

LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS Y LAS ANOMALÍAS DE AVO COMO METODOLOGÍA PARA LA DETECCIÓN DIRECTA DE HIDROCARBUROS

Eduardo Trinchero¹, Luis Vernengo², David Curia²

1: Pan American LLC, etrinchero@pan-energy.com

2: Pan American Energy LLC, lvernengo@pan-energy.com, david.curia@wintershall.com

Palabras clave: **Propiedades de los fluidos, Anomalías de AVO, Modelo de Batzle & Wang, Amplitudes sísmicas, Propiedades de las rocas**

ABSTRACT

Fluid properties and AVO anomalies as a methodology for the hydrocarbons direct detection

Recent advancements in seismic exploration allow detailed investigation of the effect of fluid and rock properties on seismic attributes. These advancements provide improved GCOS (Geological Chance of Success) calculation for exploration prospects using the rock physical evaluation techniques that are examined here in more detail.

To study the fluid properties in a reservoir and determine their seismic significance, a number of published predictors are available. The models chosen in the current study include: a) the Batzle and Wang (1992) model in order to predict fluid properties at different reservoir conditions, b) the Gassmann (1951) model to predict rock velocities and densities as a function of the saturating fluids, and c) the Amplitude Variation with Offset (AVO) model based on the Hilterman (1989) approximation of the Zoeppritz equations Zoeppritz (1919) to predict seismic response from the layered media rock properties.

The results for the Batzle and Wang (1992) model are compared with laboratory measurements in order to evaluate its usefulness as a prediction tool for fluid properties. Although Batzle and Wang equations are empirical and calibration is always needed, the general agreement is that they must be taken into consideration, Chopra *et al.* (2014). Subsequently, this reservoir model is used to simulate the effect on specific reservoir cases.

The Batzle and Wang, Gassmann and Zoeppritz models are applied to different scenarios. The behavior of the acoustic impedance and Poisson's ratio attributes are examined. It is shown that AVO responses are also the result of changes in modeled fluid and rock properties. Taking the results into consideration it is a consequence that the use of Batzle and Wang model it's an efficient predictor of the rock parameters AVO behavior in presence of light oil as it is were gas.

INTRODUCCIÓN

Efectos de las propiedades del fluido sobre la respuesta sísmica

Las propiedades físicas de los fluidos de los poros tienen un efecto sobre la respuesta sísmica de los medios porosos. Es necesario comprender el comportamiento de las velocidades de la

onda P (compresional) y de la onda S (de corte), así como también la densidad, para reconocer los cambios de las propiedades del fluido o de la roca y para predecir su efecto sobre los cambios en las amplitudes sísmicas. Las propiedades de los fluidos son especialmente importantes en el análisis sísmico de AVO, donde el comportamiento de un evento sísmico varía con el offset, es decir, con la distancia entre la fuente y el receptor referida a un punto medio común (CMP).

Por ejemplo, si un reservorio contiene gas o petróleo muy liviano con una alta proporción (GOR) de gas y petróleo, puede ocurrir una anomalía de amplitud o un efecto de AVO en la respuesta sísmica. Por lo tanto, las propiedades del fluido en los poros y los DHI (Indicadores Directos de Hidrocarburos) tienen implicaciones significativas para la exploración y producción de hidrocarburos.

La comprensión apropiada del papel de los fluidos en los poros y las propiedades de las rocas en la respuesta sísmica significa que el conjunto de datos sísmicos se utiliza de manera más eficiente. La Fig. 1 a) muestra el diagrama de flujo generalizado para el modelado sísmico

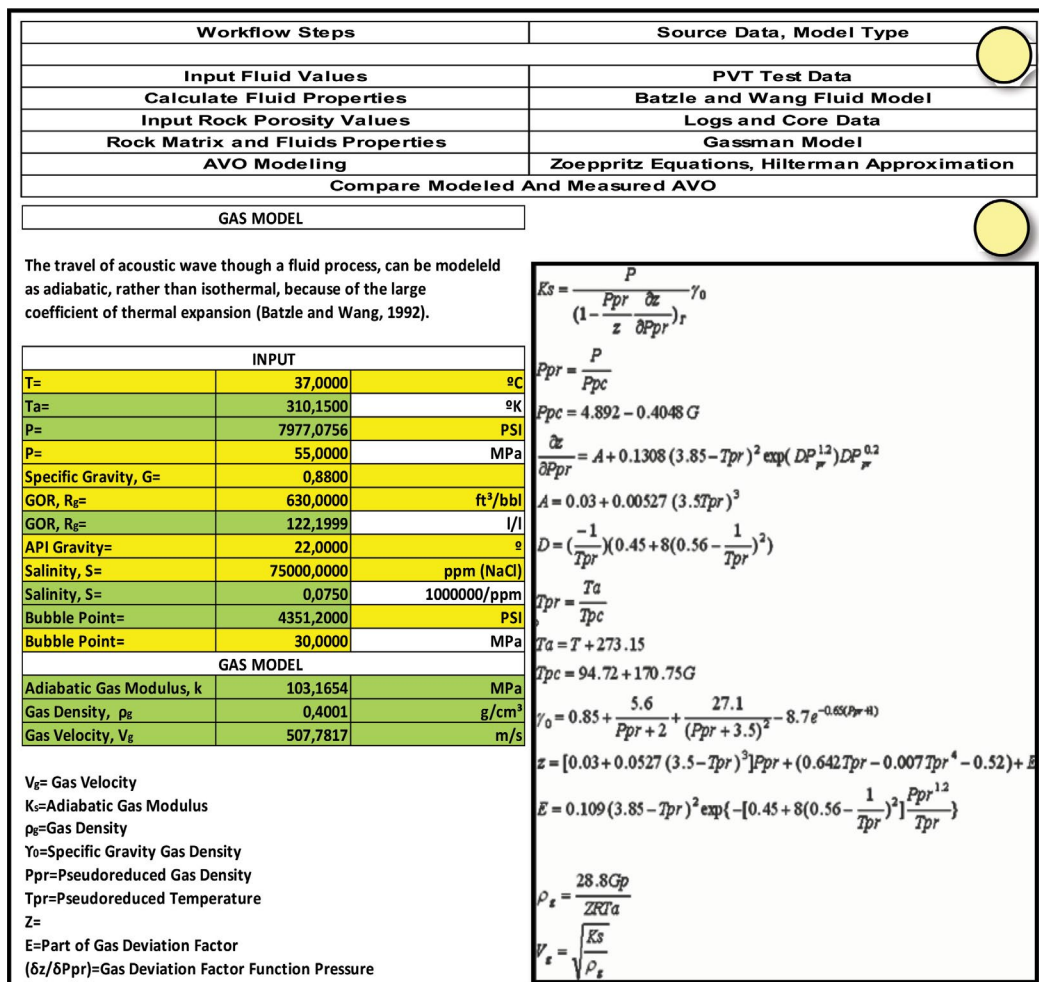


Figura 1. a) Diagrama de flujo generalizado para calcular la respuesta sísmica de un reservorio. b) Hoja de cálculo para la aplicación del modelo de Batzle y Wang (1992) para el caso de gas a condiciones estándar de subsuelo profundo, donde la presión es de 55 MPa y la temperatura de 75° C. Los datos de entrada (filas en color amarillo) provienen de los datos de pozos (PVT) o de otros reservorios similares denominados análogos.

de reservorios. Ilustra la relación entre las propiedades del fluido y la respuesta sísmica, donde el modelado de AVO, en este caso, es el objetivo final. Los parámetros básicos de entrada para el modelado son usualmente determinados mediante la realización de una prueba en muestras de roca y/o utilizando información por analogía, desde un área o pozo cercano.

Basándose en estos valores de entrada, las propiedades del fluido del reservorio pueden calcularse utilizando el modelo de Batzle y Wang. El mismo modelo se usa para estimar la influencia de las propiedades del fluido en diferentes condiciones del reservorio. Una vez que se calculan las propiedades elásticas del fluido (bulk modulus, densidad y velocidad), se puede realizar un modelado adicional para determinar las propiedades de los fluidos dentro de la matrix de la roca en diferentes condiciones, como por ejemplo la saturación.

La sustitución de fluidos se puede lograr a través del modelo de reemplazo de Gassmann. Las velocidades de las ondas P y S y la densidad de la roca reservorio saturada de fluido, predicha por el modelo de Gassmann (y válida solo bajo ciertas condiciones), pueden usarse junto con la información de las propiedades de la roca de la unidad suprayacente (determinada a partir de registros de pozo o también estimada) para el Modelado de AVO, para comparar una respuesta a las observaciones sísmicas. Los indicadores directos de hidrocarburos, como los bright spots o los dim spots y las anomalías de AVO, se modifican sustancialmente por las variaciones naturales en las propiedades de los hidrocarburos y las condiciones del reservorio.

Un modelo simple de “gas” a menudo es inadecuado para explicar los fenómenos observados, ya que un modelo mixto con petróleo puede dar una respuesta similar. Existe cierta falta de singularidad en este problema de inversión y se deben considerar todos los escenarios relevantes para garantizar que se conserve una solución realista. Uno de los objetivos principales de los estudios de los bright spots, dim spots o de anomalías de AVO, es identificar el carácter de los fluidos de los poros in situ.

Las anomalías, que indican la presencia de hidrocarburos, son causadas por una caída en el módulo de fluido efectivo, por lo tanto, menor velocidad de onda P (compresional) y la densidad, pero al mismo tiempo la velocidad de la onda S (de corte) permanece relativamente sin cambios. Sin embargo, un módulo de fluido reducido no es simplemente un indicador de la presencia o no de gas. Los hidrocarburos pueden tener un espectro complejo de propiedades. En muchas circunstancias, los mismos pueden estar por encima de un punto pseudocrítico, donde no hay una distinción clara entre la fase líquida y la fase gaseosa. En otras palabras, los cambios en las fases fluidas, en particular el contenido de gas, en general altera sustancialmente la respuesta sísmica.

METODOLOGÍA

Modelos, análisis y predicciones

1) Modelo de Propiedades de los Fluidos de Batzle y Wang

Este modelo combina relaciones termodinámicas y tendencias empíricas (a partir de datos conocidos) para predecir los efectos de la presión, la temperatura y la composición sobre las propiedades sísmicas (elásticas) de los fluidos, Batzle y Wang (1992). Las propiedades del fluido predichas incluyen la densidad y el bulk modulus (y por lo tanto, la velocidad) como funciones de la temperatura y presión del fluido, cuando se conoce la composición del fluido en los poros (supone que el gas que sale de la solución tiene las mismas propiedades y composición que el gas total que se libera en las condiciones de superficie).

