

MODELO DE DISTRIBUCION DE FLUIDO REGIONAL EN LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE. HIPOTESIS HIDRODINAMICA

Martín Foster¹, Gastón Jarque¹, Diego Pérez¹, Marcelo Crotti², Norberto Galacho² y Leticia Rodriguez¹

¹YPF S.A.

²INLAB

Palabras Clave: presiones, gradiente hidrodinámico, movimiento fluido, contactos inclinados

Resumen

Utilizando datos disponibles de presiones medidas en las capas de las formaciones de interés petrolero, se construyó una superficie potenciométrica para toda la Cuenca del Golfo San Jorge, cuya altura representa el nivel piezométrico de los fluidos, es decir, la altura que alcanzaría el agua en un pozo en condiciones estáticas. Esta superficie obtenida por primera vez, nos permite predecir las presiones originales de poro para las formaciones del Grupo Chubut (Cretácico) en cualquier lugar de la cuenca. La forma de esta superficie es similar a un plano inclinado con alturas decreciendo desde un máximo de 450 m en los afloramientos del Oeste de la cuenca hasta llegar a 0 m en las costas del mar, generando una caída de presión a razón de 1kg/cm^2 cada 3 km. Para explicar esta distribución de presiones se propone, la existencia de un gradiente hidrodinámico regional como resultado del movimiento de fluidos, que al actuar sobre las acumulaciones de hidrocarburo, generaría contactos agua-petróleo inclinados.

Existen evidencias de tipo regional que fortalecen la hipótesis de movimiento de fluidos: presencia de agua de formación con bajo contenido salino, una generalizada paleo-biodegradación del petróleo, y acumulaciones asimétricas de hidrocarburo respecto a la geometría de las trampas, indicio de la inclinación de los contactos. Basados en estas evidencias, se propone un modelo hidrogeológico conceptual donde agrupamos todos los acuíferos profundos del Grupo Chubut como una unidad hidrogeológica y desconectada por una unidad acuitarda de los acuíferos superiores. Los acuíferos inferiores se encuentran en equilibrio hidrostático en la vertical, y sometidos a un gradiente horizontal de presiones. Para verificar si efectivamente este gradiente calculado es capaz de generar una inclinación en los contactos, se realizaron modelos numéricos 2D donde se determina que, aunque el caudal total circulante no sea demasiado alto, una velocidad de centímetros por año es suficiente para generar una pendiente significativa en el contacto agua-petróleo, del orden de 9 m/km. Dicha inclinación dependerá de la densidad del petróleo, la geometría de los cuerpos de arena y la relación arena/arcilla. Ensayos de laboratorio comprueban que la inclinación del contacto depende de la diferencia de densidades, y que tanto mayores viscosidades como menores permeabilidades, sólo retrasan el equilibrio hidrodinámico.

Introducción

Las presiones porales en una cuenca evolucionan en el tiempo y en el espacio dependiendo de eventos geológicos, de las discontinuidades litológicas y de factores climáticos. Su origen y evolución determinará el movimiento de fluidos y afectará la forma en cómo se distribuye el hidrocarburo en la cuenca. Para realizar un estudio regional de presiones, se debe conocer el nivel piezométrico de los fluidos. Este nivel se representa con la superficie potenciométrica, y es la altura a la cual el agua confinada se elevaría en un pozo. La diferencia entre llamarla superficie piezométrica o superficie potenciométrica, es que el nivel

piezométrico es una medición directa en el pozo, mientras que el potenciométrico es un cálculo del nivel en base a los datos de presión asumiendo un valor de densidad del agua.

Para calcular esta superficie, se interpretaron los valores de mediciones de probadores de presión, o ensayador de formación adquiridos en reservorios de todas las formaciones productivas. Se utilizaron 45 pozos distribuidos en más de una veintena de yacimientos y con ellos se construyó la superficie potenciométrica a partir de la extrapolación de la recta que forman las presiones hidrostáticas con la profundidad. Esta es la primera representación de la distribución de las presiones porales que se tiene para la Cuenca del Golfo San Jorge.

La superficie se asemeja a un plano inclinado; posee una altura máxima de 450 msnm al Oeste decreciendo hasta llegar a 0 msnm sobre la costa del Mar Argentino con un gradiente de 3m/km (Figura 1), equivalente a una disminución de presiones hacia el este a razón de casi 1 kg/cm² cada 3 km. La uniformidad de la tendencia y el alcance regional de la misma, sugiere fuertemente la existencia de un movimiento de fluidos en la dirección en la que decrece el potencial de fluido; la validez de esta hipótesis requiere que la cuenca se comporte como un sistema abierto, con una zona de recarga, y una zona de salida en el mar con un camino permeable entre ellas. Estas condiciones de sistema abierto se deben aplicar sobre escalas de tiempos geológicos, en la cual los fluidos circulan libremente sin barreras de permeabilidad y están conectados a la superficie logrando un equilibrio en las presiones.

El esquema hidrogeológico general de la cuenca fue definido en el trabajo de (Castrillo *et al.*, 1984) como constituido por tres grandes unidades en lo referente a la producción de agua, que denominó como Acuífero Multiunitario Superior, Acuitardo Sarmiento y Complejo de Acuíferos Inferiores. Dentro del acuífero multiunitario superior, (Castrillo *et al.*, 1984) agrupa a varias unidades productoras de agua, incluyendo la capa freática. La parte superior de este sistema está constituida por los rodados patagónicos de la Formación Tehuelche con flujo local en las zonas mesetiformes y descargas en los mallines de las laderas. Le sigue hacia abajo la Formación Santa Cruz, con flujo de tipo sub-regional, y por último la Formación Patagonia, de origen marino y con flujo de agua regional, descargando en el Océano Atlántico. Estos acuíferos son de gran importancia para el consumo de agua de la región, y tienen por debajo una unidad acuitarda constituida por la sección superior de la Formación Rio Chico y toda la formación Sarmiento que los separa y desconecta hidráulicamente del complejo de acuíferos inferiores contenidos desde la Formación Rio Chico hasta probablemente el Grupo Bahía Laura. En este trabajo nos enfocaremos en este último grupo de acuíferos, limitándonos a las Formaciones Bajo Barreal, Castillo, (o sus equivalentes laterales en Flanco Norte y Flanco Sur) y parte superior de la Formación Pozo D-129; formaciones de las cuales se posee datos de presión confiables.

Análisis de datos de presión

Las presiones originales de los reservorios están íntimamente asociadas con la historia del contenido de agua de las rocas. Definimos presión original como la presión que había en el reservorio antes de que la producción perturbase el equilibrio.

Desde el punto de vista regional, la cantidad de petróleo y gas en las rocas es infinitesimal comparada con la cantidad de agua presente. El agua no sólo actúa como el medio a través del cual deben pasar el petróleo y el gas para acumularse en yacimientos sino también como el principal agente de transmisión de las presiones de los fluidos de un área a otra.

Para llevar a cabo este estudio se utilizaron centenares de datos de presión de formación medidos en capas permeables de 45 pozos distribuidos en toda la extensión de la cuenca (Tabla 1). Los datos fueron adquiridos, en la mayoría de los casos, con un ensayador de formación, que es una herramienta a cable diseñada para medir presiones de formación y recolectar muestras de fluidos.

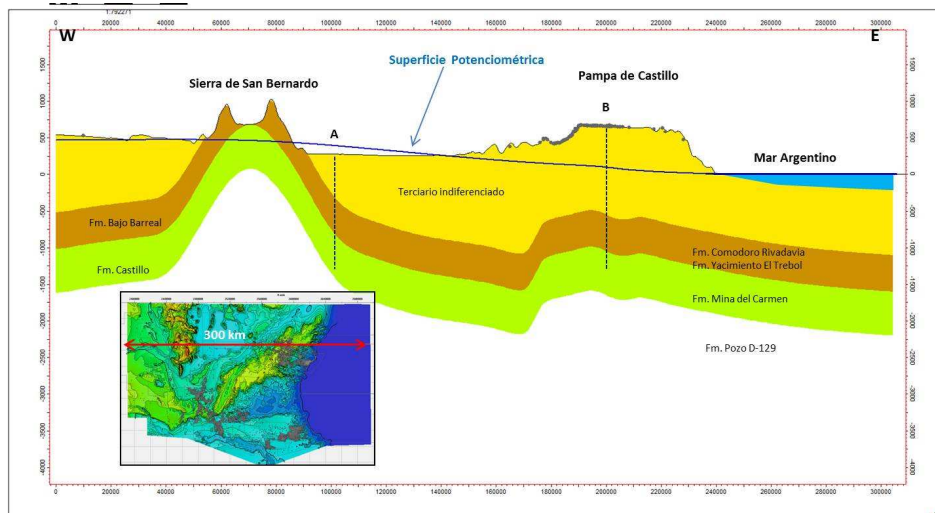


Figura 1: Corte esquemático sobre el Flanco Norte de la cuenca, donde se grafica la superficie potenciométrica que rige las presiones porales de todas las formaciones productivas de la cuenca. El pozo A tendrá presiones mayores a lo normal y el pozo B menores a lo normal.

Los pozos seleccionados cumplen en su mayoría con los requisitos de atravesar las formaciones de interés petrolero (base de Mina del Carmen/Castillo) y de no mostrar signos de depletación por producción primaria o capas sobrepresionadas por proyectos de inyección de agua para recuperación secundaria. Entre los pozos utilizados, dos de ellos se encuentran a más de 60 km de la costa en la plataforma del Mar Argentino. Estos pozos nos permitirán sacar conclusiones importantes respecto al movimiento del agua en el subsuelo, como veremos más adelante.

Los puntos de presión tomados se graficaron en un esquema de presión versus profundidad vertical y se ajustaron los puntos mediante una regresión lineal, eliminando los puntos de presión anómalos (Figura 2). En todos los casos los puntos se ajustan con una única recta de igual pendiente, que representa el gradiente hidrostático y que se relaciona con la densidad del fluido de la forma:

$$\frac{dP}{dZ} = \rho_w \cdot g$$

Donde ρ_w es la densidad del agua de formación y g es la aceleración de la gravedad.

La altura a la que llegaría el agua confinada en los pozos perforados sobre distintos puntos de un mismo acuífero puede diagramarse como una superficie de equilibrio imaginaria (superficie agua-aire de una atmósfera de presión) a la que se denomina superficie potenciométrica y es una medida de la energía potencial del agua. La altura del agua confinada h medida en metros sobre el nivel del mar puede calcularse mediante la expresión:

$$h = \frac{P}{\rho \cdot g} - TVDSS$$

Donde P es la presión medida, ρ es la densidad del fluido, g es la constante de gravedad y $TVDSS$ es la profundidad del punto de presión medido referido al nivel del mar.

