medición CHEMETRICS</p>	<p>-Pastilla de ALKASERZER</p>	<p>- Colocar la muestra de agua en el recipiente del kit.</p> <p>- Poner una o dos pastillas de Alkaseltzer y se espera a que se derrita totalmente.</p>

agua de formación sea por productos de metabolismo de las BSR. El sulfuro de hierro sería generado como un producto de corrosión.			- Comparar los colores con el estándar en la tabla del kit, y determinar en ppm.
---	--	--	--

TABLA XI: TEMPERATURA
MÉTODO ASTM 2550 B

FUNDAMENTO	MATERIALES	REACTIVOS	PROCEDIMIENTOS
La temperatura es la medida de la intensidad del calor, nos indica cuánta energía calorífica posee un cuerpo; los aparatos para medir la temperatura se denominan termómetros.	- Termómetro de 0 a 100 °C - Vaso de precipitación de 250 ml	- No se utiliza reactivo alguno.	- En el vaso de precipitación colocar la muestra en ensayo. - Leer el valor directo.

DETERMINACION DE HIERRO

TABLA XII: DETERMINACION DE HIERRO
METODO DE HASH

FUNDAMENTO	MATERIALES	REACTIVOS	PROCEDIMIENTOS
El hierro es el elemento inorgánico que se encuentra en agua de formación y en aguas naturales. Este elemento puede aumentar la concentración de material disuelto.	- Espectrofotómetro HACH DR 2010 - Pipeta 10 ml. - Pizeta	- Ferrover - Agua destilada	- Tomar 1 ml de muestra de agua en ensayo, y aforar con agua destilada hasta la línea de aforo de 25 ml. de la celda - En el espectrofotómetro seleccionar el programa (265). - Seleccionar la longitud de onda específica para hierro (510 nm) - Encerar el espectrofotómetro con la misma muestra diluida

			<ul style="list-style-type: none"> - Agregar el sobre de Ferrover y esperar el tiempo se reacción. - Anotar el valor del espectrofotómetro
--	--	--	--

SULFATOS

TABLA XIII: SULFATOS

*METODO HASJ

FUNDAMENTO	MATERIALES	REACTIVOS	PROCEDIMIENTOS
Estos se encuentran ampliamente distribuidos en la naturaleza y son abundantes en las aguas duras.	<ul style="list-style-type: none"> - Espectrofotómetro HACH DR 2010 - Pipeta 10 ml. - Pizeta 	<ul style="list-style-type: none"> - Sulfa Ver-4 - Agua destilada 	<ul style="list-style-type: none"> - Tomar 25 ml de muestra de agua en ensayo y colocarlo en la celda. - En el espectrofotómetro seleccionar el programa (680). - Seleccionar la longitud de onda específica para hierro (450 nm) - Encerar el espectrofotómetro con la misma muestra diluida - Agregar el sobre de Sulfa-ver-4 . - Colocar la celda en el espectrofotómetro - Anotar el valor del espectrofotómetro

POTENCIAL HIDRÓGENO (pH)

TABLA XIV: POTENCIAL HIDRÓGENO (pH)
METODO ASTM

FUNDAMENTO	MATERIALES	REACTIVOS	PROCEDIMIENTOS
<p>Esta medida nos indica que tan ácida o que tan básica es una muestra de agua.</p> <p>Está enmarcada dentro de un rango de 0 a 14. Siendo los valores de 1 a 6 ácido, 7 neutro y mayor a este valor la muestra de agua será básica.</p>	<p>- pH metro digital.</p> <p>- Vaso de precipitación de 250 ml</p>	<p>- Soluciones Buffer de pH 4, pH 7 y Ph 10</p>	<p>- Verificar que el ph-metro estese calibrado con las soluciones buffer.</p> <p>- Colocar el electrodo dentro del vaso.</p> <p>- Leer directamente el valor en el pH-metro.</p>

TURBIDEZ

TABLA XV: TURBIDEZ
*METODO HACH

FUNDAMENTO	MATERIALES	REACTIVOS	PROCEDIMIENTOS
<p>El agua de inyección por su naturaleza contiene sólidos suspendidos y disueltos ; y que de acuerdo a su cantidad nos determina que tan turbia esta una muestra de agua.</p>		<p>-AGUA DE ENSAYO</p>	<p>- En el tubo de ensayo colocar la muestra de agua en ensayo.</p> <p>- Colocar la muestra de agua en la celda del turbidímetro.</p> <p>- El aparato tiene diferentes escalas (0-1, 0-10 y 0-100), donde tiene que regularse con la escala que permita la lectura.</p>

SOLIDOS TOTALES

TABLA XVI: SOLIDOS TOTALES
METODO ASTM

FUNDAMENTO	MATERIALES	REACTIVOS	PROCEDIMIENTOS
<p>El total de sólidos es la cantidad de materia disuelta en un volumen dado de agua. Se puede calcular tomando la suma de todos los cationes y aniones indicado en la parte del análisis del agua, o mediante evaporación de una muestra de agua, para después ser secada la muestra y por ultimo pasar sus residuos</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Filtro de membrana - Bomba de vacio - Membrana de 0,45 µm - Balanza analítica - Vaso de precipitación de 250 ml - Estufa - Desecador 	<ul style="list-style-type: none"> - Agua destilada 	<ul style="list-style-type: none"> - Pesar la membrana - Colocamos 250 ml de muestra de agua en ensayo en un vaso de precipitación. - Colocar la membrana ya pesada (P1) en el filtro; cerramos y con ayuda del aire a presión de 20 psi hacemos pasar el volumen de agua por la membrana. - Lavamos la membrana con agua destilada. - La membrana la sacamos y la ponemos a secar en al estufa por 30 min. a una temperatura de 35 a 40 °C. - Una vez seca la membrana, se coloca en el desecador hasta que se haya enfriado y lo pesamos (P2). Los cálculos lo realizamos por gravimetría.

3.2.3.1 Reporte de Análisis

Existen dos tipos de reportes para presentar los análisis de aguas, el primero como una modificación del API, el segundo presenta la misma información en un formato parecido conocido como análisis de aguas en laboratorio.

Ambos reportes contienen lo siguiente:

- Pruebe la información de identificación
- Pruebas cuantitativas de agua.
- Representación grafica del análisis “modelo”

El reporte API es el más recomendado, porque puede modificarse ingresar información adicional pertinente a su propio funcionamiento.

Una descripción de una prueba de agua, y un ejemplo de un reporte de análisis de aguas es la siguiente:

Descripción de una prueba de agua

Campo:

Arriendo:

País:

Pozo:

Estado:

Datos de la muestra tomada:

Persona que tomo la muestra:

Localización del punto de prueba:

Descripción de la muestra

Fuente:

Color:

Olor:

Sólidos en suspensión:

Espuma de aceite:

Sistema Operacional al Tiempo de Prueba (primer chequeo)

Normal:

Anormal:

Cierre:

Análisis Representado en el Sitio

REPORTE DE ANÁLISIS DE AGUA I

PRODUCCION, GANANCIAS, INC.

Servicios de Laboratorio de petróleos

Estado, País

Cliente:

País

Estado:

Campo:

Arriendo:

No. Pozo:

Formación:

Profundidad:

Perforaciones:

Fuente de Prueba:

Descarga de bomba de

inyección.

realizado por:

Fecha de la prueba:

AS. Xburg

30/08/88

Reporte de análisis de agua

Numero de laboratorio:

Gravedad Especifica: pH de Laboratorio:

AB 1234

1.063

6.6

Total de solido disuelto:

Resistividad:

Sulfuro de

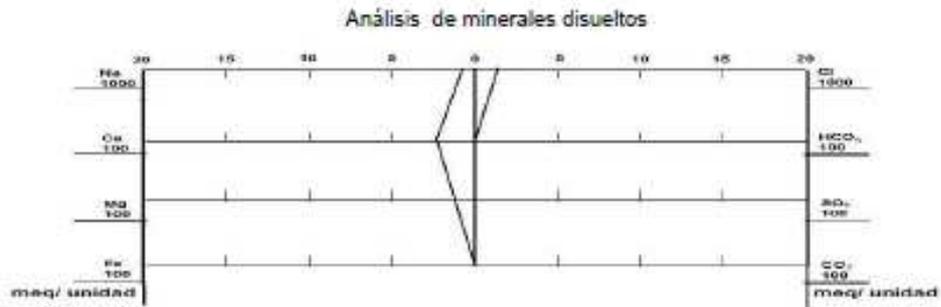
Hidrógeno:

84156

0.099

Ausente

Análisis de minerales disueltos



ANALISIS DE SOLIDOS DISUELTOS:

	mg/L	meq/L
Total de sólidos	84156	
Sodio	26400	1145.8
Hierro	16 0.6	
Bario	6 0.1	
Calcio	4350	217.1
Magnesio	1250	102.8
Cloro	51700	1457.9
Bicarbonato	115 1.9	
Carbonatos	0 0	
Sulfatos	318 6.6	
TOTAL de hierro	25	

CALCULOS DE SOLUBILIDAD

Estabilidad del Carbonato de Calcio a 77°F -0.68

ANALISIS DE SOLIDOS
SUSPENDIDOS Y PRECIPITADOS:

Total de sólidos no disueltos
Aceite
Ácidos Solubles
Hierro _____
Calcio _____
Magnesio _____
Sulfato _____
Orgánicos
Ácidos insolubles
arenas y lutitas _____
Sulfato de Bario _____

tendencia a escalamiento:

Estabilidad del Sulfato de Calcio

Concentración: 6.6 meq/L Calc. de Solubilidad: 40.1 meq/L Porcentaje de Saturación: 16.45

Estabilidad del Sulfato de Bario a 95°F

Concentración: 0.1 meq/L Calc. de Solubilidad: 0.01 meq/L Porcentaje de Saturación: 100

Requerido por:	Prueba No.	Dato de la Prueba	
Campo:	Descripción legal:	Provincia:	
Arriendo	Pozo	Profundidad	formación
			tasa bblpd
			1000
Tipo de Agua	Punto de prueba	Prueba por	
Producción	Descarga de la Bomba de Inyección		PPI
Apariencia de la Prueba	limpia <u>x</u>		presencia de petróleo <u> </u>
	sólidos suspendidos <u> </u>		nublada <u> </u>
	coloreada <u> </u>		olor <u> </u>
Observaciones:			

SOLIDOS DISUELTOS

Cationes	mg/L	meq/L
Sodio, Na	26437	1145.5
Calcio, Ca	4350	217.1
Magnesio, Mg	1250	102.8
Bario, Ba	6	0.1
Hierro, Fe (total)	25	0.9

OTRAS PROPIEDADES

pH	6.5
Gravedad específica	1.0633
Resistividad	0.099
Sulfatos H ₂ S mg/L	ausente
_____	_____
_____	_____

Aniones

Cloro, Cl	51700	1457.9
Sulfato, SO ₄	318	6.6
Carbonato, CO ₃	0	0
Bicarbonato, HCO ₃	115	1.9

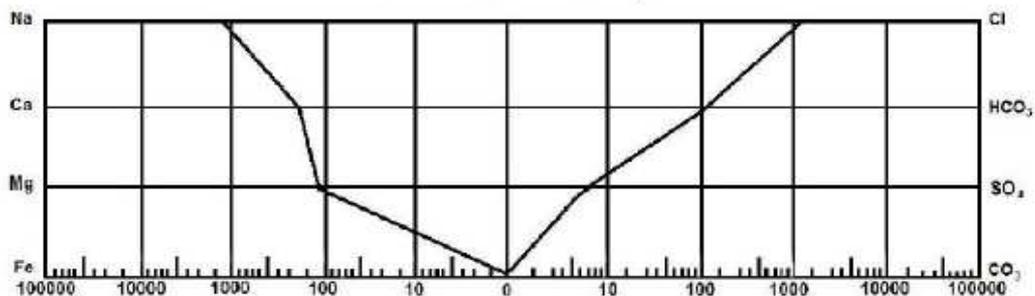
Observaciones y recomendaciones

Total de Sólidos disueltos

84155

Análisis Por: _____

MODELO DE AGUA meq/L



3.2.4. Diagramas Stiff

Es uno de los más utilizados en la industria petrolera para representar la composición química de las aguas de formación puras; ha sido adoptado por la API (American Petroleum Institute) para tal fin. Stiff diseñó un método gráfico basado en las relaciones de concentración propuesta por Sulin. Está basado en la relación que existe entre la composición química de las aguas de formación y una figura característica en forma de polígono que permite visualmente identificar cada tipo de agua de formación, su comportamiento y tendencia para varios niveles estratigráficos. En los mapas pueden establecerse diferencias en la composición del agua, dibujando sobre estos el gráfico de Stiff.

Su representación es sencilla y consiste en graficar en forma cartesiana (Fig. 3.1) o logarítmica (Fig. 3.2) las concentraciones en meq/L de los cationes (Na^+ , Ca^{++} , Mg^{++} , Fe^{++}) y los aniones (Cl^- , HCO_3^- , $\text{SO}_4^{=}$ y $\text{CO}_3^{=}$) en líneas horizontales. En ambas escalas el área a los lados de la línea cero debe ser equivalente. En casos cuando las concentraciones son bajas, se utiliza una escala lineal, siendo necesario el uso de multiplicadores de los números debajo de cada ion de los extremos. Se establece una línea central vertical la cual representa la escala de concentración fijándose el cero; a la derecha del mismo se representan los aniones (Cl^- , HCO_3^- , SO_4 , $\text{CO}_3^{=}$) y a la izquierda los cationes (Na^+ , Ca^{++} , Mg^{++} , Fe^{++}). Esta escala debe ser cuidadosamente escogida dependiendo de las concentraciones que quieran ser representadas. Para completar el diagrama de Stiff, los valores de concentración de cada especie se unen con líneas rectas para conformar una huella característica, observada en los gráficos que se muestran a continuación: (Patton, Ch;1995)

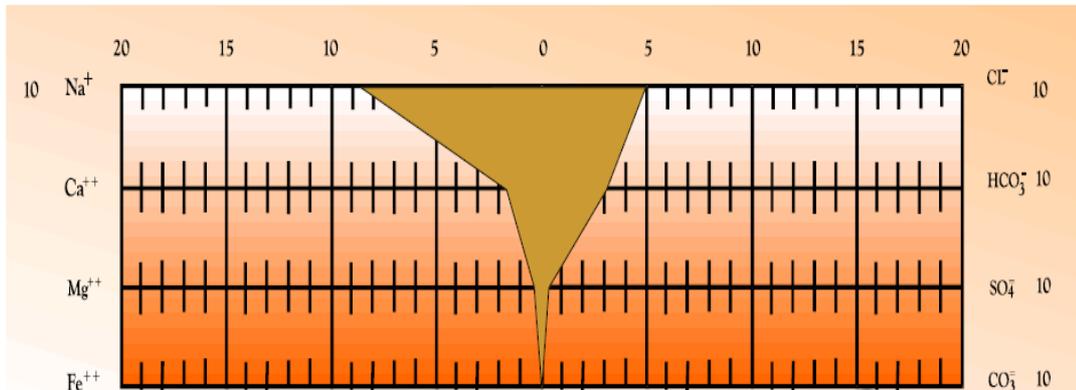


Fig. 3.1 . Grafico de Stiff. Escala lineal

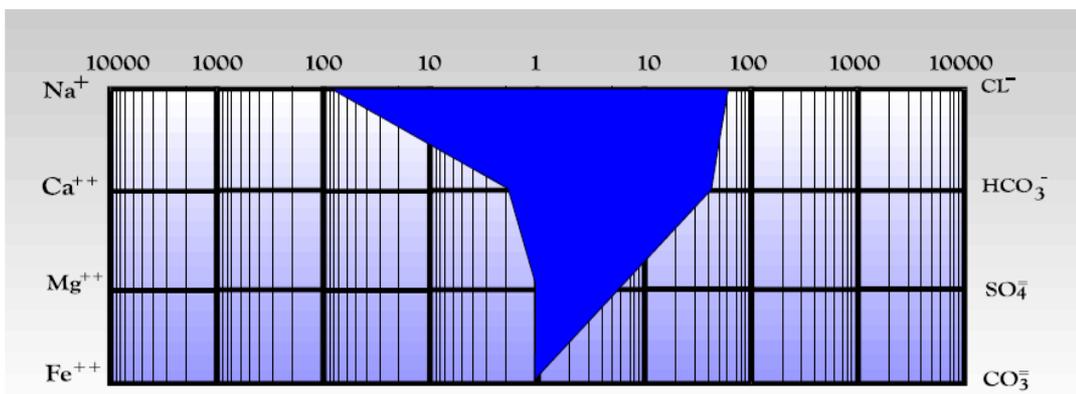


Fig. 3.2 . Grafico de Stiff. Escala logarítmica

En el diagrama de Stiff, la representación de aguas de tipo meteórico produce un pico prominente en la parte media de los aniones, que representa elevadas concentraciones de bicarbonato, mientras que en la representación de aguas de tipo connata se observan dos picos pronunciados en la línea superior que corresponden a los iones sodio y cloruro.

PARA CONSTRUIR EL GRÁFICO PUEDE PROCEDERSE DE LA MANERA SIGUIENTE:

- Se colocan cuatro líneas horizontales, equidistantes y paralelas. Seguidamente, de la misma manera se trazan diez líneas verticales, hasta conseguir diez divisiones en las primeras. La línea vertical central se usa como cero, en la escala lineal y uno en la escala logarítmica.
- Se colocan en el lado izquierdo los positivos, de arriba hacia abajo en el siguiente orden: Na^+ , Ca^{++} , Mg^{++} , Fe^{++} y los iones negativos en el lado derecho como se indica: Cl^- , HCO_3^- , SO_4^- , CO_3^- .
- Las concentraciones de los iones se representan del centro hacia fuera sobre las líneas trazadas anteriormente. La escala utilizada para cada ión debe ser cuidadosamente seleccionada.
- A continuación los puntos se unen con líneas rectas y continuas. El polígono formado es la huella característica para la muestra de agua analizada. Si se emplea la escala logarítmica, las concentraciones que estén por debajo de uno, deben ser representadas en la línea con valor igual a 1. Con la escala lineal pueden emplearse multiplicadores distintos para cada ión a objeto de facilitar la ubicación de bajas concentraciones. La desventaja de usar esta escala es que se pueden producir evaluaciones erróneas por confusiones en la interpretación de la escala.

Por lo tanto, los datos son mejor vistos en alguna forma de patrón representativo. Las diferentes aguas son muy fáciles de visualizar comparando estos patrones. En la Fig. 3.3 muestra diferentes ejemplos de tipos de aguas mediante diagramas Stiff.