Este uso del modelo también asume que el petróleo que queda como líquido después de que el gas comienza a liberarse (debajo del punto de burbuja) tiene la misma composición que el petróleo original, o que está saturado con la mayor cantidad de gas posible para esas condiciones. Para los cálculos son necesarias algunas variables básicas como entrada. Estas se determinan a partir del PVT (Presión-Volumen-Temperatura) medidos en una muestra representativa de petróleo o fluido, o son estimados por analogía a partir de información disponible (por ejemplo, los parámetros de entrada esenciales para este modelo podrían obtenerse de las pruebas PVT en una muestra de petróleo de un pozo cercano).

Particularmente para el gas, la propagación de un frente de onda acústico a través de un fluido se puede modelar como adiabática en lugar de isotérmica, debido al gran coeficiente de expansión térmica. Los petróleos crudos en general son mezclas de compuestos orgánicos complejos y pueden variar desde líquidos ligeros (condensados) hasta alquitranes muy pesados. La gravedad API es una clasificación ampliamente utilizada para la viscosidad y composición de los crudos (una gravedad API de aproximadamente 5 representa un petróleo pesado y un valor de gravedad API cercano a 80 es un condensado ligero, gas en el reservorio, pero un líquido en condiciones normales de PT).

Grandes cantidades de gas pueden disolverse en petróleo bajo presión, lo que disminuye la densidad y la velocidad; por lo tanto, también es de esperar un cambio en las propiedades sísmicas. La densidad y la velocidad del petróleo dependen de la presión, la temperatura y el grado API. Por lo tanto, cambiando la calificación API en este modelo es posible estudiar las modificaciones asociadas en la respuesta de AVO. Finalmente, el modelo de Batzle y Wang supone varias hipótesis para deducir las ecuaciones que serán de utilidad.

La Fig. 1 b) muestra el cálculo para el modelo de Batzle y Wang en el caso de condiciones profundas, es decir, presión poral de aproximadamente 50 MPa y temperatura de 75° C y gas con una gravedad de 0,7. Este modelo es adecuado para diferentes condiciones del reservorio (las mediciones de laboratorio de densidad de fluido y módulo de volumen se realizan en condiciones de temperatura y presión de superficie. Sin embargo, estas propiedades de fluidos también deben conocerse en condiciones in situ

para modelar el reservorio a fin de estudiar el comportamiento de AVO de los mismos) y permite estudiar el comportamiento de AVO en función de las condiciones cambiantes de presión y temperatura.

2) Modelo de Porosidad de Gassmann

Las ecuaciones de Gassmann (1951), relacionan el bulk modulus de la roca saturada con fluido (K_{bs}), con el bulk modulus del fluido del poro (K_f), el material sólido no poroso que comprende la roca (K_s) y el marco de roca porosa (K^*):

$$\frac{K_{sat}}{K_0 - K_{sat}} = \frac{K^*}{K_0 - K^*} + \frac{K_f}{\Phi(K_0 - K_f)}$$

o

$$K_{sat} = K^* + \frac{1 - \left(\frac{K^*}{K_0}\right)^2}{\frac{\Phi}{K_f} + \frac{(1 - \Phi)}{K_0} - \frac{K^*}{K_0^2}}$$

Donde Φ = Porosidad

Este modelo desarrolla relaciones fundamentales para predecir las velocidades de los medios porosos utilizando muestras de rocas y propiedades de fluidos, Gassmann (1951). Las ecuaciones propuestas son una simplificación del modelo elástico de Biot de medios porosos, Biot (1956), válido para frecuencias sísmicas bajas. Estas ecuaciones suponen un módulo mineral homogéneo y un espacio de poros isotrópico. Hay algunas variables necesarias a tener en cuenta como entrada para estos cálculos del modelo. El bulk modulus del material sólido y la densidad se determinan a partir de la mineralogía de la matrix del reservorio. Los valores del bulk modulus y densidad del agua y del hidrocarburo se calculan a la temperatura del reservorio y las condiciones de presión en la hoja de cálculo se relacionan con el modelo de Batzle y Wang (1992) descrito anteriormente (Fig. 2).

Input Data YELLOW Cells					Press/Temp Conditions											
Batzle & Wang Model LIGHT BLUE Cells					T =	37.000		°C								
					p =	27.5000		PSI								
INPUT CASE GAS					Data From											
Depth	119.980.315	ft	3657.0000	m	Well	0.00	1.95	0.06	3.72	2835.95	2145.86	1.32	-0.17	5542.93		
Lithology	Q-Sand				Well	0.10	1.98	0.07	4.09	2853.43	2134.17	1.34	-0.13	5636.33		
Porosity, ϕ	0.3000	Fra	30.0000	%	Lab	0.20	2.00	0.08	4.54	2877.52	2122.68	1.36	-0.10	5747.67		
Solid Bulk Modulus, K_s	38000.0000	MPa	38.0000	GPa	Lab	0.26	2.01	0.8	4.86	2896.01	2115.87	1.37	-0.07	5821.90		
Solid Density, ρ_s	2.6500	g/cm ³			Lab	0.30	2.02	0.09	5.10	2910.41	2111.37	1.38	-0.06	5875.81		
Water Bulk Modulus, K_w	3066.0000	MPa	3.0660	GPa	BW Model	0.39	2.04	0.10	5.74	2950.26	2101.34	1.40	-0.01	6013.25		
Water Density, ρ_w	1.0470	g/cm ³			BW Model	0.40	2.04	0.10	5.82	2955.44	2100.24	1.41	-0.01	6030.15		
Hydrocarbon Bulk Modulus, K_{hyd}	62.5005	MPa	0.0625	GPa	BW Model	0.50	2.06	0.12	6.78	3018.01	2089.28	1.44	0.04	6222.56		
Hydrocarbon Density, ρ_{hyd}	0.3317	g/cm ³			BW Model	0.53	2.07	0.13	7.13	3041.42	2086.03	1.46	0.06	6290.42		
S-wave Velocity, V_{sh}	2000.0000	m/s			Log	0.60	2.08	0.15	8.12	3107.34	2078.49	1.49	0.10	6473.42		
P-wave Velocity, V_{ph}	3740.0000	m/s			Log	0.70	2.10	0.20	10.11	3240.80	2067.67	1.57	0.16	6821.06		
Bulk Density, ρ_{bm}	2.2500	g/cm ³			Log	0.80	2.13	0.29	13.39	3455.63	2057.41	1.68	0.23	7347.30		
Log Condition Modulus, K_{fc}	31.4721	GPa			Log	0.90	2.15	0.53	19.84	3850.14	2047.11	1.88	0.30	8268.72		
Saturated Bulk Modulus, K_{ba}	19.4721	GPa			Log	0.95	2.16	0.90	26.12	4202.79	2042.01	2.06	0.35	9071.18		
Dry Frame Bulk Modulus, K_{fr}	11.0720	GPa			Log	1.00	2.17	3.07	38.25	4813.19	2036.96	2.36	0.39	10440.29		
Dry Frame Shear Modulus, G_{fr}	9.0000	GPa														
INPUT CASE LIVE OIL API					Data From											
API Gravity	52.0000	°			Well	0.00	2.10	0.22	10.82	3300.66	2072.65	1.59	0.17	6914.98		
Depth	12000.0000	ft	3657.0000	m	Well	0.10	2.10	0.24	11.86	3354.64	2069.00	1.62	0.19	7052.92		
Lithology	Q-Sand				Lab	0.20	2.11	0.27	12.94	3417.12	2065.36	1.65	0.21	7209.58		
Porosity, ϕ	0.3000	Fra	30.0000	%	Lab	0.26	2.11	0.29	13.30	3459.51	2063.19	1.68	0.22	7314.40		
Solid Bulk Modulus, K_s	38000.0000	MPa	38.0000	GPa	Lab	0.30	2.12	0.30	13.79	3490.14	2061.75	1.69	0.23	7389.50		
Solid Density, ρ_s	2.6500	g/cm ³			Lab	0.39	2.12	0.34	15.03	3567.47	2058.51	1.73	0.25	7576.32		
Water Bulk Modulus, K_w	3066.0000	MPa	3.0660	GPa	BW Model	0.40	2.12	0.35	15.18	3576.47	2058.15	1.74	0.25	7598.79		
Water Density, ρ_w	1.0470	g/cm ³			BW Model	0.50	2.13	0.41	16.87	3680.00	2054.57	1.79	0.27	7846.06		
Hydrocarbon Bulk Modulus, K_{hyd}	217.1986	MPa	0.2172	GPa	BW Model	0.53	2.13	0.43	17.46	3715.19	2053.50	1.81	0.28	7929.27		
Hydrocarbon Density, ρ_{hyd}	0.8001	g/cm ³			Log	0.60	2.14	0.49	19.00	3806.31	2051.01	1.86	0.30	8143.49		
S-wave Velocity, V_{sh}	2000.0000	m/s			Log	0.70	2.15	0.62	21.73	3963.81	2047.47	1.94	0.32	8509.83		
P-wave Velocity, V_{ph}	3740.0000	m/s			Log	0.80	2.15	0.85	25.39	4165.84	2043.95	2.04	0.34	8974.40		
Bulk Density, ρ_{bm}	2.2500	g/cm ³			Log	0.90	2.16	1.33	30.52	4434.96	2040.44	2.17	0.37	9587.02		
Log Condition Modulus, K_{fc}	31.4721	GPa			Log	0.95	2.17	1.85	33.95	4606.52	2038.70	2.26	0.38	9974.94		
Saturated Bulk Modulus, K_{ba}	19.4721	GPa			Log	1.00	2.17	3.07	38.25	4813.19	2036.96	2.36	0.39	10440.29		
Dry Frame Bulk Modulus, K_{fr}	11.0720	GPa														
Dry Frame Shear Modulus, G_{fr}	9.0000	GPa														

Figura 2. Modelo de Gassmann para casos de gas y petróleo en condiciones de subsuelo profundas. La hoja de cálculo muestra dos casos, a presión y condiciones de temperatura fijas. La parte superior corresponde al caso de gas y la parte inferior corresponde al caso de petróleo liviano de 52 API°. Las filas de color amarillo representan los datos de entrada que provienen de los registros de pozo, coronas o de reservorios de petróleo o gas análogos. Los valores de presión, temperatura, grado API° y las filas de color verde provienen del modelo de Batzle y Wang.

Las velocidades de las ondas P y S , y los valores de la densidad aparente (V_{pi} , V_{si} , ρ_{bi}) se obtienen de los registros de pozos y se utilizan para calcular el bulk modulus del volumen saturado (K_{bs}) y el módulo de corte seco (G). Las relaciones de Gassmann se utilizan para calcular el bulk modulus del material seco (K_{df}) mediante la aplicación del bulk modulus saturado (K_{bs}), determinado a partir de los perfiles de pozos o a partir de pruebas sobre muestras en laboratorio.