Si bien se utilizó un valor constante para la densidad del agua de formación para todos los pozos, la variación de ésta no provoca diferencias significativas en el cálculo de una superficie potenciométrica regional

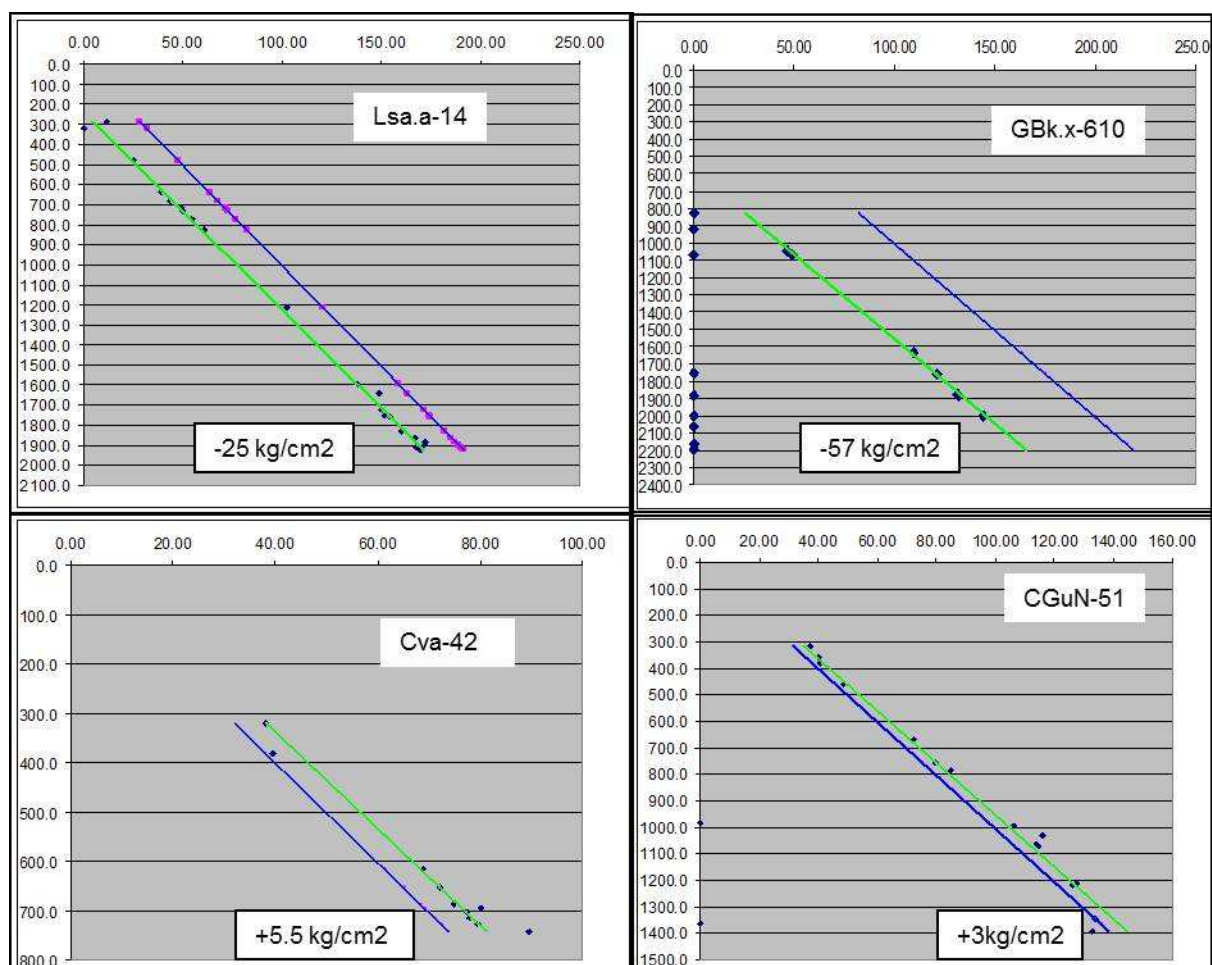


Figura 2: Diagrama de presión en kg/cm^2 (eje horizontal) vs profundidad en metros bajo boca de pozo (eje vertical) de algunos pozos utilizados. Los puntos de presión de RFT (puntos azules) se ajustan con una regresión lineal (recta verde) y se la compara con la presión normal (recta azul).

Interpretación de la superficie potenciométrica

La superficie potenciométrica representa el nivel al cual el agua confinada se elevará en un pozo. Esta superficie no es en general la representación física del tope de la tabla de agua sino la representación de la energía potencial que está disponible para mover el agua subterránea en un acuífero confinado. Un acuífero confinado está totalmente saturado, y está limitado arriba y abajo por formaciones menos permeables.

Un área en la que la superficie potenciométrica está por encima de la superficie del terreno es un área de exceso de presión, y allí el agua desbordaría el pozo subiendo por encima del nivel del terreno. En un área donde la superficie potenciométrica está por debajo de la superficie del terreno (presión subnormal) el agua se mantendría dentro del pozo.

En este trabajo se determinó, por primera vez para la cuenca, la superficie potenciométrica (Figura 3), mediante el grillado de los valores calculados de altura de agua confinada expresados en metros sobre el nivel del mar (msnm).

La forma de la superficie potenciométrica se asemeja a un plano inclinado, con valores de 450 msnm en el Oeste de la cuenca, y decrece hasta valores de 0 msnm sobre la costa del Mar Argentino, lo que nos da una pendiente promedio de 3 m/km. Desde la costa y hacia mar adentro la superficie coincide con el nivel del mar, y la pendiente es cero.

POZOS	X	Y	Nivel Terreno (MSNM)	Altura superficie potenciométrica (MSNM)	Diferencia	Diferencia de Presión con respecto a la Hidrostática (Kg/cm ²)	
Gbk.a-740	2596623	4954680	664	80	584	-58	PRESION DEBAJO NORMAL
Gbk.x-610	2595527	4950386	649	80	569	-57	
Gbk.a-748	2593809	4953604	647	100	547	-55	
E.a-787	2585076	4925292	645	100	545	-55	
ECh.a-138	2459599	4864407	690	410	280	-28	
Lsa.a-14	2454510	4868983	664	420	244	-24	
ME-1125	2596954	4839395	312	80	232	-23	
CY.a-16	2456680	4849641	591	360	231	-23	
LC.a-592	2487540	4862899	573	350	223	-22	
CP.e-21	2434596	4872790	648	440	208	-21	
BV-469	2610655	4920962	207	0	207	-21	
CPN.a-1	2426951	4882557	617	410	207	-21	
CP.a-70	2419899	4873964	584	380	204	-20	
CP.a-67	2432621	4875852	640	440	200	-20	
ECh-126	2458701	4853445	599	410	189	-19	
Lsa.a-12	2453160	4865690	586	420	166	-17	
EG.a-618	2483783	4867932	569	410	159	-16	
ECh.a-67	2457527	4860117	558	410	148	-15	
EG.a-477	2479719	4869338	556	410	146	-15	
Lsa.a-11	2452722	4861735	556	410	146	-15	
ECh.a-134	2460861	4857743	554	410	144	-14	
Lsa.a-13	2450036	4864688	559	420	139	-14	
PT.a-1134	2579681	4825336	287	150	137	-14	
Lsa.a-15	2450958	4858298	576	440	136	-14	
CS-2234	2608165	4843343	123	0	123	-12	
CS-2228	2608040	4844078	115	0	115	-12	
CGuN-56	2469533	4855804	517	410	107	-11	
ECh-86	2461291	4860131	513	410	103	-10	
ED-338	2575251	4818004	287	200	87	-9	
LH-78	2508327	4848083	332	250	82	-8	
LH-68	2510211	4842848	331	250	81	-8	
CG.a-549	2508606	4850871	297	250	47	-5	PRESION NORMAL
ZC-2434	2618165	4925650	30	0	30	-3	
CGuN-60	2469786	4854768	433	410	23	-2	
CnE-1038	2527549	4850270	251	230	21	-2	
CGuN-68	2469094	4854830	417	410	7	-1	
CnE-1036	2528012	4850931	227	230	-3	0	
LP.a-2416	2488766	4892539	389	410	-21	2	
Ali.x-1	2682956	4895728	0	0	0	0	
Au.x-1	2610655	4920962	0	0	0	0	
CGuN-51	2471023	4847034	322	350	-28	3	PRESION ARRIBA NORMAL
EaFu-5	2476230	4829082	310	340	-30	3	
EBal.x-3	2465947	4897590	411	450	-39	4	
CVa-42	2481348	4834238	296	350	-54	5	

Tabla 1: Tabla con los pozos utilizados en el estudio. En la 5ta columna se colocó el valor de la altura de la superficie potenciométrica calculada. La diferencia entre esta superficie y la superficie topográfica se expresa en la última columna como diferencia de presión con respecto a la presión normal.

Yacimientos sobrepresionados y subpresionados

En la Figura 4 se muestra un mapa topográfico regional de la cuenca obtenido a partir de un modelo de elevación digital del terreno. La diferencia de altura entre el mapa topográfico y el mapa de superficie potenciométrica nos da las áreas de la cuenca donde las presiones de formación están por encima o por debajo de lo normal (Figura 5).

En el mapa se puede observar que existen grandes yacimientos, como Los Perales y Cañadón de la Escondida, que se encuentran en zonas donde la presión de reservorio es igual o muy cercana a la presión normal (tómese como presión normal, al peso de una columna de agua medida desde el nivel del terreno hasta el punto de medición de presión). Por otro lado, siguiendo una zona de importante relieve topográfico que involucra la Pampa de Salamanca y Pampa de Castillo, donde se encuentran grandes yacimientos como Manantiales Behr, Tordillo, El Trébol, etc, se encuentra la zona donde la diferencia entre ambas superficies es máxima (superficie del terreno por encima de la superficie potenciométrica (Figura 1), llegando a valores de hasta 600 m, equivalente a tener una presión de 60 kg/cm² por debajo del valor normal.

En el Flanco Sur, en la zona denominada Meseta Espinosa, esta diferencia es de hasta 200 metros, que traducidos a presión equivalen a 20 kg/cm^2 por debajo de lo normal, mientras que en el Oeste, en Yacimientos como Cerro Piedra, Estancia Cholita y partes de Lomas del Cuy, las presiones de reservorio se encuentran entre 10 y 30 kg/cm^2 por debajo de la normal.

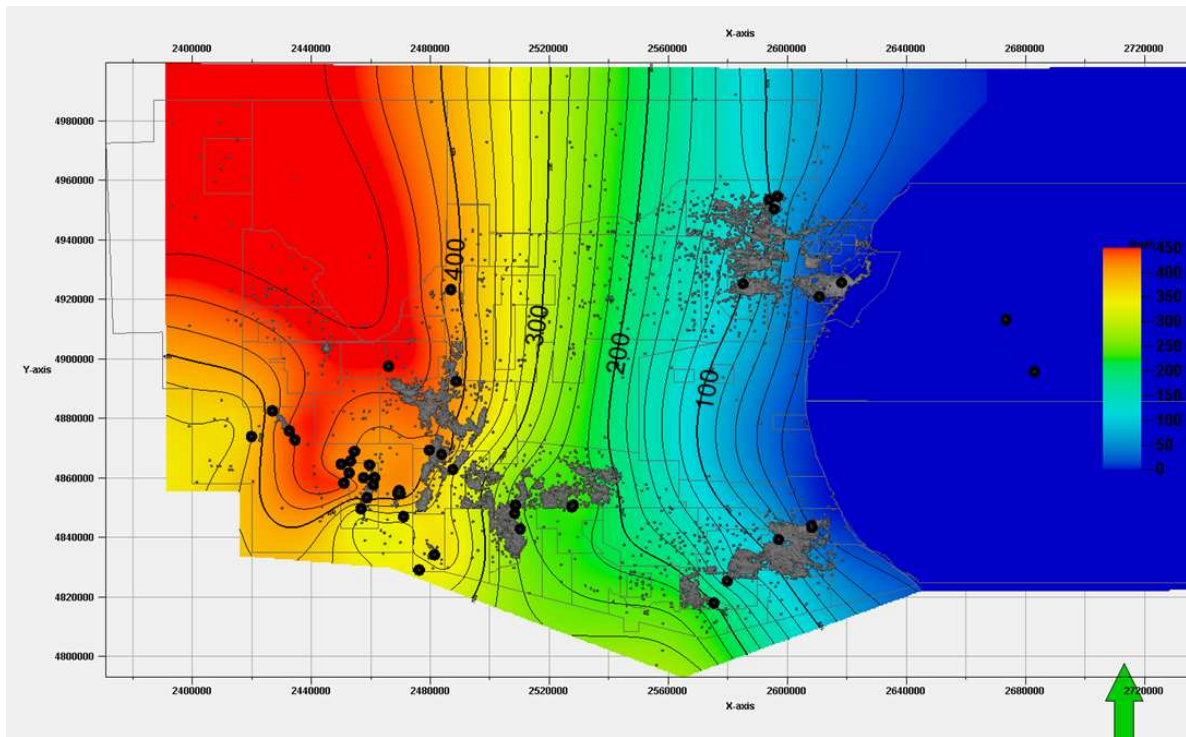


Figura 3: Mapa de la superficie potenciométrica calculada medida en metros sobre el nivel del mar. En negro los pozos utilizados para su cálculo.

