

Ludwik Zawisza*

**WYZNACZANIE POŁOŻENIA KONTURÓW ZŁOŻOWYCH
DLA ZŁÓŻ ROPY NAFTOWEJ
W OPARCIU O KRYTERIA HYDRODYNAMICZNE,
Z UWZGLĘDNIENIEM ZMIENNEJ GĘSTOŚCI
PŁYNÓW ZŁOŻOWYCH I CIŚNIEŃ KAPILARNYCH****

1. WSTĘP

Migracja i akumulacja ropy naftowej i gazu ziemnego mają zwykle miejsce w warunkach wód przepływających w ośrodku porowatym.

Wielkość i kształt pułapki złożowej wyznaczają granice geologiczne warstw (powierzchnie strukturalne stropu i spągu horyzontu wodo-roponośnego) oraz powierzchnia konturu złożowego ropa-woda. Na położenie konturów złożowych mają wpływ ruch przepływających wód złożowych, zmiany gęstości płynów złożowych, t.j. wody, ropy i gazu oraz efekt ciśnienia kapilarnego, który zależy od zmian porowatości i przepuszczalności skał zbiornikowych.

W przypadku dużej zmienności litologii skał zbiornikowych, ciśnienie kapilarne może odgrywać istotną rolę przy wyznaczaniu konturów złożowych dla ropy naftowej i gazu ziemnego, jednakże najważniejszym czynnikiem wpływającym na położenie konturów złożowych jest czynnik dynamiczny płynów złożowych [7, 8, 9].

**2. METODYKA KARTOWANIA HYDRODYNAMICZNYCH PUŁAPEK DLA
ZŁÓŻ ROPY NAFTOWEJ**

Dla dwuskładnikowego układu wody złożowej i ropy naftowej w każdym punkcie pola hydrodynamicznego będą istniały dwie różne wartości potencjału dla wody i ropy [2, 5], a mianowicie:

* Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, AGH, Kraków

** Praca wykonana w ramach badań własnych w roku 2007

$$\Phi_w = gz + \frac{P}{\rho_w} \quad (1)$$

$$\Phi_r = gz + \frac{P}{\rho_r} + \frac{P_c}{\rho_r} \quad (2)$$

gdzie Φ_w , Φ_r są to potencjały odpowiednio dla wody i ropy, m^2/s^2 ; g jest to przyspieszenie ziemskie, $9,81 \text{ m/s}^2$; z jest to rzędna punktu pomiarowego w stosunku do poziomu morza, m ; P jest to ciśnienie złożowe, Pa , P_c jest to ciśnienie kapilarne (jest to dodatkowe ciśnienie działające na cząstkę ropy lub gazu powstałe w wyniku istnienia sił kapilarnych), Pa ; natomiast ρ_w , ρ_r , oznaczają gęstości wody i ropy w warunkach złożowych, kg/m^3 .

Wyliczając z równania (1) P i wstawiając następnie uzyskane w ten sposób wyrażenie do równania (2) otrzymamy:

$$\Phi_r = \frac{\rho_w}{\rho_r} \Phi_w - \frac{\rho_w - \rho_r}{\rho_r} gz + \frac{P_c}{\rho_r} \quad (3)$$

Biorąc pod uwagę, że [2, 5]:

$$\Phi_w = g \cdot h_w \quad (4)$$

$$\Phi_r = g \cdot h_r \quad (5)$$

gdzie h_w oznacza wysokość słupa wody w m w stosunku do poziomu morza; h_r jest to wysokość słupa ropy w m w stosunku do poziomu morza; można przedstawić równanie (3) w postaci:

$$gh_r = \frac{\rho_w}{\rho_r} gh_w - \frac{\rho_w - \rho_r}{\rho_r} gz + \frac{P_c}{\rho_r} \quad (6)$$

Mnożąc równanie (6) obustronnie przez ρ_r , można otrzymać:

$$\rho_r gh_r = \rho_w gh_w - (\rho_w - \rho_r) gz + P_c \quad (7)$$

co jest równoważne wyrażeniu:

$$P_r = P_w - z(\gamma_w - \gamma_r) + P_c \quad (8)$$

gdzie P_w , P_r są to potencjały odpowiednio dla wody i ropy wyrażone w jednostkach ciśnienia; natomiast P_c jest to ciśnienie kapilarne.