La bulk density (ρ_b) se calcula utilizando una densidad promedio ponderada en volumen para el reservorio. El bulk modulus del fluido (K_f) se calcula utilizando el promedio de Reuss (iso-stress) y se calcula utilizando las saturaciones de agua e hidrocarburo. El bulk modulus saturado (K_b) se calcula en cualquier condición de saturación deseada, utilizando el bulk modulus de volumen seco, el bulk modulus del material sólido, el módulo de fluido y la porosidad. Las velocidades de compresión y corte (V_p , V_s) se calculan usando las ecuaciones elásticas de Lamé.

3) Análisis de Presión y Temperatura

A partir del modelo de Batzle y Wang, se observa que, cuando el gas está en condiciones de alta presión y temperatura in situ (es decir, en condiciones profundas), tiene propiedades físicas similares a las del petróleo liviano. Por lo tanto, es importante que se usen propiedades reales de hidrocarburos para estimar las propiedades de las mezclas de gas y líquido. El modelo de Batzle y Wang se usa para evaluar la dependencia de las propiedades elásticas (y sísmicas) de los tipos de saturación, presión, tipo de hidrocarburo (principalmente para la API y la variable GOR) que se esperan para las diferentes condiciones del reservorio.

En otras palabras, este modelo permite calcular las propiedades elásticas del gas a diferentes presiones y temperaturas. Luego, las ecuaciones de Gassmann pueden utilizarse para calcular la variación de estas propiedades elásticas (particularmente, la impedancia acústica (IA), donde IA es el producto de la velocidad por la densidad, por lo que sus unidades son: (m/seg) / (gr/cm³)) con cambio de saturación de fluido. El impacto que este comportamiento realista que tiene el gas en las rocas, se puede calcular utilizando las ecuaciones de Gassmann.

Por ejemplo, en un reservorio poco profundo con una presión poral de alrededor de 15 MPa y una temperatura alrededor de 35° C, un pequeño porcentaje de gas libre con una gravedad de 0.88 (corresponde a un módulo de gas de aproximadamente 36 MPa) puede dominar las propiedades de la mezcla fluida y por lo tanto, las propiedades físicas de una roca saturada. La impedancia de onda P (compresional) no es muy sensible a la Saturación de Gas que varía de $S_g = 10$ a 100% (o, de otra manera, Saturación de Agua, $S_w > 90\%$), como se muestra en la Fig. 3 a). Es el primer 5% de Saturación de Gas el que genera el gran cambio de velocidad en los reservorios. Este concepto (llamado “efecto fizz water”) ha sido ampliamente aceptado como causa de muchas falsas “anomalías de AVO” y pozos secos.

Por lo tanto, en condiciones típicas de fondo, por ejemplo, a una presión poral de

aproximadamente 50 MPa y una temperatura de 75° C, el gas con una gravedad de 0,88 tiene un módulo de gas de aproximadamente 125 MPa. En este caso, la impedancia de onda P (compresional) muestra una relación más lineal con la saturación del gas en comparación con las condiciones de un reservorio poco profundo (ver Fig. 3). En condiciones de alta presión y temperatura, la densidad de la fase gaseosa es similar a la del petróleo liviano. En consecuencia, la anomalía de AVO podría ser derivada del gas o del petróleo liviano con posibilidades similares. Además, las anomalías sísmicas a tales altas presiones no están relacionadas con los conceptos estándar de fizz water.

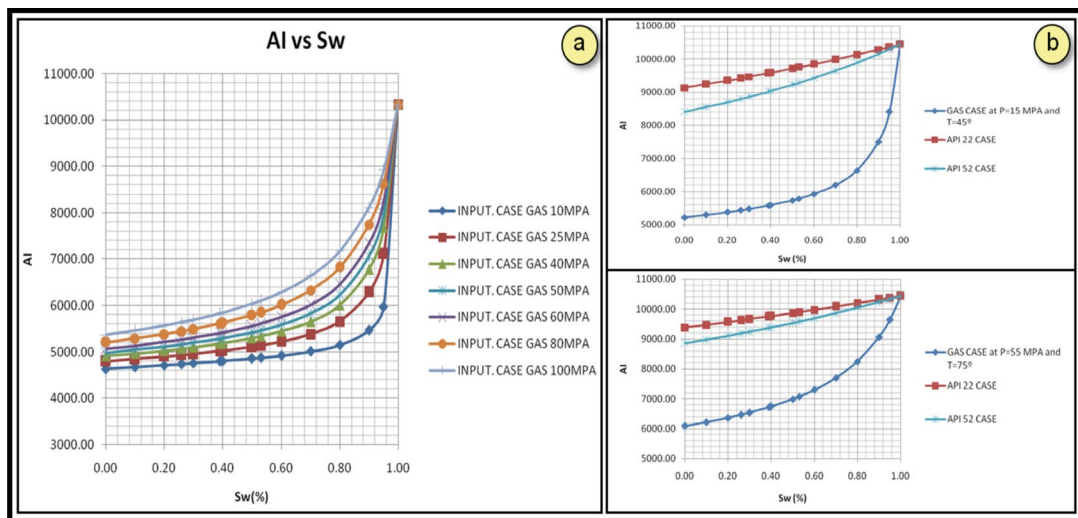


Figura 3. a) Respuesta calculada de la Impedancia Acústica (IA) graficada contra la Saturación de Gas para diferentes presiones de gas ($S_w = 1 - S_g$). La curva de color azul oscuro muestra un alto módulo de volumen de gas que corresponde a condiciones menos profundas de reservorio, mientras que la curva de color azul claro muestra un cambio más gradual en cuanto a los reservorios más profundos. b) Arriba: la respuesta de las Impedancias Acústicas (IA) calculadas como función de la Saturación de Gas para condiciones de reservorios poco profundos, presión poral de 15 MPa y temperatura de 35° C, donde se ve que la IA es sensible al primer 5% de la Saturación de Gas. Abajo: IA graficadas en función de la Saturación de Gas para condiciones de reservorio más profundas, donde la presión poral es de 55 MPa y la temperatura es de 75° C. En este caso, las IA muestran un cambio más gradual como una función de la Saturación de Gas.

Por otra parte, a las mismas condiciones de temperatura y presión, el gas condensado (gas pesado) puede tener un módulo de más de 500 MPa. El efecto fizz water disminuye a medida que aumenta la presión. Por lo tanto, el riesgo de un AVO “falso” en proyectos de exploración más profunda es menor que para proyectos a una profundidad menor. A medida que la presión disminuye, el módulo y la densidad del fluido también disminuyen significativamente cuando se introduce gas libre en el reservorio.

Los cambios en la densidad y el módulo también cambiarán la velocidad de la onda P y la relación de Poisson en el reservorio. Este cambio fundamental es la base de cada anomalía de amplitud sísmica como bright spot o dim spot. Los cambios en estas variables afectarán la rúbrica sísmica del reservorio (a medida que disminuya la presión). La disminución de la velocidad de la onda P y la relación de Poisson aumentará el contraste de impedancias con la capa suprayacente (por ejemplo, lutita) y, por lo tanto, amplificará el efecto de AVO.

4) Análisis de Grado API

Uno de los objetivos principales de los análisis de Amplitud versus Offset (AVO) es identificar los fluidos de los poros in situ. Tales anomalías son causadas por una caída en el módulo del fluido efectivo. Esto significa disminuir la velocidad de la onda compresional, pero dejando la velocidad de la onda de corte relativamente sin cambios. Las rocas reservorio de hidrocarburos pueden tener un espectro completo de propiedades que van desde reservorios llenos de agua hasta llenos de gas.

Además, en muchos casos hay poca distinción entre la fase líquida y la fase gaseosa en el reservorio. Por ejemplo, durante la producción, las presiones del reservorio cambian por lo que la velocidad de la onda P disminuye, los cambios resultantes en las fases fluidas, particularmente el contenido de gas, pueden alterar sustancialmente la respuesta sísmica y por lo tanto es útil estudiar la variación de las propiedades elásticas junto con la densidad API del hidrocarburo.

En condiciones de reservorios poco profundos, la curva de impedancia acústica (IA) muestra el “Efecto fizz water” (caída repentina de la impedancia acústica con una pequeña cantidad de gas en la mezcla de fluidos, Fig. 3 b)). El efecto de “fizz water” ocurre solo en el caso de gas, el petróleo liviano (incluso 52° API) no muestra este efecto de cambio de velocidad en forma repentina. Además, el caso de gas muestra un rango dinámico de 5000 unidades en impedancia acústica, mientras que el del petróleo liviano (52° API) tiene solo 2000 unidades en el rango dinámico. Por otro lado, el gas a altas condiciones de presión y temperatura in situ (Fig. 3 b)) tiene propiedades físicas más similares al petróleo liviano. Por ejemplo, las diferencias en el rango dinámico de la impedancia acústica son menores y hay un efecto mínimo de fizz water. Por lo tanto, se deben usar propiedades reales de hidrocarburos para estimar las propiedades de las mezclas de gas y líquido.

5) Análisis del GOR

La combinación del modelo de Batzle y Wang muestra que la relación GOR afecta las propiedades del fluido al disminuir la densidad, el bulk modulus y la velocidad, al aumentar el GOR. La compresibilidad del fluido aumenta a medida que aumenta el gas en la solución. Estos cambios en las propiedades elásticas tienen un fuerte impacto en la impedancia acústica y, por lo tanto, impactan en la rúbrica sísmica.

Para un modelo sedimentario de capas, donde el reservorio esté cubierto por una roca con propiedades elásticas estándar, la caída del valor de la impedancia acústica en las condiciones del reservorio (por ejemplo, gas a diferentes condiciones de presión y temperatura o petróleo liviano a condiciones de baja presión) produce un mayor contraste de impedancia con la capa suprayacente, que a su vez crea una respuesta sísmica de amplitud más grande (bright spot). La menor relación de Poisson en las condiciones del reservorio produce un gran contraste entre la formación del reservorio y la capa suprayacente, creando a su vez una variación de amplitud de

Clase III por efecto del offset (AVO) como se verá en el punto siguiente (ver Fig. 4).

6) Modelo de AVO

La variación de amplitud con el offset (o simplemente AVO), calcula la respuesta sísmica de una interfaz entre dos capas y contraste en propiedades elásticas entre las formaciones subyacente y suprayacente. El cambio en la amplitud del coeficiente de reflexión con el offset es una función del contraste en las propiedades elásticas a través de la interface. La respuesta de AVO se divide básicamente en tres Clases, Rutherford *et al.*, (1989).