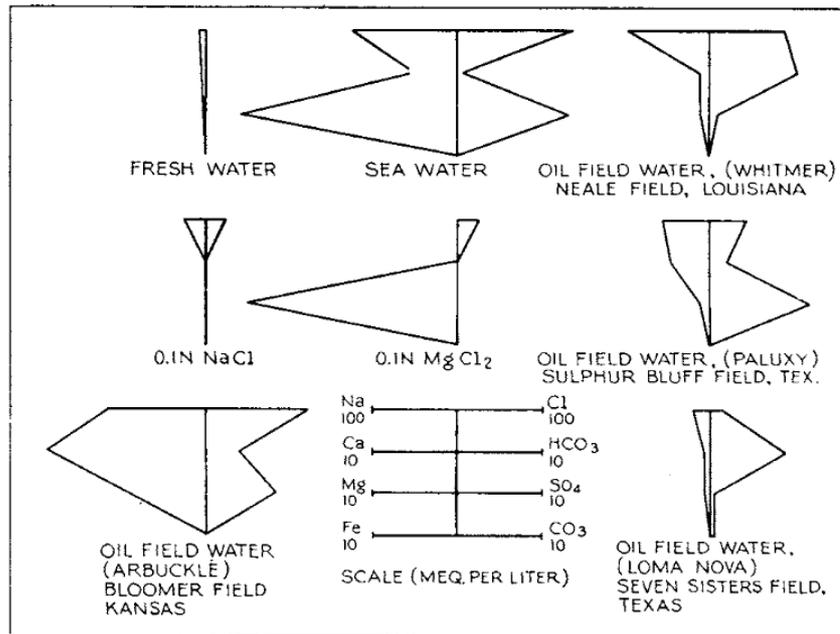


Fig. 3.3 – Patrones comunes en la identificación de Aguas.

3.3 Sólidos Suspendidos

Los sólidos suspendidos son un gran problema ya que estos se suelen concentrar en los intercambiadores de calor, calderos y líneas de agua, generando problemas.

Para determinar la cantidad de sólidos suspendidos usamos el método de mili-poros el cual consta de un filtro de 45 micras de malla (peso constante), al cual se lo hace pasar por una corriente de agua de inyección hasta que se llene una probeta de 1000 ml entonces la relación masa/ volumen nos da la concentración de sólidos en PPM.

Procedimiento:

- **Método directo:**

Se determina de forma directa por evaporación del agua y pesada del residuo salino. En capsula de porcelana a peso constante evapore los 1000ml de la muestra. La diferencia de pesos son los mg/L de sólidos disueltos.

- **Método matemático:**

Otra forma de determinar es mediante cálculos de conductividad eléctrica del agua medida por medio de un puente de conductividad, y siguiendo el proceso se toma el pH.

Si $\text{pH} < 8.5$ T.S.D. = $C \times 0.67$

Si $\text{pH} > 8.5$ T.S.D. = $C \times 0.75$

Donde:

pH = Es el potencial de Hidrógeno.

T.S.D = Sólidos Totales Disueltos en el agua muestra, ppm.

C = Conductividad Eléctrica del agua muestra.

Para el cálculo de sólidos totales se hace una simple suma:

$$ST = SS + STD$$

Donde:

ST = Total de Sólidos.

SS = Sólidos en Suspensión.

T.S.D. = Sólidos Totales Disueltos.

- **Método indirecto:**

Para medir los sólidos totales, se mide 25ml de la muestra en la cápsula de evaporación previamente tratada. Luego de la evaporación se pasa la cápsula a una estufa a los 105 °C, aproximadamente 1h y se pasa a desecador hasta peso constante.

Para los cálculos usamos la siguiente ecuación:

$$ppmST = \frac{mg_{residuo} \times 1000}{ml_{muestra}} \dots\dots\dots(50)$$

Para medir los sólidos totales disueltos, la muestra se filtra y este filtrado se evapora en la cápsula tratada. El residuo remanente de la evaporación se seca en una estufa a 105 °C y se pasa a desecador a peso constante.

Para los cálculos usamos la siguiente ecuación:

$$ppmSTD = \frac{mg_{residuo} \times 1000}{ml_{muestra}} \dots\dots\dots(51)$$

Finalmente con estos valores podemos calcular el SS:

$$ppmSS = ppmST - ppmSTD \dots\dots\dots(52)$$

- **Otro método para la determinación de sólidos suspendidos**

En la balanza electrónica se toma el peso de la membrana a utilizarse, que tiene un diámetro de 47mm y un tamaño de 0.45 micrómetros, por donde se filtra la muestra. El equipo utilizado para hacer la filtración depende de la turbidez de la muestra del agua, porque si los NTU son altos, no se puede filtrar debido a que la membrana se tapona, este equipo solo trabaja con 300ml. Luego de que la membrana es colocada en la estufa, que se debe

encontrar a 30 o 40 °C durante 30 minutos. Finalmente en el desecador se dejan las membranas por 15 minutos, para proceder a medir el peso de la membrana.

Para el cálculo de los sólidos suspendidos, aplicamos la siguiente fórmula:

Donde:

$$ppmSS = \frac{(P_F - P_I)}{V} \dots\dots\dots(53)$$

SS = Sólidos Suspendidos en el agua.

PF = Peso final de la membrana, mg.

PI = Peso inicial de la membrana, mg.

V = Volumen del agua de la muestra filtrada.

3.4 Análisis de Campo

Como previamente dicho, ciertas propiedades de agua cambian muy rápidamente después de la prueba. Este es un listado de las determinaciones que se deben hacer lo más rápido posible en el pozo: pH, iones de carbono, iones de bicarbonato, oxígeno disuelto, dióxido de carbono disuelto, total de sulfuros, temperatura, concentración de sólidos suspendidos, distribución del tamaño de las partículas, turbidez, calidad del agua y contenido de bacterias.

El análisis completo de estas propiedades es importante para los análisis de campo, ciertas propiedades pueden cambiar en cuestiones de minutos, otras pueden mantenerse estables por horas y muchas son estables indefinidamente.

Por ejemplo el pH y el gas disuelto del agua producida suelen cambiar inmediatamente después de tomar la prueba.

El incremento del pH va con el aumento de la temperatura, dando como resultado la presencia de escalas carbonatadas, las bacterias se multiplican en pocas horas o estas empiezan a morir dependiendo de las condiciones a la que estén.

Por lo general, las pruebas realizadas en laboratorios son llevadas a estas en varios días, modificando valores que podrían alterar el sistema.

Los equipos para realizar las muestras iniciales de campo son los pH metros, equipos para analizar el oxígeno, equipo de filtros de membranas.

.

Capítulo 4. Efectos de la Salinidad del Agua de Inyección en el Yacimiento.

En todo proceso de inyección se deben analizar las propiedades del yacimiento para su correcta inyección. Sea esta de fluidos o de gases, ya que tienen diferentes formas de reaccionar con su entorno, por lo cual debe hacerse un análisis previo para ver sus condiciones para determinar valores y factores con los cuales la inyección será óptima.

Históricamente, se le dio más atención a la cantidad de agua en lugar de a la calidad de agua. Sin embargo, más tarde se supo que era muy importante controlar tanto la cantidad como la calidad del agua. El agua de buena calidad debe de estar libre de la suspensión de sólidos y materia orgánica, compatible con el agua de formación y químicamente inactiva con los compuestos y elementos presentes en el sistema de inyección. Es bien sabido que el agua del acuífero y el agua de mar son principalmente las dos fuentes de agua para la inyección del agua.

En la mayoría de los casos la salinidad del agua de inyección no ha sido considerada como una variable clave en la determinación de la cantidad de aceite recuperado. Las interacciones químicas de crudo / agua / roca puede conducir a grandes variaciones en la eficiencia de desplazamiento por inyección de agua. Hay cada vez más pruebas, según la literatura, que la inyección de salmueras de baja salinidad tiene un impacto significativo en la cantidad de aceite desplazado, pero el mecanismo exacto por el cual esto ocurre es un problema sin resolver. El objetivo principal de este trabajo es determinar los efectos, ventajas, y los aspectos prácticos de la utilización de inyección de agua de baja salinidad para desplazar más aceite en los carbonatos y formaciones clásticas.

Otro objetivo es comprender los mecanismos principales de inyección de agua de baja salinidad, y para determinar los efectos de la salinidad sobre la recuperación del aceite.

Una extensa revisión bibliográfica se centra sobre las interacciones (fluido/roca), en alteración de la mojabilidad, hidratación de arcilla, y en el intercambio iónico multicomponente (MIE), y los experimentos de inyección de agua mediante la instalación Coreflood. La inyección del agua de mar en formaciones de carbonatos tienen un efecto importante en la recuperación de aceite, especialmente en las fracturas. El mecanismo de recuperación es completamente diferente en carbonatos que en formaciones de areniscas, debido a la diferente mineralogía de la roca, la concentración y química de la salmuera. El contenido de sal en el agua congénita también desempeña un papel importante en el aumento de la recuperación de aceite, especialmente cuando existe disminución de la salinidad en la salmuera. El efecto de la alta, media y baja salinidad de las salmueras en la reducción de la tensión interfacial agua-aceite y / o alterar las características de mojabilidad de depositación de la roca. Los efectos de la salinidad de las salmueras de diferentes rocas del yacimiento durante la inyección de agua son necesarios para recuperar más aceite y que al final será incrementar la recuperación de aceite.

La salinidad del acuífero varía de agua dulce a agua salada, con más de 300.000 ppm de sólidos disueltos totales (TDS). El nivel de concentración de salinidad utilizado por el Geológico de EE.UU. clasifica el agua salina en tres categorías. Se considera de baja salinidad agua que contiene alrededor de 1.000 a 3.000 ppm. Agua moderadamente salina contiene aproximadamente 3.000 a 10.000 ppm. Agua altamente salina tiene alrededor de 10.000 a 35.000 ppm de sal. Por otra parte, el agua de mar tiene una salinidad de aproximadamente 35.000 ppm; sin embargo, varía de un lugar a otro.

En este trabajo, se menciona el efecto de la composición química del agua inyectada en carbonatos y areniscas. Existe un número limitado de publicaciones que recomiendan el uso de inyección de agua de baja salinidad en yacimientos carbonatados. Sin embargo, algunos investigadores no recomiendan inyectar salmuera de baja salinidad en gas, ya que la inyección de agua de mar puede recuperar más aceite (Webb et al, 2005; Strand, et al. 2008). La alteración de la mojabilidad de aceite-agua en yacimientos carbonatados, se creía que era la razón principal para mejorar la recuperación de aceite.

El acuífero y el agua de mar, también, habían sido empleados durante años como fluidos de inyección. Por lo tanto, el mecanismo que mejora la recuperación de aceite en carbonatos será discutido. Las interacciones de fluido /roca, la hidratación de arcilla, multi-experimentos de componentes en el intercambio iónico y de inyección de agua en diferentes condiciones, se examinarán en yacimientos de areniscas. mezclas de ellos en dos concentraciones diferentes (2 y 5% en peso). La recuperación del aceite más alto fue del 35,5% del POES para KCl 2% en peso.

Los autores concluyeron que cualquier ajuste de la composición de la salmuera inyectada de agua madura puede ofrecer un posible método económicamente factible para aumentar la producción de aceite. La alteración de la mojabilidad se mencionó como una razón para la recuperación de más aceite, pero sin ninguna otra explicación. En este trabajo se mostraron experimentos con muestras largas de aproximadamente 20 pulgadas a una temperatura de depósito de 122 ° F, estas muestras de baja salinidad del efluente de salmuera mostró un pH más alto y que fue causada por iones de intercambio de reacción.

Cualquier modificación de los iones de inyección de agua puede afectar la mojabilidad de la roca y que puede resultar en aceite adicional a ser recuperado (Høgnesen et al., 2005). Se presentó un estudio de inhibición en condiciones de alta temperatura en depósitos de roca caliza y los núcleos de arcilla, con agua de mar y

agua de formación. Los resultados mostraron que el aumento de la concentración de iones sulfato en alta temperatura puede actuar como un agente, que puede modificar la mojabilidad en carbonatos, y el aumento de la recuperación de aceite.

Los problemas de escalamiento y acidificación se pueden mejorar con el aumento de la concentración de sulfato en el agua inyectada. Por otra parte, esta estrategia tiene limitaciones con respecto a la salinidad y la temperatura inicial de salmuera. En condiciones de baja temperatura, el tensioactivo catiónico se mezcló con la solución acuosa y que el aumento de la imbibición espontánea a través de los núcleos. Webb et al. (2005) presentó un estudio que comparó la recuperación de aceite de algunas muestras del Mar del Norte con base de carbonato de sulfato salmuera libre de formación simulada, con agua de mar, que contiene sulfato. Los experimentos fueron imbibición de la presión capilar realizada en condiciones de yacimiento utilizando aceite crudo vivo y salmuera. Los resultados finales mostraron que el agua de mar simulada fue capaz para modificar la mojabilidad del sistema de carbonato, el cambio de la mojabilidad de la roca a una más mojada con agua del estado. Esta conclusión se realizó basándose en el cambio de saturación; se señaló en los ensayos de imbibición espontáneas entre formación simulada y agua de mar.

La recuperación de aceite extra obtenida cuando la inundación de un yacimiento de areniscas de baja agua salina se llama efecto de baja salinidad (LowSal). El término se refiere a la cantidad de salinidad (y tipo) de sal que hace la composición iónica de la salmuera. El agua inyectada debe tener una diferente composición y una salinidad inferior a la del agua de formación inicial para promover desorción significativa de aceite de la superficie de la roca. Varias hipótesis diferentes se han propuesto como mecanismos de baja salinidad. La migración de finos, aumento de pH y intercambio iónico multicomponente (MIE) se encuentran entre los más conocidos. Pero ningún de estas hipótesis han sido el efecto hasta ahora generalmente aceptada como el mecanismo principal. Se supone que LowSal se debe a una modificación de la mojabilidad y la desorción de los componentes de aceite en un entorno de baja

salinidad hace la roca más mojada con agua. Hay también una cantidad considerable de datos que muestra que la recuperación del aceite puede ser dependiente de los componentes polares en el aceite crudo, los cationes divalentes en la agua de formación, como Ca^{2+} y Mg^{2+} , y arcillas activas en la roca arenisca. El campo Varg en el sector noruego del Mar del Norte se encuentra en la producción de la vejez, pero baja inyección de agua salina puede aumentar la vida útil del campo. En este estudio, dos diferentes núcleos de areniscas del yacimiento de Varg, Varg # 5 y # 6 Varg, se inundaron con el agua de mar y con el agua de baja salinidad con el fin de observar el efecto LowSal. La saturación de agua inicial de los núcleos se estableció utilizando un desecador. Los núcleos fueron saturados con aceite crudo, que contiene CO_2 , desde el depósito Varg. Los núcleos se dejaron por un tiempo de 14 días a depósito temperatura de 130°C .

Durante la prueba principal de las inundaciones, los dos núcleos se inundaron de alta salinidad a la salmuera de formación Varg (201 560 ppm) en una segunda etapa, el agua de mar (33 390 ppm) en una etapa terciaria y finalmente, un ppm de solución de NaCl 500 como fluido LowSal. La Temperatura de desplazamiento fue de 130°C . La recuperación de aceite por desplazamiento secundario con salmuera de formación fue del 43% y el 27% del aceite original en sitio (POES) para Varg # 5 y Varg # 6 respectivamente. El aceite extra que fue recuperado por el agua de mar fue mayor que el recuperado por la baja NaCl de solución salina. La razón principal para las observaciones del efecto LowSal puede ser la alta temperatura y aumento de la relación de adsorción de la materia orgánica y los cationes activos sobre la superficie de la arcilla.

Mediante la revisión de los experimentos descritos en este capítulo se obtuvieron 9 puntos que describen diferentes escenarios del yacimiento a partir de la inyección de agua a diferentes salinidades:

-
1. No toda el agua de baja salinidad puede incrementar la recuperación de aceite en yacimientos de areniscas. Hay un nivel de salinidad óptimo que no debe superarse para recuperar más aceite.
 2. La inyección de salmuera de baja salinidad puede incrementar la recuperación de aceite tanto en modo secundario y terciario.
 3. La magnitud del aumento en la recuperación de aceite por inyección de agua de baja salinidad es altamente específico para la interacción aceite/salmuera/roca y no se puede predecir.
 4. El intercambio iónico desempeña un papel importante en la recuperación de aceite creciente durante inyección de agua en carbonatos y yacimientos clásticos.
 5. La caída en la saturación de aceite residual puede variar como una función de la fracción de arcilla después de la inyección de salmuera.
 6. Cristales de dolomita en núcleos de arenisca tienen un efecto significativo en el aumento de la recuperación de aceite después de la inyección de salmuera de baja salinidad..
 7. El intercambio de iones de carbonato no requiere agua de baja salinidad para disminuir la saturación de aceite residual, porque no hay doble capa expandible electrónica. Se necesita más investigación.
 8. En los yacimientos carbonatados, el agua de mar puede mejorar la recuperación de aceite, ya que puede cambiar la mojabilidad de la roca y mejorarla.
 9. La química de la inyección de agua es muy importante y muestra un impacto significativo en la recuperación de aceite tanto de areniscas y yacimientos carbonatados.

4.1 Recuperación secundaria y mejorada

La recuperación secundaria es el proceso en el cual se agrega energía a la que naturalmente contiene el yacimiento con el fin de proveer un empuje adicional al yacimiento mediante la inyección de fluidos en forma inmisible (gas, agua y

combinación agua-gas).La recuperación secundaria del aceite consiste en inyectar dentro del yacimiento un fluido menos costoso que el petróleo para mantener un gradiente de presión. Estos fluidos se inyectan por ciertos pozos (inyectores), y desplazan o arrastran una parte del petróleo hacia los otros pozos (productores).

Al implementar un proceso de recuperación secundaria se busca reemplazar, total o parcialmente, un mecanismo primario por uno secundario, basado en un desplazamiento inmiscible..

En cambio **la recuperación mejorada** se refiere a la recuperación de aceite obtenida al inyectar materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento, o materiales que comúnmente están en el yacimiento pero que son inyectados a condiciones específicas con el fin de alterar considerablemente el comportamiento físico-químico de los fluidos del yacimiento. Esta definición abarca todos los modos de procesos de recuperación (desplazamientos, remojo e intervenciones a pozo), y considera muchas sustancias para la recuperación de aceite. Es importante señalar que los métodos de EOR no se restringen a métodos de una etapa de producción dada (primaria, secundaria o terciaria).

