

Maria Bała

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie,
Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, Katedra Geofizyki

Rafał Skupio

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Wpływ ciśnienia i temperatury na kształtowanie się parametrów sprężystych i gęstość mediów złożowych

Badanie wpływu zmiennego ciśnienia i temperatury na parametry sprężyste i gęstości skał piaskowcowo-ilastych, oparte na relacjach teoretycznych i empirycznych oraz na danych uzyskanych z pomiarów geofizycznych i badań próbnikami złożowymi, może wyjaśnić szereg problemów pojawiających się przy zintegrowanej interpretacji danych geofizyki otworowej i sejsmicznych pól falowych. Elementem odgrywającym ważną rolę w propagacji fal sprężystych w ośrodkach porowatych jest obecność mediów złożowych oraz ich własności fizykochemiczne. W związku z tym przeanalizowano szczegółowo zachowanie się gazu, ropy i wód złożowych w warunkach zmieniającego się ciśnienia i temperatury.

Słowa kluczowe: parametry zbiornikowe, gaz, ropa, solanka, prędkość, gęstość, lepkość, moduł K, oporność.

The influence of pressure and temperature on the formation of elastic parameters and density of the pore media

Investigation of the pressure and temperature influence on elastic parameters and densities of sandstone and claystone rocks can explain some of the problems that occur during integrated interpretation of well logging and seismic wavefield data. The presented research is based on theoretical and empirical relationships as well as data from geophysical surveys and drill-stem tests. An important element of elastic waves propagation in porous rocks is the presence of pore fluids and their physical and chemical properties. For these reasons gas, oil and brine behaviour in reservoir conditions (in situ) at different values of pressure and temperature has been thoroughly analyzed.

Key words: reservoir parameters, gas, oil, brine, velocity, density, viscosity, K modulus, resistivity.

Wstęp

Media złożowe wypełniające przestrzenie porowe i ich własności fizyczne wpływają w dużym stopniu na parametry sprężyste skał.

Interpretacja danych sejsmicznych i geofizyki otworowej bazuje na ogół na uproszczonych własnościach mediów porowych. Przyjmuje się zwykle średnie bądź przybliżone wartości gęstości, modułów odkształcenia objętości, prędkości i lepkości mediów porowych: wody, ropy i gazu.

Media złożowe nasycające skały piaskowcowo-ilaste powinny być traktowane jak system dynamiczny, w którym skład chemiczny i własności fizyczne mogą się zmieniać nie tylko wraz z ciśnieniem i temperaturą, ale również z głębokością oraz sposobem migracji. Wiele modeli matematycznych stosowanych do opisu relacji między parametrami sprężystymi i zbiornikowymi skał uwzględnia wpływ mediów porowych (np. modele: Biota, Gassmanna,

Kustera i Toksöza i inne). Brane są pod uwagę takie parametry cieczy i gazów jak gęstości (ρ_w, ρ_o, ρ_g), moduły odkształcenia objętości (K_w, K_r, K_g), prędkości rozchodzenia

się fal sprężystych (V_w, V_r, V_g) oraz lepkość kinetyczna (η). Ta ostatnia wielkość ma znaczący wpływ na tłumienie fal i dyspersję prędkości.

Właściwości gazów

Faza gazowa uwięziona w przestrzeniach porowych skał zbiornikowych składa się głównie z metanu oraz zmiennych i najczęściej niewielkich ilości cięższych frakcji węglowodorowych takich jak etan czy propan. W niektórych przypadkach w fazie gazowej występują również: tlenek węgla, gazy nienasycone oraz para wodna i siarkowodór [11]. Cechy poszczególnych wyżej wymienionych składników bezpośrednio rzutują na właściwości gazów, które w znacznym stopniu zależą od ciśnienia i temperatury [1].

Moduł odkształcenia objętości dla gazów w warunkach adiabatycznych można przedstawić za pomocą poniższego wzoru (1) [1, 3]:

$$K_g = \frac{P}{\left(1 - \frac{P_{zr}}{Z} \frac{\partial Z}{\partial P_{zr}}\right)_{(T)}} \cdot \gamma_0 \quad (1)$$

gdzie:

- T – indeks wskazujący na warunki termalne,
- P – ciśnienie złożowe [MPa],
- γ_0 – wielkość określana empirycznie zależna od warunków ciśnieniowych,
- Z – współczynnik ściśliwości gazu w warunkach złożowych (zależy od ciśnienia i temperatury),
- P_{zr} – ciśnienie zredukowane [MPa],