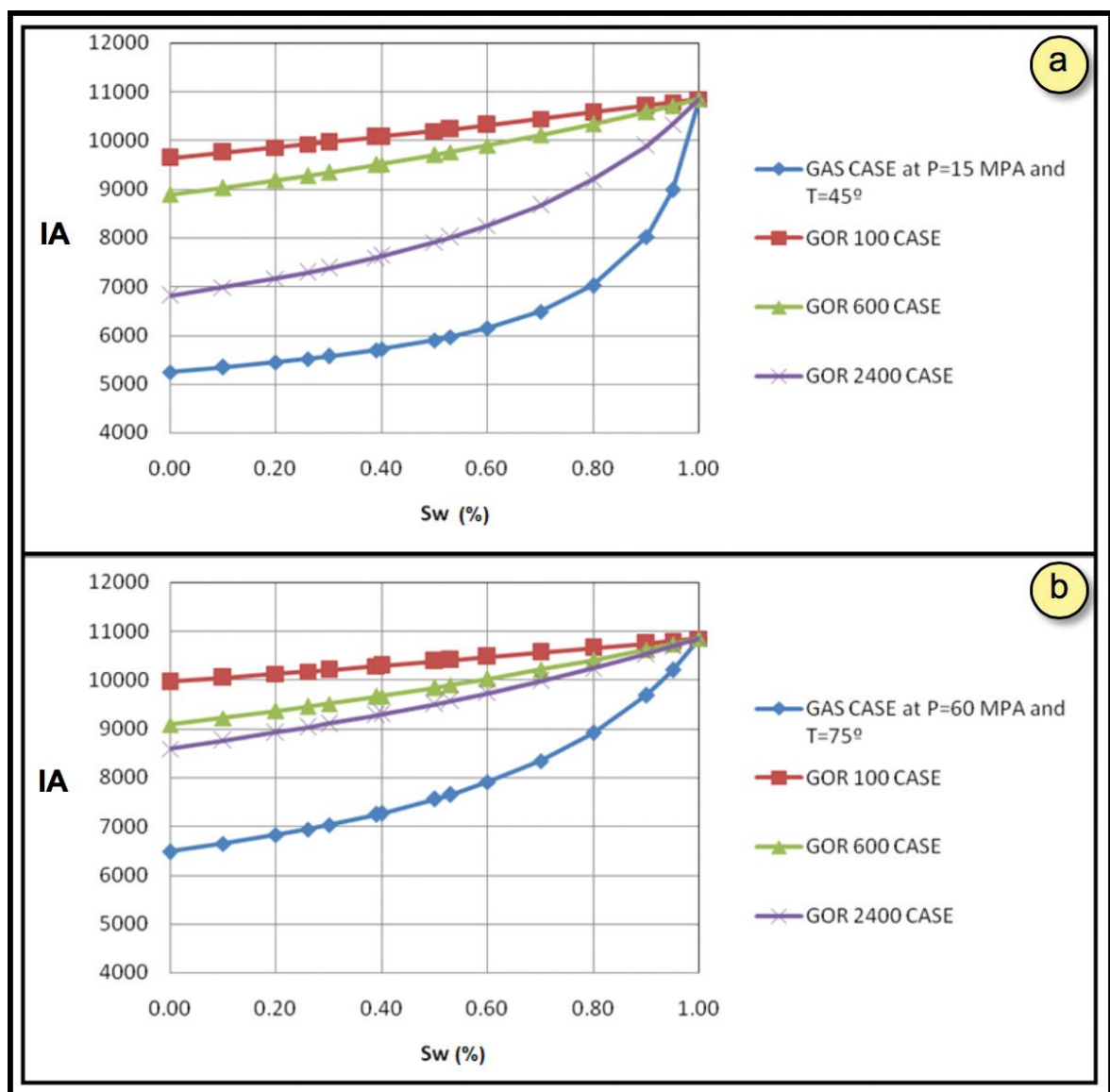


Figura 4. Se pueden observar las IA calculadas como una función de la Saturación de Gas ($Sw = 1 - Sg$) a bajas (Fig. 4 a)) y altas (Fig. 4 b)) condiciones de presión y temperatura, así como a diferentes valores de GOR. Se puede observar que el rango dinámico de los valores de las IA para todos los valores de GOR mostrados es mayor para bajas temperaturas y presiones.

Una respuesta AVO de Clase I tiene una larga reflexión positiva a offset cero y se vuelve más pequeña con valores de offset creciente, una respuesta de AVO Clase II tiene una pequeña reflexión positiva a offset cero y se vuelve muy pequeña o incluso negativa con offsets crecientes y una respuesta de AVO Clase III tiene una reflexión negativa a offset cero y reflexiones negativas cada vez más grandes al aumentar los offsets. Posteriormente se definió una anomalía de AVO Clase IV, Castagna (1997). Una anomalía AVO de Clase IV es una gran amplitud negativa en el offset cero y luego aumenta ligeramente al aumentar el offset.

La subdivisión mencionada corresponde al comportamiento de AVO clásico. Por ejemplo, una interfaz de arena y lutita a menudo muestra una respuesta de reflexión negativa que es cada vez más grande con el offset en un CMP gather. El ángulo de incidencia para las reflexiones también estará cambiando de traza a traza en este prestack gather. Los atributos de AVO, como el Gradiente y el Intercept se calculan en crossplots específicos. Las ecuaciones de Zoeppritz describen la partición de energía en un límite cuando una onda plana incide en un contraste de impedancia acústica. En el límite de la interfaz donde el ángulo de incidencia es cero (caso de incidencia normal), no hay conversión de modo. En un límite donde el ángulo de incidencia no es cero (caso de incidencia no normal), la energía sísmica típicamente genera cuatro ondas en el límite dividiéndose (llamado conversión de modo) en: onda P reflejada y onda S, onda P transmitida y onda S.

Las ecuaciones de Zoeppritz se pueden utilizar para determinar la amplitud de las ondas reflejadas y refractadas en este límite para una onda P incidente. Los coeficientes de reflexión y transmisión dependen del ángulo de incidencia y las propiedades del material de las dos capas en ambos lados de la interfaz. Las ecuaciones originales son válidas para cualquier frente de onda incidente. Debido a la complejidad de las ecuaciones de Zoeppritz, las aproximaciones son extremadamente útiles. Las simplificaciones más comunes son la de Aki y Richards (1980), la de Shuey (1985) y la de Hiltermann (1989).

Todas estas aproximaciones se derivan con varias hipótesis y la condición más común es la de suponer ángulos de incidencia inferiores a 30° y relación $V_p/V_s = 2$ (V_p =Velocidad de onda P y V_s =velocidad de onda S). La simplificación de Shuey (1985) se construyó en términos de variaciones de la relación de Poisson ($\Delta\sigma$), que es muy útil para ilustrar la dependencia del fluido. Se necesitan algunas suposiciones más sobre las propiedades de la roca, que son: (1) los cambios de densidad son proporcionales a los cambios de la V_p o hipótesis de Gardner, y (2) la relación de Poisson es de 0.33, que es equivalente a una $V_p/V_s = 2$. Por otro lado, Hiltermann (1989) da una ecuación muy simple para modelar la reflectividad contra el ángulo de incidencia y la variación de la relación de Poisson:

$$R(\theta) \approx R(0) \cos^2 \theta + 2.25\Delta\sigma \sin^2\theta$$

Cuando la aproximación de Hiltermann se aplica al gas en condiciones de reservorios poco profundos (baja presión y temperatura) y a gas en condiciones profundas (alta presión y temperatura), existen diferencias características en las curvas de AVO. En ambos casos, las curvas de AVO para los reservorios

Gasíferos, Petróleo liviano (52° API) y Petróleo (22° API) están separadas. La curva de gas está ubicada relativamente lejos de las curvas de petróleo, aunque para las condiciones de los reservorios profundos, la dispersión en las posiciones de la curva es menor que la del estado del caso poco profundo.

En otras palabras, el efecto de AVO en condiciones profundas es menos pronunciado que el efecto de AVO en reservorios a una profundidad menor. Otra observación interesante es que la curva de amplitud del petróleo liviano para reservorios poco profundos muestra un claro efecto de AVO, y esta respuesta de AVO es similar a la curva de AVO del gas en condiciones de alta presión y temperatura. En las series graficadas en la Fig. 4 se muestra también la respuesta de AVO a diferentes densidades de hidrocarburos a alta presión y condiciones de temperatura.

Es evidente que la respuesta de AVO se vuelve más pronunciada a medida que el gas libre se disuelve del petróleo cuando la presión cae de 60 MPa a 15 MPa, suponiendo que los efectos del contexto seco con la presión fueran constantes.

APLICACIONES Y RESULTADOS

Caso Histórico 1

Como ejemplo de aplicación de estas técnicas, se muestra el caso de un reservorio que ha destacado su producción en un pozo ubicado en la Cuenca Golfo San Jorge.

Esta Cuenca se encuentra en el centro de la Patagonia, Argentina, entre los 44° y 47° S de latitud, cubriendo una superficie aproximada de 170.000 km² (Fig. 5).

En cuanto a la producción de hidrocarburos, esta Cuenca es una de las que posee los valores acumulados más altos del país. Esta Cuenca intracratónica es predominantemente extensional, con una tendencia más o menos orientada de Este a Oeste, desde el Cinturón andino hasta el Océano Atlántico. El basamento económico de esta Cuenca consiste en un complejo sedimentario-volcánico asociado a un proceso de ruptura de edad Jurásica Media a Superior.

Estos reservorios cubren casi toda la Patagonia. Posteriormente, el ciclo sedimentario neo-oceánico se llevó a cabo bajo condiciones de rift tardío, grabens de relleno sin-sedimentario y hemi-grabens, en su mayoría continentales pero con algunas transgresiones marinas del Pacífico. Después de una inclinación regional del eje principal de la Cuenca, comenzó el ciclo sedimentario del Chubutiano. La formación Pozo D129 (del Barremiano-Aptiano) de origen principalmente lacustre, con contenido orgánico moderado, es la roca madre más importante de la Cuenca y en algunos lugares también es productora de petróleo y gas.