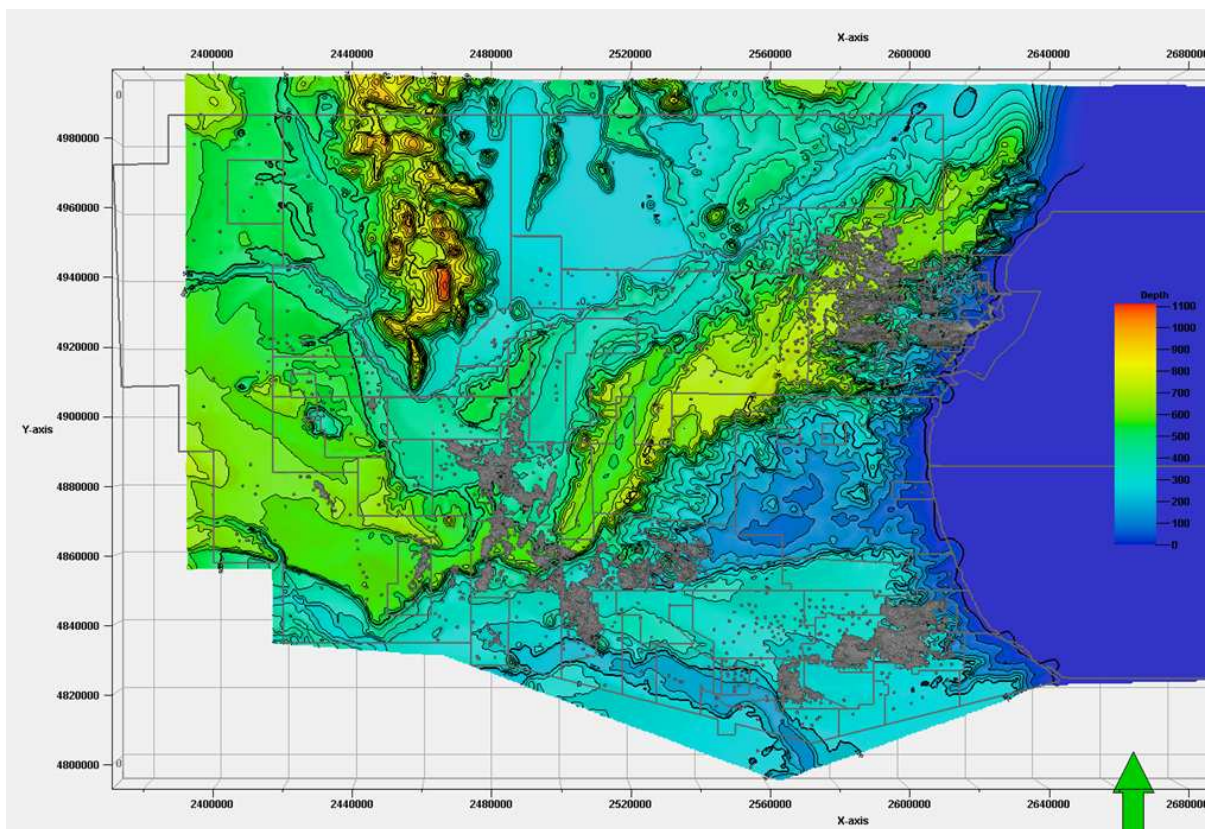


Figura 4: Topografía de la cuenca del Golfo San Jorge

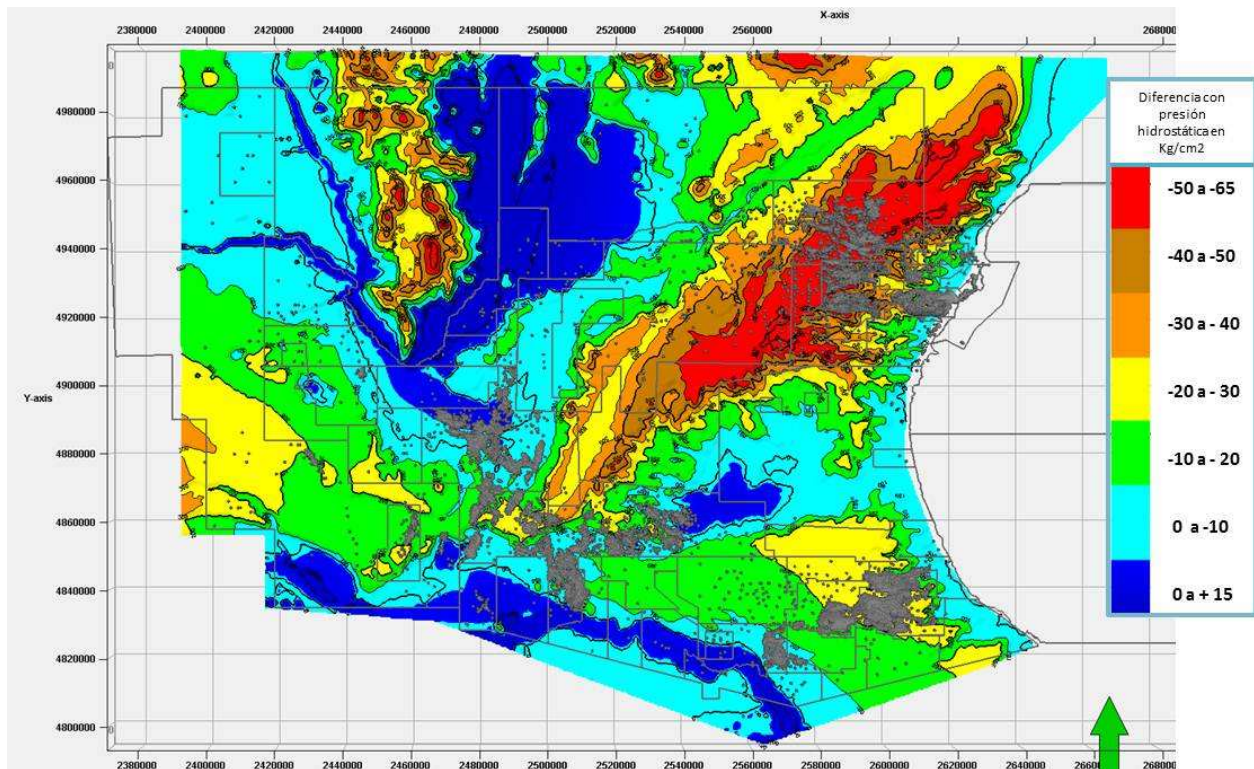


Figura 5: Mapa de presión poral. Es la diferencia entre la topografía y la superficie potenciométrica. Muestra las zonas donde los reservorios están sobrepresionados (color azul) y sub-presionados (colores verde hasta rojo).

Por último, aparecen en el mapa zonas (color azul oscuro) que involucran los yacimientos de Cañadón Vasco, la parte sur de Cerro Guadal Norte y Sarmiento/Cerro Guacho, como también una pequeña zona en el centro de la cuenca donde las presiones de reservorio están entre 3 y 7 kg/cm² por encima de la presión normal. Precisamente estas zonas presentan bajas cotas topográficas asociadas a la presencia de valles de importantes ríos: Senguerr y Deseado. Es probable que la erosión relativamente rápida (en términos geológicos) provocada por estos ríos, sea la razón por la cual la superficie potenciométrica se encuentra por encima del nivel del terreno, generando presiones anormalmente altas.

Una de las consecuencias de tener una superficie potenciométrica por debajo del nivel del terreno, se manifiesta durante la perforación. Cuando se planea la perforación de un pozo, las operaciones se diseñan para que las presiones en el pozo permanezcan acotadas entre la presión poral y la presión de fractura. Si la presión en el pozo cae por debajo de la presión poral, habrá entrada de fluido de la formación dentro del pozo. Si la presión en el pozo excede la presión de fractura, las formaciones serán fracturadas y puede haber pérdidas en los fluidos de perforación.

La diferencia entre la presión ejercida por la columna de lodo (medida desde el nivel del terreno), y la presión de reservorio (medida desde la superficie potenciométrica) se llama sobrebalance, y será mayor cuanto mayor sea la diferencia entre ambas superficies y mayor sea la densidad del lodo. En estos casos, será más probable que se produzcan pérdidas en los fluidos de perforación en los primeros centenares de metros de profundidad.

Hipótesis hidrodinámica

La interpretación de los estudios hidrodinámicos regionales se hace utilizando mapas de la superficie potenciométrica calculados a partir de la medición de presión de fluidos. Las líneas de contorno indican

líneas de igual potencial de fluido o altura de la superficie potenciométrica. El flujo de agua del sistema es normal a las línea de contorno, desde las zonas en que la superficie potenciométrica es elevada hasta las zonas donde la superficie potenciométrica baja. Entonces si la superficie potenciométrica tiene una pendiente, hay un gradiente hidrodinámico y los fluidos se moverán a lo largo de las vías permeables.

El flujo del agua confinada puede ser pendiente arriba o pendiente abajo de la estructura, ya que su dirección está dada por la relación de cambio de altura de agua del gradiente de fluido hidrodinámico (medido en relación al nivel del mar), y no a la relación de cambio de la presión hidrostática a lo largo del camino del flujo. Es por eso que puede fluir desde un área de baja presión hidrostática de fluido a una de alta presión, siempre que la altura de la superficie potenciométrica sea más baja en la dirección de flujo.

Como la superficie potenciométrica calculada es la misma para todas las capas, independientemente de la formación en la que estén, decimos que el gradiente de presión vertical en la cuenca es normal y las capas están en equilibrio hidrostático en la vertical, cuyo nivel de presión cero es aquél dado por la superficie potenciométrica. La pendiente de esta superficie nos indica la dirección en la que el agua se mueve en el subsuelo, desde la zona de recarga hasta la zona de descarga. Suponemos que la recarga de los acuíferos debería producirse donde afloran las formaciones cretácicas, en la zona de Sierra de San Bernardo, donde se obtuvieron los valores de altura de columna de agua más altos. Hacia el Oeste y Norte de la sierra, no se tienen datos de presión para saber si la altura de la superficie sigue creciendo. La descarga se produce en el Mar Argentino. Volvemos a resaltar que este comportamiento de sistema abierto conectado con la atmosfera, con recarga y descarga, se cumple a escala de tiempo geológico, y que el movimiento del agua en el subsuelo demandará miles de años en recorrer unos cuantos kilómetros, como se verá en cálculos presentados más adelante.

Entre las evidencias secundarias que encontramos para soportar el modelo hidrodinámico, se encuentran la baja salinidad del agua de formación en contacto con hidrocarburo, el alto grado de paleo-biodegradación que manifiesta el petróleo en varios yacimientos, y un desplazamiento de la geometría de las trampas hacia el Este, como un indicativo de contactos agua-petróleo inclinados.

Las dos primeras evidencias, las desarrollaremos brevemente ya que no forma parte central del estudio, y nos centraremos en analizar la inclinación de los contactos.

Evidencias de campo

Salinidad del agua de formación

Numerosas son las fuentes de datos de salinidad del agua: datos de ensayos de capas individuales de todas las formaciones productivas, datos de producción de conjuntos de capas, o datos de baterías provenientes de un conjunto de pozos. También hay datos de laboratorio, donde se realizan medidas precisas de la salinidad del agua de formación. Si bien no se evidencia un patrón en la distribución de la salinidad, tal como un aumento con la profundidad de las capas o variaciones espaciales según los yacimientos, en todos los casos se trata de valores relativamente bajos, entre 3 gr/l a no más de 12 gr/l, que resultan consistentes con la presencia de un sistema activo con recarga y circulación de agua meteórica.

Un dato llamativo son los valores bajos de salinidad de pozos ubicados en el offshore de la cuenca. El pozo Marta. x-1 que se encuentra a 65 km de la costa, ensayó una capa a 1310 m de profundidad con valores de salinidad de 7,1 gr/l y otra a 1036 mbnm con petróleo y agua de 7,9 gr/l. El mismo patrón muestra el pozo Au.x-1 ubicado a 50 km de la costa, que fue perfilado con un lodo de salinidad de 12,5 gr/l y la curva de potencial espontáneo invierte su patrón habitual, indicativo de que el agua de formación posee salinidades inferiores a la del lodo.

El modelo hidrodinámico propuesto, asume un flujo de agua subterránea cuyo motor es la gravedad, que genera un gradiente de presión horizontal desde la zona alta de la cuenca hasta el mar. Sin embargo este motor debería desaparecer en el mar ya que se carece de topografía. En efecto esto es lo que sucede y lo podemos comprobar con los datos de pozos, ya que tanto en aquellos situados sobre la costa como en los que se encuentran decenas de kilómetros mar adentro, el nivel piezométrico es cero (es decir, coincide con el nivel del mar) y por lo tanto el gradiente horizontal es cero.

Sería de esperar que en ausencia de un gradiente horizontal de presiones como ocurre en el mar, el agua de formación estuviese quieta y con el tiempo, por diferencia de densidades el agua de mar que posee salinidades de 35 gr/l invadiera todas las formaciones y se formara una cuña salina que penetrara en los yacimientos del continente cercanos a la costa. Sin embargo esto no ocurre. La explicación la encontramos en la forma que tendría el nivel piezométrico anterior al actual. Si tenemos en cuenta que durante los últimos pulsos glaciarios hace 19.000 años, el nivel más bajo del mar se encontraba entre 150 a 200 m más bajo que el actual, la línea de costa se encontraría a unos 400 km de la costa actual, y allí estaría el nivel cero de la superficie potenciométrica, generando un gradiente de presiones horizontal capaz de movilizar agua subterránea en el offshore actual. Esto es una evidencia de que los niveles piezométricos medidos en la actualidad se modifican rápidamente (en términos geológicos) ante cambios de nivel de base. Esta velocidad en los cambios de nivel se debe a la rápida propagación de los pulsos de presión en el subsuelo y no al movimiento del agua que, basados en algunos cálculos, veremos que demanda miles de años en recorrer unos pocos kilómetros.