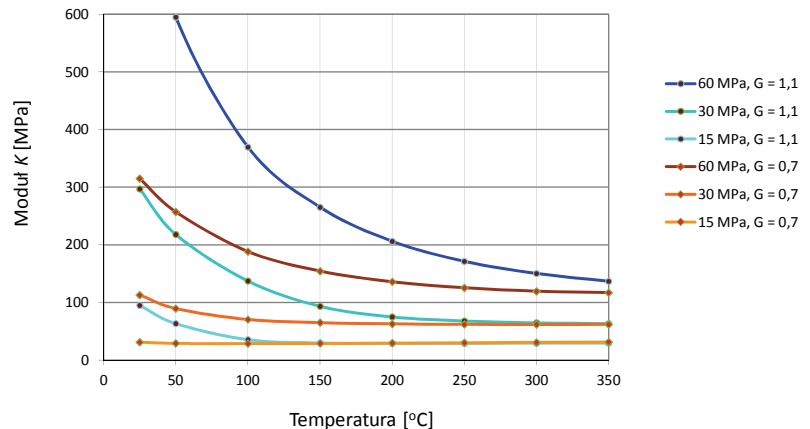
$$P_{zr} = \frac{P}{P_{kr}} = \frac{P}{(4,892 - 0,4048 \cdot G)} \quad (2)$$

gdzie:

- P – ciśnienie złożowe [MPa],
- P_{kr} – ciśnienie krytyczne [MPa].

Rysunek 1, wykonany na podstawie powyższego wzoru, przedstawia zależność modułu odkształcenia objętości od zmian temperatury, ciśnienia oraz wartości G , która oznacza stosunek gęstości mieszaniny gazów do gęstości powietrza w warunkach ciśnienia atmosferycznego i w temperaturze $t = 15,6^\circ\text{C}$. Jak podają Wang i Batzle [3], parametr G może przyjmować wartości od 0,56 (dla czystego metanu) do 1,8 (dla gazów zawierających ciężkie frakcje węglowodorów). W obliczeniach założono $G = 0,7$ oraz $G = 1,1$. Analiza otrzymanego wykresu pozwala stwierdzić, że wraz ze wzrostem temperatury moduł K maleje. Podwyższone ciśnienie oraz

parametr G przyczyniają się natomiast do wzrostu modułu odkształcenia objętości. Największe wartości modułu otrzymano zatem przy testach wykonanych w niskich temperaturach dla ciśnienia 60 MPa i $G = 1,1$.



Rys. 1. Wykres zmian wartości modułu odkształcenia objętości w funkcji temperatury dla gazów

Zmiany gęstości gazu (ρ_g) w funkcji ciśnienia i temperatury można przedstawić, stosując następującą aproksymację (3) [14]:

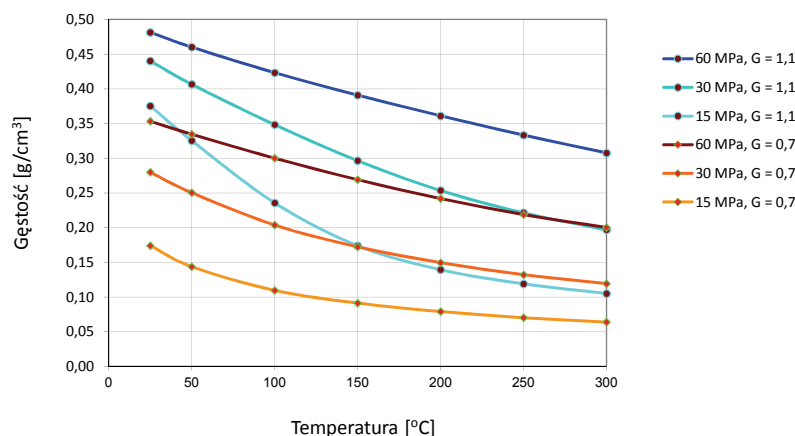
$$\rho_g = \frac{28,8 \cdot G \cdot P}{Z \cdot R \cdot T_a} \quad (3)$$

gdzie:

- R – stała gazowa ($R = 8,314472$),
- T_a – temperatura absolutna.

Wzory wykorzystywane do obliczeń gęstości są słuszne tylko wtedy, gdy wartości ciśnienia i temperatury znormalizowanej (P_{kr}, T_{kr}) nie znajdują się w przedziale 0,1÷1. T_{kr} oraz P_{kr} uwzględnione są podczas obliczeń parametru Z [1].