Sobre ella, se distinguen un grupo de unidades lacustres fluviales poco profundas depositadas en condiciones de sag tardío. Estas unidades contienen los reservorios que albergan gran parte de las acumulaciones de hidrocarburos de la Cuenca. Durante el Terciario, la Cuenca muestra una alternancia de reservorios marinos y continentales. La fase principal de compresión eleva el

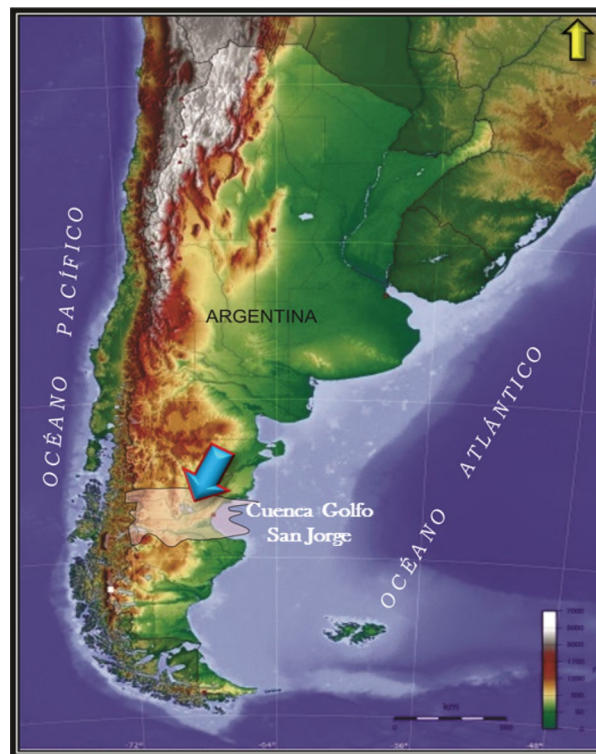


Figura 5. Cuenca Golfo San Jorge, Argentina. La flecha celeste indica la ubicación de los reservorios estudiados.

cinturón plegado Norte-Sur de la Sierra de San Bernardo mediante la reactivación de fallas normales preexistentes. Los depósitos cuaternarios, muy extendidos en toda la Patagonia, representan cambios climáticos drásticos, como las glaciaciones y la consecuente caída del nivel del mar. Después de migrar a través de un complejo sistema de fallas, el petróleo quedó atrapado en las estructuras extensionales y compresionales, Sylwan (2001 y 2008).

La Fig. 6 a) muestra los resultados del análisis utilizando la información del pozo mencionado como entrada del caso del petróleo 36° API, con los valores de los parámetros tomados de los datos de corona (Fm Mina El Carmen), perfiles de pozo y PVT. En el lado derecho de la figura es posible observar los resultados que muestran el modelo de gas asociado utilizando el modelo de Batzle y Wang. La Fig. 6 b) muestra para el reservorio mencionado, un crossplot entre la impedancia acústica y la Saturación de Agua, para ambas situaciones, el caso del petróleo de entrada 36° API y el modelo de gas calculado utilizando el modelo de Batzle y Wang.

En esta figura, claramente el petróleo no tiene evidencias “brillantes”, pero el gas asociado sí las tiene. Se ha presentado esta herramienta de cálculo que, sobre la base de datos duros, puede reforzar situaciones en las que se considera que se ha detectado una anomalía de AVO en los datos sísmicos. De esta forma, el análisis de la anomalía sísmica se puede fortalecer si la aplicación del modelo de cálculo propuesto magnifica su característica anómala o si en realidad es el producto de amplitudes particulares o singulares, por ejemplo, características litológicas de los reservorios o situaciones de contraste de impedancia acústica (Vernengo *et al*, 2017).

INPUT CASE: OIL API 36°			INPUT CASE: GAS MODEL		
Depth	7316.2730	ft	Depth	7316.2730	ft
Lithology	Q-Sand		Lithology	Q-Sand	
Porosity, ϕ =	0.1800	Fra	Porosity, ϕ =	0.1800	Fra
Solid Bulk Modulus, K_s =	38000.0000	MPa	Solid Bulk Modulus, K_s =	38000.0000	MPa
Solid Density, ρ_s =	2.7000	g/cm ³	Solid Density, ρ_s =	2.7000	g/cm ³
Water Bulk Modulus, K_w =	3066.0000	MPa	Water Bulk Modulus, K_w =	3066.0000	MPa
Water Density, ρ_w =	1.0000	g/cm ³	Water Density, ρ_w =	1.0000	g/cm ³
Hydrocarbon Bulk Modulus, K_{hyd} =	2187.4485	MPa	Hydrocarbon Bulk Modulus, K_{hyd} =	68.6854	MPa
Hydrocarbon Density, ρ_{hyd} =	0.9750	g/cm ³	Hydrocarbon Density, ρ_{hyd} =	0.1509	g/cm ³
S-wave Velocity, V_{si} =	2511.0000	m/s	S-wave Velocity, V_{si} =	2511.0000	m/s
P-wave Velocity, V_{pi} =	4181.0000	m/s	P-wave Velocity, V_{pi} =	4181.0000	m/s
Bulk Density, ρ_{bi} =	2.3800	g/cm ³	Bulk Density, ρ_{bi} =	2.3800	g/cm ³
Log Condition Modulus, K_{fi} =	41.6042	GPa	Log Condition Modulus, K_{fi} =	41.6042	GPa
Saturated Bulk Modulus, K_{bs} =	21.5960	GPa	Saturated Bulk Modulus, K_{bs} =	21.5960	GPa
Dry Frame Bulk Modulus, K_{df} =	10.7919	GPa	Dry Frame Bulk Modulus, K_{df} =	10.7919	GPa
Dry Frame Shear Modulus, G =	15.0062	GPa	Dry Frame Shear Modulus, G =	15.0062	GPa

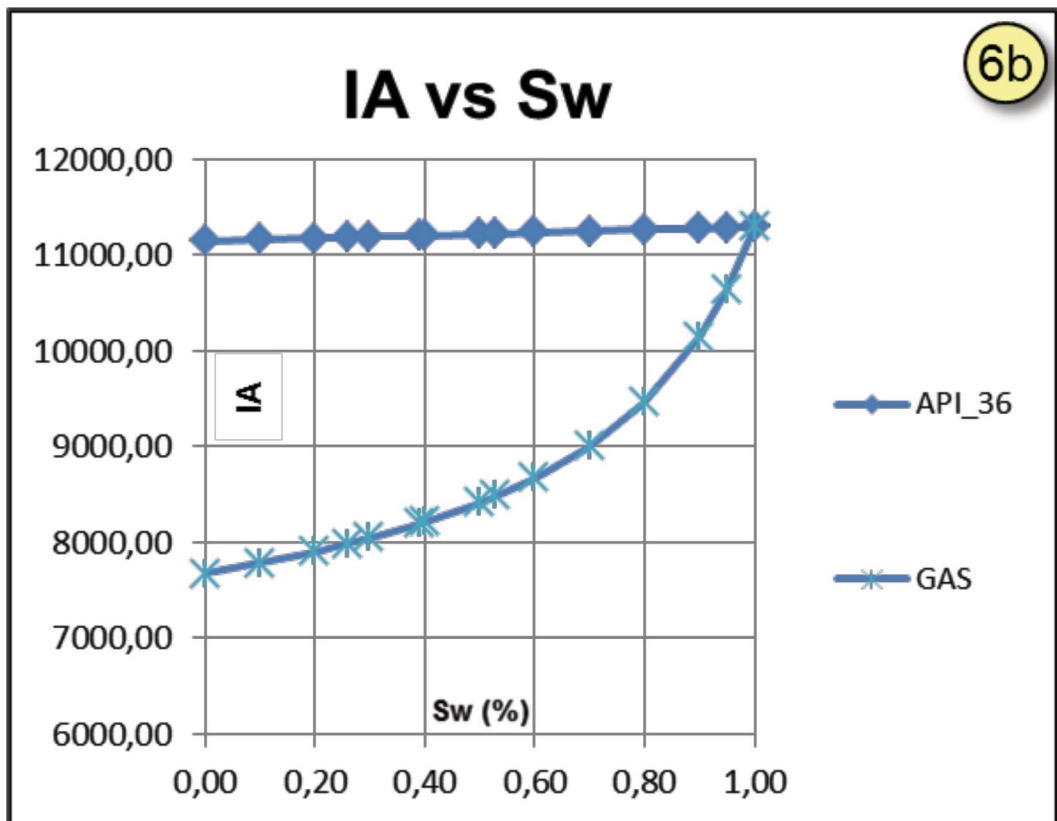


Figura 6. a) La tabla de la izquierda muestra los parámetros de entrada tomados de los datos de corona, perfiles de pozo y PVT, así como los resultados del análisis para el caso de petróleo de 36 API°. La tabla de la derecha muestra el Modelo de gas asociado utilizando el modelo de Batzle y Wang. b) Se muestra la variación de las IA con Saturación de Gas ($S_w = 1 - S_g$) para ambos modelos, de gas y petróleo de 36 API°, nuevamente calculados aplicando el modelo de Batzle y Wang. Como se esperaba, la variación de las IA para el petróleo es pequeña y para el gas es apreciable para pequeños porcentajes de gas incluido.

Por otro lado, y con el objetivo de consolidar los resultados de los cálculos previos, se calculó un gather sintético en la ubicación de un pozo del área utilizando la ecuación de Zoeppritz a partir del perfil sónico, sónico dipolar y densidad. Los offsets mínimos y máximos y la distancia entre trazas se tomaron de acuerdo con la geometría de los gathers PreSTM procesados (3D). Basados en el gather sintético, el gather procesado se acondicionó y se compararon las amplitudes. El acondicionamiento mencionado consistió en tomar un supergather de 5 elementos, aplicarle un filtro de mediana de 6 trazas, corrección de NMO (normal move out) residual y mute por ángulo de acuerdo con el objetivo. Se observó que, para el reservorio de interés, los ángulos de incidencia mínimos y máximos para los cuales la información sísmica era útil en los gather fueron de 5 y 28 grados, respectivamente.

La Fig. 7 muestra un ejemplo de este control de calidad para un evento sísmico de interés. En este caso, el evento analizado se encuentra en la profundidad del principal reservorio productivo del área de estudio. Las amplitudes del gather sintético (consistentes con las ecuaciones de Zoeppritz) se compararon con la curva AVO (Amplitud versus Offset) / AVA (Amplitud versus Ángulo) que se puede estimar a partir de las amplitudes extraídas de los gather de la PSTM después del pre-acondicionamiento. Es importante tener una buena correlación entre ambas curvas porque de esta manera el resultado de cualquier procesamiento que use como datos de entrada las amplitudes sísmicas será consistente con la información que se puede observar en los datos de los pozos.