Los métodos de recuperación mejorada se pueden clasificar en dos grandes grupos principales: térmicos (inyección de vapor, agua caliente y combustión) y no-térmicos (inyección de químicos como surfactantes, polímeros y álcalis e inyección de gas es miscibles).

4.1.1 Mezcla de Aguas – Compatibilidad

Una de las principales causas de la formación de escalas en los sistemas de inyección es el taponamiento del pozo por mezcla de dos o más aguas que sean incompatibles. Si se mantiene una misma agua, el sistema puede ser estable y no presentar posibles

escalas, sin embargo, desde que estos sean mezclados, las reacciones de los iones disueltos en cada agua pueden producir insolubilidad, hinchamiento de las arcillas y aumentos de presión. Cuando esto ocurre, se dice que el agua es incompatible.

Por ejemplo nosotros podemos mezclar un agua que contenga gran cantidad de bario Ba^{++} con un agua que contenga gran cantidad de sulfato $SO_4 =$ y su mezcla dará un $BaSO_4$.

TABLA XVII: Mezclas de aguas, compuestos presentes y ausentes

Compuesto	Agua "A"	Agua "B"
Ca^{++}	Presente	Ausente
Ba^{++}	Presente	Ausente
Fe^{++} o Fe^{+++}	Ausente	Presente
H_2S	Presente	Ausente
HCO_3^-	Ausente	Presente
SO_4^-	Ausente	Presente

Dependiendo de la cantidad que constituya cada presente, el pH, la temperatura y el radio en que las dos aguas son mezcladas, se podrá esperar muy poca o una alta precipitación como en el caso del carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario y el ion sulfuro.

La situación es mucho más complicada a partir que las dos aguas se mezclan.

Mezclar dos o más aguas que sean incompatibles en superficie para ser inyectadas en subsuelo no es lo mas recomendado

4.1.1 Incompatibilidad entre el Agua de Inyección y el Agua de Formación.

Nuestro segundo problema de incompatibilidad empieza cuando el agua de inyección no es compatible con el agua de formación o el agua connata, sorprendentemente

algunos taponamientos son problemas debido a la incompatibilidad del agua en la inyección en pozos.

Cuando el agua se inyecta al pozo, el agua de inyección miscible desplaza el agua connata, ocurre una mezcla mecánica en la frontera de las dos aguas. Este fenómeno se llama *dispersión hidrodinámica*, la primera causa de dispersión es la supuesta distribución de permeabilidades a difusión no homogéneas. Otra cosa que cabe recalcar, es que los iones disueltos migran a través de la frontera entre las dos aguas, esto se conoce como *difusión*.

La contribución relativa de la dispersión hidrodinámica y la difusión iónica para el total de las mezclas de aguas es la velocidad con las que estas se mueven a través de la frontera hacia la roca yacimiento.

4.1.2 Evaluación de la Incompatibilidad.

En muchas operaciones de inyección, las tasas de inyección y la dispersión son las principales causas de la mezcla. En los casos realizados en laboratorios, la cantidad de mezcla descrita es dada por un aparente coeficiente de dispersión, que incluye ambos efectos.

Warner desarrolló ecuaciones para el cálculo de la anchura y volumen de mezclado:

$$w = 4.619\sqrt{D'r} \dots\dots\dots(54)$$

Donde:

w = anchura de la zona de mezclado, pie

D' = D/v = coeficiente de dispersión, pie

D = coeficiente de dispersión, pie^2/s

v = frente de avance del fluido, pie/s

$$V_m = 5.17 h \phi \sqrt{D' r^3} \dots\dots\dots(55)$$

V_m = volumen de la zona de mezcla, bbl

R = distancia radial de la boca del pozo hasta el centro de la zona de mezcla, pie

H = espesor de la zona de inyección, pie

ϕ = porosidad de la roca del yacimiento

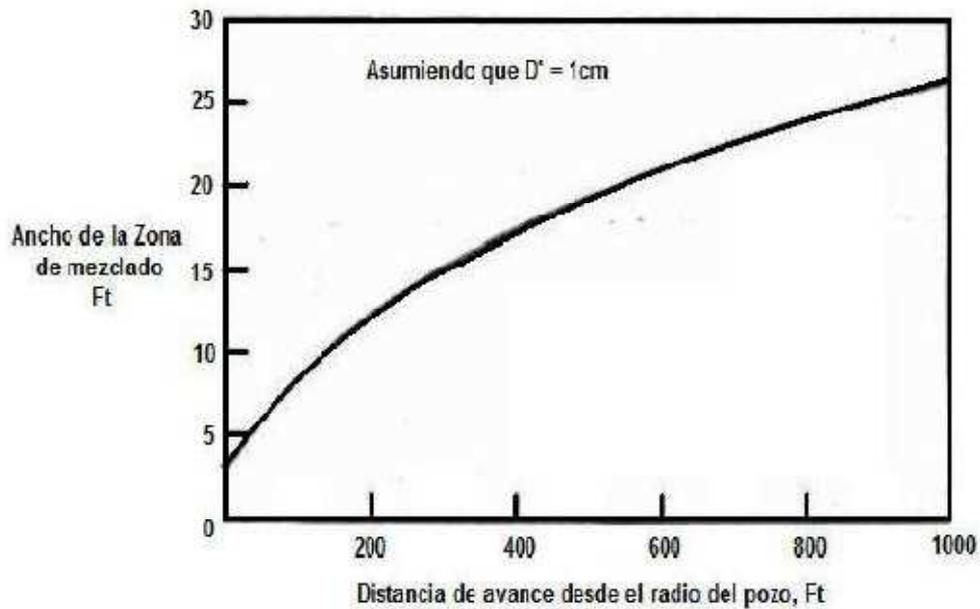


Fig.4.1 Ilustración del crecimiento de la zona de mezcla frente al avance radial

*Sacado del labor: "Applied Water Technology" poor Patton

Para calcular la distancia radial de la zona de inyección en el pozo hasta la zona de mezcla es:

$$r = \sqrt{1.79 \frac{v_i}{h\phi}} \dots\dots\dots(56)$$

Donde v_i es el volumen de agua inyectada, bbl.

El volumen poroso acumulado que está en contacto con la zona de mezcla para cualquier tiempo y bajo la condición del radio es:

$$V_c = 0.56 h \phi (r + 0.5w)^2 \dots\dots\dots(57)$$

Donde V_c es el espacio del volumen poroso que va hasta el borde de la zona de mezcla.

Si uno asume el peor de los casos, en el cual las dos aguas son mezcladas completamente dentro de la zona de mezclado, es posible calcular el máximo volumen de escala que se puede precipitar bajo estas condiciones:

$$V_p = 2.9 \times 10^{-6} \frac{V_m PPT}{SG} \dots\dots\dots(58)$$

Donde:

V_p = volumen de la escala precipitada, bbl

PPT = peso de la escala precipitada, lb/1000 bbl

SG = gravedad específica de la escala

A continuación se muestra un ejemplo de una supuesta prueba de compatibilidad tomada del *Capítulo 3 del libro: Applied Water Technology de Patton*:

Ejemplo:

Asumiendo lo siguiente:

- Dos aguas son mezcladas en la zona de mezclado.

- Se empieza a formar sulfato de bario en la zona de mezcla. La SG del $BaSO_4$ es 4.2 .
- La máxima cantidad de escala que puede precipitarse es 35lb/1000 bbl (100 mg/L).
- El espesor de la zona de inyección es de 10 pies.
- La porosidad es del 20 %.
- $D' = 0.033$ pies.

Con esto datos nosotros podemos calcular el supuesto volumen de la zona de mezcla (2), volumen del espacio poroso (4) y el volumen de la precipitación (5), tomo en función del agua inyectada (1). Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

Fórmulas usadas por Warner para su supuesto:

$$w = 4.619\sqrt{D'r} \quad \dots (59)$$

$$V_m = 5.17 h \phi \sqrt{D'r^3} \dots (60)$$

$$r = \sqrt{1.79 \frac{v_i}{h\phi}} \quad \dots (61)$$

$$V_c = 0.56 h \phi (r + 0.5w)^2 \dots (62)$$

Tabla XVIII:

Cálculos de la mezcla

V_i (bbl)	r (ft)	W (ft)	V_m (bbl)	V_c (bbl)	V_p (bbl)
1	1	0.8	2	2	4.1×10^{-5}
10	3	1.5	10	15	2.3×10^{-4}
10^2	9	2.6	54	126	1.3×10^{-3}
10^3	30	4.6	306	1151	7.3×10^{-3}
10^4	95	8.1	1733	10833	4.1×10^{-2}
10^5	299	14.5	9675	104736	2.3×10^{-1}

10 ⁶	945	25.7	54364	1027617	1.29
-----------------	-----	------	-------	---------	------

Los precipitados así formados son distribuidos a lo largo del valor total del volumen poroso conectado por la zona de mezcla V_c , y ocupa un fragmento despreciable de este espacio. Además, una vez que la zona de mezclado haya pasado un punto dado del yacimiento, cualquier precipitado es solamente expuesto al agua de inyección, y vuelve a disolverse parcialmente. Por consiguiente, uno no puede anticipar ninguna reducción significativa en la inyectividad debido a la incompatibilidad.

Varios investigadores han reportado experimentos en laboratorio que confirma esta conclusión, ambos en rocas que contienen 100% agua y donde una saturación de aceite está presente. Se considera muy improbable que el pozo inyector se tapone.

Si se desea evitar cualquier posible reducción de permeabilidad, es posible inyectar en la zona limpia, una tercer agua que sea mutuamente compatible con el agua inyección y el agua connata.

El volumen total requerido para eliminar la mezcla a cualquier radio dado, debe ser igual al volumen de la zona de mezclado V_m .

También es posible tratar el agua inyección con un químico preventivo de escala para evitar así la precipitación en el área inmediata de la boca del pozo de inyección.

Sin embargo, esta aproximación es improbable para zonas que están fuera o más lejos del yacimiento, ya que los inhibidores de escala tienen una fuerte tendencia en ser absorbidas en las superficies solidas más cercanas, debido a la gran superficie presentada por la roca del yacimiento se hace muy probable que todo el inhibidor sea absorbido por la roca dentro de una distancia muy corta de la boca del pozo.

Lo bueno es que es muy improbable que exista incompatibilidad entre el agua inyectada y el agua de formación. Sin embargo, también hay problemas serios de escala que pueden ocurrir en los pozos productores después del *rompimiento* del agua inyectada.

Si la zona productiva consta de varias capas de diferentes permeabilidades, el agua inyectada romperá en algunas de manera más temprana que en otras.

Otra forma de incompatibilidad se da por la sensibilidad de las formaciones, en el caso de las arcillas que existen en las formaciones de areniscas están en equilibrio con las formaciones de agua. Cuando estas arcillas entran en contacto con el agua inyectada o fluidos tratados, la reacción que puede ocasionar como resultado de este contacto es el del aumento del tamaño de las arcillas.

Las formaciones de carbonato tienen un comportamiento raro en conjunto con las arcillas.

Una combinación de hinchazón y dispersión comúnmente son referidas a las arcillas con el bloqueamiento, el cual es considerado un mecanismo predominante de reducción de permeabilidad de aguas con bajas salinidades.

4.2 Formación de Incrustaciones

La mayor parte de las incrustaciones que se encuentran en los campos petroleros se forman por precipitación de minerales presentes en el agua de formación, o bien como resultado de que el agua producida sobresaturada de componentes minerales cuando dos aguas incompatibles se encuentran en el fondo del pozo. Cada vez que un pozo de gas o de aceite produce agua, o que se utiliza inyección de agua como método para mejorar la recuperación surge la posibilidad de que se formen

incrustaciones. Las incrustaciones pueden desarrollarse en los polos de la formación en las cercanías del pozo, con lo cual la porosidad y la permeabilidad de la formación se ven reducidas.

Además pueden cubrir y deteriorar válvulas de seguridad, mandriles, sistemas del levantamiento artificial, por ello los resultados de las incrustaciones pueden ser dramáticos e inmediatos y verse reflejados en cientos de millones de dólares por año en términos de pérdidas de producción.

Los sistemas de remoción comprenden métodos químicos y mecánicos, cuya elección depende de la ubicación de los sedimentos y de sus propiedades físicas.

Algunas incrustaciones minerales, como el carbonato de calcio, se pueden disolver con ácidos mientras que en otros casos este sistema no funciona, en muchas ocasiones se forma una película de hidrocarburos que protege las incrustaciones de la acción de los disolventes químicos, o también puede formarse sedimento de incrustación impermeables en este caso por lo general se utilizan técnicas mecánicas y tratamientos químicos para penetrar la capa incrustada.

4.2.1. Origen de las incrustaciones

En las incrustaciones minerales que se producen en los campos petroleros, el agua juega un papel fundamental, dado que el problema se presenta sólo cuando existe producción de agua. El agua es un buen solvente para muchos materiales, puede transportar grandes cantidades de minerales; todas las aguas naturales disuelven los componentes cuando contactan fases minerales o estado natural. Esto da lugar a fluidos complejos, ricos en iones, algunos de los cuales se encuentran en su límite de saturación para ciertas fases minerales el agua de mar tiende a ser rica en iones , que son un subproducto de la vida marina y la evaporación del agua del suelo y el agua del ambiente cercano a la superficie, por lo general, es la más diluida y su

composición química es diferente con respecto al agua de zonas profundas del subsuelo asociada con acumulaciones de gas y aceite.

El agua subterránea de ambientes profundos se enriquece con iones mediante la alteración de los minerales sedimentarios. El agua que se encuentra en los yacimientos de carbonatos y arenisca cementados con calcita por lo general contiene una gran cantidad de cationes bivalentes de calcio y magnesio. Con frecuencia, los fluidos que se encuentran en una formación de areniscas contienen cationes de bario y estroncio. En los fluidos de yacimiento el total de sólidos disueltos puede llegar a 400,000 mg/l . La composición exacta tiene una compleja dependencia de la diagénesis de los materiales y de otros tipos de alteraciones que se producen a medida que los fluidos de la formación fluyen y se mezclan en el transcurso del tiempo geológico.

La formación de las incrustaciones comienza cuando se perturba el listado de cualquier fluido natural de forma tal que excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes. La solubilidad de los minerales en sí misma tienen una complicada dependencia respecto a la temperatura y la presión. Por lo general un incremento de la temperatura provoca el aumento de la solubilidad de un mineral en el agua: más iones se disuelven a temperaturas más elevadas. En forma similar, al descender la presión, la solubilidad tiende a disminuir y como regla general, la solubilidad de la mayoría de los minerales disminuye por un factor de dos por cada 7000 psi de disminución de la presión.

No todos los minerales se ajustan a la tendencia típica de la temperatura, por ejemplo el carbonato de calcio presenta la tendencia inversa, es decir que la solubilidad en agua aumenta cuando las temperaturas disminuyen. La solubilidad del sulfato de bario se duplica cuando la temperatura oscila entre 25 y 100°C, pero luego disminuyen la misma proporción a medida que la temperatura se acerca a los 200°C. Esta tendencia su vez, se ve influenciada por la salinidad de la salmuera del medio.

Una complicidad adicional de la solubilidad de los minerales de carbohidratos en presencia de gases ácidos, como el dióxido de carbono y el ácido sulfhídrico. La solubilidad de los carbonato se aumenta a medida que disminuye la acidez del fluido, y tanto el dióxido de carbono como el ácido sulfhídrico a altos niveles de presión proporciona suficiente acidez. Por lo tanto el agua de formación, al estar en contacto con la roca carbónica y los gases ácidos puede ser rica en carbonato disuelto. Esta tendencia presenta una dependencia compleja y no lineal con respecto a la composición de la salmuera, la temperatura y la presión del gas por encima de la fase líquida, este efecto de la presión del gas es varios órdenes de magnitud mayor que el efecto normal de la presión sobre la solubilidad de un mineral. En general, a medida que disminuye la presión, el dióxido de carbono deja la fase acuosa provocando el aumento del PH , que conduce a la formación e incrustaciones calcáreas.

4.2.2 Escenarios más comunes

Mezclas incompatibles-la mezcla de aguas incompatibles provenientes de la inyección y la formación puede provocar el desarrollo de incrustaciones. Con frecuencia se inyecta agua de mar en los yacimientos durante las operaciones de recuperación secundaria y mejorada por inundación de agua. El agua de mar y rica en iones negativos de SO_4^{-2} con concentraciones que en muchos casos superan los 2000 mg/L, mientras que el agua de formación contiene cationes bivalentes de CA^{+2} y BA^{+2} . La mezcla de Estados Unidos en la matriz cercana al pozo generalmente produce nuevos fluidos con concentraciones combinadas de millones que superan los límites de solubilidad de los sulfatos. El sulfato de calcio se desarrolla en formaciones de calcáreas, mientras que el sulfato de bario y el sulfato de estroncio se encuentra en formaciones de areniscas. Si estas incrustaciones aparecen en la formación, resulta difícil eliminarlas con métodos químicos e imposible en forma mecánica, la mezcla de aguas incompatibles también puede tener lugar en las tuberías de producción, lo

cual produce incrustaciones que se pueden eliminar tanto química como mecánicamente.

Auto sedimentación—El ruido de un yacimiento experimenta cambios de temperatura y presión durante la producción. Si estos cambios median la composición del ruido de modo tal que se supere el límite de solubilidad de un mineral este precipita en forma de incrustaciones minerales; este fenómeno se le conoce como auto sedimentación.

Incrustaciones inducidas por la evaporación—La formación de residuos minerales también está relacionada con la producción simultánea de gas de hidrocarburo y salmuera de la formación (gas húmedo). A medida que disminuye la presión hidrostática en las tuberías de producción, el volumen de gas de hidrocarburo se expande y la fase de salmuera que todavía se encuentra caliente se evapora. Como resultado, se produce una concentración de iones disueltos, que supera la solubilidad del mineral en el agua remanente.

Inundación con gas-- Cuando se inunda una formación con dióxido de carbono (CO_2) para recuperación secundaria, se puede provocar la formación de residuos minerales

4.2.3 Identificación de las Incrustaciones

Las técnicas que discuten la tendencia a precipitar de varios tipos de depósitos son útiles para realizar predicciones de varios tipos de incrustaciones. El método de Stiff y Davis (API RP45, Análisis de Aguas de Campos Petrolíferos) ha sido utilizado para mostrar durante muchos años las tendencias incrustantes. Sin embargo, el método para reunir las muestras puede generar diferencias en los valores que se obtuvo del análisis de agua. Por ejemplo, una muestra vieja de agua puede mostrar valores diferentes de pH, el contenido de bicarbonato y CO_2 que una muestra nueva.