Biodegradación del petróleo

El otro indicio de circulación de agua meteórica en las formaciones cretácicas es el alto grado de biodegradación que posee el petróleo en casi todas las acumulaciones de la cuenca. La amplia difusión de petróleos biodegradados en la cuenca parece más compatible con un proceso de circulación de aguas meteóricas a través de una zona de recarga que por infiltración puntual a través de fallas desde la superficie del terreno, más aun teniendo en cuenta la desconexión de presiones (actual) que existe entre el acuífero multiunitario (en contacto con la atmósfera) y el complejo de acuíferos profundos donde se aloja el hidrocarburo.

Partimos de la hipótesis de que este modelo de circulación de agua ocurre desde que comienza a levantarse la Cordillera de los Andes y se produce una pendiente regional de la cuenca hacia el Atlántico, con períodos de interrupción durante las ingresiones atlánticas del Paleoceno, que depositó la Formación Salamanca, y del Oligoceno, que depositó la Formación Patagonia. La inundación de la cuenca hace desaparecer el relieve topográfico, origen del gradiente horizontal de fluidos.

Contactos inclinados

El punto en el cual se centrará este estudio es la determinación de la forma en que el movimiento de fluidos afecta a la acumulación de hidrocarburos en la cuenca. Para compensar el gradiente horizontal de agua, en una trampa con hidrocarburo se produce una diferencia en la altura del contacto agua-petróleo entre su extremo oriental y su extremo occidental. El contacto se inclina hacia la dirección del gradiente de fluidos y su ángulo aumenta con la densidad del hidrocarburo, siendo siempre mayor que el ángulo de inclinación de la superficie potenciométrica. Esta relación fue demostrada por Hubbert (1953), vinculando la inclinación del contacto en función del gradiente de presión y las densidades de los fluidos a través de la siguiente ecuación:

$$\alpha_o = \alpha_w \cdot \frac{\rho_w}{(\rho_w - \rho_o)},$$

donde α_o es la pendiente del contacto agua-petróleo, α_w es la pendiente de la superficie potenciométrica, ρ_w es la densidad del agua de formación, y ρ_o es la densidad del hidrocarburo. Como se aprecia en la

ecuación, el contacto se hace más inclinado en el caso de petróleos de alta densidad (petróleos pesados) y disminuye para petróleos de baja densidad (petróleos livianos), y la inclinación es despreciable en el caso de reservorios de gas.

Yacimientos con comportamiento compatible a contactos inclinados

El primer ejemplo que describiremos es el del yacimiento Estancia Cholita, perteneciente al área de reserva Cañadón Yatel, al Oeste de la cuenca. Se trata de una suave estructura anticlinal de orientación NE-SW, con el flanco occidental más suave y extendido que el oriental, y seccionada por fallas normales de rumbo NW-SE. En la Figura 6 se muestra el mapa estructural del tope de la Formación Bajo Barreal y los pozos perforados en el área con las burbujas indicando el pronóstico de acumulada de petróleo. Si bien no existen diferencias entre la cantidad y calidad de reservorios entre el flanco oriental y el occidental del anticlinal, sobre este último hay muchas menos capas mineralizadas con hidrocarburo, por lo que la perforación se vuelca sobre el flanco oriental que posee mayores acumuladas a cotas estructurales mucho más bajas. En cambio la producción y acumulación de gas parece ser simétrica respecto a la forma del anticlinal, lo que es compatible con un menor ángulo de inclinación para el contacto entre el gas y el agua, por la mayor diferencia entre sus densidades. También se observa en el yacimiento que las acumulaciones en la Formación Bajo Barreal, de petróleo más viscoso, se encuentran a cotas estructurales más bajas que en la Formación Castillo, con petróleo de menor densidad, tal como se desprende de la ecuación de Hubbert (1953), aunque este efecto podría deberse a la diferente geometría de los reservorios en ambas formaciones.

El otro ejemplo de asimetría en las trampas se observa en los anticlinales El Guadal Sur y Anticlinal Perales Sur, donde existe un desplazamiento hacia el Este de las acumulaciones de hidrocarburo respecto de la geometría de la estructura, con producción de petróleo en cotas estructurales entre 30 y 40 m más bajas en el flanco oriental respecto al occidental (Figura 6), sin que intervengan aparentemente otras razones para que esto ocurra.

Por último mencionaremos dos yacimientos localizados sobre el Flanco Norte de la cuenca, en el área de reserva Manantiales Behr: El Alba Valle y Grimbeek. Los dos poseen características similares, una estructura homoclinal con una suave pendiente de alrededor de 1° buzando hacia el Este y reservorios muy continuos de gran extensión. Los estudios más detallados de modelado de reservorio realizados en estos yacimientos son compatibles con tener contactos que inclinan alrededor de $0,4^\circ$ (7m/km) hacia el Este, en la Formación Comodoro Rivadavia para El Alba Valle y en la Formación Yacimiento El Trébol para Grimbeek.

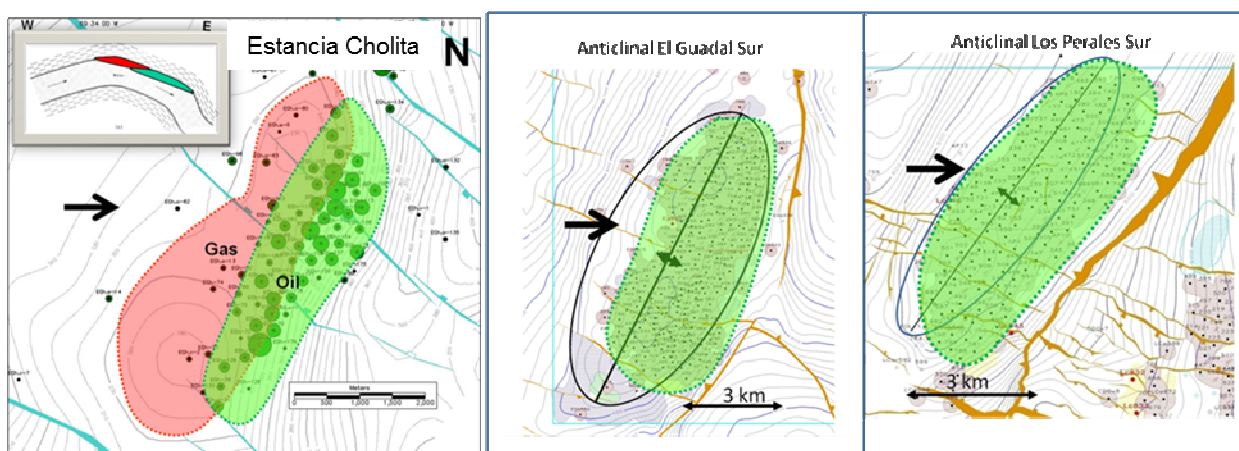


Figura 6: Las acumulaciones de petróleo se desplazan hacia el Este debido al gradiente hidrodinámico.

Modelado numérico-analítico

El problema de los contactos inclinados

El objetivo de esta sección es analizar el efecto de la circulación de agua subterránea, la inclinación del contacto agua-petróleo y la relación con la superficie potenciométrica, mediante modelos simples. El caso de estudio que analizaremos se trata de una serie de arenas reservorio separadas por arcillas. Consideramos que la superficie potenciométrica regional se construye mediante gradientes de presión en pozos de estos reservorios, tal como se muestra en la Figura 7.

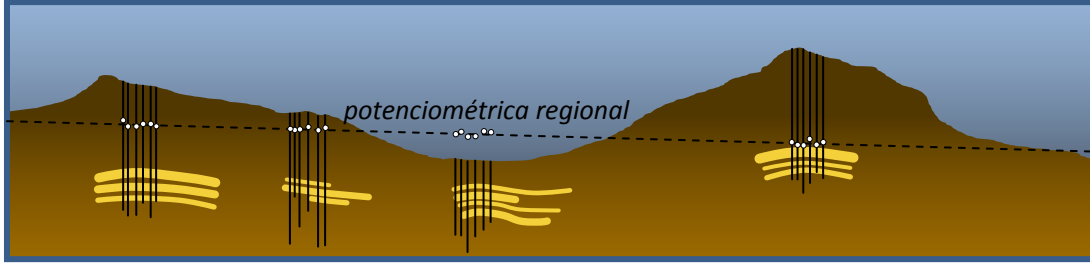


Figura 7: Esquema del caso de estudio. Ejemplo de construcción de la superficie potenciométrica a partir de la medición de gradientes de presión en las arenas contactadas en los yacimientos

Aproximación analítica

Como primera aproximación, consideremos un sistema unidimensional de arcilla y arena por el que circula un flujo de agua horizontal Q (despreciamos variaciones de velocidad en la vertical). Consideremos también que en el bloque de arena hay, además del agua circulante, una porción de petróleo como se muestra en la Figura 8.

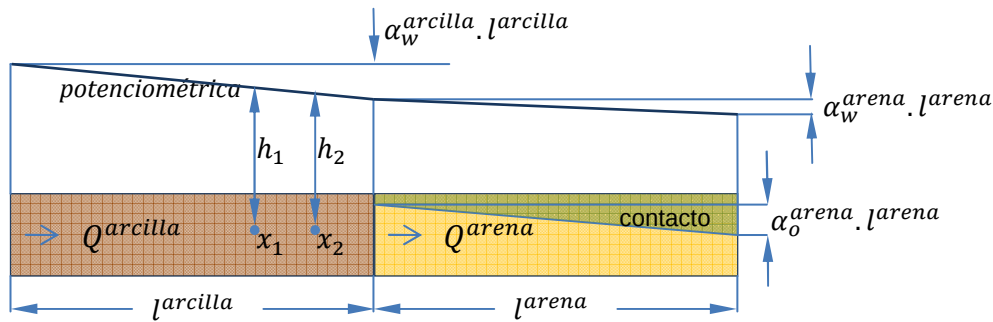


Figura 8: Esquema del sistema arcilla-arena con agua circulante y petróleo en la arena permeable cuyo contacto tiene pendiente α_{oil}^{arena}

Antes de comenzar el análisis del bloque de arcilla o la arena de la Figura 8 hagamos algunas consideraciones generales que valen tanto para la arcilla como para la arena.

Consideremos un medio poroso por el que circula un flujo de agua y tomemos dos puntos x_1, x_2 separados una distancia Δl con alturas potenciométricas h_1 y h_2 (ver Figura 8). Recordando que la altura potenciométrica es la altura que alcanzaría el agua para llegar a presión atmosférica, la presión P_1 y P_2 en cada punto es

$$P_1 = \rho_w \cdot g \cdot h_1, \quad P_2 = \rho_w \cdot g \cdot h_2$$

donde g es la aceleración de la gravedad y ρ_w es la densidad del agua. Luego, dividiendo la diferencia de presión por la distancia entre los puntos escribiremos $\rho_w \cdot g \cdot \Delta h / \Delta l = \Delta P / \Delta l$, donde hemos definido

$\Delta h = h_1 - h_2$ y $\Delta P = P_1 - P_2$. Luego, la relación entre el gradiente de presión dP/dl y pendiente de la potenciométrica $\alpha_w = dh/dl$, la obtenemos tomando el límite para $\Delta l \rightarrow 0$ y $x_2 \rightarrow x_1$, resultando

$$\rho_w \cdot g \cdot \alpha_w = \frac{dP}{dl}. \quad (1)$$

De esta forma se relaciona el gradiente de presión asociado al flujo de un acuífero con la inclinación local de la potenciométrica. Encontramos que la pendiente de la potenciométrica “es” el gradiente de presión salvo un factor proporcional a la densidad del agua. Es importante notar también que la ecuación (1) no depende de la porosidad o permeabilidad del medio, por esto la utilizaremos más adelante tanto se trate de una arena muy permeable o una arcilla de baja permeabilidad.