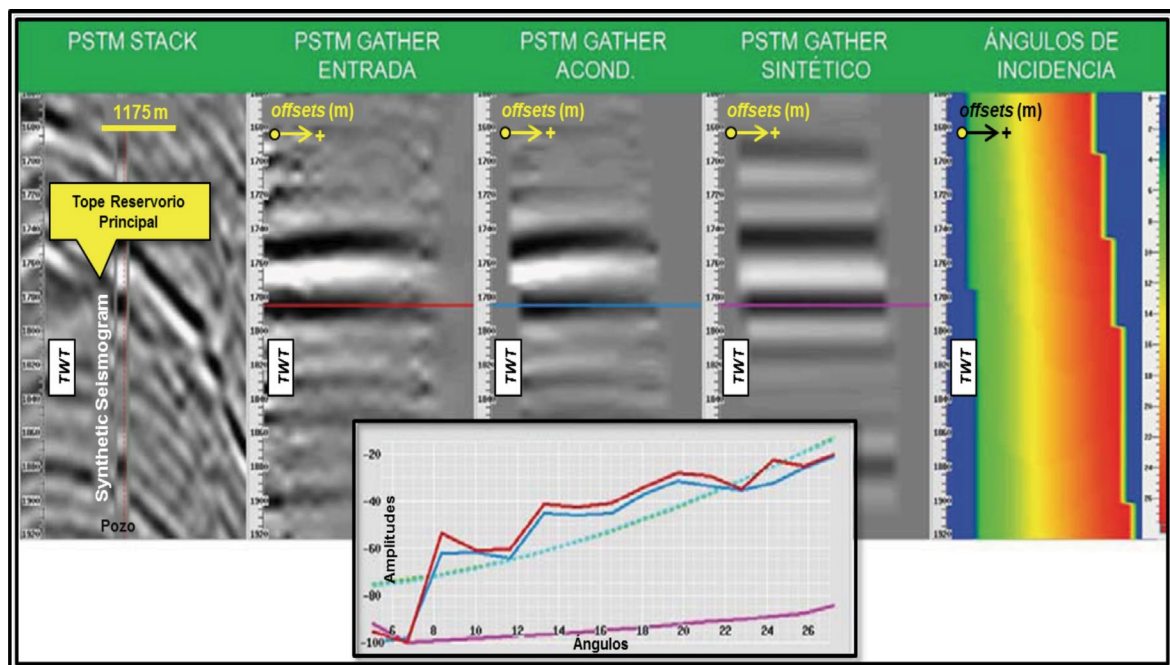


Figura 7. El primer panel muestra el conjunto de offsets de entrada (después de la prestack time migration (PSTM)) antes de la corrección de Normal Move Out (NMO). La pista 2 muestra la misma recopilación después de la corrección de NMO. El conjunto de ángulo de PSTM equivalente al conjunto de offsets mostrado en el segundo panel, se muestra en el tercer panel. Los gather modelados utilizando la aproximación de Aki-Richards a las ecuaciones de Zoeppritz se muestra en el cuarto panel. El gráfico de los ángulos de incidencia se muestra en el panel cinco, donde se pueden observar ángulos que se extienden hasta 28°. El evento señalado es el tope del principal reservorio en este sector del yacimiento. (La polaridad de los datos es SEG).

En el primer panel de la figura, se muestra la consistencia entre la sección PSTM y el Sismograma Sintético realizado en la ubicación del pozo, el segundo panel muestra el gather de la PSTM correspondiente a la ubicación del pozo y en el siguiente panel, el mismo gather después de aplicar el proceso de pre-acondicionamiento. El cuarto panel muestra el gather sintético calculado con los perfiles del pozo y luego los ángulos de incidencia correspondientes al gather. En la parte inferior de la figura se muestran las amplitudes representadas a lo largo de los eventos indicados por las líneas horizontales en los paneles (2° (color rojo), 3° (color azul) y 4° (color rosa)). Las líneas de puntos de color azul y verde muestran las curvas de AVO que resultan del ajuste de los modelos de Aki y Richards y de Shuey a las amplitudes de la curva azul (gathers pre-acondicionados).

Este control permite ver la consistencia entre el resultado de aplicar las ecuaciones de Zoeppritz (color rosa) de los perfiles de pozo y el efecto de AVO que se puede estimar a partir de los datos migrados (curvas discontinuas). Se puede observar que se logra un buen ajuste de las amplitudes en caso del evento de interés mostrado. Lo anteriormente expuesto corrobora claramente los resultados obtenidos a través de los cálculos realizados en la primera parte del análisis de este caso histórico. Finalmente, este análisis dará mayor confianza al equipo de trabajo con respecto al estudio de anomalías y su relación con otros análisis sísmicos para alcanzar nuevas propuestas de perforación y contribuirá de manera positiva al desarrollo del yacimiento.

Caso Histórico 2

Otro ejemplo de aplicación de estas metodologías propuestas, puede verse en el caso de un reservorio que ha destacado su producción en un pozo ubicado en las Cuencas Sureste (área poco profunda costa afuera) del Golfo de México (Fig. 8). El contexto geológico y la evolución de las Cuencas del Sureste de México deben ser analizados en el contexto regional. La apertura comienza con la fragmentación y difusión de la Pangaea. Los registros sedimentarios en esta depresión se inician con el depósito de lechos continentales, rojos, durante el Triásico Tardío y el Jurásico Temprano, después del cual, durante el Calloviano, las aguas marinas del Pacífico invadieron un área extensa, y la baja circulación y los altos niveles de evaporación de estas aguas permitieron la deposición de grandes volúmenes de sal en la parte central de la Cuenca.

Desde el Jurásico Superior hasta el Cretácico Superior, prevaleció la depositación de carbonatos, que se transformó en clástica al comienzo del Paleógeno, cuando la Orogenia Laramida formó los pliegues y fallas de la Sierra Madre Oriental. Durante el resto del Paleógeno, la sedimentación clástica se depositó en grandes depocentros generados en el frente de la Sierra Madre Oriental, y en las partes sur y suroeste del Golfo de México, donde el Macizo de Chiapas produjo grandes volúmenes de sedimentos, mientras que en el Bloque de Yucatán continuó la depositación de carbonatos de aguas someras. En el Mioceno Medio, durante el Serravaliano, las tensiones compresivas resultantes del movimiento lateral del Bloque Chortis y la subducción de

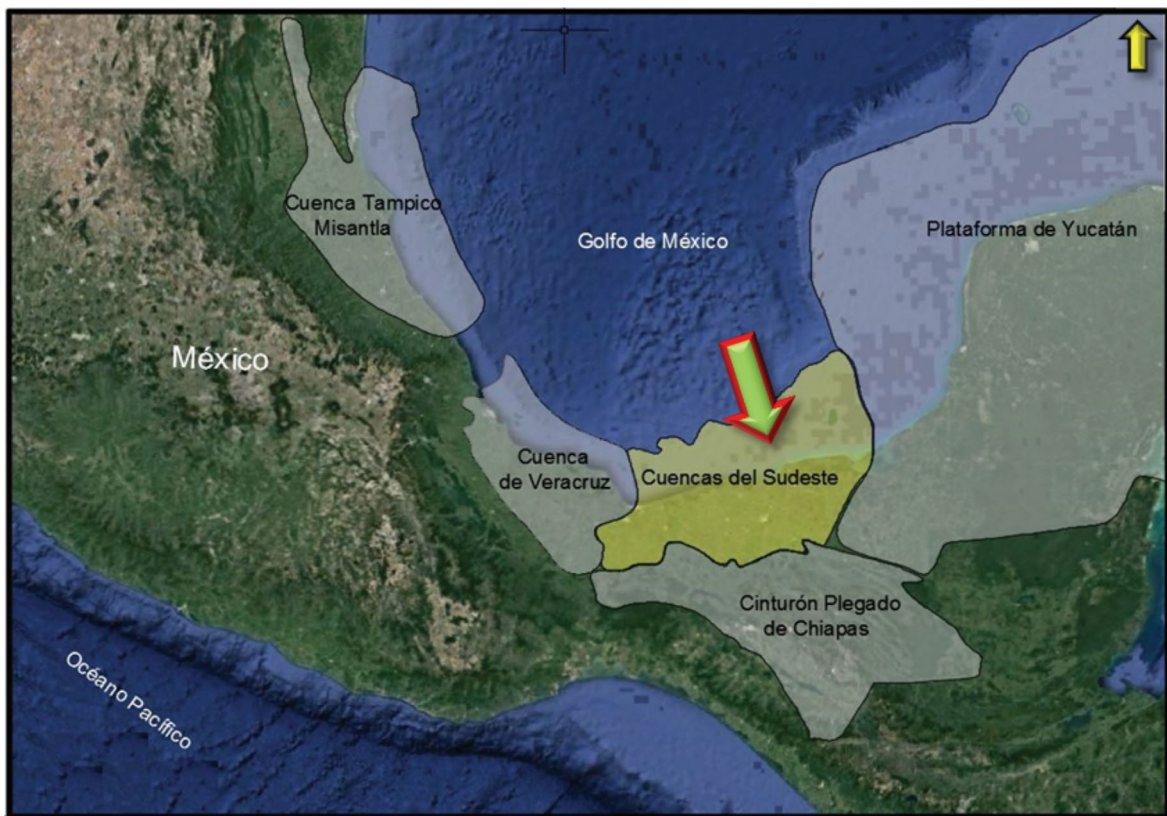


Figura 8. Ubicación de las Cuencas del Sureste, en el offshore del Golfo de México. La flecha verde indica la posición del pozo del cual se han utilizado los datos en este caso de estudio.

la Placa de Cocos, contra el extremo sur de la Placa Norteamericana, formaron los pliegues y fallas del cinturón Chiapas-Reforma-Akal sobre un despegue al nivel de la sal del Calloviano.

Más tarde, estas estructuras se inclinaron al NNO cuando la sal se movilizó hacia el norte. El cambio de ubicación de esta masa de sal causó nuevos depocentros y mini-cuencas, controlados por fallas con una vergencia hacia las partes más profundas del Golfo de México, y por fallas antitéticas regionales, que limitan las Cuencas del Sureste. En este caso histórico, el principal reservorio productivo consiste en areniscas con valores de porosidad cercanos al 25% y permeabilidad entre 100 y 300 mDarcy. Generalmente se compone de entre 2 y 10 litosomas arenosos con 1 a 10 m de espesor individual, separados por secciones principalmente limolíticas más delgadas. Estos litosomas se interdigitan lateralmente y componen una sola unidad de flujo, de hasta 25 metros de espesor total, Padilla y Sánchez (2007).

Esta sección de la columna geológica se habría depositado durante el Mioceno medio en un entorno de piso de cuenca, producto de flujos gravitacionales o procesos de remoción en masa, posiblemente turbidíticos, asociados con un margen pasivo progradante hacia el norte. El reservorio estudiado presenta una conformación estructural anticlinal tipo “tortuga”, asociada al colapso gravitacional de los diapiros salinos que la limitaron durante el desarrollo del sinclinal anterior. Los límites norte y sur del reservorio están definidos por fallas Este-Oeste normales y

con rechazo vertical significativo, mientras que el límite oriental es la acuñamiento del mismo depósito entre secciones pelíticas por debajo y por encima.

Hacia el oeste, la acumulación se extiende hasta alcanzar el contacto agua-petróleo. El relieve vertical definido entre este nivel y el vértice estructural está cerca de 170 metros. Numerosas fallas menores afectan el reservorio internamente, sin generar compartimentalización. La Fig. 9 a) muestra los resultados del análisis utilizando la información de pozo (los parámetros de gas de entrada).