El mejor procedimiento deberá medir las propiedades de las aguas inmediatamente después de tomar la muestra. El análisis de agua para la recuperación secundaria proporcionará una base segura para estimar tendencias en las líneas de inyección y fondo del pozo inyector. El análisis de salmueras producidas ayuda a predecir tendencias en superficie, pero no puede proporcionar datos seguros para estimar tendencias de fondo de pozo, a causa de la depositación previa de la escala en el fondo. Con frecuencia, esto es causado por la liberación de CO_2 de los iones del bicarbonato en el agua cuando la presión disminuye. Si la presión en el fondo del pozo es cercana a su valor inicial, las muestras tomadas en el pozo y mantenidas en condiciones de fondo durante el transporte al laboratorio pueden proporcionar información segura de las tendencias incrustantes tanto en el fondo como en la superficie, en condiciones originales del yacimiento.

Para determinar la sobresaturación del carbonato de calcio, debe tomarse una muestra de boca de pozo y correr una prueba en el agua al momento del muestreo. Si la sobresaturación del carbonato de calcio es superior al 10% del contenido de alcalinidad al bicarbonato, entonces generalmente el agua tendrá una tendencia a incrustar.

4.2.4 Identificación de los depósitos

El método más rápido de identificación es la difracción por rayos X, donde el rayo se dirige a una muestra en polvo de la incrustación. Cada compuesto químico en la muestra difracta rayos en una manera típica que permite su identificación.

El análisis químico se puede utilizar para identificar las incrustaciones, donde ésta se descompone y es disuelta en soluciones químicas especiales, y se analizan por métodos uniformes de titulación o precipitación. Sin embargo, el análisis tiene que ser realizado sobre cada compuesto químico presumido específico, en el orden necesario para identificar completamente la incrustación.

El HCl que se agrega a una muestra de la incrustación puede causar la efervescencia, que indica generalmente la presencia de $CaCO_3$, cuando la muestra no contiene sulfuro de hierro ni carbonato de hierro.

4.2 Inyección de Agua Trazada

Petróleos Mexicanos (PEMEX-PEP) requiere investigar acerca del flujo de los fluidos inyectados y su efecto sobre el desplazamiento de aceite y gas, porque tiene varios proyectos de recuperación secundaria y mejorada, por lo tanto, necesita identificar y entender las anomalías, heterogeneidades e interconectividades del yacimiento, para determinar las características del flujo de los fluidos de inyección en estos complejos sistemas. Las pruebas de trazadores son una herramienta adecuada para resolver el problema anterior; sin embargo se requiere más investigación sobre el flujo de trazadores en Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF). La revolución tecnológica en los años recientes ha sugerido una nueva dimensión a la tecnología de trazadores, ha puesto un nuevo énfasis a los modelos matemáticos y a la simulación numérica de las pruebas de trazadores.

En términos generales, se puede decir que una prueba de trazadores entre pozos en un yacimiento, consiste en la inyección de una sustancia (radioactiva o química) disuelta en el fluido de inyección y el monitoreo de su arribo en los pozos productores vecinos. En la Fig.4.2 se presenta esquemáticamente una prueba de inyección de trazadores; se inyectan los trazadores A y B, y se monitorea en los pozos productores 1 y 2.

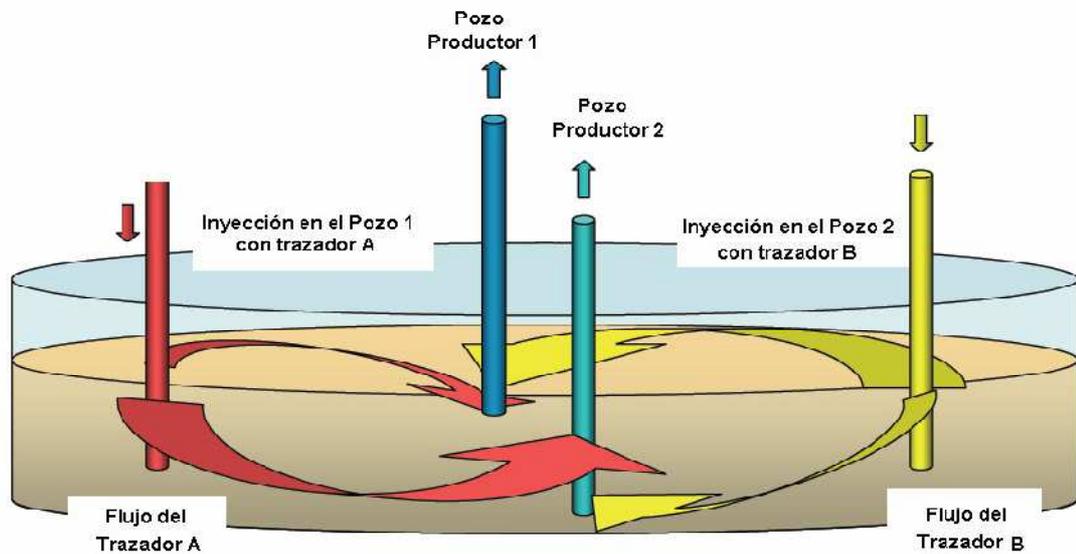


Fig.4.2 Esquema de una prueba de inyección de trazadores.

A partir de la respuesta del trazador (resultados del monitoreo) se construye una curva de surgencia de trazador en cada pozo productor, como se observa en la Fig.4.3

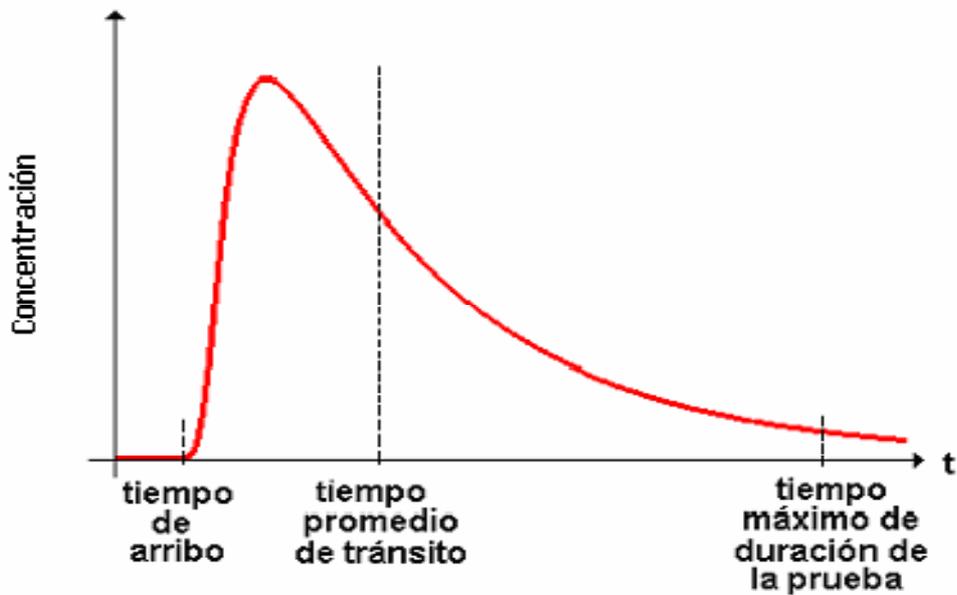


Fig.4.3 Curva hipotética de respuesta de trazador en un pozo monitoreado.

El diseño de la prueba debe determinar con la mayor precisión posible el tiempo de arribo del trazador y obtener con un mínimo de muestras una tendencia definida de la curva de respuesta.

Si el monitoreo no es adecuado y/o la cantidad de trazadores es insuficiente tan solo se logran captar unos pocos puntos de la curva de surgencia, existe entonces gran incertidumbre en las partes más descriptivas de la curva, es decir: el tiempo de arribo, el tiempo al cual se alcanza el máximo valor de la concentración. Así por ejemplo, en la Figura 4.3 se presentan datos ilustrativos de un muestreo relativamente pobre. Los valores de tiempo de arribo y del punto máximo tienen incertidumbre grande, debido a que existe mucho tiempo entre el segundo, el tercero y el cuarto punto. Además solo tienen dos valores donde la concentración de trazador fue superior al nivel de fondo.

En forma general, aunque dependiendo de los objetivos que se tengan, el diseño de una prueba de trazadores consiste primordialmente en determinar: los pozos inyectoros y los pozos de producción que serán monitoreados, el tipo de trazador o trazadores a emplear, la cantidad de trazador a inyectar y el cronograma de muestreo.

Las pruebas de trazadores proporcionan información inestimable del valor sobre el comportamiento dinámico del fluido de inyección en el yacimiento, que opera bajo un proceso de recuperación secundaria y/o mejorada. La información que surge de su aplicación no puede obtenerse por medio de otras técnicas, por lo que constituye la mejor opción cuando se trata de valorar fenómenos tales como la influencia ejercida sobre la recuperación de hidrocarburos por la habilitación o cierre de pozos inyectoros, existencia de heterogeneidades en el yacimiento, tales como canalizaciones o fallas, o la comunicación vertical entre estratos.

4.2.1 Uso de las pruebas de trazadores

Inicialmente, el propósito del empleo de los trazadores, era identificar el movimiento de los fluidos inyectados en la vecindad del pozo, como en el caso de su aplicación en la terminación de pozos, o bien, para determinar la conexión o comunicación entre pozos, tal es el caso de su aplicación en los procesos de recuperación secundaria y mejorada.

Ahora, en la recuperación secundaria y mejorada el uso de trazadores químicos/radioactivos ha permitido, no solamente prever la canalización del fluido si no también la determinación de las heterogeneidades del yacimiento, tales como tendencias direccionales y barreras de flujo. Las pruebas de trazadores entre pozos, también se han empleado en la evaluación de la eficiencia volumétrica de barrido y en el cálculo de la saturación residual de aceite en un área patrón individual. Los resultados obtenidos de este tipo de estudios son críticos en la optimización en todas las operaciones de inyección de fluidos en un campo petrolero.

En resumen, las pruebas de trazadores entre pozos son los únicos medios directos de seguir el movimiento de los fluidos inyectados. El conocimiento del movimiento de dichos fluidos es un elemento crucial en la optimización de ambos procesos, el de la terminación de pozos y el de recuperación de hidrocarburos en un campo. Sin el conocimiento de la información anterior, sería extremadamente difícil, si no es que imposible, el desarrollar un método para desplazar aceite en un yacimiento más eficiente, efectivo y bajo en costos.

4.2.2 Trazadores radioactivos

Se puede definir un trazador como cualquier sustancia o elemento, si utilizado en pequeñas cantidades e incorporado a un proceso físico, químico y hasta biológico, permite estudiar su comportamiento y evolución.

Dentro del grupo de trazadores encontramos los sólidos en suspensión, los químicos solubles en el medio bajo estudio, los colorantes y los elementos radioactivos.

Los trazadores radiactivos pueden clasificarse en cuatro principales grupos:

- A. Trazadores radiactivos artificiales.
- B. Trazadores activables.
- C. Trazadores radiactivos naturales.
- D. Isotopos estables.

4.2.3 Trazadores químicos

Los trazadores químicos utilizados pueden clasificarse como: tintas, iónicos y orgánicos. Las tintas como trazadores químicos han sido utilizados desde hace mucho tiempo y en una gran variedad de aplicaciones, tal es el caso de las tintas fluorescentes también llamada rodamina, las cuales pueden ser detectadas en el rango de partes por billón; son muy susceptibles a la absorción en la roca del yacimiento.

a. Los trazadores iónicos son los aniones de sales de sodio y amonio solubles en agua, tales como yoduro de potasio, nitrato de sodio, algunos tipos de cloruros, entre otros reportados en la literatura; su rango de detección se encuentra en el de partes por millón, dependiendo de la salinidad del agua y sobre todo de la composición de la salmuera.

b. Los trazadores orgánicos se tienen los alcoholes como el etanol (EtOH), metanol (MeOH), iso-propanol (IPA), butanol terciario (TBA), o solventes como el metilcetona (MEK).

4.2.4 Trazadores en la inyección de agua

El uso de los trazadores en la inyección de agua está basado en la suposición de que el movimiento del trazador refleja el movimiento del agua inyectada. Conforme lo

anterior, la premisa es que el trazador estará adherido al agua inyectada a través de su viaje por la formación, sin pérdidas o retraso significativo. Esto depende de las reacciones químicas que se den en el yacimiento de acuerdo con la composición química del trazador y con las propiedades de la formación. Los isótopos radioactivos son usados para marcar los trazadores químicos para proveer una herramienta analítica de alta selectividad y sensibilidad. Las propiedades de los trazadores, sin embargo son definidas en los reportes solo por su composición química.

La inyección de agua es usada mayoritariamente como proceso de recuperación secundaria para la recuperación de aceite. En casos donde el agua ingresa al campo de muchas fuentes diferentes manejando la operación de la inyección pueden venir dificultades. El añadir un trazador al agua inyectada es solo un medio para distinguir entre el agua inyectada y el agua de la formación o entre las diferentes aguas de los diferentes pozos de inyección en el mismo campo.

Los trazadores son agregados a las aguas de inyección por muchas razones y en una variedad de circunstancias. Ellos pueden ser una herramienta muy útil para describir el yacimiento, investigando anomalías no esperadas en el flujo, o verificando barreras geológicas o canales de flujo. Los trazadores pueden ser usados en una prueba piloto de campo antes de la expansión de la inyección.

El flujo en la mayoría de los yacimientos es anisotrópico. Las estructuras del yacimiento son usualmente estratificadas y frecuentemente contienen heterogeneidades significativas que conducen a variaciones desproporcionadas de flujo. Lo anterior es todavía más relevante cuando se trata de yacimientos naturalmente fracturados.

De una forma muy sencilla se puede decir que un yacimiento petrolero es un sistema constituido por dos medios: la roca porosa que almacena y los fluidos contenidos en ella, sistema roca-fluidos, así que es igualmente importante conocer las propiedades

tanto de la roca como la de los fluidos. Con base en los tipos de yacimiento, algunos pueden considerarse sistemas continuos, es decir sus propiedades petrofísicas tienen variaciones suaves, sin embargo, existen otros yacimientos donde la roca está fracturada, formando sistemas discontinuos, formando bloques distribuidos aleatoriamente, los cuales son conocidos como yacimientos naturalmente fracturados, y dado que son altamente heterogéneos son muy difíciles de caracterizar, modelar y simular.

Cabe mencionar que la mayor parte de la producción de hidrocarburos es asociada a este tipo de yacimientos, en el sureste de México, en el área de Chiapas-Tabasco y la Sonda de Campeche, existen yacimientos naturalmente fracturados. Son estos los más importantes de México. De ahí proviene la mayor parte de la producción petrolera del país.

Una característica de los yacimientos naturalmente fracturados es que pueden ser idealizados con el concepto de “doble porosidad”. Por un lado, tienen una porosidad primaria, que es la asociada a los bloques de la roca y, por el otro lado, tienen una porosidad secundaria, que es la asociada a las fracturas y/o vugulos. Los estudios que se han hecho sobre el comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados indican que el desplazamiento de los fluidos se lleva a cabo esencialmente a través de las fracturas, en tanto que los bloques de la roca actúan como elementos de almacenamiento.

Como un resultado, de lo anteriormente expuesto, la manera en la cual el agua se mueve en el yacimiento puede ser difícil de predecir. Las pruebas de trazadores son usadas en pruebas piloto de procesos de recuperación mejorada para monitorear el patrón de flujo del agua inyectada durante la prueba.

El uso de trazadores es básico para identificar la fuente de agua, de acuerdo con lo descrito anteriormente. La respuesta del trazador es una función de la posición y el tiempo provee una descripción cualitativa del movimiento del fluido que puede jugar

un papel muy importante en el manejo del agua; sin embargo es también posible obtener mediciones cuantitativas del movimiento del agua en el yacimiento desde los datos de trazadores, siempre y cuando sean datos tales que reflejen el comportamiento del flujo del trazador a través del yacimiento.

Un trazador ideal debe cumplir con dos requisitos: debe seguir la ruta y la velocidad del agua en la cual es inyectada y debe ser fácil de identificar y medirse cuantitativamente. Diferencias en la prueba y en las condiciones de operación pueden conducir a grandes diferencias en la aparente respuesta del trazador. Estas diferencias han conducido a conclusiones contradictorias en el uso de este tipo de pruebas.

4.3 Monitoreo y Análisis de la Información del Agua Producida de un Yacimiento.

Para mantener la tasa de reinyección de agua en el o los pozos reinyectantes y garantizar las características de las formaciones y la operación óptima de los sistemas de reinyección, es necesario que se realice un seguimiento continuo y programado de los parámetros que se indican a continuación.

Análisis Físico - Químico

Es necesario realizar un análisis físico – químico del agua de formación de los tanques de lavado, tanque de pulido, a la entrada y salida del filtro, tanque de almacenamiento, en la succión y descarga de las bombas de alta presión en la cabeza del pozo a reinyectar. La frecuencia de los análisis debe ser de cada cuatro días en los puntos indicados, reportados y computarizados de tal manera que los responsables de los sistemas de reinyección dispongan de la información oportuna para establecer los correctivos necesarios, para mantener y mejorar la calidad del agua que se reinyecta;

esto nos permitirá optimizar el consumo de químicos de la mejor manera y mantener bajo control el comportamiento de formaciones, caudales y presiones.

Además estos análisis nos servirán para establecer la metalurgia de equipos, accesorios, tuberías, etc.

- Sólidos en Suspensión

El agua de formación que se produce arrastra sólidos suspendidos, sólidos disueltos, sulfuro de hierro, óxido de hierro, estos sólidos pueden ocasionar desgaste del material por abrasión, debido a las altas velocidades y presión a las que está sometido el sistema, mientras mayor es el contenido de sólidos mayor será el desgaste del material en equipos, líneas y accesorios.

Otro de los problema que puede ocasionar los sólidos en el agua de formación es el posible taponamiento de las formaciones, problema que puede presentarse conforme los acumulados de agua se incrementen, el depósito continuo y permanente de sólidos finalmente terminaran taponando la formación si no se tiene un riguroso control.

- Contenido de aceite

La presencia de ppm de aceite en el agua que se reinyecta, en especial si los valores son mayores a 20 ppm y se manejan caudales altos de agua, tendremos como resultado la acumulación de aceite en la formación que puede dar origen al desarrollo de emulsiones, lo que generaría el taponamiento de la formación. Los ppm de aceite deben ser medidos a la descarga del tanque de lavado, esto permitirá determinar si el proceso de separación agua – aceite es eficiente.