Zastępując P_w , P_r , P_c równoważnym słupem wody słodkiej (dzieląc w tym celu obydwie strony równania (8) przez γ_{ws}), równanie (8) przyjmie postać:

$$H_r = H_{ws} - z \left(\frac{\gamma_w - \gamma_r}{\gamma_{ws}} \right) + H_c \quad (9)$$

gdzie H_r oznacza potencjał ropy wyrażony w metrach słupa wody słodkiej; H_{ws} oznacza potencjał wody złożowej (napór zredukowany) wyrażony w metrach słupa wody słodkiej; H_c oznacza wielkość dodatkowego potencjału dla ropy, wyrażonego w metrach słupa wody słodkiej, wywołanego przez ciśnienie kapilarne; γ_w jest ciężarem właściwym wody złożo-

wej, N/m^3 ; γ_r jest to ciężar właściwy ropy w warunkach złożowych, N/m^3 ; γ_{ws} jest ciężarem właściwym wody słodkiej, N/m^3 ; natomiast z jest głębokością stropu warstwy zbiornikowej, zredukowanej do poziomu morza, m.

Wartość potencjału wody złożowej (naporu zredukowanego) H_{ws} można obliczyć z równania:

$$H_{ws} = z + \frac{P}{\gamma_{ws}} \quad (10)$$

Do kartograficznego określania lokalizacji pułapek hydrodynamicznych dla ropy można wykorzystać równanie w postaci:

$$H_r(x, y) = H_{ws}(x, y) - z(x, y) \frac{\gamma_w(x, y) - \gamma_r(x, y)}{\gamma_{ws}} + H_c(x, y) \quad (11)$$

gdzie:

$$H_c(x, y) = \frac{P_c(x, y)}{\gamma_{ws}} \quad (12)$$

Określenia wielkości ciśnienia kapilarnego można dokonać przy pomocy równania podanego przez L. Zawiszę [6]:

$$P_c = A \left(\frac{\phi}{k} \right)^{0,5} T S_w^{\frac{D}{\log S_{wi}}} \quad (13)$$

gdzie A , D są to stałe zależne od litologii badanych skał, bezwymiarowe; ϕ oznacza współczynnik porowatości, w ułamku jednośc; k jest to współczynnik przepuszczalności, w m^2 ; T oznacza napięcie powierzchniowe, Nm^{-1} ; S_w jest to nasycenie skały wodą, w ułamku jednośc; S_{wi} jest to nasycenie skały wodą związaną, w ułamku jednośc; pozostałe objaśnienia jak we wzorze (1).

Dla utworów dolomitu głównego można przyjąć $A = 2,08 \cdot 10^{-3}$, $D = 3$ [6]. Wstawiając te wartości do równania (13) otrzymamy:

$$P_c = 2,08 \cdot 10^{-3} \left(\frac{\phi}{k} \right)^{0,5} T S_w^{\frac{3}{\log S_{wi}}} \quad (14)$$

Rozkład wielkości ciśnienia kapilarnego w obrębie całej warstwy wodo-roponośnej można wyznaczyć z wzoru:

$$P_c(x, y) = 2,08 \cdot 10^{-3} T S_w^{\frac{3}{\log S_{wi}}} [\phi(x, y)]^{0,5} [k(x, y)]^{-0,5} \quad (15)$$