Por otra parte, en condición de flujo estacionario, la conservación del caudal de agua Q_w circulante a lo largo del modelo se puede escribir

$$\frac{dQ_w}{dl} = \frac{d}{dl}(v_w \cdot \phi \cdot A) = 0, \quad (2)$$

donde v_w es la velocidad del agua, ϕ es la porosidad y A es el área transversal al paso. Por tratarse de un medio poroso, también vale la ecuación de Darcy,

$$v_w = \frac{K}{\mu_w} \cdot \frac{dP}{dl},$$

donde μ_w la viscosidad del agua y K la permeabilidad del medio. Entonces, asumiendo A constante, si combinamos las últimas dos ecuaciones encontramos que

$$\frac{d}{dl} \left(\phi \cdot K \cdot \frac{dP}{dl} \right) = 0. \quad (3)$$

Por lo tanto v_w es constante si ϕ no varía y necesariamente dP/dl es también constante si $\phi \cdot K$ no varía. Finalmente, según la ecuación (1) la pendiente de la potenciométrica α_w también es constante en las zonas donde $\phi \cdot K$ es constante. En conclusión, la línea potenciométrica será una recta de pendiente constante dentro de cada uno de los dos bloques de la Figura 8, tal como se muestra esquematizado. Por lo tanto, al no haber variación con la longitud salvo cambio de medio, bastará con resolver el problema para un punto cualquiera en la arena y para otro en la arcilla.

Analicemos el bloque de arcilla de la Figura 8. Si elegimos el punto x_1 en la arcilla, al evaluar la ecuación (1) en la arcilla la escribiremos

$$\rho_w \cdot g \cdot \alpha_w^{arcilla} = \frac{dP}{dl} \Big|_{arcilla} \quad (4)$$

donde $\alpha_w^{arcilla}$ es la pendiente de la potenciométrica en la arcilla y $\frac{dP}{dl} \Big|_{arcilla}$ es el gradiente de presión horizontal en la arcilla.

Enfocándonos en el bloque de arena de la Figura 8, si tenemos en cuenta que el petróleo está entrampado en la arena (la presión de entrada de la curva capilar en la arcilla es mayor a la presión del petróleo), consideraremos que el petróleo no se mueve (despreciamos la velocidad de recirculación). En estas condiciones, analizaremos la diferencia de presión entre dos puntos x_3 y x_4 separados una distancia Δl como los que se muestran en la Figura 9 (que no es más que un detalle de la arena de la Figura 8). La diferencia de presión entre estos puntos se puede escribir restando ambas columnas de fluido,

$$P_3 - P_4 = \rho_o \cdot g \cdot h_o + \rho_w \cdot g \cdot (h_w + \Delta l \cdot \alpha_o^{arena}) - \rho_o \cdot g \cdot (h_o + \Delta l \cdot \alpha_o^{arena}) - \rho_w \cdot g \cdot h_w,$$

$$P_3 - P_4 = (\rho_w - \rho_o) \cdot g \cdot \Delta l \cdot \alpha_o^{arena},$$

donde P_3 y P_4 son las presiones en los puntos x_3 y x_4 y donde h_o, h_w son los espesores que se muestran en la Figura 9. Así, al igual que en el caso de la arcilla, si dividimos la ecuación anterior por la distancia Δl que separa los puntos y tomamos el límite para $\Delta l \rightarrow 0$ recuperamos la ecuación de Hubbert (1953) que ahora escribimos

$$(\rho_w - \rho_o) \cdot g \cdot \alpha_o^{arena} = \frac{dP}{dl} \Big|_{arena} \quad (5)$$

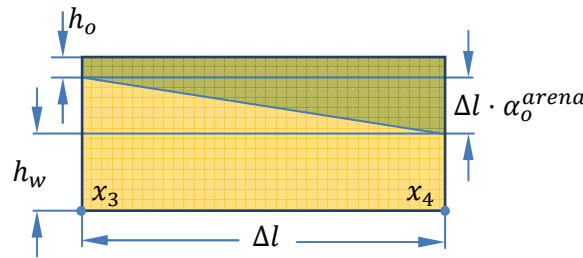


Figura 9: Arena con contacto inclinado de agua-petróleo

Como ya vimos, la conservación de masa en este modelo 1D implica que el caudal de agua circulante por la arcilla sea el mismo que el circulante por la arena, es decir

$$Q^{arcilla} = Q^{arena}. \quad (6)$$

Por lo tanto, (si $\Delta l \cdot \alpha_o^{arena} \ll h_w$, consideraremos A constante) estamos en las condiciones necesarias para la ecuación (3), que escribimos

$$\begin{aligned} \phi^{arcilla} \cdot K^{arcilla} \cdot \frac{dP}{dl} \Big|_{arcilla} &= \phi^{arena} \cdot K^{arena} \cdot \frac{dP}{dl} \Big|_{arena}, \\ \frac{K^{arcilla}}{K^{arena}} \cdot \frac{dP}{dl} \Big|_{arcilla} &= \frac{dP}{dl} \Big|_{arena} \end{aligned} \quad (7)$$

donde los subíndices indican a qué bloque pertenece cada parámetro y donde hemos asumido la misma porosidad en arcillas y arenas. Además, mediante la ecuación (1) evaluada en la arena y la arcilla, rescribimos la ecuación (7) en términos de la potenciométrica,

$$\frac{K^{arcilla}}{K^{arena}} \cdot \alpha_w^{arcilla} = \alpha_w^{arena}. \quad (8)$$

Finalmente, remplazando las ecuaciones (4) y (5) en (7) encontramos que

$$\frac{(\rho_w - \rho_o)}{\rho_w} \cdot \alpha_o^{arena} = \frac{K^{arcilla}}{K^{arena}} \cdot \alpha_w^{arcilla}. \quad (9)$$

Esta última expresión resulta especialmente de interés porque relaciona el ángulo de la superficie potenciométrica en la arcilla con la inclinación del contacto agua-petróleo en la arena. Es importante notar en la ecuación que cuanto menor sea la diferencia $\rho_w - \rho_o$ mayor será la pendiente del contacto agua-petróleo.

A modo de ejemplo representativo, consideramos el sistema de arcillas y arenas que se muestra en la Figura 10. El corte A-A que se muestra en dicha figura representa el modelo 1D que resolveremos. Allí hemos

indicado con línea continua la potenciométrica y con línea de trazos la línea potenciométrica regional media que podríamos construir mediante mediciones de presión en las arenas. Según la geometría propuesta en el ejemplo de la figura,

$$\alpha_w^{arcilla} \cdot 100 \text{ m} + \alpha_w^{arena} \cdot (600 \text{ m} + 1300 \text{ m}) = \alpha \cdot (600 \text{ m} + 100 \text{ m} + 1300 \text{ m}).$$

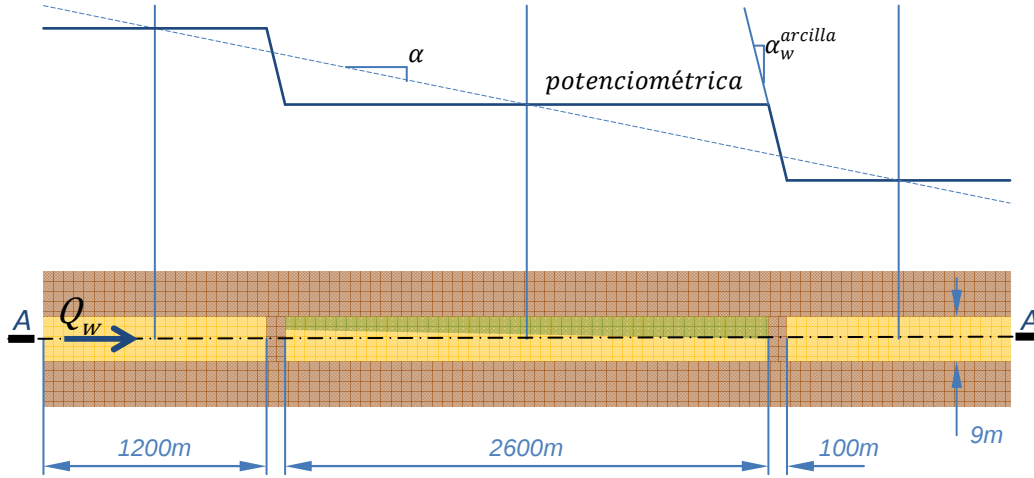


Figura 10: Esquema del modelo 1D de arenas-arcillas y la línea potenciométrica

Despreciando las caídas de presión en las arenas en la ecuación anterior, ya que según la ecuación (8) la pendiente de la potenciométrica en la arena es 5000 veces menor a la pendiente en la arcilla, la relación entre la pendiente de la potenciométrica regional α y la pendiente local en las arcillas es $\alpha_w^{arcilla} = 20 \cdot \alpha$.

Consideremos $\rho_o = 0.9 \cdot \rho_w$, $K^{arena}/K^{arcilla} = 5000$ y una línea potenciométrica regional de pendiente $\alpha = 3 \text{ m/Km}$. Según las ecuaciones (4) y (7) los gradientes de presión en la arcilla y arena resultan $dP/dl|_{arcilla} = 6.06 \text{ bar/Km}$ y $dP/dl|_{arena} = 0.0012 \text{ bar/Km}$. Luego, usando la ecuación de Darcy la velocidad resulta $v_{arena} = v_{arcilla} = 38.2 \text{ cm/año}$.

Finalmente, según la ecuación (9) la inclinación del contacto agua-petróleo resulta

$$\alpha_o^{arena} = 0.12 \text{ m/Km}.$$

Aproximación numérica

En la sección anterior estimamos la inclinación del contacto según un esquema 1D donde asumimos que el flujo de agua en la arena es el mismo que en la arcilla adyacente, ecuación (6). Pero por ser unidimensional el esquema no tuvimos en cuenta el aporte de agua a través de la superficie (superior e inferior) de la arena, superficie que en general es mucho mayor que cualquier sección transversal. A continuación analizaremos qué tan importante es el efecto de superficie para el cálculo del contacto agua-petróleo pasando a un esquema 2D.

Aporte superficial al flujo en las arenas

A fin de cuantificar la importancia del aporte vertical de agua en la arena, construimos un modelo 2D como el que se muestra en la Figura 11. Se trata de una arena inmersa en un bloque de arcilla, donde hemos modelado sólo la porción superior por simetría. La porosidad elegida es de 20%, la permeabilidad en la arena 500 mD y en las arcillas 0.1 mD. La arena está situada a 1 Km del borde del sistema por donde ingresa el agua a fin de conseguir una fuente lejana de agua y a 600 m del borde superior a fin de capturar completamente la zona de flujo influida por la presencia de la arena en el sistema.

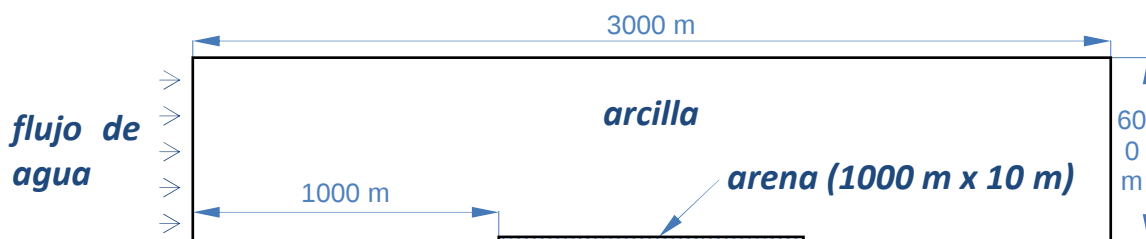


Figura 11: Esquema 2D arena-arcilla utilizado para el análisis

Las líneas de flujo, resultado de la simulación dinámica del modelo, se muestran en la Figura 12, donde hemos coloreado tres zonas delimitadas por estas líneas. La zona amarilla corresponde al flujo de agua que no pasa por la arena, la zona naranja son las líneas que atraviesan la arena entrando por la superficie superior y la zona roja es la que fluye por la arena ingresando por el espesor.