Rysunek 2 umożliwia predykcję zmian gęstości gazu wraz z głębokością zalegania złoża. Ze wzrostem głębokości rośnie ciśnienie oraz temperatura. Do obliczeń wykorzystano dwa rodzaje gazu: gaz „lekki”, o wartości $G = 0,7$, oraz gaz „ciężki”, dla którego $G = 1,1$. Testy przeprowadzane były w zakresie temperatur od 25°C do 300°C oraz przy ciśnieniu złożowym $P = 15$ MPa; 30 MPa i 60 MPa. Analiza krzywych pozwala stwierdzić, że wzrost ciśnienia powoduje podwyższenie gęstości gazu, natomiast wzrost temperatury przyczynia się do obniżenia gęstości. W przypadku niskich ciśnień: 15 MPa temperatura ma większy



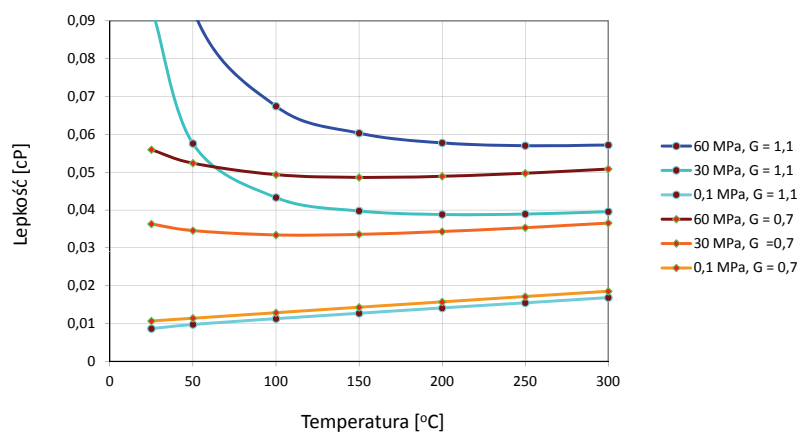
Rys. 2. Zmiany gęstości gazu w funkcji temperatury i ciśnienia

wpływ na otrzymane wyniki – krzywa dla tej wartości P w temperaturze $25\div 150^{\circ}\text{C}$ jest znacznie mocniej nachylna niż w przypadku wyższych temperatur. Przy wysokich ciśnieniach gęstość zmienia się liniowo wraz ze wzrostem temperatury. Wyniki obliczeń obrazują, w jaki sposób zmienia się gęstość gazu na różnych głębokościach. W złożach zalegających bardzo głęboko możemy spodziewać się gazów charakteryzujących się znacznie większymi gęstościami.

Zmiany lepkości gazu można przedstawić, stosując teorię ruchu cząsteczek [2]. Obliczenia lepkości dla gazu wykonane zostały według wzorów podanych przez Batzle'a i Wanga [3]. Pozwalają one wyznaczyć lepkość gazu w warunkach ciśnienia atmosferycznego lub ciśnienia złożowego. Poprawne obliczenia

można otrzymać tylko w przypadku gazów o prostym składzie.

Rysunek 3 przedstawia zmiany lepkości, na którą mają wpływ: temperatura, ciśnienie oraz wartość gęstości, wyrażonej poprzez parametr G . Krzywe przedstawione na wykresie pokazują zachowanie się gazu w różnych warunkach złożowych. Bardzo niskie ciśnienie, rzędu 0,1 MPa, powoduje wzrost lepkości wraz ze wzrostem temperatury. W momencie, gdy ciśnienie zaczyna dochodzić do dużych wartości, lepkość gazu zaczyna spadać wraz ze wzrostem temperatury. Ciekawym zjawiskiem jest bardzo duży wzrost lepkości przy niskich temperaturach i dużych wartościach parametru G (gaz ciężki). Zjawisko to jest związane z temperaturą tzw. punktu krytycznego (punkt homogenizacji faz).



Rys. 3. Zmiany lepkości dla gazów w funkcji temperatury i ciśnienia

Właściwości ropy

Ropy naftowe wydobywane ze złóż posiadają mocno zróżnicowany skład chemiczny, głównie pod względem zawartości związków węglowodorowych. Zmiany ich chemizmu bezpośrednio wpływają na wartości parametrów fizycznych skał. Ropa naftowa i gaz ziemny w stanie naturalnym występują w warunkach wysokich ciśnień i temperatur. Ze względu na to podczas wydobywania, na skutek obniżania się ciśnienia, z wpływającej ropy wydzielają się pęcherzyki gazów pierwotnie rozpuszczonych. Ropy naftowe składają się z mieszaniny złożonych składników organicznych. Tworzą je różnego rodzaju węglowodory, od lekkich (nasycone węglowodory szeregu parafinowego) do ciężkich, które charakteryzują się dużą gęstością oraz zawartością asfaltów i dużych ilości siarki [11]. W przypadku gdy obecne są wyjątkowo ciężkie bituminy i kerogen, gęstość rop może być wyższa od gęstości wód złożowych. Wpływ ciśnienia na ropy lekkie powoduje