Ostatecznie równanie (12) można zapisać w postaci:

$$H_c(x, y) = \frac{2,08 \cdot 10^{-3} T S_w^{\frac{3}{\log S_{wi}}}}{\gamma_{ws}} [\phi(x, y)]^{0,5} [k(x, y)]^{-0,5} \quad (16)$$

a równanie (11) w postaci:

$$H_r(x, y) = H_{ws}(x, y) - z(x, y) \frac{\gamma_w(x, y) - \gamma_r(x, y)}{\gamma_{ws}} + \frac{2,08 \cdot 10^{-3} T S_w^{\frac{3}{\log S_{wi}}}}{\gamma_{ws}} [\phi(x, y)]^{0,5} [k(x, y)]^{-0,5} \quad (17)$$

W równaniach (11), (12), (15)–(17): $\phi(x,y)$ oznacza mapę współczynnika porowatości; $k(x,y)$ oznacza mapę współczynnika przepuszczalności; $P_c(x,y)$ oznacza mapę ciśnień kapilarnych; $H_c(x,y)$ oznacza mapę dodatkowych potencjałów dla ropy, wynikających z istnienia ciśnienia kapilarnego; $H_r(x,y)$ oznacza mapę hydrodynamicznych pułapek złożowych z uwzględnieniem ciśnień kapilarnych; $H_{ws}(x,y)$ oznacza mapę potencjałów dla wody złożowej wyrażonych w metrach słupa wody słodkiej; $z(x,y)$ oznacza mapę strukturalną stropu horyzontu wodo-ropo-gazonośnego; $\gamma_w(x,y)$ oznacza mapę ciężaru właściwego wody złożowej; a $\gamma_r(x,y)$ oznacza mapę ciężaru właściwego ropy w warunkach złożowych.

W przypadku, kiedy nie dysponuje się dokładnymi pomiarami napięcia powierzchniowego, wielkość napięcia na granicy faz: woda-ropa można określić z wzoru [1]:

$$T = 38,397 \Delta\rho^{0,0994} \quad (18)$$

gdzie $\Delta\rho = \rho_w - \rho_r$

W równaniu (18) ρ_w, ρ_r oznaczają odpowiednio gęstości wody złożowej i ropy naftowej w warunkach złożowych i wyrażone są w g/cm^3 .

Przedstawiona metodyka uwzględnia zarówno wpływ czynnika hydrodynamicznego, jak i zmian gęstości płynów złożowych oraz efektu ciśnienia kapilarnego na położenie konturów złożowych.

3. ANALITYCZNA I NUMERYCZNA REALIZACJA MODELU AKUMULACJI WĘGLOWODORÓW NA PRZYKŁADZIE ZŁÓŻ POMORSKO I CZERWIĘŃSK

Realizację modelu akumulacji opisanego równaniem (17) przedstawiono na przykładzie złóż ropy naftowej Pomorsko i Czerwieńsk. W złożach tych stwierdzono nachylone kontury złożowe [3, 4].

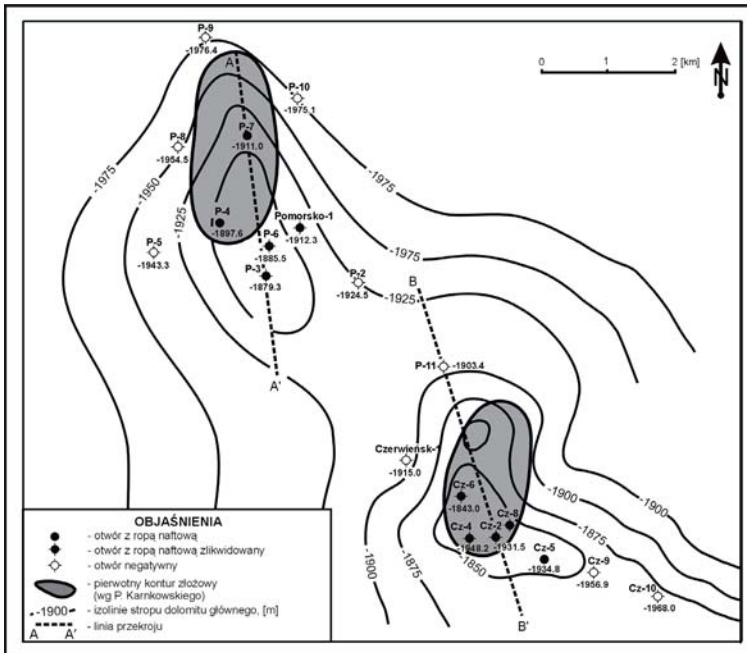
3.1. Charakterystyka geologiczno-złożowa akumulacji ropy naftowej Pomorsko i Czerwieńsk

Złoża ropy naftowej Pomorsko i Czerwieńsk występują w utworach dolomitu głównego Ca_2 na obszarze przedsudeckim (rys. 1).