- Inspección Visual

Aunque no es también cuantitativo este método es bastante confiable, mirar al interior de tanques, huecos abiertos, válvulas, buscar en sitios en donde tú podrías esperar escala e inspeccionarlos regularmente.

- Termografía Infrarroja

Termografía infrarroja ha sido usada para detectar y monitorear acumulaciones internas de escalas en facilidades de producción del Mar del Norte. Esta técnica es usada para medir la temperatura de superficie de conexiones y tuberías que mantengan fluidos producidos calientes. Acumulaciones internas de escala podrían causar que la temperatura externa este más fría que la normal debido al hecho de que escalas tienen una conductividad térmica más baja que el acero.

- Incrementos de la Caída de Presión

La rata de flujo debe también ser medida.

- Inyectividad Disminuida

La disminución en la inyectividad es evidenciada por incremento en la presión de inyección para mantener la velocidad de inyección. Esto indica que la obstrucción en la formación podría ser debido a partículas de escala. Esto también puede ser debido a otras causas.

Técnicas de Monitoreo de Corrosión

Cupones de Corrosión

Los cupones de corrosión son piezas sencillas de metal de las mismas que se instalan dentro del sistema para evaluar el siguiente:

- La corrosividad del sistema
- El tipo de material adecuado
- El inhibidor adecuado

El principio de uso de los cupones es el siguiente: Se les pesa antes de ser introducido al sistema y luego de ser removidos del mismo, para determinar la cantidad perdida al tener el área y espesor de los mismos, se puede determinar el índice de corrosión en el sistema.

Otros métodos de monitoreo de corrosión.-

Existen gran variedad de otros métodos de monitoreo de corrosión de los cuales citaremos algunos.

- Inspección con herramientas especiales (caliper)
- Probetas galvánicas
- Probetas de hidrógeno
- Inspección ultrasónica
- Inspección por rayos X
- Herramientas electromagnéticas
- Corridas de cerdos de inspección.

Mediciones Necesarias

Las mediciones deben reflejar las condiciones del agua de formación que se reinyecta en el reporte físico – químico que se toman a la succión y descarga de las bombas, descarga de los tanques, en la cabeza del pozo los parámetros de mayor interés a considerarse son los siguientes:

- Turbidez
- Cloro
- Hierro Total
- Sólidos Totales
- Tendencia del agua
- Aceite en agua
- Bacterias totales
- pH
- Sólidos en Solución

Los cuales nos permitirán realizar los correctivos necesarios en el sistema de tratamiento de agua proporcionándonos un agua de buenas condiciones, evitando problemas comunes en los sistemas.

Capítulo 5.

Simulación de Yacimientos de Inyección del Agua.

5.1 Introducción.

Todas las aguas de formación contienen sólidos disueltos, principalmente cloruro de sodio. Estas aguas son llamadas normalmente salmueras o aguas saladas. Estas aguas de formación no tienen alguna relación con el agua de mar, esto debido a la concentración de sólidos o la distribución de iones presentes. Generalmente las aguas de formación contienen unas concentraciones muy altas de sólidos, comparada con el agua de mar. Las aguas de formación pueden llegar hasta las 300,000 ppm, el agua de mar en promedio es de 35,000 ppm.

Los cationes disueltos en las aguas de formación son Na^+ , Ca^{++} y Mg^{++} ; ocasionalmente K^+ , Ba^{++} , Li^+ , Fe^{++} y Sr^{++} . Los aniones más comunes son Cl^- , $\text{SO}_4^{=}$ y HCO_3^- . Las técnicas actuales para el análisis químico del agua permiten un análisis cuantitativo de todos los cationes enunciados anteriormente.

En las aguas de formación, adicionalmente a las sales disueltas, se pueden encontrar microorganismos de diferentes especies y granos. El origen de estos microorganismos no se conoce realmente, estos pueden estar presentes en el yacimiento o pudieron haberse introducido durante la perforación de pozos. Estos organismos contribuyen a la corrosión en el fondo del pozo o a taponar o crear barreras en la formación durante procesos de inyección de agua.

Las variaciones de la concentración y los iones presentes en las aguas de formación pueden ser debidas a varios factores. Algunas de las explicaciones que se les da a estos rubros es debido al origen marino de los sedimentos, la disolución por acuíferos

presentes, la concentración a través de la evaporización por migración de gas, la reducción de sulfatos por procesos anaeróbicos, la adsorción y el intercambio de base de cationes con arcillas minerales, disolución de sales minerales por la migración de estas aguas de formación, el intercambio iones de magnesio y calcio durante la dolomitización, precipitación del magnesio, los sulfatos de calcio, carbonatos y la reacción química con constituyentes de sedimentos confinados.

El punto importante para los estudios de ingeniería de yacimientos, es que el agua que proviene de la producción de un yacimiento tiene diferentes composiciones a otras salmueras, y necesitan ser caracterizada para la comprensión de la procedencia y su movilidad a través del yacimiento.

La concentración de sólidos presentes en las salmueras es reportada por diferentes pasos, dependiendo del laboratorio que las estudie. Los análisis van desde los 6 a 10 o más números de iones representativos de la composición. Por lo tanto, los datos son mejor vistos en alguna forma de patrón representativo. Las diferentes aguas son muy fáciles de visualizar comparando estos patrones. En la Figura 5.1 muestra diferentes ejemplos de tipos de aguas mediante diagramas Stiff.

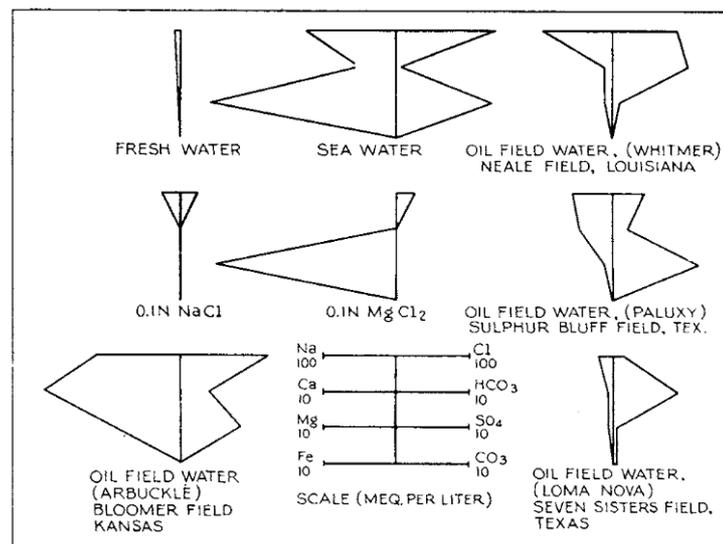


Figura 5.1 – Patrones comunes en la identificación de Aguas

5.2 Caracterización PVT de las Aguas de Inyección y de Formación.

Una de las propiedades importantes a caracterizar del agua es su salinidad. La salinidad es el contenido de sales minerales disueltas en el agua, esta propiedad está dada en parte por millón (ppm). En la Figura 5.2 se muestra un comparativo de diferentes salinidades de agua vs la densidad. Aquí se puede observar que la salinidad es directamente proporcional a la densidad del agua con esta concentración de sales. Esta gráfica se llevo a cabo mediante la correlación MCCAIN, W.D.JR que se encuentra en el Capítulo 2. Los puntos en azul, son datos de diferentes tipos de agua de muestras recolectadas en diferentes campos de la Región Norte y de la Región Sur en México, y se puede observar que la correlación ajusta muy bien a los datos de las aguas analizadas de México.

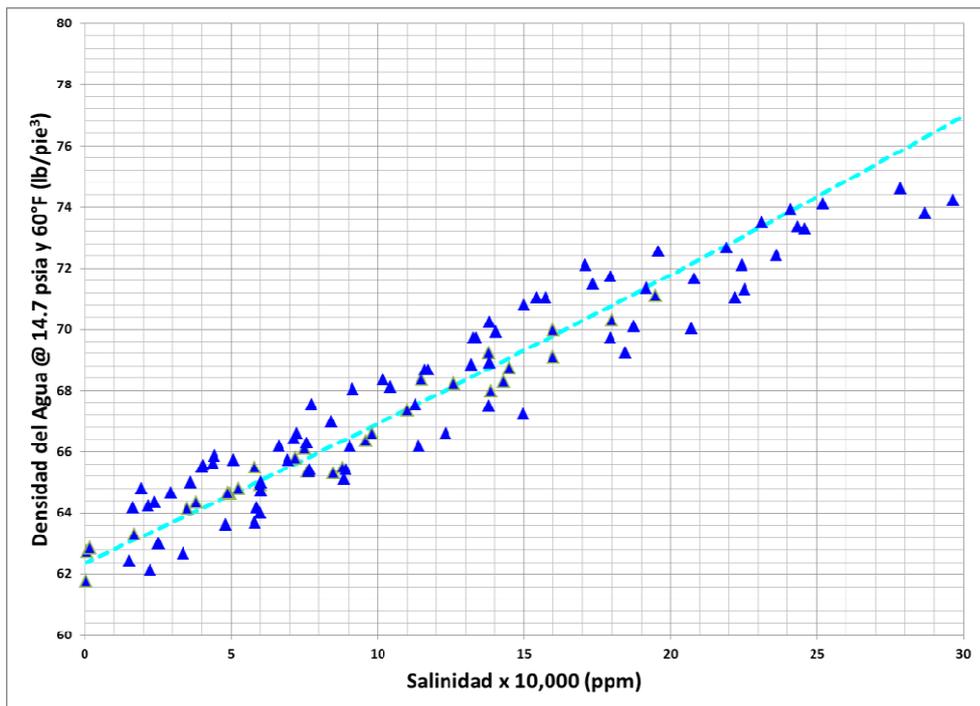


Figura 5.2 – Salinidad vs densidad del agua de diferentes muestras de agua de campos en México que pertenecen a la Región Sur.

En la Figura 5.3 se muestra un comparativo de diferentes salinidades de agua vs la viscosidad. Aquí se puede observar que la salinidad es directamente proporcional a la viscosidad del agua con esta concentración de sales. Esta grafica se llevo a cabo mediante la correlación de MATTHEWS, C.S. y RUSSEL, D.G. que se encuentra en el Capítulo 2.

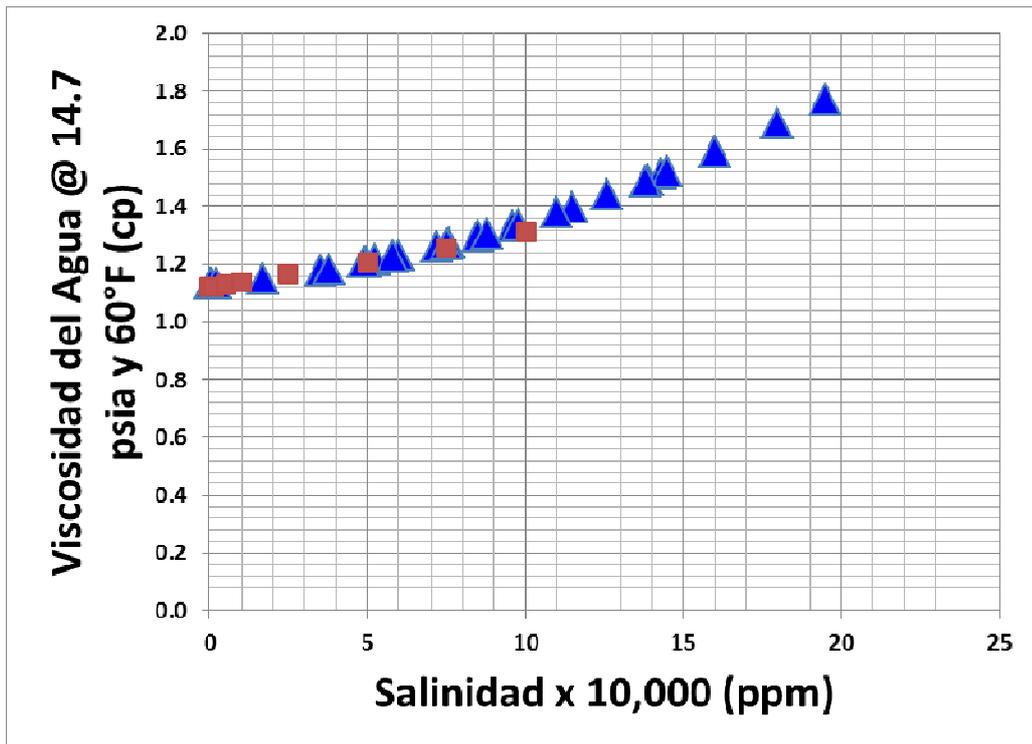


Figura 5.3 – Correlación de la salinidad vs viscosidad del agua.

En la Figura 5.4 se muestra un comparativo de diferentes salinidades de agua vs la compresibilidad. Aquí se puede observar que la salinidad es inversamente proporcional a la compresibilidad del agua con esta concentración de sales. Esta gráfica se llevo a cabo mediante la correlación de DODSON, C.R. y STANDING, M.B. que se encuentra en el Capítulo 2.

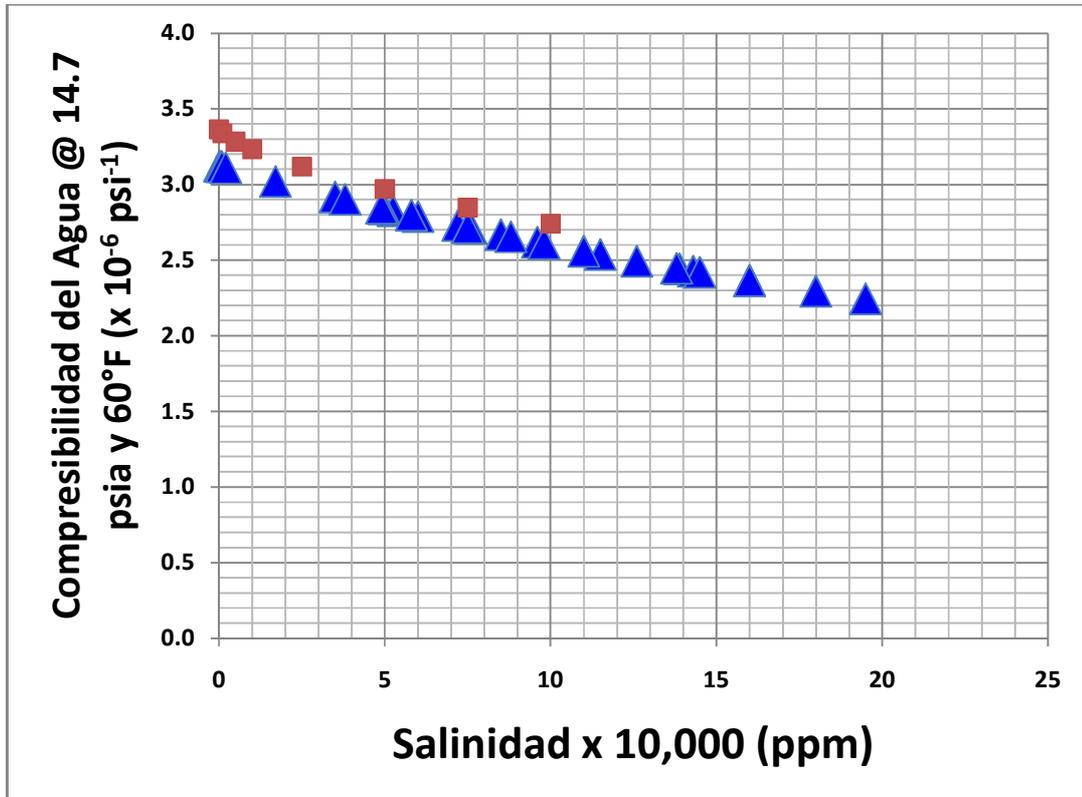


Figura 5.4 – Correlación de la salinidad vs compresibilidad del agua.

En la Figura 5.5 se muestra un comparativo de diferentes salinidades de agua vs el factor de volumen. Aquí se puede observar que la salinidad es directamente proporcional al factor de volumen del agua con esta concentración de sales. Esta gráfica se llevo a cabo mediante la correlación de MCCAIN, W.D., JR. que se encuentra en el Capítulo 2.

Con esta información es posible proporcionar la información necesaria para el simulador con las diferentes propiedades PVT del agua, tanto de formación, así como la de inyección.

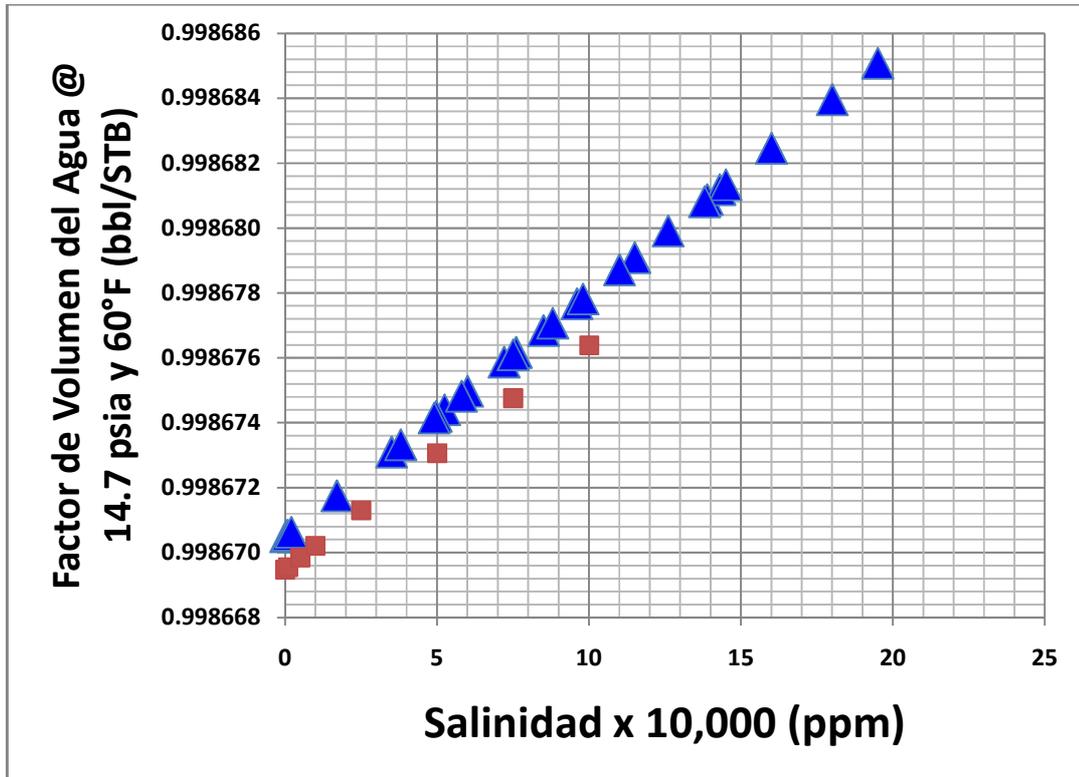


Figura 5.5 – Correlación de salinidad vs factor de volumen del agua

5.3 Simulación Composicional con Componentes de Agua.

En un modelo de simulación composicional, el agua se puede manejar por componente; esto quiere decir que se pueden representar las aguas que van a estar presentes en el comportamiento de yacimiento como un componente cada una.