adsorpcję dużych ilości gazowych węglowodorów, co znacznie obniża ich gęstości oraz moduły odkształcenia objętości. Do obliczeń modułów sprężystości, prędkości propagacji fal oraz gęstości dla rop naftowych można wykorzystywać równania stanu równowagi w podobny sposób jak w przypadku gazów. Utrudnieniem w obliczeniach jest konieczność znajomości dokładnego składu ropy [2]. Skład ropy może być bardzo zmienny i nawet w obrębie tego samego złoża, w sąsiadujących ze sobą horyzontach roponośnych, może zmieniać się typ ropy i proporcje węglowodorów oraz domieszki innych substancji. Różnice wykazują także ropy w tej samej skale zbiornikowej, ale znajdujące się w innych pułapkach, a także występujące w tym samym horyzontcie, ale w różnej sytuacji strukturalnej [11]. W związku z tym Batzle i Wang [3] proponują wprowadzić pewien trend bazowy, który częściowo wyeliminowałby różnice składu. Na podstawie prac prowa-

dzonych w różnych ośrodkach naftowych na przestrzeni wielu lat można przyjąć, że prędkości, gęstości i moduły sprężystości zachowują się prawie liniowo ze zmianami ciśnienia i temperatury. W cieczach organicznych, takich jak ropa naftowa, moduły maleją ze wzrostem temperatury i obniżaniem się ciśnienia. Wang i Nur [15] przebadali cały szereg lekkich alkanów (węglowodorów nasyconych – szereg parafinowy), alkenów i cykloparafin (szereg naftenowy) i znaleźli prostą relację dla zmian prędkości, gęstości oraz modułów z temperaturą i ciężarem cząsteczkowym rop [1].

Prędkości fali podłużnej dla ropy „martwej”, czyli bez obecności gazu, można obliczyć za pomocą dwóch podobnych wzorów – pierwszy z nich uwzględnia gęstość ρ_0 wyrażoną w g/cm^3 , natomiast drugi wymaga przeliczenia tych wartości na jednostkę API.

Stosowana jednostka gęstości API (American Petroleum Institute) jest definiowana następująco:

$$API = \frac{141,5}{\rho_0} - 131,5 \quad (4)$$

W tabelicy 1 przytoczono gęstości rop i odpowiadające im stopnie API (według Levorsena [11]).

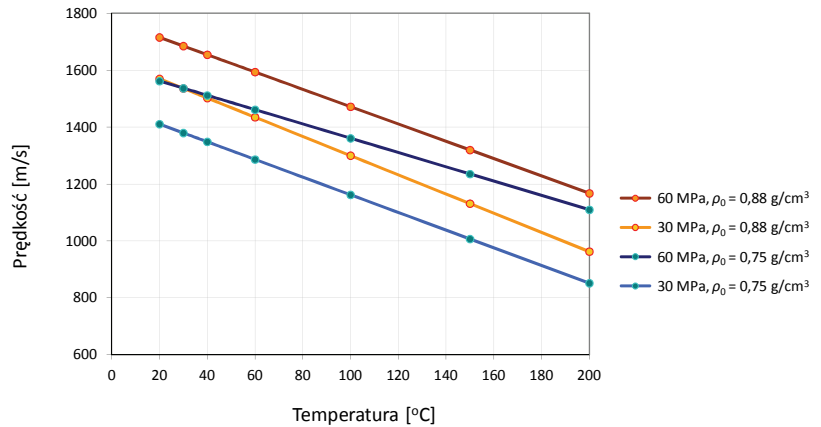
W tych jednostkach liczba API wynosi około 5 dla rop „ciężkich” i około 100 dla „lekkich”.

Tabela 1. Gęstości rop i wartości w stopniach API [11]

Gęstość przy $t = 15,5^\circ\text{C}$ [g/cm^3]	Stopnie API
1,0000	10,0
0,9655	15,1
0,9333	20,1
0,9032	25,2
0,8750	30,2
0,8485	35,3
0,8235	40,3
0,8000	45,4
0,7778	50,4

Poniżej przedstawiono jeden ze wzorów (5) podanych przez Batzle’a i Wanga [3], umożliwiający obliczenie prędkości V_r dla ropy „martwej”. Za jego pomocą wygenerowano wykres przedstawiający zmiany prędkości wraz ze zmianami temperatury, ciśnienia i gęstości ustalonej.

$$V_r = 2096 \left(\frac{\rho_0}{2,6 - \rho_0} \right)^{0,5} - 3,7 \cdot T + 4,64 \cdot P + 0,0115 \left[4,12 \left(\frac{1,08}{\rho_0} - 1 \right)^{0,5} - 1 \right] \cdot T \cdot P \quad (5)$$