INPUT CASE: GAS MODEL			9a
Depth	7316.2730		ft
Lithology	Q-Sand		
Porosity, ϕ =	0.2800		Fra
Solid Bulk Modulus, K_s =	38000.0000		MPa
Solid Density, ρ_s =	2.6500		g/cm ³
Water Bulk Modulus, K_w =	3066.0000		MPa
Water Density, ρ_w =	1.0200		g/cm ³
Hydrocarbon Bulk Modulus, K_{hyd} =	436.4714		MPa
Hydrocarbon Density, ρ_{hyd} =	0.1775		g/cm ³
S-wave Velocity, V_{si} =	2511.0000		m/s
P-wave Velocity, V_{pi} =	4181.0000		m/s
Bulk Density, ρ_{bi} =	2.3800		g/cm ³
Log Condition Modulus, K_{fi} =	41.6042		GPa
Saturated Bulk Modulus, K_{bs} =	21.5960		GPa
Dry Frame Bulk Modulus, K_{df} =	10.9796		GPa
Dry Frame Shear Modulus, G =	15.0062		GPa

Se modeló el caso de diferentes escenarios de presión y GOR. El modelo predice una anomalía de AVO bien definida. En la Fig. 9 b) se muestra un crossplot entre la impedancia acústica y la Saturación de Agua, y para ambas situaciones se calculó el modelo utilizando Batzle y Wang.

La anomalía de AVO es fuerte a altas presiones en las condiciones del Reservorio A en comparación con las condiciones superficiales modeladas, luego el riesgo de efecto de fizz water se vuelve menos apreciable (ver Fig. 10 a)).

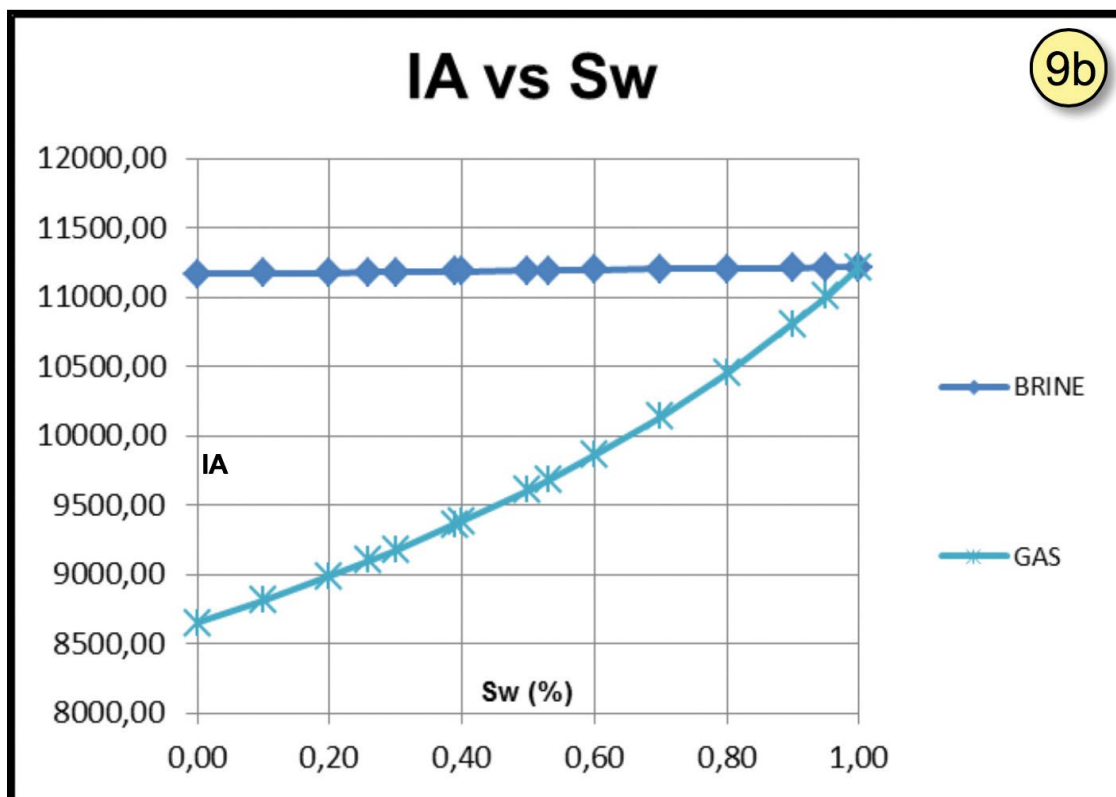


Figura 9. a) Los parámetros de entrada de un pozo representativo del área, se muestran en color amarillo en la Tabla. El análisis de Batzle y Wang llevado a cabo para los casos de agua y gas, se muestra en color verde en la misma Tabla. b) El gráfico muestra la variación de las IA calculadas como una función de la Saturación de Gas ($S_w = 1 - S_g$) para ambos casos, de agua y gas.

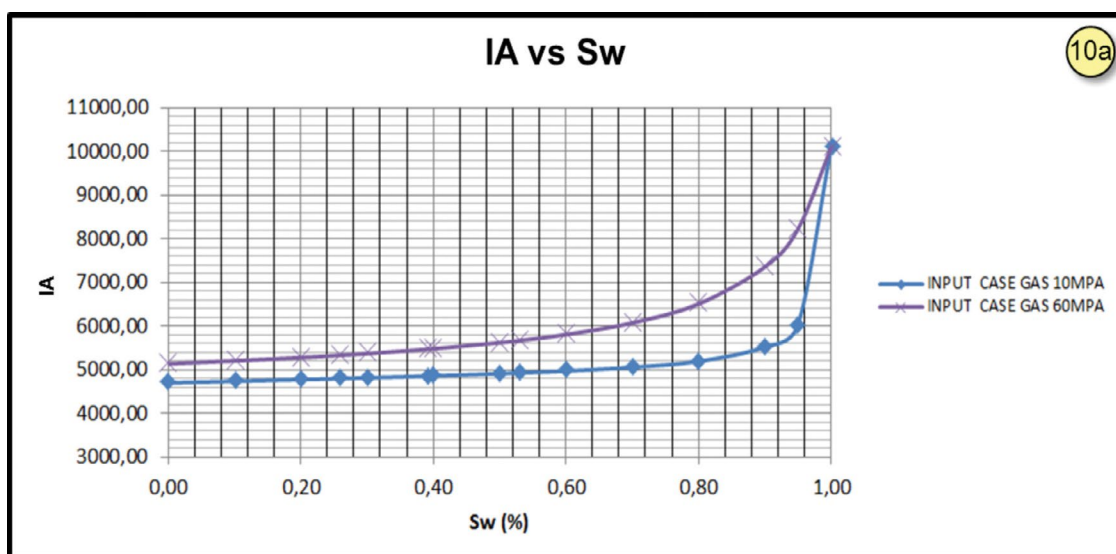
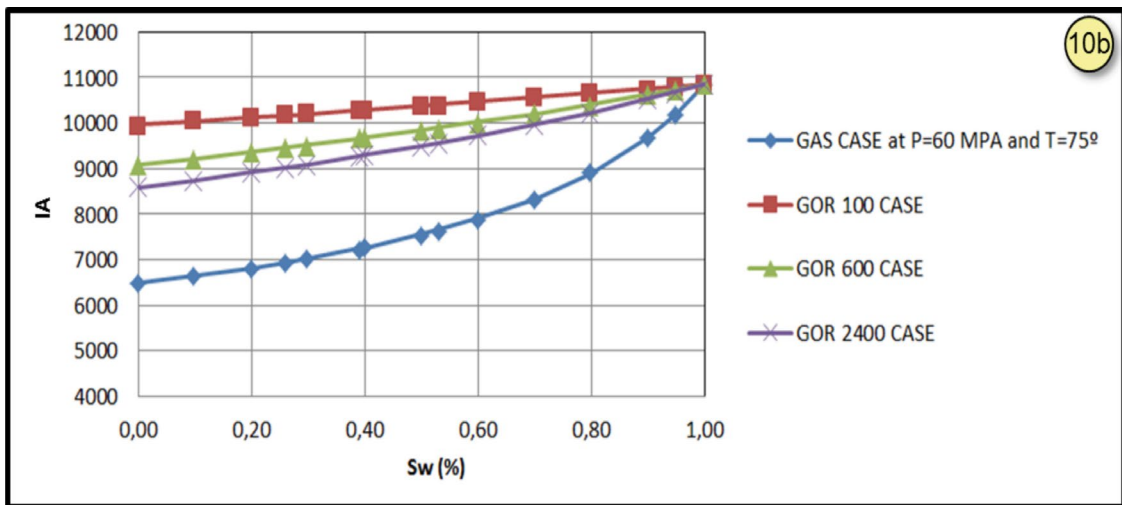


Figura 10. a) En el gráfico pueden observarse las IA calculadas en función de la Saturación de Gas ($S_w = 1 - S_g$). La curva azul muestra un alto módulo de volumen de gas representativo de las condiciones del pozo, y la curva violeta muestra el bajo módulo de volumen de gas (típico de las condiciones poco profundas del reservorio). b) En este gráfico pueden verse las IA calculadas como una función de la Saturación de Gas ($S_w = 1 - S_g$) para diferentes valores de GOR. Obsérvese que la variación de las IA se reduce a medida que los valores de GOR disminuyen.



Un riesgo exploratorio a considerar es el cambio del GOR en la misma condición de reservorio, esto sucede porque el efecto de AVO se vuelve más pequeño a medida que se produce la disminución del GOR (Fig. 10 b)). Es posible ver en la Fig. 11 la buena correlación entre la variabilidad de la reflectividad y el ángulo medido en los gathers migrados y los correspondientes a la sísmica sintética. El evento negativo (valle) que corresponde con la parte superior del Reservorio A (línea color azul), exhibe un comportamiento de AVO Clase III con fuerte crecimiento de la amplitud negativa con el ángulo de incidencia. También se verifica en el evento positivo (pick), línea color roja, cerca de la parte superior del Reservorio B, con una tendencia de comportamiento de las amplitudes decrecientes con el ángulo.

La Fig. 11 a) muestra el gather sintético (en la ubicación del pozo en estudio). Se observa el efecto de AVO teórico calculado a partir de los perfiles del pozo (sónico compresional, sónico dipolar y densidad) y utilizando el volumen de las velocidades interválicas del cubo sísmico. Luego, mediante trazado de rayos, se obtuvo el gather sintético. Se puede observar en la parte inferior de las figuras (en líneas de color rojo y azul), las variaciones de AVO en la parte superior de cada uno de los reservorios estudiados. En estas líneas se observa el comportamiento de AVO ajustado a partir de las amplitudes del gather aplicando en este caso el modelo de Shuey (1985).