Cada uno de estos componentes tendrá sus propiedades específicas, tales como densidad, viscosidad, compresibilidad, factor de volumen y peso molecular. Y adicionalmente el porcentaje inicial que se tiene al inicio de la simulación.

A continuación se describe el siguiente ejemplo para ver los resultados de esto. Se tiene un yacimiento con un agua congénita a 160°F, se va a iniciar una inyección de agua con una viscosidad mayor que la del yacimiento.

Los casos que se van a comparar con el simulador de yacimientos son los siguientes:

- A. El yacimiento tiene un agua congénita a 160°F con una viscosidad de 0.3 cp. Se iniciará la inyección de agua a una temperatura a condiciones estándar con una viscosidad de 2 cp.
- B. El yacimiento tiene un agua congénita a 160°F con una viscosidad de 0.3 cp. Se iniciará la inyección de agua con un agua a las mismas condiciones del yacimiento.

En la Figura 5.6 se muestra que el gasto de inyección en ambos casos es el mismo; pero la presión de fondo fluyendo es diferente, en el CASO A se puede observar que se tiene una mayor presión que el CASO B y esto solo por el cambio de viscosidad del agua inyectada.

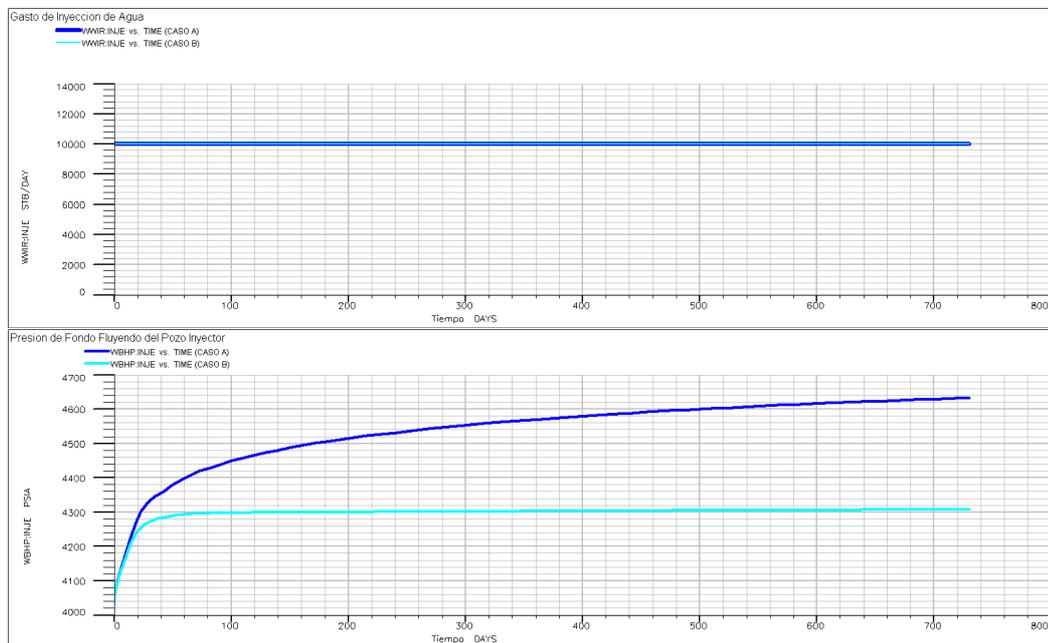


Figura 5.6. Gasto de Inyección y Presión de Fondo Fluyendo de los Modelos de Simulación CASOS A y B.

En la Figura 5.7 se muestran las condiciones iniciales de cada modelo, como se mencionó se iniciara una inyección de agua con el mismo gasto; y solo cambian las propiedades PVT del agua inyectada. En la Figura 5.8 se muestran los resultados del avance del agua del yacimiento. Como se puede observar el comportamiento de presión es distinto a lo largo del yacimiento y esto debido al cambio de propiedades en viscosidad y densidad del agua inyectada. Estos resultados en un proyecto de inyección de agua pueden ser vitales, ya que el proceso puede ser positivo o negativo dependiendo de la magnitud de inyección de agua en el campo.

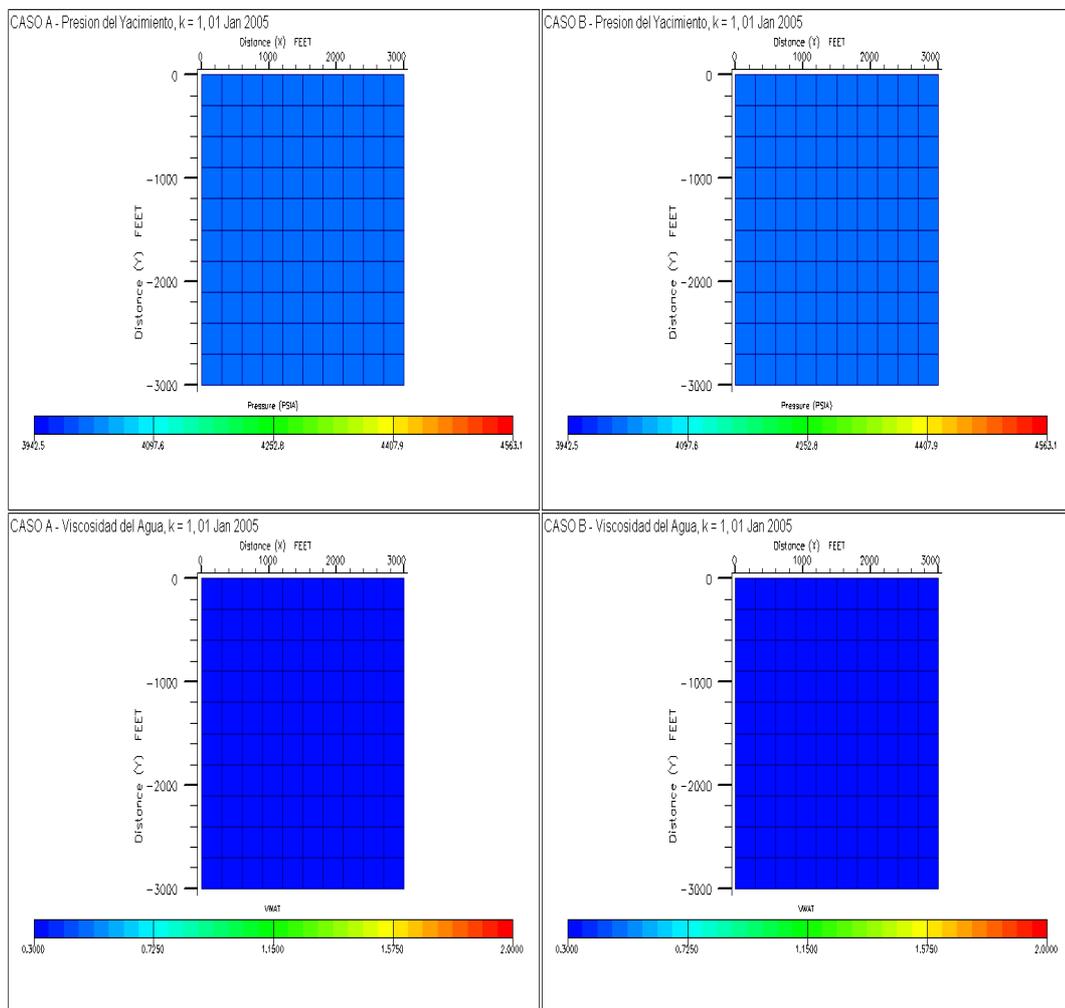


Figura 5.7. Condiciones Iniciales de Presión del Yacimiento y Viscosidad de Agua de los Modelos de Simulación CASOS A y B.

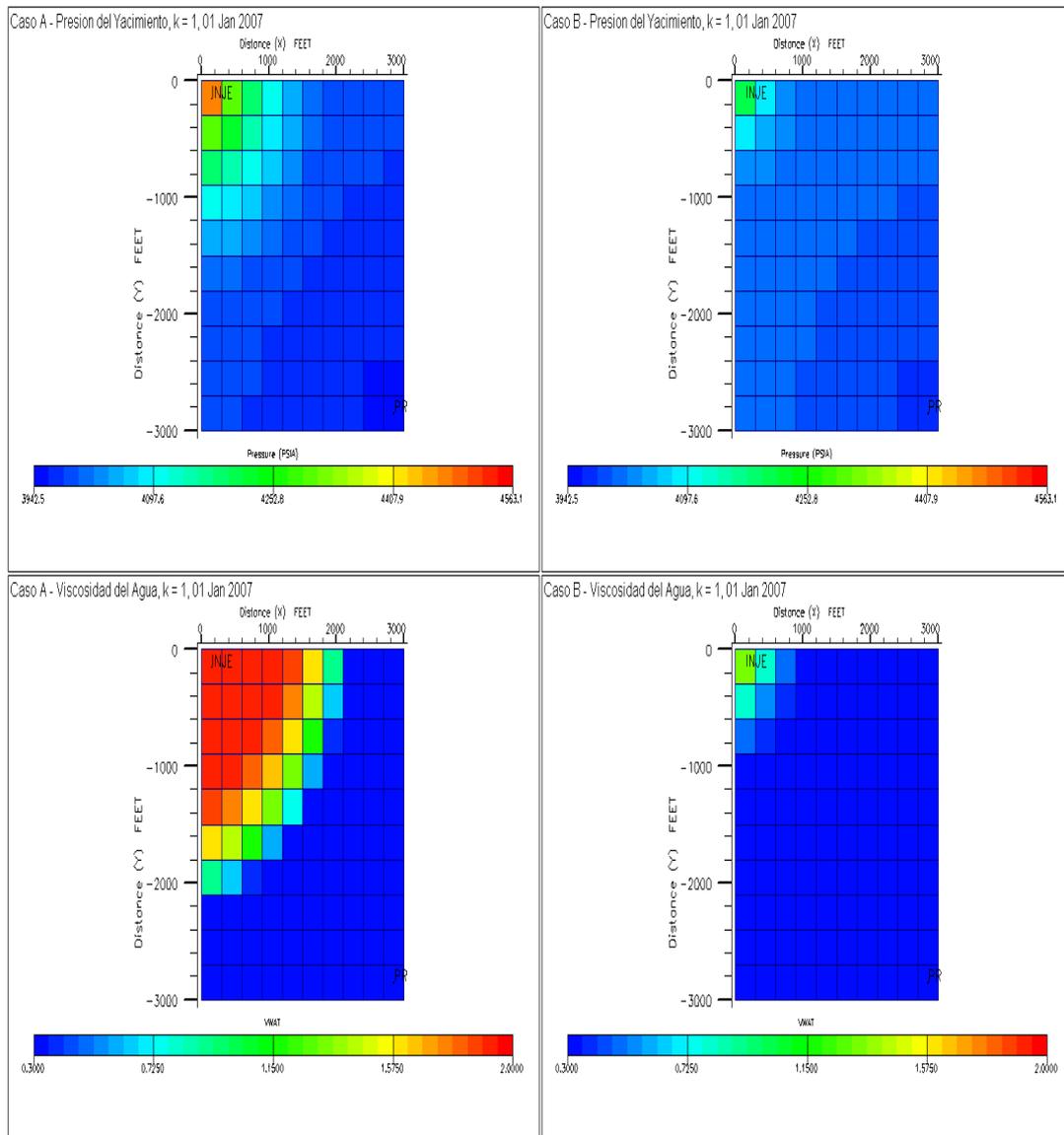


Figura 5.8. Resultados a los 2 Años de Presión del Yacimiento y Viscosidad de Agua de los Modelos de Simulación CASOS A y B.

La metodología para realizar los casos anteriores, es primeramente realizar la caracterización del agua de formación y el agua inyectada. Se obtienen las propiedades de acuerdo a las salinidades que se manejan de las diferentes aguas y con

las gráficas mostradas en las Figuras 5.2 a 5.5 se obtienen esas propiedades. En el simulador Eclipse Composicional se especifican los keywords CREFW, DREFW y VREFW dentro de la sección PROPS. Mediante el keyword RPTRST se especifican las opciones de PRESSURE y VWAT para obtener la presión y la viscosidad del agua en el yacimiento con respecto al tiempo, tal como se muestra en la Figura 5.9. Las gráficas que se muestran en la Figura 5.6, 5.7 y 5.8 son obtenidas mediante el uso de la sección Results de Eclipse Office.

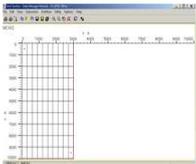
<p>Sección RUNSPEC</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Especificaciones generales de la corrida. ➤ Establecer fecha de inicio. ➤ Tipo de fluidos en el modelo. 		<p>DIMENS COMPS COMPW OIL, WATER, GAS AIM START</p> <p>Número de celdas en X, Y, Z. Número de componentes. Número de componentes de la fase agua. Fases presentes en el modelo. Tipo de solución del modelo numérico. Fecha de inicio de la simulación.</p>
<p>Sección GRID</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Tamaño y geometría de las celdas. ➤ Propiedades y transmisibilidades de las celdas. 		<p>DX, DY, DZ, TOPS PORO PERMX, PERMY, PERMZ</p> <p>Dimensiones de la malla cartesiana. Porosidad. Permeabilidad.</p>
<p>Sección PROPS</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Datos PVT. ➤ Propiedades roca fluido. ➤ Características de la roca. 		<p>EOS SWFN, SGFN, SOF3 ROCK MWW, CREFW, PREFW DREFW, VREFW</p> <p>Ecuación de estado. Permeabilidades relativas y presiones capilares. Compresibilidad de la roca. Propiedades de los componentes de la fase agua de la fase agua.</p>
<p>Sección SOLUTION</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Definir las características iniciales del modelo. 		<p>EQUIL WMFVD RPTRST</p> <p>Datos para la inicialización por equilibrio. Componentes de agua vs profundidad. Información de salida de la malla vs tiempo.</p>
<p>Sección SUMMARY</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Especifica que información será generada para graficar los resultados. 		<p>FOPR, FOPT WOPR, WWCT FOE WBHP</p> <p>Gasto y acumulado de aceite por campo. Gasto de aceite y corte de agua por pozo. Factor de recuperación. Presión de fondo por pozo.</p>
<p>Sección SCHEDULE</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Definir las características de los pozos. ➤ Definir las fechas de los reportes y la duración de la simulación. 		<p>WELSPCS, COMPDAT WCONPROD, WCONINJE WELLSTRW WINJW</p> <p>Especificación y terminaciones de los pozos. Datos de producción e inyección de los pozos. Definir composición del agua por componentes. Especificar el tipo de agua a inyectar por pozo.</p>

Figura 5.9. Keywords fundamentales en el Modelo de Simulación de Componentes de Agua.

Otro ejemplo con diferentes propiedades del agua se pueden observar en la Figura 5.10; aquí se inyecta agua al yacimiento bajo diferentes propiedades. El caso base o caso muy general de una simulación de agua de inyección se muestra en color fusha, en los otros casos las salinidades son diferentes y por tanto la densidad, viscosidad, compresibilidad y el factor de volumen son diferentes. Como se puede observar, tanto el gasto del agua y el tiempo de irrupción del agua en el yacimiento son diferentes, para cada caso. Lo cual es correcto ya que a partir de las diferentes propiedades del agua, la razón de movilidades será diferente en el yacimiento; lo cual hace que el cambio de las propiedades PVT tanto del agua de formación, como del agua de inyección sean diferentes, como el caso base que se maneja comúnmente.

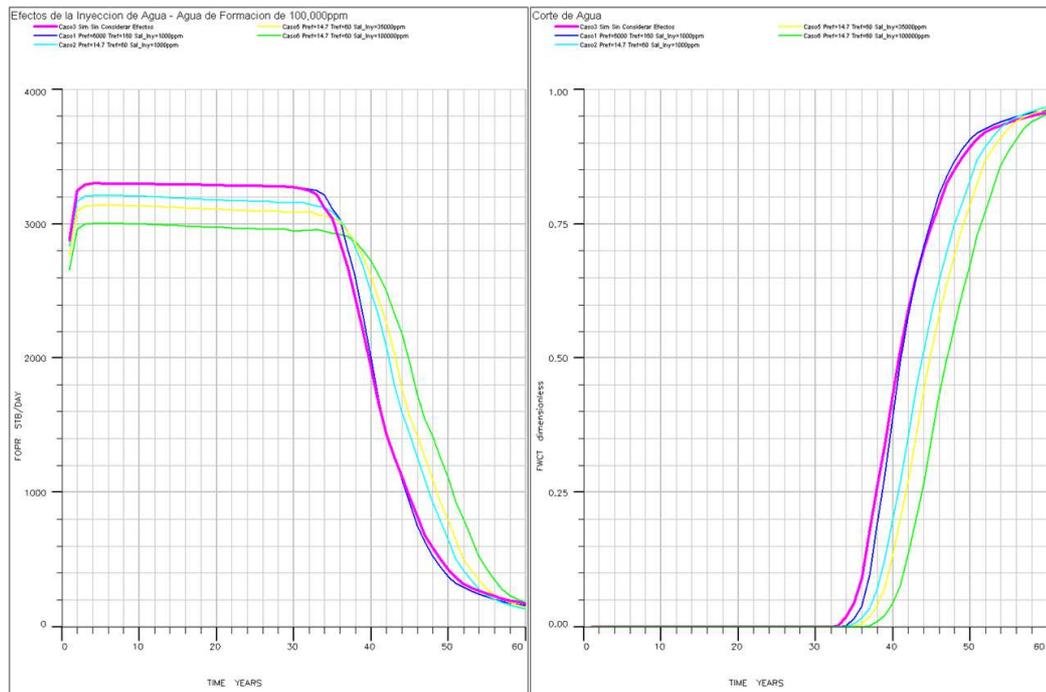


Figura 5.10. Resultados de diversos casos de simulación, variando las propiedades PVT del agua de formación y el agua de inyección.