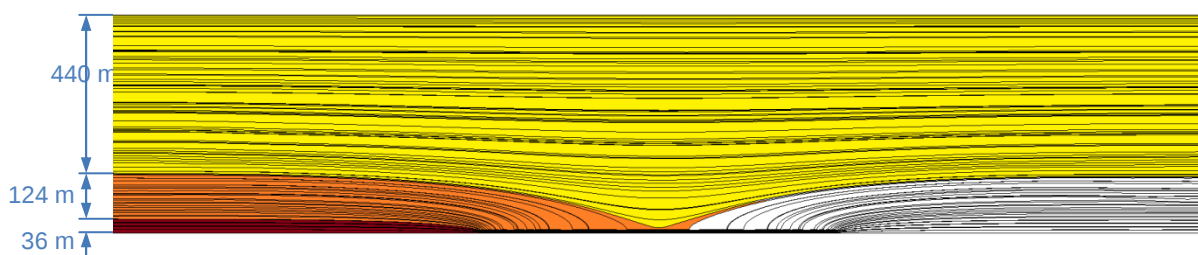


Figura 12: Líneas de flujo en la arcilla deformadas por la presencia de la arena. La forma de las líneas determina los límites de las tres regiones coloreadas

En la Figura 12 se observa la importancia del aporte de agua a través de la superficie al caudal que fluye a través de la arena. Mediante el modelado en Eclipse/FrontSim, calculamos los caudales y velocidades en cada una de estas regiones (la división de regiones se determinó con un error de balance de masa en la arena de 5% al cabo de 100,000 años simulados). Encontramos que la ecuación (6), hipótesis del modelo 1D que indica que el fluido ingresa por el frente de la arena, ya no es válida. Es necesario considerar el aporte vertical a lo largo de la arena. Como se desprende de la simulación, el 78% del aporte de agua a la arena, no entra por su frente, sino a través de la superficie superior (e inferior) como se muestra en la Figura 13.

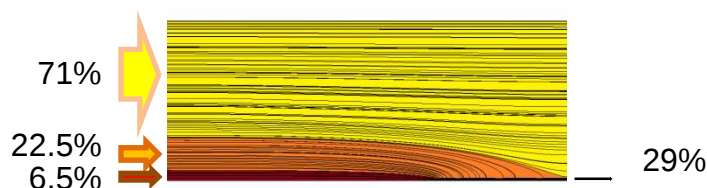


Figura 13: Caudales de cada zona.

Efectos geométricos

En la sección anterior encontramos que el fenómeno es intrínsecamente (al menos) bidimensional, es decir no se puede despreciar el aporte vertical de caudal en las arenas. Para esto hemos construido un modelo de una única arena aislada en arcilla y encontramos que (dada la alta relación de permeabilidades) la presencia de la arena deforma las líneas de flujo horizontales con una zona de influencia de hasta 100 m en la vertical. Sin embargo, en casi todos los casos de interés (sobre todo en la CGSJ) las arenas reservorio se encuentran rodeadas de otras arenas separadas por distancias menores a 100 m, por lo que es de esperar que interfieran sus respectivas zonas de influencia. Para tratar de entender cómo se interfieren mutuamente las arenas permeables, en esta sección mostraremos los resultados obtenidos en un modelo conceptual de arenas horizontales como el que se muestra en la Figura 14. En color marrón indicamos las arcillas con una permeabilidad de 0.1 mD y en amarillo las arenas con 500 mD de permeabilidad. Aquí nos enfocaremos en

la línea de corte A-A que se indica en la Figura 14 (equivalente al corte A-A del caso 1D) y el flujo a través de la *arena central* de la figura en presencia de las otras arenas. Al igual que en el modelo anterior la porosidad elegida es 20%, la permeabilidad de las arenas es 500 mD y las arcillas 0.1 mD. El arreglo de arenas muestra una relación arena-arcilla tal que en la zona central (paquete de arenas), NTG=14% y globalmente en todo el modelo, NTG=6%.

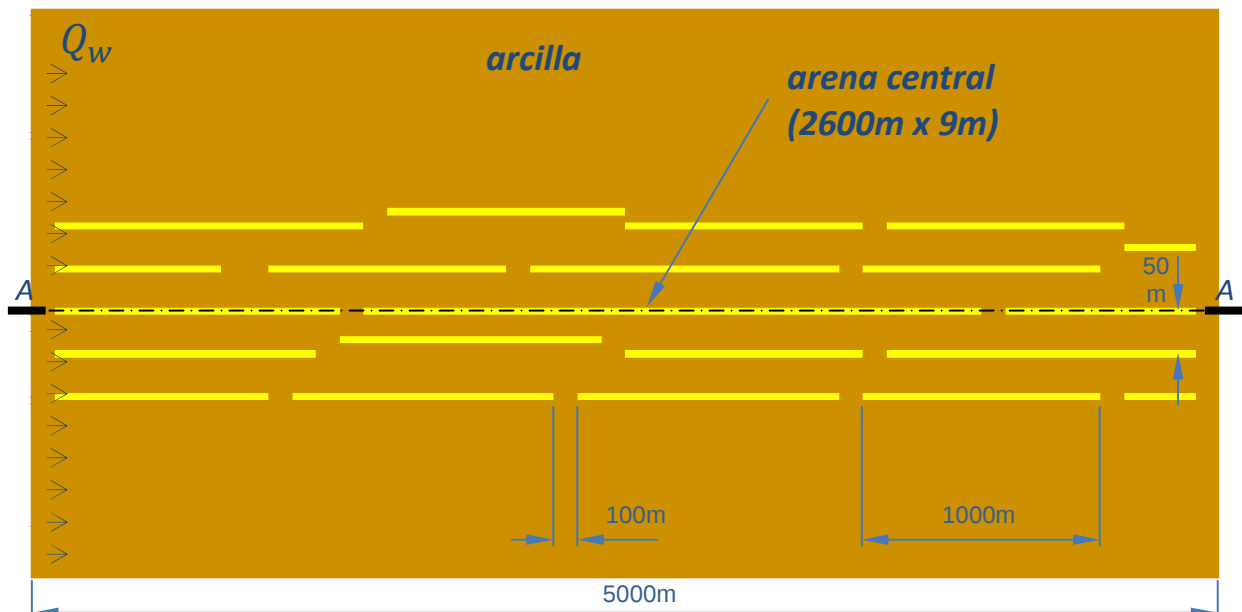


Figura 14: Modelo conceptual de arenas (500 mD) en arcilla (0.1 mD), escala vertical x3. NTG: 14% (paquete de arenas), 6% (global)

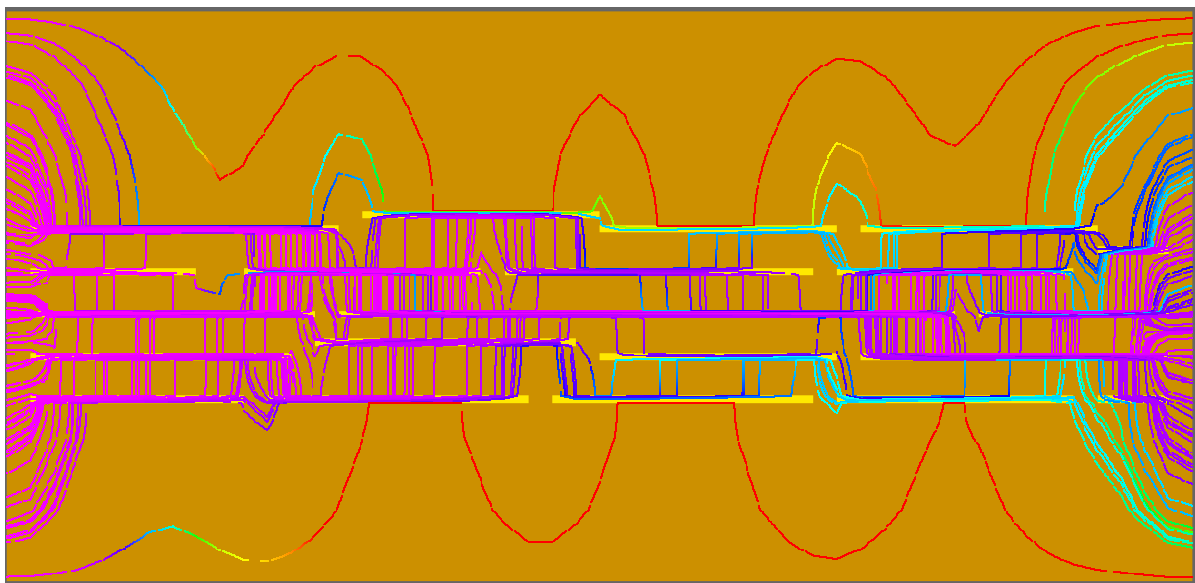


Figura 15: Líneas de Flujo, escala vertical x3. Los colores de las líneas indican el tiempo de circulación, de rosa (menor tiempo) a rojo (mayor tiempo).

En la Figura 15 se muestran los resultados de la simulación. Las líneas de flujo se muestran con colores de rosa a rojo que indican el tiempo de vuelo, rosa menor tiempo y rojo mayor tiempo. En dicha figura se observa cómo gran parte del caudal (alta densidad de líneas de flujo) circula a través de las arenas, buscando minimizar el paso por las arcillas. Observando los tiempos de vuelo (color de la línea) se advierte que las trayectorias del centro de la figura recorren el modelo en mucho menor tiempo que las líneas de la porción inferior y superior. Evidentemente, el flujo se concentra en la zona de arenas (de mayor permeabilidad media), moviéndose horizontalmente en las arenas y verticalmente a través de las arcillas que las separan. Al

igual que en la sección anterior, concluimos que no se puede despreciar el aporte superficial a las arenas, siendo en este caso claramente preponderante. De hecho, tanto la entrada como la salida del agua de las arenas sucede en las superficies tope y base, como se observa en el detalle de la arena central de la Figura 16. El caudal a lo largo de la arena, lejos de ser constante como en el modelo 1D, va variando según sea la entrada o salida de fluido, llegando a ser casi nula la circulación cerca de los extremos de la arena.

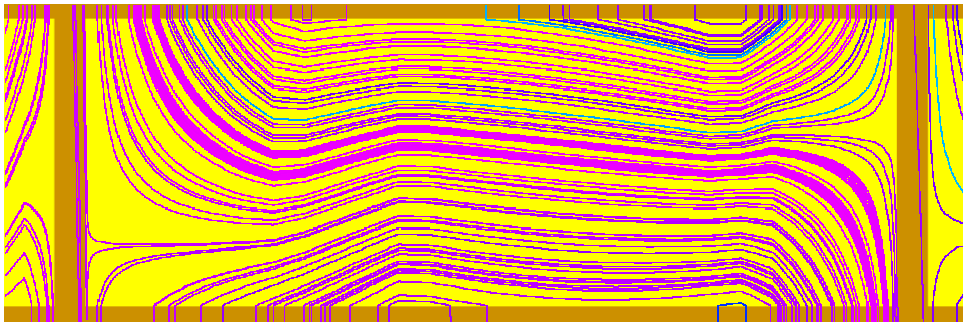


Figura 16: Detalle del flujo en la arena central, escala vertical x100.

Tanto en la Figura 15 como en la Figura 16 notamos cómo las líneas de flujo en las arcillas son casi perpendiculares a la superficie de las arenas ya que los gradientes más grandes de presión ocurren en las arcillas. Cualitativamente, encontramos que la presencia de las arenas que rodean a la central aumenta la cantidad de líneas de flujo que pasan por ella. Por estar rodeada de otras arenas, el flujo de agua a través de la *arena central* concentra una alta densidad de líneas de flujo, es decir, el caudal es mayor al que se esperaría si estuviera aislada como en el modelo de la sección anterior.

Mediante una simulación en Eclipse de este mismo modelo (sólo agua), analizamos los resultados cuantitativamente. Por ser un modelo bidimensional, los resultados extensivos calculados se reportarán por metro de espesor en la dimensión no simulada, es decir, asumiremos simetría en esa dirección.

Para la simulación se utilizó una grilla de 5 Km x 0.6 Km, 7250 celdas activas, refinado en la arena central con celdas de 9 cm de espesor. Se simularon 10,000 años y a fin de asegurar el flujo estacionario se monitoreó la variación de presión en dos puntos de arcilla a la altura de la arena central que mostraron una variación menor al 0.6‰ durante los últimos 9000 años simulados.

A partir de los resultados de la simulación numérica encontramos que el caudal que fluye por las arenas depende, no sólo de la diferencia de presión global y de su permeabilidad, sino también de su geometría y posición. Identificamos así dos tipos de arenas en el arreglo: de alto caudal y de bajo caudal. En particular, la *arena central* resulta de alto caudal con 0.00816 m³/día/m (162 cm/año), y el caudal total circulante en el sistema (600 m de espesor) es 0.01 m³/día/m (3 cm/año). Comparando estos resultados con los del modelo analítico, encontramos que el caudal en la arena central es más de 4 veces lo predicho por el modelo 1D.