Rys. 4. Wykres zmian prędkości dla ropy „martwej” (odgazowanej)

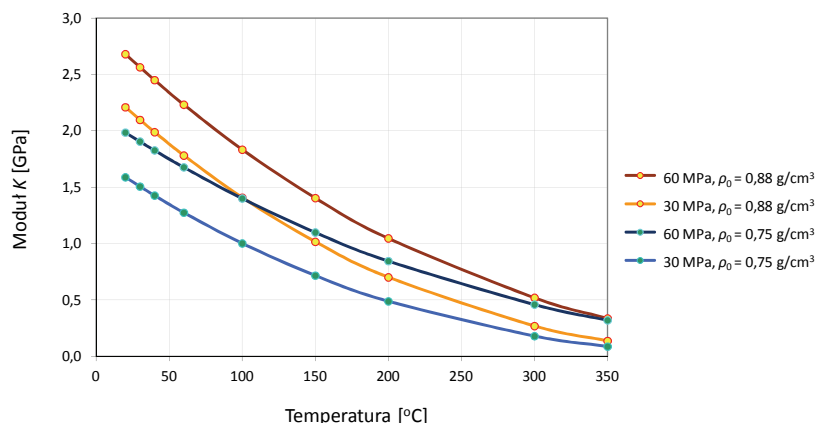
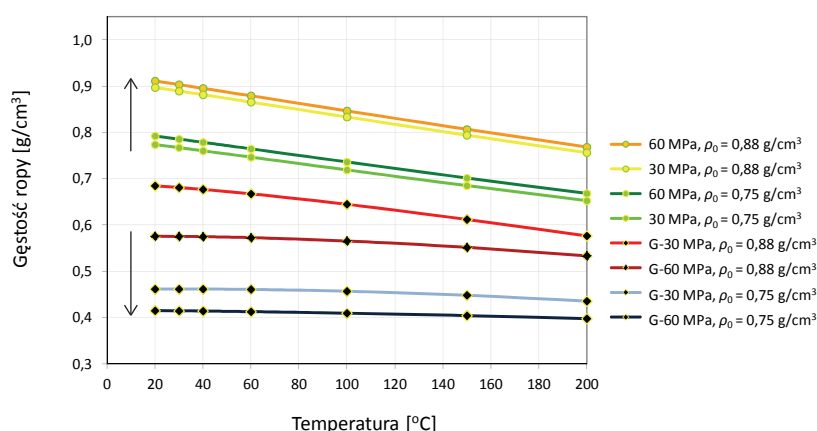
Obliczenia wykonano dla następujących wartości: ciśnienie $P = 30 \text{ MPa}$; 60 MPa , gęstość ropy odniesienia mierzona w ustalonych warunkach ciśnienia atmosferycznego i w temperaturze $T = 15,6^\circ\text{C}$: $\rho_0 = 0,75 \text{ g/cm}^3$; $0,88 \text{ g/cm}^3$ oraz temperatura w zakresie od 20°C do 200°C . Analiza rysunku 4 pozwala stwierdzić, że prędkość fali podłużnej dla ropy „martwej” maleje wraz ze wzrostem temperatury. Otrzymane wyniki dla niskiej temperatury i wysokiego ciśnienia pozwoliły otrzymać prędkość przekraczającą 1700 m/s . Spadek prędkości jest łagodniejszy dla mniejszych wartości gęstości ustalonych ($0,75$), czyli dla rop lżejszych, natomiast ropy cięższe charakteryzują się nieco większym nachyleniem krzywych. Ciśnienie odgrywa dużą rolę w obliczeniach – wraz z jego wzrostem zwiększają się prędkości fali.

W cieczach organicznych, których przedstawicielem jest ropa naftowa, moduły maleją wraz ze spadkiem ciśnienia i wzrostem temperatury. Obliczenia dla modułu K wykonano na podstawie danych z wykresów dla prędkości fali podłużnej oraz gęstości ropy niezawierającej gazu. Wyniki obliczeń zostały przedstawione na rysunku 5.

Analiza własności fizykochemicznych ropy naftowej powinna uwzględniać ropę zawierającą dużą ilość rozpuszczonych gazów lub lekkich węglowodorów.

Własności ropy „żywej” (zawierającej rozpuszczone gazy) znacznie różnią się od własności ropy „martwej”. Bardzo lekkie ropy są często kondensatami fazy gazowej. Dokładne badania wpływu rozpuszczonego gazu na własności sprężyste ropy nie były nigdy prowadzone. Stwierdzono jednak malejący wpływ gazu na prędkości zarówno w ropie, jak i w wodzie złożowej [1]. Gęstości ropy odniesienia ρ_0 mierzono są w ustalonych warunkach ciśnienia atmosferycznego i w temperaturze $T = 15,6^\circ\text{C}$. Zasadnicze zmiany własności sprężystych rop naftowych powodowane są zmianami ich składu chemicznego oraz zdolności do absorpcji gazów.