5.4 Simulación con diferentes Salinidades del Agua.

Las propiedades del agua también se pueden expresar mediante la salinidad del agua en el yacimiento por celda o por un gradiente de salinidad en el yacimiento. Esto puede ser constante o puede variar con respecto a la profundidad. De igual forma las propiedades PVT del agua, se tienen que especificar en el simulador desde el rango menor hasta el rango mayor que se tenga que considerar a lo largo de la vida productiva del yacimiento.

Aquí se presenta un ejemplo de un campo de carbonatos naturalmente fracturados en la Región Sur de México. El modelo de simulación es de doble porosidad, su inicio de explotación fue en 1973 y desde 1978 se implementó la inyección de agua y hasta el día de hoy sigue en activo.

Las premisas que se tuvieron para la realización de esta corrida de simulación fueron las siguientes:

- El agua de formación se consideró con una salinidad de 200,000 ppm.
- El agua de inyección en el periodo de 1977 a 1991 se consideró de 3,000 ppm.
- El agua de inyección desde 1992 a 2001 se consideró de 50,000 ppm.
- De 2001 a la fecha se reinyectó el agua producida con salinidades de 40,000 ppm a 80000 ppm.

En la Figura 5.11 se muestran las salinidades del agua de formación y el agua de inyección en el yacimiento. Se puede notar que al inicio de la explotación del yacimiento el agua producida era de una salinidad de 200,000 ppm; a partir de que se inicia la inyección de agua, las agua de inyección y de formación se mezclan, con ello se altera la salinidad del agua producida y va cambiando a lo largo del tiempo, como se muestra en la figura.

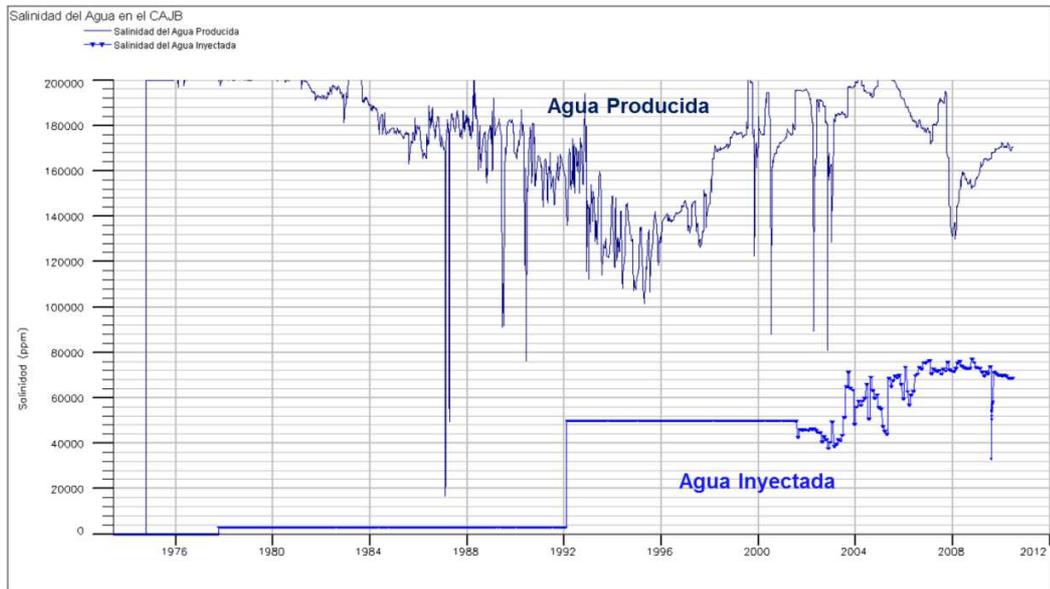


Figura 5.11. Salinidades del agua de formación y el agua de inyección del campo en estudio.

La información de salinidad del agua producida sirve claramente para poder realizar el ajuste histórico de los pozos. Este parámetro ayuda a saber si el agua que produce un pozo es agua de formación o agua de inyección. Con esto también se pueden estimar los tiempo de irrupción, la velocidad con que el agua avanzó en el yacimiento; y en el caso de yacimientos fracturados, como el agua pudo canalizarse a través de las fracturas. Esto permitirá saber si el agua entró a la matriz, permitiendo que la imbibición se haya dado en este medio fracturado. En la Figura 5.12 se muestra el caso de un pozo donde se muestra el ajuste de la salinidad del agua producida.

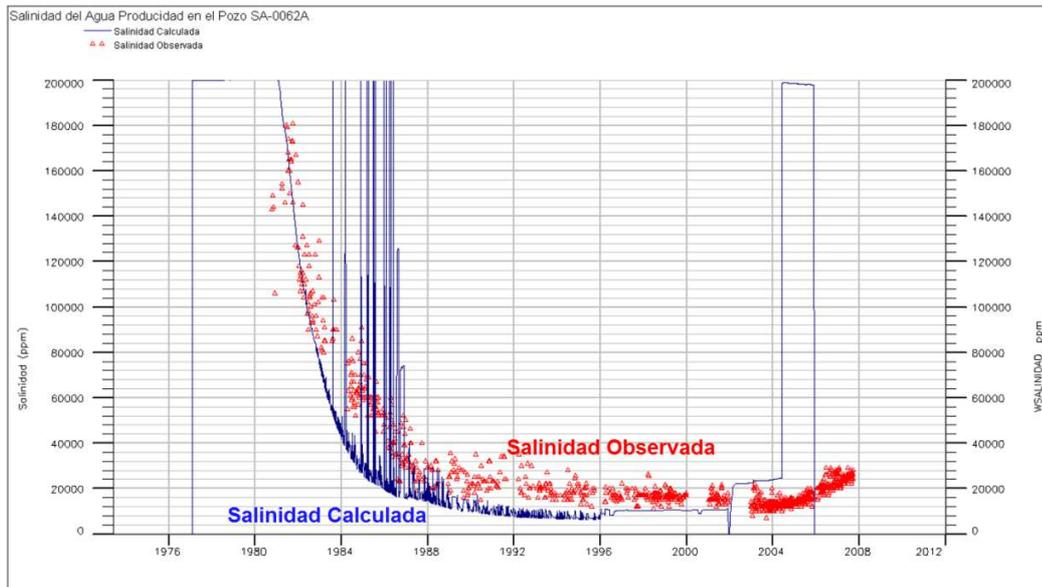


Figura 5.12. Ajuste histórico del salinidad del agua producida en un pozo, del campo en estudio.

Una vez ajustada esta salinidad observada a la calculada por el simulador numérico, se puede estimar los frentes de inyección y con ello optimizar los patrones de inyección en el yacimiento, mediante la reubicación de pozos o los gastos de inyección de cada uno de ellos.

En la Figura 5.13, se muestran los frentes de inyección, mostrados por la distribución de salinidad del agua inyectada en el yacimiento.

En este caso, la distribución de salinidad sirvió exclusivamente para identificar como el agua de inyección se distribuyó a lo largo del yacimiento y cuales pozos fueron los afectados por la canalización del agua inyectada; lo que ocasiona cierres de pozos productores de aceite por la invasión del agua de inyección. El efecto de imbibición en la matriz se pudo corroborar que no ha sido efectiva, debido a que el agua canaliza rápidamente a través de las fracturas. El factor de recuperación atribuible por la inyección de agua ha sido en este yacimiento cuantificado por la simulación numérica de un 4%.

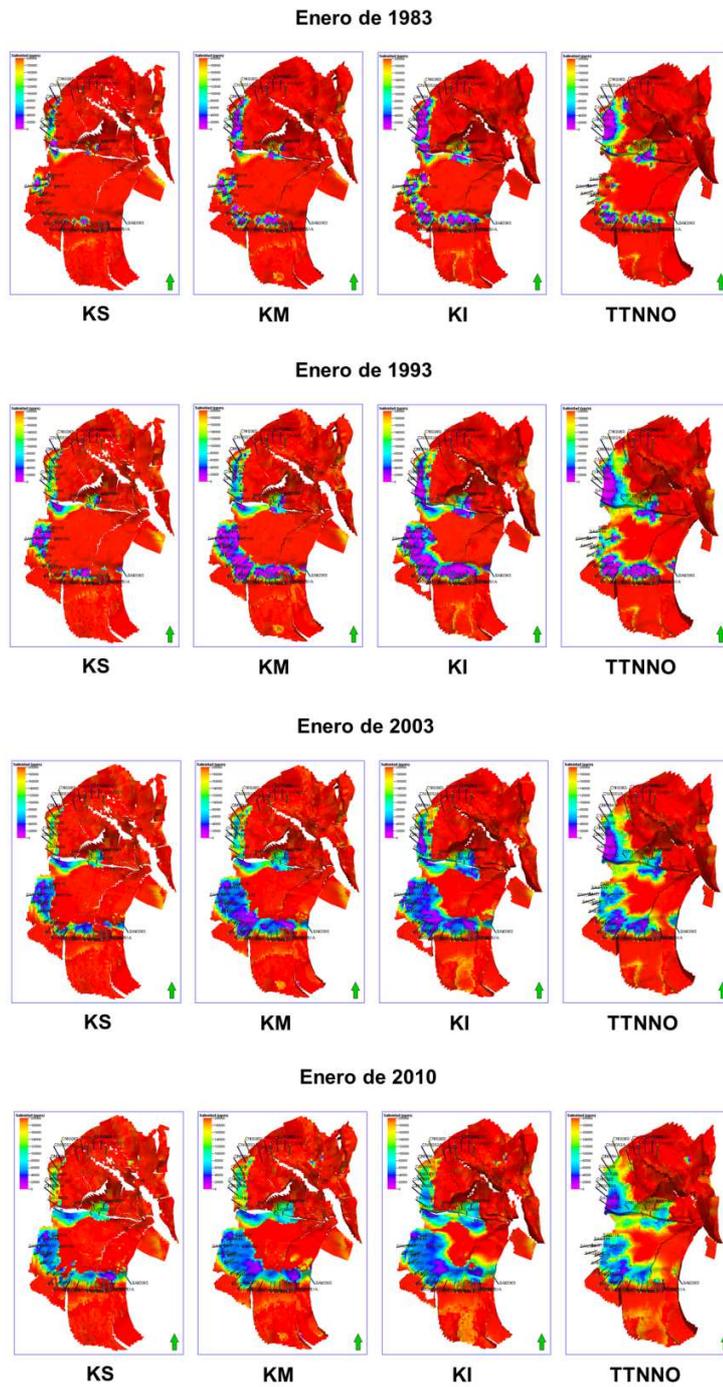


Figura 5.13. Distribución de la salinidad del agua inyectada en el yacimiento a lo largo del espacio y el tiempo.

En la Figura 5.14 se muestran los keywords fundamentales del modelo de simulación que se trabajó en esta sección.

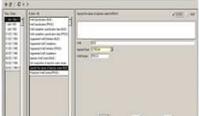
<p>Sección RUNSPEC</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Especificaciones generales de la corrida. ➤ Establecer fecha de inicio. ➤ Tipo de fluidos en el modelo. 		<p>DIMENS COMPS DUALPORO OIL, WATER, GAS BRINE START</p> <p>Número de celdas en X, Y, Z. Número de componentes. Especificación de un modelo fracturado. Fases presentes en el modelo. Manejo del agua de diferentes salinidades. Fecha de inicio de la simulación.</p>
<p>Sección GRID</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Tamaño y geometría de las celdas. ➤ Propiedades y transmisibilidades de las celdas. 		<p>COORD, ZCORN PORO PERMX, PERMY, PERMZ SIGMA, DZMATRIX FAULT, MULTFLT</p> <p>Dimensiones de la malla corner point. Porosidad de matriz y fractura. Permeabilidad de matriz y fractura. Tamaño de bloque de los bloques de matriz. Definición y transmisibilidad de las fallas.</p>
<p>Sección PROPS</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Datos PVT. ➤ Propiedades roca fluido. ➤ Características de la roca. 		<p>EOS SWFN, SGFN, SOF3 ROCK PVTWSALT</p> <p>Ecuación de estado. Permeabilidades relativas y presiones capilares. Compresibilidad de la roca. Propiedades del agua en función de la salinidad.</p>
<p>Sección SOLUTION</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Definir las características iniciales del modelo. 		<p>EQUL SALTVD RPTRST</p> <p>Datos para la inicialización por equilibrio. Salinidad des agua vs profundidad. Información de salida de la malla vs tiempo.</p>
<p>Sección SUMMARY</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Especifica que información será generada para graficar los resultados. 		<p>FOPR, FOPT WOPR, WWCT FOE WBHP</p> <p>Gasto y acumulado de aceite por campo. Gasto de aceite y corte de agua por pozo. Factor de recuperación. Presión de fondo por pozo.</p>
<p>Sección SCHEDULE</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Definir las características de los pozos. ➤ Definir las fechas de los reportes y la duración de la simulación. 		<p>WELSPCS, COMPDAT WCONPROD, WCONINJE WSALT</p> <p>Especificación y terminaciones de los pozos. Datos de producción e inyección de los pozos. Salinidad del agua de inyección.</p>

Figura 5.14. Keywords fundamentales en el Modelo de Simulación de Salinidad del Agua.

5.5 Reducción de la productividad por la formación de incrustaciones.

En el modelo de simulación también es posible cuantificar el daño que puede ocasionar la formación de incrustaciones. Como ya se mencionó esto se presentará debido a la incompatibilidad de las aguas de formación con el agua de inyección.

La presencia de estos se verá reflejada en la productividad del pozo, acompañada del incremento de producción de agua.

En la Figura 5.15 se muestra la reducción de producción, por el incremento de agua y obviamente por la incompatibilidad que tiene al mezclarse el agua de formación, con el agua de inyección.

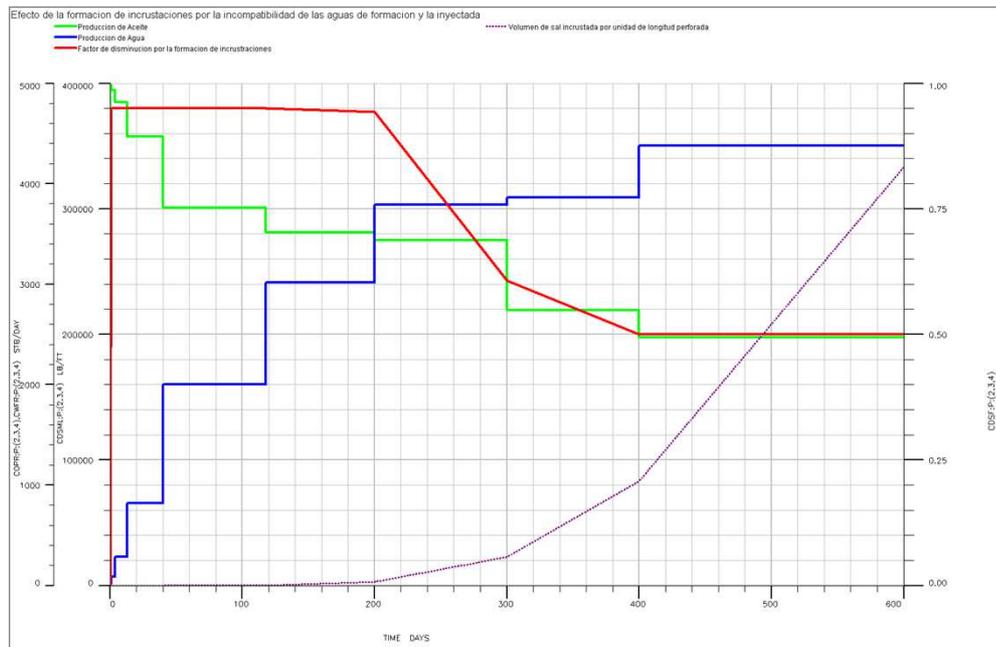


Figura 5.15. Efecto de la formación de incrustaciones en la productividad de un pozo productor.

CONCLUSIONES

Una correcta caracterización del agua que se inyectará, nos permite realizar simulaciones en las que podremos observar el avance de agua y determinar si el proceso es benéfico o infructuoso. Y se observó que de la inyección de agua con baja y alta salinidad esta última obtuvo una mayor presión de fondo fluyendo en nuestros modelos de simulación, esto debido al cambio de viscosidad y densidad del agua inyectada, por otra parte el avance de agua para los casos anteriores demostraron que la inyección de agua de baja salinidad tiene un avance mucho mayor al igual que el aumento de la presión en el yacimiento respecto a la inyección de agua de alta salinidad en un tiempo de 2 años.

En el campo de la Región Sur se realizó la inyección de agua modificando la salinidad de forma creciente y se observa que a partir de que el agua de formación y el agua de inyección se mezclan, con ello se altera la salinidad del agua producida y va cambiando a lo largo del tiempo. La información de salinidad del agua producida sirve claramente para poder realizar el ajuste histórico de los pozos. Este parámetro ayuda a saber si el agua que produce un pozo es agua de formación o agua de inyección. Con esto también se pueden estimar los tiempos de irrupción, la velocidad con que el agua avanzó en el yacimiento; y en el caso de yacimientos fracturados, como el agua pudo canalizarse a través de las fracturas. Esto permitirá saber si el agua entró a la matriz, permitiendo que la imbibición se haya dado en este medio fracturado.

Por medio de las gráficas de los frentes de inyección observamos la distribución de salinidad que sirvió exclusivamente para identificar como el agua de inyección se distribuyó a lo largo del yacimiento y cuáles pozos fueron los afectados por la canalización del agua inyectada; lo que ocasiona cierres de pozos productores de aceite por la invasión del agua de inyección. El efecto de imbibición en la matriz se pudo corroborar que no ha sido efectiva, debido a que el agua canaliza rápidamente a

través de las fracturas. El factor de recuperación atribuible por la inyección de agua ha sido en este yacimiento cuantificado por la simulación numérica de un 4%.

. RECOMENDACIONES

Para obtener una simulación más representativa del yacimiento y por ende una mejor proyección al futuro se debe dar una mejor y constante provisión de información al programa del simulador tanto con datos históricos como los recién obtenidos en los últimos pozos perforados y durante la explotación.

Dentro de nuestro proyecto de inyección uno de los problemas en los que nos debemos enfocar o concentrar son básicamente los siguientes: escala, corrosión y taponamiento, los cuales se les debe dar un monitoreo y tratamiento adecuado para evitar posibles complicaciones tanto en la planta como en el pozo al momento de inyectar.