La Figura 17 es el perfil de presión correspondiente a la línea de corte A-A pasando por el centro de la arena central. Se observan las sucesivas caídas de presión abruptas al pasar por las arcillas y las pendientes menores que corresponden a la arena central y las dos arenas que la rodean. En línea azul de trazos indicamos el perfil de presiones globales que corresponde, en este caso, con una potenciométrica regional de pendiente 3 m/Km (misma pendiente que la del modelo analítico). Para este gradiente regional, el gradiente en la arena central resultó $\left. \frac{dP}{dl} \right|_{arena} = 0.09 \text{ bar/Km}$. Así, si suponemos, al igual que supusimos para el modelo 1D, $\rho_o = 0,9 \cdot \rho_w$ y utilizando la ecuación (5), la inclinación del contacto agua-petróleo resulta

$$\alpha_{oil}^{arena} = 9 \text{ m/Km}$$

que es más de 75 veces lo predicho por el modelo analítico 1D.

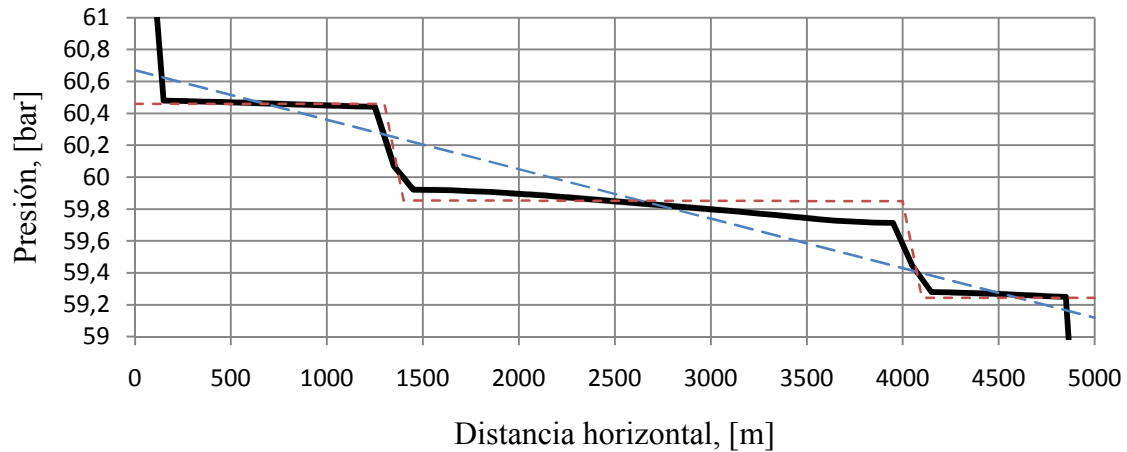


Figura 17: Perfil de presión en el corte A-A. En línea de trazos azul el gradiente regional, en trazos rojo el modelo analítico 1D y en negro el modelo numérico 2D

En la Tabla 2 se resumen los resultados más importantes de la simulación (para la fila de arenas se tomaron los valores en el punto de máxima velocidad en cada arena) y se comparan con los resultados analíticos obtenidos para el modelo 1D.

	velocidad, [cm/año]		dP/dl, [bar/Km]	
	2D	1D	2D	1D
arcillas	0.03 – 1.2	38.2	0.15 – 3.5	6
arenas	13 – 162	38.2	0.006 – 0.09	0.001

Tabla 2: Resultados de la simulación numérica 2D y comparación con los cálculos analíticos 1D

A partir de los resultados numéricos obtenidos concluimos que los parámetros geométricos son determinantes en cuanto al flujo en las arenas. Encontramos que según las dimensiones y la posición de las arenas la velocidad del flujo de agua muestra una variabilidad de hasta un orden de magnitud. De la misma manera, el caudal en las arcillas muestra variaciones aún mayores según su cercanía a las zonas de alto caudal circundante a las arenas.

Se construyó también un modelo 3D con una distribución equivalente de arenas que no mostró grandes diferencias respecto al 2D, por lo que, por simplicidad del desarrollo, hemos decidido no analizarlo aquí. Sin embargo, los resultados del modelado 3D podrían aumentar aún más la relación entre la potenciométrica regional y la inclinación del contacto agua-petróleo.

Concluimos que aunque el caudal total a través del sistema no es demasiado grande (3cm/año), es suficiente para generar una inclinación de 9m/Km en el contacto de agua-petróleo (para $\rho_o = 0,9 \cdot \rho_w$).

A partir de los resultados obtenidos de la simulación, asumiendo que son representativos de las arenas en algún yacimiento, podemos deducir algunos corolarios. Por ejemplo, si suponemos una arena reservorio de 500 mD, 20% de porosidad, de alto caudal (caso optimista: calcularemos tiempos mínimos de represurización), de 2.6 Km x 2 Km x 9 m de espesor, que haya sido drenada en primaria acumulando 1MMm³, para una potenciométrica regional de 3 m/Km de pendiente, el caudal circulante por ella sería

$$0.00816 \frac{m^3/d}{m} \cdot 2000 m = 16 \frac{m^3}{d}.$$

Por lo tanto serían necesarios 168 años para recuperar la presión original si se cerraran los pozos. A través de esta arena el agua tardaría entre 1,600 y 20,000 años en recorrer los 2.6 Km de largo de la arena, mientras que por la arcilla tardaría de 215,000 a 8,000,000 años en completar esa misma distancia.

Ensayos en laboratorio

Se realizaron una serie de mediciones en celdas visuales de simulación física a fin de comprobar y cuantificar, a nivel de laboratorio, algunos de los conceptos que surgen de las hipótesis mencionadas y entender mejor los procesos y posibles derivaciones que implican.

Los objetivos propuestos para estos estudios fueron los siguientes:

- Validar las ecuaciones de equilibrio hidrodinámico/hidrostático y desarrollar ecuaciones cualitativas o semicuantitativas para vincular los transitorios con permeabilidad, viscosidad, volúmenes porales barridos y otras posibles variables de interés.
- Escalar algunas variables en celdas de laboratorio para ayudar a la visualización de escenarios heterogéneos a escala regional y de cuenca
- Comparar cualitativa y cuantitativamente los resultados obtenidos en las celdas visuales con los resultados generados mediante modelos de simulación numérica

Primera secuencia de operaciones

Se presentarán a continuación algunas de las experiencias más significativas realizadas en medios porosos artificiales.

Inicialmente se armó una celda con esferas de vidrio de unos 500 micrones de diámetro generando un medio poroso artificial con permeabilidades cercanas a 450 D. Las dimensiones internas de la celda son de (75 x 25 x 0.40) cm, y posee 4 puntos de inyección, 4 puntos de producción y tres puntos de acceso intermedios. La Figura 18 muestra el sistema de mediciones de presión mediante columnas de agua, implementado para estas caracterizaciones.

Se experimentó agregando kerosene ($\text{visc} = 1.4 \text{ cP @ } 25^\circ\text{C}$) para modelar el comportamiento de una fase orgánica, acumulada en el tope de una “trampa” por cuya base circula agua.

La Figura 19 muestra el estado inicial de esta celda (luego de la carga de kerosene, sin circulación de agua) y el estado final del mismo escenario, sometido a un flujo de $30 \text{ cm}^3/\text{min}$.

Esta experiencia tuvo varios inconvenientes operativos, entre ellos que no se alcanzó la interfaz horizontal debido a que los equilibrios fueron demasiado lentos. Esto se atribuyó a la presencia de fuerzas capilares que dificultaron el reacomodamiento de las interfaces. No se obtuvieron datos representativos en cuanto a la velocidad de equilibrio, pero se pudo comprobar la validez aproximada de la ecuación que vincula la diferencia de presión hidrodinámica con la diferencia de presión hidrostática entre un extremo y otro de la celda.

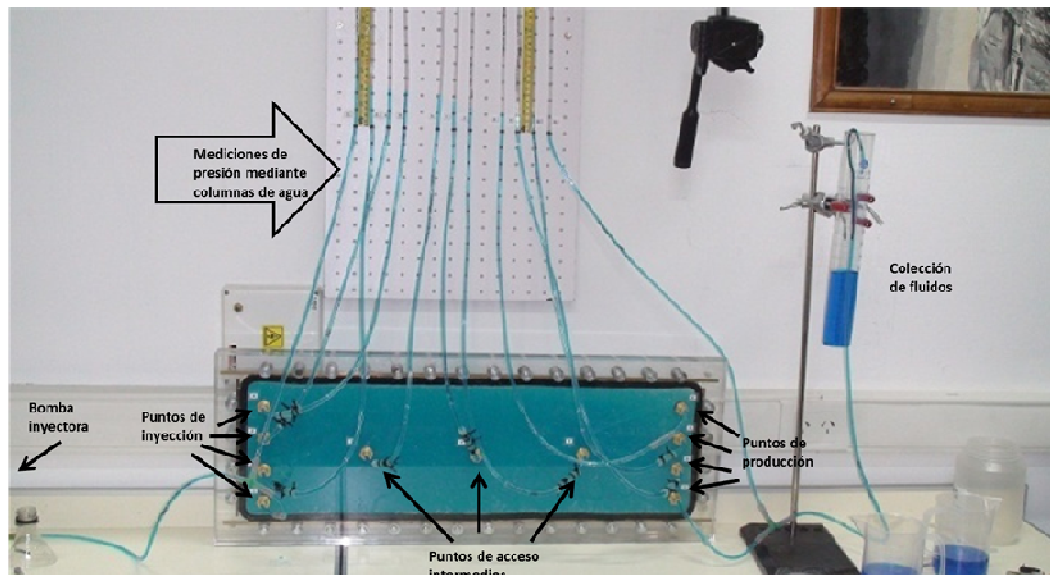


Figura 18: Celda rellena con esferas de vidrio y $S_w=100\%$ con colorante azul. Se inyecta y produce sólo de los puntos inferiores de sus correspondientes puntos de inyección y producción. Los 3 superiores se utilizan para medir presiones.

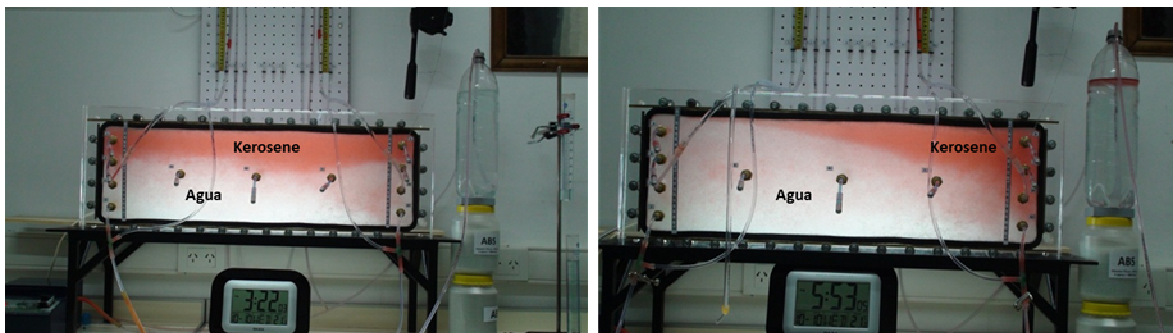


Figura 19: A la izquierda agua y kerosene de 1.4 cp a 25°C en condiciones estáticas. A la derecha se muestra la redistribución de los fluidos en condiciones dinámicas con un flujo de 30 cm^3/min .

Segunda secuencia de operaciones

En función de los resultados obtenidos en la primera secuencia de ensayos, se decidió emplear un medio poroso mucho más permeable para minimizar las fuerzas capilares, de modo de evaluar sólo los equilibrios de fuerzas viscosas y gravitatorias y poder emplear fases orgánicas de diferentes viscosidades. Se decidió emplear un medio poroso de fibra sintética (guata) que cumple con los requisitos de resistencia mecánica y muy alta permeabilidad. Esta resultó cercana a 24000 Darcies, según se estimó en la siguiente tabla:

<i>Permeabilidad al agua</i>		
longitud	64.0	cm
alto efectivo	14.0	cm
espesor	0.4	cm
área	4.9	cm^2
Q	2.0	cm^3/seg
ΔP	1.0	cm agua
	0.00097	atm
visc	0.90	cP
K	24.286	D

Tabla 3: Los cálculos son aproximados porque la geometría de flujo no es exactamente lineal.

En la Figura 20 se muestran algunas imágenes de los equilibrios obtenidos con "petróleo" de viscosidad 30 cP a diferentes tiempos.