Na rysunku 6 zestawiono wyniki obliczeń gęstości dla ropy zawierającej rozpuszczone gazy oraz dla ropy niezawie-

Rys. 5. Wykres zmian modułu K dla ropy „martwej” (odgazowanej)

Rys. 6. Gęstość ropy „żywej” (nagazowanej) i „martwej” (odgazowanej)

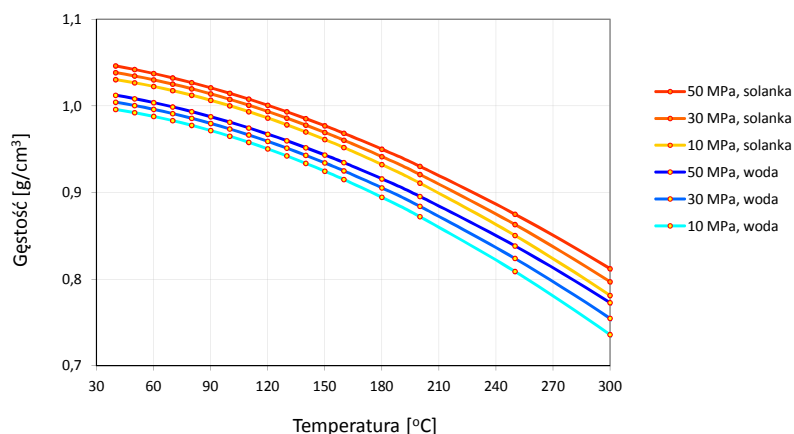
Właściwości wód złożowych

Wody złożowe wypełniające pory skał zbiornikowych posiadają zróżnicowane właściwości fizykochemiczne. Ich zasolenie może zmieniać się w szerokim zakresie, od śladowych części g/dm^3 do nawet kilku g/dm^3 – w przypadku solanek stężonych. Właściwości wód złożowych zależą głównie od składu mineralnego i temperatury, natomiast w mniejszym stopniu od ciśnienia. Wzory zaproponowane przez Batzle'a i Wang'a [3] umożliwiają powiązanie wymienionych parametrów, które silnie wpływają na zmiany gęstości, moduły sprężystości oraz prędkości rozchodzenia się fali podłużnej [1, 2].

Gęstości dla czystej wody oraz solanki zestawiono na rysunku 7. Ustalone zasolenie wyjściowe dla solanki wynosi $0,05 \text{ g/dm}^3$. Wzrost mineralizacji przyczynia się do znacznego wzrostu gęstości analizowanego płynu.

Na uzyskane wyniki największy wpływ mają: temperatura, wyrażona w $^{\circ}\text{C}$, oraz zasolenie. Wraz ze wzrostem temperatury następuje spadek gęstości. Dla niskich temperatur gęstość czystej wody przyjmuje wartości

oscylujące w pobliżu 1 g/cm^3 – w tym wypadku zmiany ciśnienia mają niewielki wpływ na otrzymane wyniki. Dla temperatury 300°C wartość ta spada poniżej $0,8 \text{ g/cm}^3$, ciśnienie przyczynia się do większego zróżnicowania wyników. Na wykresie widać dokładną różnicę pomiędzy gęstościami czystej wody a gęstościami wody o podniesionej mineralizacji. Krzywe, pomimo różnej zawartości



Rys. 7. Zmiany gęstości dla wody oraz solanki w funkcji temperatury, ciśnienia i składu mineralnego

soli, przyjmują podobny kształt, dzięki czemu ułatwiona jest predykcja zmian gęstości wód o bardzo wysokiej mineralizacji.