Con el transcurrir del tiempo los yacimientos se van depletando y poco a poco se ira incrementando el costo por barril no se debe desperdiciar los recursos naturales disponibles como el gas natural que diariamente se quema por esta razón se recomienda mediante las nuevas tecnologías aprovechar este recurso lo cual ayudará considerablemente a bajar los costos operativos de producción.

APENDICE

A.1 Elementos, Compuestos y Mezclas

ELEMENTOS Y COMPUESTOS

La materia está compuesta de elementos y compuestos. Los elementos son sustancias que no pueden ser separadas químicamente para obtener dos o más sustancias simples. Los nombres de los elementos son usualmente abreviados para simplificar la notación química. Por ejemplo:

Tabla XIX:
Elementos y símbolos químicos

Elemento	Símbolo químico
Hidrogeno	H
Helio	He
Sodio	Na

Los compuestos son sustancias las cuales constan de dos o más elementos por combinación química en proporciones definidas por el peso. Los elementos individuales han perdido su identidad y ya no se reconocen a menos que se separen químicamente en sus elementos constitutivos. Por ejemplo la sal o cloruro de sodio “NaCl” está compuesto por sodio y cloro, pero uno reconoce a la sal como una única partícula pequeña salada, raramente consideramos la sal como un compuesto de sodio y cloro. Si uno sostuviera un punado de sal seguramente no veremos los átomos de sodio, ni los de cloro, simplemente veríamos un grupo de gránulos de forma de cuadraditos.

MEZCLAS

Una mezcla está formada por dos o más sustancias que mantienen sus propiedades. Así, una mezcla de sal y pimienta uno puede separar físicamente los dos materiales porque uno puede realmente identificarlos a cada una de estos. La sal y el pimienta son compuestos, la sal (NaCl) está conformado por sodio y cloro.

A.2 Átomos y Pesos Atómicos

El hecho que los elementos se combinen en proporciones establecidas o fijas, sugiere la idea de que los elementos están hechos de partículas, también llamados átomos y que pueden entrar en cambios químicos.

Los átomos están compuestos de electrones, protones y neutrones. Los electrones y los protones son partículas cargadas y la masa de estos átomos esta dado básicamente por sus protones y electrones. Los electrones tienen una masa despreciable y son usualmente desatendidos cuando calculamos la masa de un átomo.

Estas propiedades son resumidas a continuación.

Tabla XX:
Propiedades del átomo

Partícula	Masa	Carga eléctrica
Electrón	0.00055	-1
Protón	1	1
Neutrón	1	0

El peso atómico de cada elemento es simplemente una forma de comparar la masa atómica del elemento con la masa atómica del carbono. Una escala relativa de pesos atómicos es basada en la unidad de masa atómica conocida como uma. La uma está definida exactamente como 1/12 de la masa del carbono, el cual tiene un peso atómico de 12. En esta escala, el peso atómico del hidrogeno es 1uma, el helio es 2uma y la del magnesio es 24.3uma, por lo cual se puede decir que el magnesio tiene 24 veces la masa del hidrogeno. En la figura se idealiza el arreglo de protones, neutrones y electrones. Los protones y los neutrones se localizan en el núcleo, cada electrón órbita alrededor del núcleo, como un pequeño sistema solar, como se muestra en la fig.A.2.

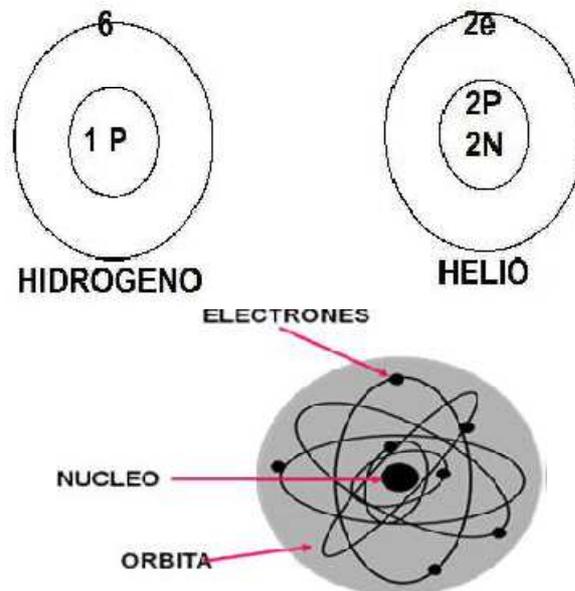


Fig.A.2 Átomo de Hidrogeno, helio y su estructura

ISOTOPOS

Como lo mencionado previamente, los electrones tienen un peso despreciable en comparación de los protones y los neutrones. Desde que los protones y los neutrones tienen unidad másica, se puede decir que los pesos atómicos son números enteros tomados del *Apéndice I*, mostrando muchos elementos que tienen pesos atómicos que se desvían considerablemente de un número entero. Por ejemplo el cloro tiene un peso atómico de 35.5uma y el peso atómico del acero es 55.8uma.

Estudios realizados han mostrado que algunos elementos se encuentran mezclados de dos o tres formas. Cloro por ejemplo, fue descubierto por ser un compuesto de dos tipos de cloro, uno que tiene peso atómico de 35 y otro que tiene peso atómico de 37. Un cloro ordinario, tiene dos tipos de mezclas en igual proporción, las cuales dan un peso atómico de 35.5. Los dos tipos de cloro tienen las mismas propiedades químicas pero la masa de estos átomos son diferentes. Ambos cloros tienen 17 electrones y 17 protones.

Sin embargo, el peso atómico 35 tiene 18 neutrones, mientras que el de peso 37 posee 20 neutrones. En realidad, nosotros tenemos los mismos elementos, cloro, en ambas instancias. Elementos con mismo número de protones pero con diferente peso atómico, se llaman *Isotopos*. Así, el cloro ordinario es una mezcla de dos isotopos. Muchos otros elementos son

mezclas de isotopos, así estos pesos atómicos son actualmente el promedio de los pesos en una mezcla de isotopos que normalmente existen en la ocurrencia natural de elementos.

A.3 Moléculas y Pesos Moleculares

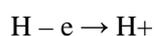
La combinación de átomos forma *Moléculas*. Que pueden ser definidas como una partícula pequeña de un compuesto que puede existir. Así, átomos tienen la misma relación para elementos como moléculas la tienen para los compuestos.

Una molécula de un compuesto está formada de la unión de dos o más átomos de los elementos que este conforma. El *Peso Molecular* es la masa relativa de una simple molécula de carbono. El peso molecular es la relación entre el peso atómico del elemento que forma la molécula para la del carbono. Un ejemplo se muestra en la siguiente tabla:

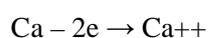
A.4 Iones y Valencias

Todos los átomos están conformados por protones, electrones y neutrones, cada átomo tiene un número igual de protones y electrones, así que sus cargas se equilibran llegando a cero. Sin embargo, un átomo puede ceder o ganar electrones, un desbalance en la carga resultante no genera un cambio en los protones del núcleo. Por lo consiguiente, si un átomo gana un electrón este tendrá una carga negativa. Si pierde un electrón este tendrá carga positiva. Siempre que esto ocurra, el átomo ya no llamara a otros, ya que este se vuelve un *Ion* que puede ser definido como un átomo o un grupo de átomos que contiene una carga eléctrica. Un ion de carga positiva se llama *Catión* mientras una carga negativa se llama *Anión*.

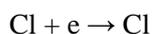
La cantidad de carga se la llama *Valencia* y es una medida del poder de combinación de elementos químicos. Cuando el hidrogeno se ioniza, este pierde electrón y tiene una carga positiva o valencia +1



El calcio es ionizado por la pérdida de dos electrones y así el ion calcio tiene valencia +2



El cloro se ioniza por la ganancia de un electrón y así tiene una valencia de -1



A.5 Pesos Equivalentes

Cuando un componente que tiene una proporción fija este tiene su peso invariable.

$$\text{peso equivalente} = \frac{\text{peso atómico}}{\text{valencia}} \dots\dots\dots(63)$$

Desde que los pesos equivalentes son positivos, los pesos atómicos de un anión son calculados por la división del peso atómico y el valor absoluto de su número de valencia. Muchos elementos como el acero, tienen más de un peso equivalente, ya que estos pueden existir en más de un estado de valencia.

Por ejemplo, el hierro tiene dos diferentes pesos equivalentes, porque estos pueden existir como otros: iones ferrosos (Fe^{++}) e iones férricos (Fe^{+++}). El peso equivalente de un compuesto es:

$$\text{peso equivalente} = \frac{\text{peso atómico}}{\text{valencia}} \dots\dots\dots(64)$$

Un compuesto no tiene carga. El valor absoluto de la valencia de un compuesto es el número total de cargas positivas que pueden resultar si el compuesto es ionizado en una solución acuosa.

A.6 Soluciones

Las soluciones son compuestos homogéneos de dos o más sustancias, estos compuestos deben ser homogéneos y están constituidos por proporciones relativas. Un ejemplo de solución es cuando mezclamos la azúcar en agua y esta se disuelve. Esta debe disolverse

completamente quedando una solución uniforme en color, sabor y textura. Una relación entre mezclas, solución y compuestos se muestra a continuación:

Tabla XXI:
Diferencias entre solución, mezclas y compuestos

Mezclas	Soluciones	Compuestos
Son Homogéneas	Homogéneo	Homogéneo
Varía en función del constituyente	Varia en proporción del constituyente	En proporciones arregladas

El material que se disuelve en la solución (en el caso de la azúcar), se llama *Soluto*. El agua es el disolvente de las partículas llamado *Solvente*. Igualmente, si nosotros disolvemos sal en agua, nosotros creamos una solución llamada *Salmuera*. Sal es el soluto y agua el solvente.

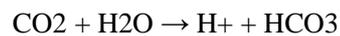
La disolución de azúcar en agua es una ilustración de una solución, cuando las moléculas individuales del soluto se dispersan uniformemente en todo el solvente. La azúcar solida es llamada dispersión molecular. Mucho de los materiales de interés para nosotros en la química del agua, son materiales ionizantes cuando se les adhiere agua. Así cuando se agrega sal en agua destilada, los cristales de NaCl se disuelven y se quiebran formando iones Na^+ e iones Cl^- .

El agua contiene cantidades considerables de diferentes impurezas disueltas que existen como iones. Así un análisis de agua es realmente una lista de gran cantidad de tipos de iones que se

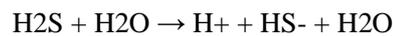
presentan en el agua, recordando que el agua pura solo contiene iones de hidrogeno y oxigeno.

Otro tipo de soluciones muy importantes en la química del agua es la de un gas disuelto en agua. Los 3 gases de mayor interés en el campo petrolero son el oxigeno, el dióxido de carbono y el sulfuro de hidrogeno. El primer problema asociado con estos gases es la Formación de la corrosión, en un pozo y en las líneas, que se presentan en sistemas de inyección de agua.

El oxigeno disuelto en agua como molécula, O₂. Dióxido de carbono, CO₂ y sulfuro de hidrogeno, H₂S, se ionizan cuando se disuelven en agua, resultando en una mezcla de moléculas de gas con el disolvente.



-

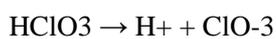


Las cantidades relativas de CO₂, HCO₃⁻, H₂S y HS⁻ en el agua son mostradas por el pH del agua. CO₂ y H₂S son más conocidos como *Gases Ácidos*, porque estos son creadores de iones hidrogeno H⁺ cuando son disueltos en agua.

A.7 Ácidos, Bases y Sales

ÁCIDOS

Un acido es cualquier sustancia capaz de ceder un ion hidrogeno. Los ácidos neutralizan las bases para campos de aguas saladas, y estos lo ionizan para disociar el agua. La ionización de un acido clórico en agua es mostrada:



Otros ácidos comunes son mostrados en la siguiente tabla:

Tabla XXII
Tabla de ácidos y su simbología

Ácidos	Símbolos	Ácidos	Símbolos
Carbónico	H ₂ CO ₃	Sulfúrico	H ₂ SO ₄
Nítrico	HNO ₃	Fosfórico	H ₃ PO ₄

BASES

Es cualquier sustancia capaz de aceptar un ion hidrogeno en una reacción química. Una base es comúnmente definida como una sustancia que se disocia cuando se disuelve en agua en un campo de iones hidronímicos. Por ejemplo:



SALES

Es un compuesto iónico que contiene un ion positivo como el hidrogeno e ion negativo como el hidroxilo en iones oxidantes.

BIBLIOGRAFIA

- 1) Ahmed, T., 2000. Reservoir engineering handbook. Gulf Publishing Company, Houston, Texas.
- 2) Al-Maamari, R.S.H., Buckley, J. S., 2000. Asphaltene precipitation and alteration of wetting: Can wettability change during production? Paper SPE 592 presented at SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, USA, April 3-5.
- 3) Anderson, W., 1986a. Wettability Literature Survey- Part 2: Wettability Measurement. SPE Journal of Petroleum Technology, 38(11): 1246-1262.
- 4) Anderson, W.G., 1986b. Wettability Literature Survey-Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability. SPE Journal of Petroleum Technology, 38(10): 1125-1144.
- 5) Anderson, W.G., 1987a. Wettability Literature Survey- Part 4: Effects of Wettability on Capillary Pressure. SPE Journal of Petroleum Technology, 39(10): 1283-1300.
- 6) Anderson, W.G., 1987b. Wettability Literature Survey-Part 6: The Effects of Wettability on Waterflooding. SPE Journal of Petroleum Technology, 39(12): 1605-1622.
- 7) Anderson, W.G., 1987c. Wettability Literature Survey Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability. SPE Journal of Petroleum Technology, 39(11): 1453-1468.
- 8) Applied Water Technology, Second Edition; by Dr. Charles C. Patton; 1995
- 9) Austad, T., 2010a. EOR by "Smart Water" Why? Personal communication.
- 10) Austad, T., RezaeiDoust, A., Puntervold, T., 2010b. Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs. Paper SPE 129767-PP presented at the 2010 SPE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, USA, 24-28 April. .
- 11) Bavière, M., 1991. Basic Concepts in Enhanced Oil Recovery Processes, Critical Reports on Applied Chemistry, 33, 6 pp.
- 12) Bernard, G.G., 1967. Effect of Floodwater Salinity on Recovery Of Oil from Cores Containing Clays, SPE California Regional Meeting. 1967 Copyright 1967, Los Angeles, California.

-
- 13) Boussour, S., Cissokho, M., Cordier, P., Bertin, H., Hamon, G., 2009. Oil Recovery by Low Salinity Brine Injection: Laboratory Results in Outcrop and Reservoir Cores. Paper SPE 124277 presented at the 2009 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, USA, 4-7 October.
 - 14) Carll, J. F.: "The Geology of the Oil Regions of Warren, Venango, Clarion, and Butler Counties", Pennsylvania, Second Geological Survey of Pennsylvania, (1880) III, 1875-1879
 - 15) Craig, F.F., Jr.: The Reservoir Engineering Aspect of Waterflooding. Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1971) 3.
 - 16) Caudle, B.H. and Write, M.D.: 'Production Potencial Changes During Sweepout in a Five-Spot Pattern'., TRANS AIME (9159) 216.
 - 17) Collins,A.G.:"Properties of Producer Waters," Petroleum Engineering Handbook, H.B
 - 18) Craig , F.F., Jr., Geffen, T.M. AND Morse, RA.: 'Oil Recovery Perfomance of Pattern Gas or Water Injection Operation from Models TestS,' Trans AIME (1959)
 - 19) Curso de tratamiento de agua para la industria del petróleo
 - 20) Deepe, J.C.: Injection Rates.. The effect of Mobility Ratio Area Swept. And Pattern Trans AIME., (1961) 222, 81-91.
 - 21) Developments in Petroleum Science 1,Geochemistry Oilfield Waters A. Gene Collins. Elsevier Scientific Publishing Company, 1975.
 - 22) Dyes, A.B., Caudle, B. H. AND Erikson, R.A.: 'Oil Production After Breakthrough As Influenced by Mobility Ratio'. Trans AIME (1954).
 - 23) Edition; by Ken Arnold and Maurice Stewart; 1997
 - 24) Fettke, C. R.: "Bradford Oil Field", Pennsylvania and New York, Pennsylvania Geological Survey, 4th Series (1938) M-21.
 - 25) Glen Allen Anderson; Secondary Recovery of Chemical Flood Enhanced Oil Recovery Processes; Faculty of the Graduate School of The University of Texas at Austin in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of Master of Science in Engineering
 - 26) "History of Petroleum Engineering", API, Dallas, Texas (1961).
 - 27) Introduction to Oilfield Water technology, Second Edition; by A. G. Ostroff; 1979
 - 28) Jackson, R, "Why Waterfloods Fail", World Oil (March, 1968) 65
 - 29) Log Interpretation Charts. Western Atlas Wireline Services 1998.

-
- 30) Mechan, D.N.: "A Correlation for Water Compressibility," Petroleum Engineer (Nov. 1980) 125-126.
 - 31) Muskat, M: Physical Principales of Oil Production. McGraw-Hill Book Company. Inc. N.Y (1949) 650.
 - 32) osif, T.L.: "the Effects of Salt, Gas, Temperature, and Pressure on the Compressibility of Water," SPE res (feb. 1988) 3, No, 1, 175-181.
Bradley et al (eds) ,SPE , Richardson , TX(1987)24-17
 - 33) Petroleum Engineering Handbook, Second Edition; edited by Howard B. Bradley; 1987
 - 34) Prats, M., Matthews, C.S., Jewett, R.L. and Baker, J.D.: Prediction of Injection Rate and Production History for Multifluid Five Spot Floods, Trans AIME (1959) 216,98.
 - 35) Pruebas de Trazadores en la Recuperación de Hidrocarburos Jetzabeth Ramírez Sabag 25 de septiembre 2008 México, D. F.
 - 36) Recommended Practice for Análisis of oilfield Waters. American Petroleum Institute, Tercera Edición, Agosto 1998
 - 37) Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater 14 Edition. APHA. 1975.
 - 38) Standard Test Methods for Electrical Conductivity and Resistivity of Water. ASTM D1125-95. American Standard Test Methods ,reaprobado. 2005
 - 39) Stiles, W. E.: "Use of Permeability Distribution in Waterflood Calculations", Trans., AIME (1949) 186, 9-13
 - 40) Surface Production Operations, Volume 1, Design of Oil-Handling Systems and Facilities Second
 - 41) The NALCO Water Handbook, Second Edition; edited by Frank N. Kemmer; 1988