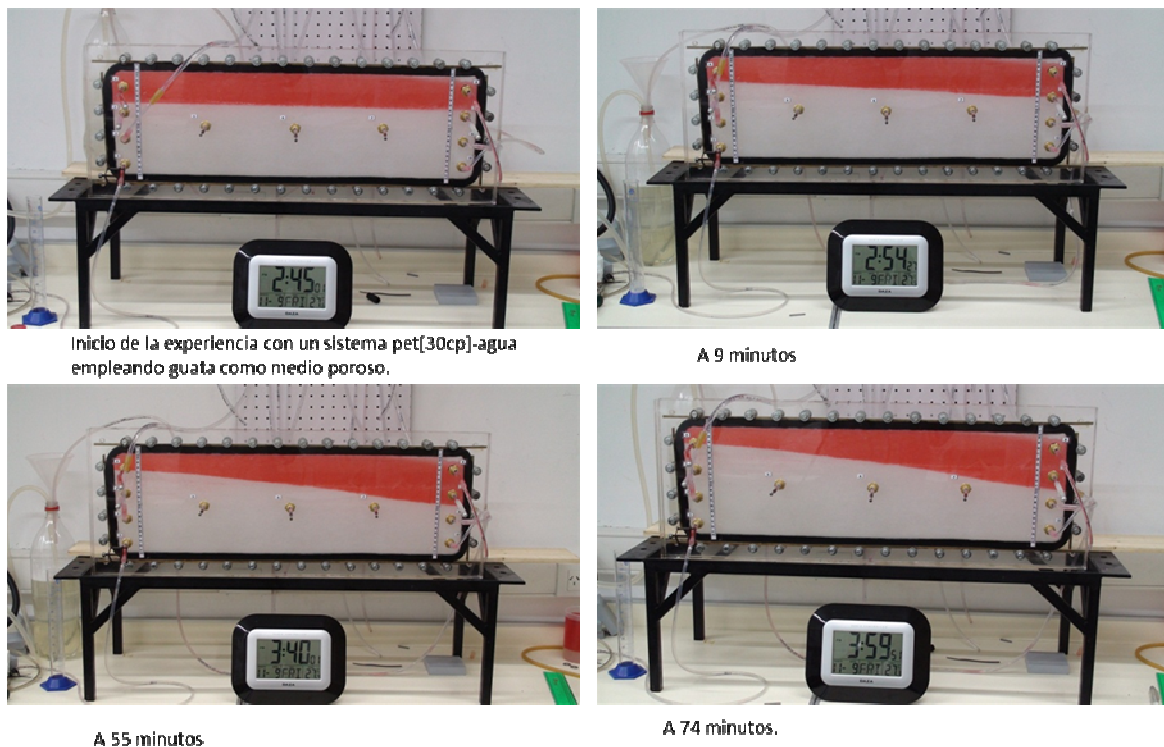


Figura 20: Experiencia utilizando guata como medio poroso y petróleo de 30 cp.

Se midieron los cambios de altura del contacto en ambos extremos y se extrapoló a tiempo infinito. Ver Figura 21.

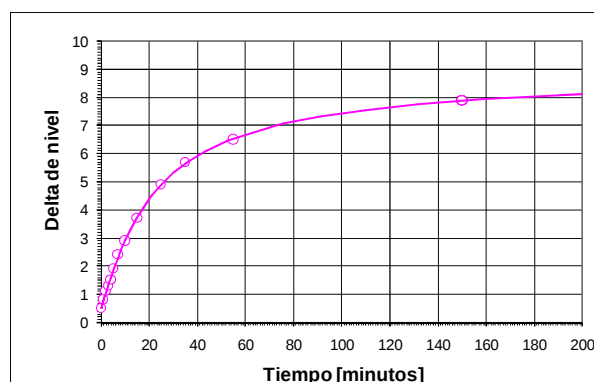


Figura 21: Ajuste numérico a tiempo "infinito".

El cálculo de la relación entre el gradiente hidrostático de este escenario (8.71 cm de diferencia de niveles, extrapolado a las condiciones de equilibrio en tiempo "infinito") y el gradiente hidrodinámico (1.4 cm de columna de agua) arroja un valor de

$$8.71 / 1.4 = 6.22$$

Este valor es muy cercano al cociente entre la densidad del agua y la diferencia de densidad entre los fluidos involucrados ($1.00 - 0.85 \text{ g/cm}^3$)

$$1.00 / (1.00 - 0.85) = 6.67$$

Soportando la validez de la ecuación que iguala, en el equilibrio, la diferencia de presiones hidrodinámica e hidrostática.

Además se realizó otra experiencia con viscosidades de 15 cP y misma densidad, resultando similares diferencias de altura, aunque en tiempos de equilibrio mucho menores.

Tercera secuencia de operaciones

Como última experiencia se diseñó una celda heterogénea con cuerpos arenosos dispersos en una “matriz” menos permeable, con la intención de visualizar líneas de flujo durante la circulación de agua.

Se armó una segunda celda sólo con arenas de diferente permeabilidad (de 10 a 700 D) sobre la que se hicieron barridos con trazadores en forma de pulsos y con inyección continua. La Figura 11 muestra una foto de esta celda, donde se indica la permeabilidad de cada uno de los cuerpos arenosos incluidos en el diseño. Esa misma figura muestra el inicio de la inyección de un pulso de un trazador de color azul.



Figura 22: Celda con cuerpos arenosos de alta permeabilidad rodeados por una arena continua de menor permeabilidad. Se muestra el inicio de la inyección de un pulso de un trazador de color azul.

La Figura 23 muestra el avance del trazador en este mismo escenario.

Las mediciones con trazadores en estas celdas heterogéneas permiten apreciar la importancia del flujo cruzado entre cuerpos permeables y que la mayor cantidad de flujo procede a través de estos últimos.

En esta misma celda se realizó una medición de presiones en flujo estacionario, empleando puntos de medición equi-espaciados. En esta medición pudo comprobarse que la caída de presión es aproximadamente lineal con razonable independencia de la cantidad y ubicación de los cuerpos arenosos más permeables.

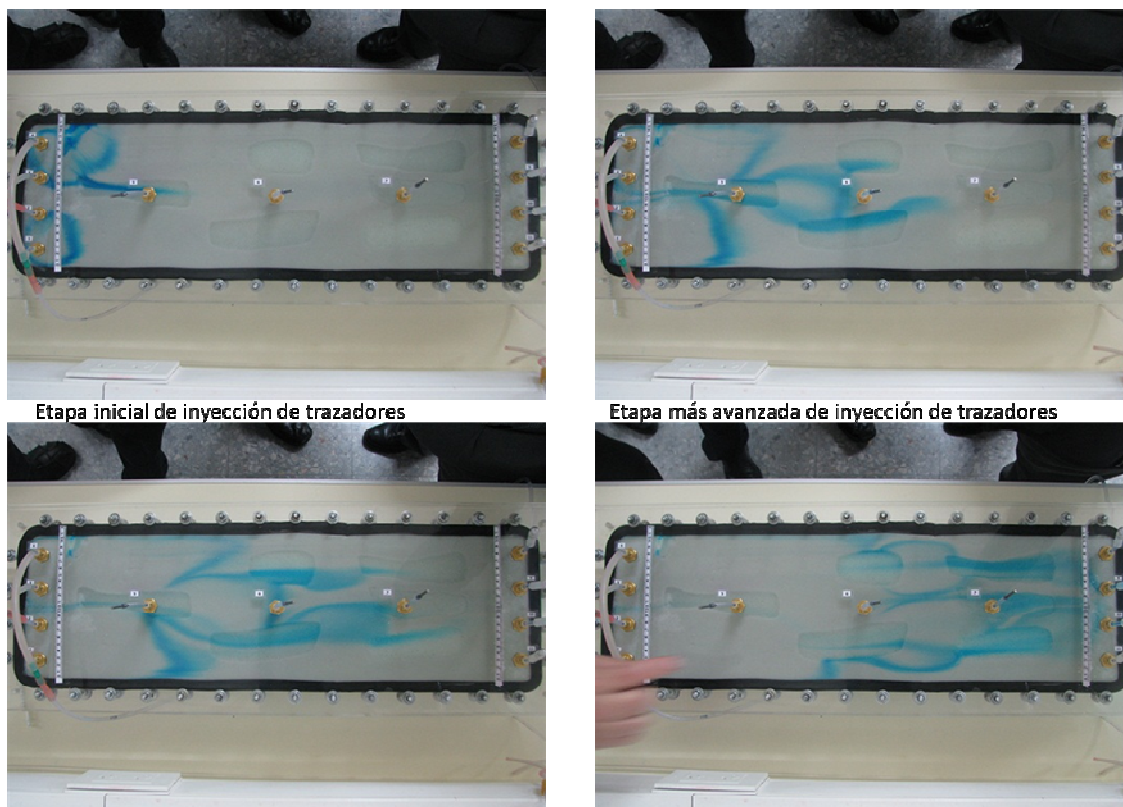


Figura 23: Avance del trazador

Conclusiones

Se presenta en este trabajo un modelo hidrogeológico regional, para el conjunto de acuíferos profundos presentes en las formaciones productoras de hidrocarburo de la Cuenca del Golfo San Jorge.

Se comprueba que todas las formaciones por debajo del acuitardo Sarmiento, poseen el mismo nivel piezométrico. Este nivel se calculó para toda la cuenca, y se construyó una superficie potenciométrica regional que rige las presiones porales de los reservorios. Los yacimientos que se encuentran en zonas donde la superficie potenciométrica está por debajo del nivel del terreno, tendrán presiones inferiores a lo normal, y allí donde la superficie se encuentre por encima del nivel del terreno, tendrán presiones mayores a lo normal. La forma de dicha superficie semeja un plano inclinado, con una pendiente de 3m/km al este hasta la línea de costa y se hace horizontal en el mar.

La inclinación de la superficie implica necesariamente un flujo de agua. Esto se condice con una serie de evidencias tales como baja salinidad del agua de formación, biodegradación generalizada del petróleo y la inclinación de los contactos agua- petróleo. Varios yacimientos de la cuenca, muestran evidencias compatibles con contactos inclinados, con acumulaciones de petróleo desplazadas hacia el Este respecto a la geometría de las trampas.

Entre los modelos realizados, el modelo analítico 1D no es suficiente para representar el fenómeno que es básicamente bidimensional, ya que el flujo de agua que entra a la arena lo hace principalmente por sus superficies superior e inferior, y no por el frente del cuerpo como asume el modelo 1D.

Con modelos numéricos 2D se determinó que la distribución y geometría de los cuerpos arenosos es determinante en los resultados. Se analizó la importancia del aporte superficial de caudal a lo largo de la arena y se encontró que el agua no fluye en la dirección del gradiente regional de presión, sino que lo hace a lo largo de las arenas y perpendicular a su superficie entre las arcillas que las separan. Dependiendo de las

dimensiones y posición de cada cuerpo, la velocidad del flujo de agua ha mostrado variaciones de hasta un orden de magnitud en las diferentes arenas (y dos órdenes en las arcillas). Encontramos que aunque el caudal total circulante no sea demasiado grande (3 cm/año), es suficiente para generar una pendiente significativa (9 m/Km) en el contacto agua-petróleo para un petróleo con suficiente densidad (0.9 g/cm^3).

Encontramos que el caudal que circula por las arenas se incrementará con el aumento de su longitud, y a mayor relación arena/arcilla (NTG), por lo tanto la inclinación de los contactos agua- petróleo será mayor.

Los ensayos de laboratorio validan la ecuación hidrodinámica, donde la inclinación del contacto depende de la diferencia de densidades, y el aumento en la viscosidad y/o disminución de la permeabilidad sólo retrasan el equilibrio hidrodinámico. Los experimentos que se realizaron con una sola fase (agua), mostraron que el agua se mueve en forma longitudinal a las arenas, y en forma perpendicular por las arcillas, buscando cuerpos de alta permeabilidad, tal como lo predice la simulación numérica 2D.

Bibliografía

- Castrillo E., Grizinik M. y Amoroso A. (1984). Contribución al conocimiento geohidrológico de los alrededores de Comodoro Rivadavia, Chubut. *Noveno Congreso Geológico Argentino*, (págs. 393-406). S.C. de Bariloche.
- Hubbert, M. K. (Agosto de 1953). Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions. *Bulletin of the american association of petroleum geologists*, 37(8), 1954-2026.
- Weyer, K. U. (1978). Hydraulic forces in permeable media. *Mémoires du B.R.G.M*, vol 91, 285-297.
- Weyer, K. U. (2006). *Hydrogeology of shallow and deep seated groundwater flow systems: Basic principles of regional groundwater flow*. Calgary, Alberta: WDA Consultants Inc.