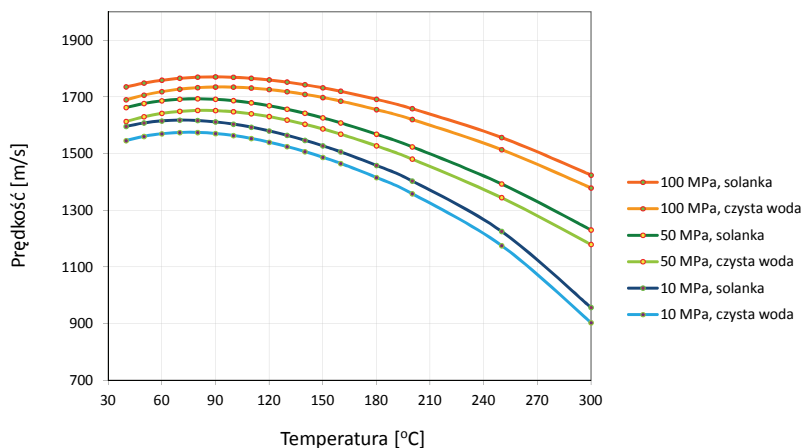
Rysunek 8, pokazujący wyniki estymacji prędkości fali podłużnej dla wody oraz solanki, pozwala porównać otrzymane wyniki z rysunkiem 4, uzyskanym przy obliczeniach dla ropy „martwej”. Obydwa wykresy przedstawiają zmiany prędkości fali P dla mediów ciekłych. W przypadku ropy prędkości malały liniowo wraz ze wzrostem temperatury. Woda oraz solanka nieco inaczej pokazują przebieg fali podłużnej w zależności od zmiany parametrów złożowych.

Rysunek 8 przedstawia wyniki obliczeń dla wody oraz solanki. Zakres temperatur zmienia się od 40°C do 300°C, a ciśnienie wynosi kolejno: 10 MPa, 50 MPa i 100 MPa. Analiza pozwala stwierdzić, że największe prędkości charakteryzują płyny o największym zasoleniu oraz przy największym ciśnieniu złożowym. Temperatura do 150°C nieznacznie wpływa na otrzymane wyniki, natomiast wyższe temperatury w dużym stopniu obniżają prędkości fali występujące w analizowanym medium. W przypadku estymacji prędkości największy wpływ na zmiany wyników ma ciśnienie. Wielkość mineralizacji w mniejszym stopniu wpływa na obliczone wartości.

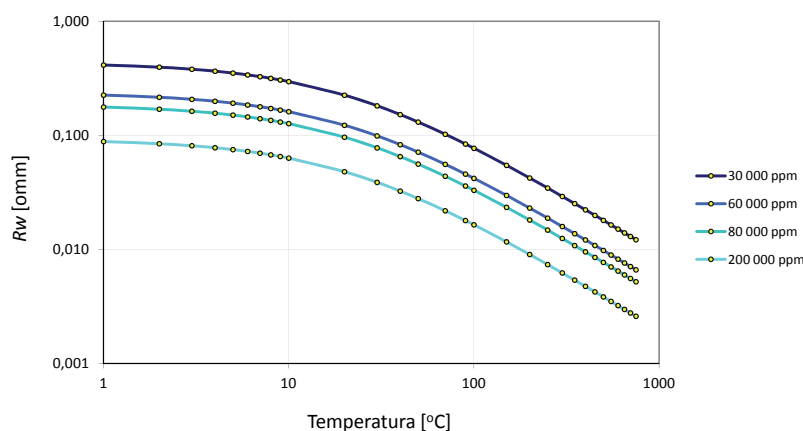
Związek pomiędzy zasoleniem, temperaturą i opornością właściwą wód złożowych jest badany rutynowo przy pomiarach geofizyki otworowej. Proste relacje do obliczenia oporności fazy wodnej dla danej temperatury i zasolenia można znaleźć w instrukcjach światowych firm geofizycznych (np. Schlumberger [13], Halliburton [7]) oraz w polskim systemie interpretacyjnym GeoWin [8]. Wykres zmian oporności wraz ze zmianami temperatury oraz mineralizacji wykonano za pomocą empirycznego wzoru Bigelowa (6) [4], który przedstawia się następująco:

$$R_w = \left[0,0123 + \frac{3647,5}{C_w^{0,955}} \right] \frac{82}{1,8T + 39} \quad (6)$$

Wyniki obliczeń przedstawione w formie graficznej pozwalają na przewidywanie zmian parametrów sprężystych, gęstości oraz oporności mediów wypełniających skały zbiornikowe. Wykresy teoretyczne prezentowane w artykule mogą ulegać dowolnym zmianom poprzez modyfikację parametrów



Rys. 8. Prędkość w czystej wodzie oraz w solance



Rys. 9. Wykres zmian oporności R_w w funkcji temperatury i składu mineralnego

gdzie:

C_w – mineralizacja wyrażona w ppm,

T – temperatura wyrażona w °C.

Wyniki obliczeń przedstawiono dla następujących mineralizacji: 30 000 ppm, 60 000 ppm, 80 000 ppm, 200 000 ppm. Temperatura zmienia się w zakresie od 1°C do 750°C.