En la parte derecha de la figura se observa el gather más cercano, migrado, que toma las amplitudes del gather acondicionado después de la migración (en líneas azules claras y rojas claras, en la sección inferior de la figura). El efecto del gather real es el mismo que el que se muestra en el gather sintético, lo que significa que las amplitudes de la sísmica representan el modelo que se mide en el pozo en estudio. En la sísmica hay un efecto de AVO según lo predicho por el modelo sintético. En cuanto a la Fig. 11 b), la distribución de los ángulos de incidencia se puede observar para el mismo gather, en dos procesos diferentes (cada uno con diferente tipo de migración).

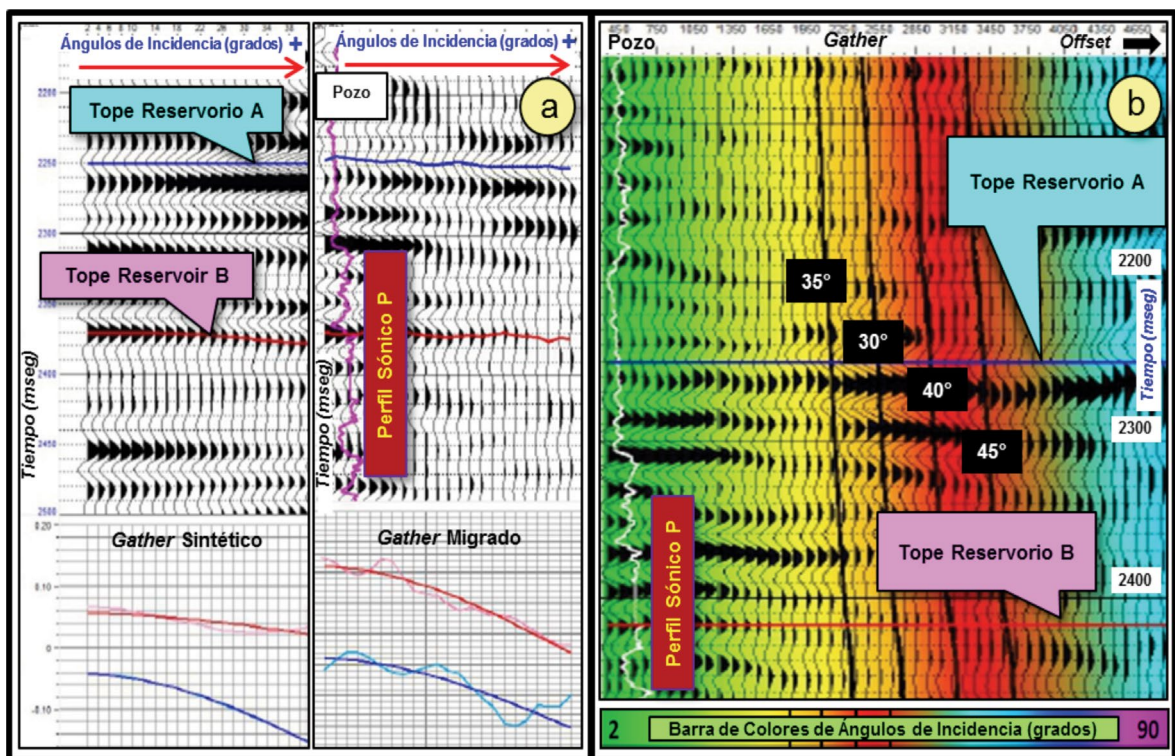


Figura 11. a) En esta figura un Angle Gather migrado en tiempo PreStack se compara con un Angle Gather modelado. Variaciones similares en las amplitudes en función del ángulo para los eventos que representan las partes superiores de los Reservorios A y B (marcados en los gathers) se muestran debajo de los mismos. b) Información del Ángulo incidencia superpuesta en el offset gather, donde se visualizan los mismos más allá de los 45°.

CONCLUSIONES

El modelo utilizado de Batzle y Wang tiene la propiedad de predecir las propiedades elásticas del fluido en diferentes condiciones del reservorio (principalmente presión y temperatura). Como resultado, este modelo se puede usar para simular casos específicos de reservorios de interés. La relación gas-petróleo afecta las propiedades del fluido al disminuir la densidad, el bulk modulus y la velocidad, con el aumento de GOR. La compresibilidad del fluido aumenta a medida que aumenta la cantidad de gas en la solución. La presión y la temperatura tienen un fuerte efecto sobre las propiedades elásticas de los fluidos del reservorio.

El efecto más fuerte está relacionado con la presión, por lo que la presión creciente aumenta la velocidad, mientras que la densidad del fluido disminuye (probablemente debido a la mayor cantidad de gas disuelto). La disminución en la velocidad a medida que aumenta la gravedad API puede deberse a la composición de la muestra y al aumento de la compresibilidad. Utilizando el modelo de Batzle y Wang / Gassmann, el cambio en la velocidad de las ondas P y S, la bulk densidad, la impedancia acústica, la relación de Poisson y el bulk modulus pueden predecirse a medida que el reservorio cambia de condiciones de Saturación de Agua irreducible a condiciones de petróleo residual.

Este modelo proporciona una manera de calcular los valores de las propiedades de las rocas en las condiciones del reservorio (condiciones de Saturación de Agua irreductible) a partir de las condiciones de los perfiles (condiciones de hidrocarburos saturados o residuales). Aplicando los modelos de Batzle y Wang, Gassmann-Biot y Zoeppritz se puede determinar la impedancia acústica, la relación de Poisson puede predecirse, además de predecirse la amplitud y la respuesta de AVO. Juntos, los modelos se pueden utilizar para determinar las respuestas sísmicas esperadas en diferentes condiciones de reservorio, por ejemplo, condiciones de poca profundidad vs. condiciones profundas o en todas las etapas de producción del reservorio (es decir, estudios de time lapse). La evaluación de la influencia de las variaciones de las propiedades de fluido y roca permiten que los datos sísmicos se utilicen de manera más eficiente.

El modelado de las propiedades de la roca y la evaluación del comportamiento del fluido, ayudarán a determinar la utilidad de la adquisición y la interpretación sísmica time lapse. También permite predecir efectos de AVO y respuesta de amplitud stacked para reducir el GCOS en proyectos de exploración o hacer posible el pronóstico de time lapse. Las propiedades de los fluidos son muy importantes en la interpretación correcta de los indicadores directos de hidrocarburos observados en los datos sísmicos. Los tipos específicos de hidrocarburos darán como resultado variaciones típicas en los indicadores de amplitud frente al ángulo. Los cambios en la fase fluida y la composición mixta pueden alterar sustancialmente la respuesta sísmica del reservorio. Sin embargo, estos efectos son predecibles en muchos casos y deberían incorporarse explícitamente en los procedimientos estándar de los flujos de trabajo de los equipos técnicos de estudio de exploración y explotación.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen Pan American Energy LLC y a Wintershall S. A. por la autorización de publicar los ejemplos de este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- | | |
|--|--|
| <p>Aki, K., and Richards, P. G., 1980, Quantitative seismology: Theory and methods, W. H. Freeman and Co.</p> <p>Baldi, J. E. and V. A. Nevistic, 1996, Cuenca Costa Afuera del Golfo San Jorge, in Ramos, V. and Turic, M. Eds. Geología y Recursos Naturales de la Plataforma Continental Argentina. Relatorio XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Buenos Aires,</p> | <p>págs. 171-192.</p> <p>Batzle, M. and Wang, Z., 1992, Seismic properties of pore fluids, Geophysics, Vol. 57, No. 11, págs. 1396-1408.</p> <p>Biot, M. A., 1956, Theory of propagation of elastic waves in a fluid-saturated porous solid, Journal of Acoustical Society of America, Vol. 28, págs. 168-191.</p> |
|--|--|

- Castagna, J. P. and Swan, H. W., 1997, Principles of AVO cross-plotting, *The Leading Edge*, Society of Exploration Geophysicists (SEG), 16, No. 4, págs. 337-342.
- Chopra, S. and Castagna, J. P., 2014, AVO, *Investigations in Geophysics* N° 16, Society of Exploration Geophysicists.
- Fígari, E. G., Strelkov, E., Laffite, G., Cid de la Paz, M. S., Courtade, S. F., Celaya, J., Vottero, A., Lafourcade, P., Martínez and R., Villar, H., 1999, Los Sistemas Petroleros de la Cuenca Golfo San Jorge: Síntesis Estructural, Estratigrafía y Geoquímica. *Actas IV, Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos*. Mar del Plata, I, págs. 197-237.
- Fitzgerald, M. G., Mitchum Jr, R. M., Uliana, M. A., Biddle, K. T., 1990, Evolution of the San Jorge Basin, Argentina, *American Association of Petroleum Geologists, Bulletin*, 74, págs. 879-920.
- Gassmann, F., 1951, Elastic waves through a packing of spheres, *Geophysics*, Vol. 16, págs. 673-685.
- Hilterman, F., 1989, Is AVO the seismic signature of rock properties? 59th Annual International Mtg. Society of Exploration Geophysicists (SEG), *Expanded Abstracts*, pág. 559.
- Linares, E. and González, R. R., 1990, Catálogo de Edades Radimétricas de la República Argentina 1957-1987, *Publicaciones especiales de la Asociación Geológica Argentina, Serie "B" (Didáctica y Complementaria)* 19, Buenos Aires, pág. 628.
- Padilla y Sánchez, R. J., 2007, Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México, *Universidad Nacional Autónoma de México, Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, Tomo LIX, Núm. 1, págs. 19-42.
- Rutherford, S. R. and Williams, R. H., 1989, Amplitude-versus-offset variations in gas sands: *Geophysics*, 54, págs. 608-688.
- Shuey, R. T., 1985, A simplification of the Zoeppritz equations, *Geophysics*, 50, págs. 609-614.
- Sylwan, C., 2001, Geology of the Golfo San Jorge Basin, Argentina, *Journal of Iberian Geology*, 27, págs 123-157.
- Sylwan, C., Rodríguez, J. and Strelkov, E. 2008, Petroleum Systems of the Golfo San Jorge Basin, Argentina, in Cruz, C., Rodríguez, J. Hechem, J. and Villar, H., Eds. *VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas)*, pág. 56.
- Vernengo, L., Trinchero, E. y Chopra, S., Enero de 2017, Deciphering Seismic Amplitude Language, *Revista Explorer, Geophysical Corner*, American Association of Petroleum Geologists (AAPG), págs. 6-7.
- Zoeppritz, K., 1919, *Erdbebenwellen VIII B*, On the reflection and propagation of seismic waves, *Göttinger Nachrichten*, I, págs. 66-84.