Analizując rysunek 9, można stwierdzić, że wraz ze wzrostem mineralizacji oraz temperatury spada oporność płynów złożowych. Ciśnienie nie odgrywa znaczącej roli przy obliczeniach oporności właściwej, jest zatem pomijane. Mineralizacja ma duży wpływ na przewodność płynów, wraz z jej wzrostem zwiększa się ilość jonów przewodzących prąd, co w końcowym efekcie obniża oporność cieczy.

Wnioski końcowe

wejściowych, w zależności od potrzeb interpretatora. Przewidywanie zachowania się mediów złożowych w odpowiednich warunkach ciśnienia i temperatury pozwala na dokładniejszą ocenę parametrów złożowych struktury geologicznej zawierającej gaz, ropę oraz wodę. Przykładowo, w modelach, które

pozwalają ocenić porowatość lub prędkość w formacjach skalnych zawierających węglowodory (np. Wylliego [16], Raymera-Hunta-Gardnera [12] czy Biota-Gassmanna [5, 6]) wymagane jest założenie pewnych wartości dla czystego

medium porowego. Estymacja parametrów sprężystych na podstawie wzorów Batzle'a i Wanga [3] umożliwiła otrzymanie dokładniejszych wyników podczas interpretacji krzywych geofizyki otworowej.

Prosimy cytować jako: Nafta-Gaz 2013, nr 12, s. 887–893

Literatura

- [1] Bala M., Cichy A.: *Metody obliczania predkosci fal P i S na podstawie modeli teoretycznych i danych geofizyki otworowej – program Estymacja*. Krakow, Uczelniane Wydawnictwa Naukowo-Dydaktyczne, 2006.
- [2] Bala M.: *Analiza wpływu obecności gazu w porach skalnych na predkosc fal sprężystych na przykładzie wybranych horyzontow zloza „R”*. Przegląd Geologiczny 2001, vol. 49, nr 12.
- [3] Batzle M., Wang Z.: *Seismic properties of pore fluids*. Geophysics 1992, vol. 57, no. 11, pp. 1396–1408.
- [4] Bigelow E.: *Introduction to Wireline Log Analysis*. Western Atlas International Inc., Houston, Texas, 1992.
- [5] Biot M. A.: *Theory of propagation of elastic waves in a fluid-saturated porous solid. I. Low-frequency range*. J. Acoust. Soc. Am. 1956, vol. 28, no. 2, s. 168–191.
- [6] Gassmann F.: *Elastic waves through a packing of spheres*. Geophysics 1951, vol. 16, no. 4, pp. 673–685.
- [7] Halliburton Log Interpretation Charts, 1991.
- [8] Jarzyna J., Bala M., Cichy A., Gadek W., Gasior I., Karczewski J., Marzencki K., Stadtmuller M., Twarog W., Zorski T.: *Przetwarzanie i interpretacja profilowan geofizyki wiertniczej – system GeoWin*. Krakow, Arbor, 2002.
- [9] Jarzyna J., Bala M., Zorski T.: *Metody geofizyki otworowej – pomiary i interpretacja*. Krakow, Wydawnictwa AGH, 1997.
- [10] Jarzyna J., Bala M., Krakowska P., Puskarczyk E., Wawrzyniak-Guz K.: *Skalowanie profilowan geofizyki otworowej dla utworzenia sejsmicznych modeli predkościowych*. Nafta-Gaz 2013, nr 5 s. 368–379.
- [11] Levorsen A. I.: *Geologia ropy naftowej i gazu ziemnego*. Wydawnictwo Geologiczne, 1972.
- [12] Raymer L. L., Hunt E. R., Gardner J. S.: *An improved sonic transit time-to-porosity transform*. 21st SPWLA, 8–11 July 1980.
- [13] Schlumberger Log Interpretation Charts, 1990.
- [14] Thomas L. K., Hankinson R. W., Philips K. A.: *Determination of acoustic velocities for natural gas*. J. Pet. Technol. 1970, vol. 22, pp. 889, 892.
- [15] Wang Z., Nur A.: *The effect of temperature on the seismic wave velocities in rocks saturated with hydrocarbons*. Soc. Petr. Eng. (SPE) paper 15646, Proc. 61st Soc. Petr. Tech. Conf. 1986.
- [16] Wyllie R. J., Gregory A. R., Gardner L. W.: *Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media*. Geophysics 1956, vol. 21, no. 1, pp. 41–70.



Prof. dr hab. inż. Maria BAŁA
 Profesor nadzwyczajny.
 Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, Katedra Geofizyki
 al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
 E-mail: bala@geol.agh.edu.pl



Mgr inż. Rafał SKUPIO
 Specjalista inżynierijno-techniczny w Zakładzie Geofizyki Wiertniczej.
 Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
 ul. Lubicz 25A
 31-503 Kraków
 E-mail: rafal.skupio@inig.pl