Złoże ropy naftowej Pomorsko odkryto w 1976 r. Skagę zbiornikową tworzą dolomity szare i jasnoszare, zwięzłe, zbite, miejscami silnie spękane, które występują na głębokości około 1900 m. Powierzchnia złoża wynosi około 3 km^2 , średnia miąższość serii złożowej 51,5 m. Pierwotne ciśnienie złożowe wynosiło 23,58 MPa. W obszarze złoża odwiercono 12 otworów, z których w dwóch, tj. Pomorsko-4 i Pomorsko-7 uzyskano przemysłowe wydobywanie ropy naftowej, natomiast w otworach Pomorsko-3, Pomorsko-6 i Pomorsko-1 uzyskano nieprzemysłowy przypływ ropy, w związku z czym otwory te zostały zlikwidowane (rys. 1). Gęstość ropy w warunkach złożowych wynosi 760 kg/m^3 , natomiast gęstość wody złożowej

1239 kg/m³ [3, 4]. Nasylenie skał wodą związaną przyjęto równe $S_{wi} = 18\%$, natomiast położenie konturu ropa-woda przyjęto dla nasycenia $S_w = 70\%$.

Złoże ropy naftowej Czerwieńsk odkryto otworem Czerwieńsk-2 w 1969 r. [3]. Poziom roponośny w profilu tego odwiertu stwierdzono na głębokości 1896-1881,5 m. Ponadto przyływ ropy stwierdzono w otworach Czerwieńsk-4, Czerwieńsk-5, Czerwieńsk-6 i Czerwieńsk-8 (rys. 1). Pierwotne ciśnienie złożowe pomierzone w otworze Czerwieńsk-5 wynosiło 23,20 MPa. Gęstość ropy w warunkach złożowych wynosi, podobnie jak na złożu Pomorsko, 760 kg/m³, natomiast gęstość wody złożowej 1143 kg/m³ [3, 4]. Nasylenie skał wodą związaną przyjęto równe $S_{wi} = 18\%$, natomiast położenie konturu ropa-woda przyjęto dla nasycenia $S_w = 70\%$, a więc podobnie jak na złożu Pomorsko.



Rys. 1. Mapa strukturalna stropu dolomitu głównego. Złoże Pomorsko i Czerwieńsk [4]

3.2. Wyznaczenie położenia konturów złożowych dla złoża Pomorsko i Czerwieńsk

W celu wyznaczenia konturów złożowych dla złóż ropy naftowej Pomorsko i Czerwieńsk wykonano następujące mapy:

- 1) mapę strukturalną stropu dolomitu głównego;
- 2) mapę potencjometryczną wody złożowej;
- 3) mapę współczynnika porowatości;
- 4) mapę współczynnika przepuszczalności;

- 5) mapę ciśnień kapilarnych;
- 6) mapę dodatkowych potencjałów dla ropy wynikających z istnienia ciśnień kapilarnych;
- 7) wynikową mapę hydrodynamicznych pułapek złożowych dla ropy, uwzględniającą efekt ciśnienia kapilarnego;
- 8) mapę hydrodynamicznych pułapek złożowych dla ropy nałożoną na mapę strukturalną.

Ponadto wykonano dwa przekroje geologiczno-złożowe, na których przedstawiono wyniki badań hydrodynamicznych.

Do rozważań przyjęto średnią gęstość wody złożowej $\rho_w = 1\,239\text{ kg/m}^3$ i ropy naftowej $\rho_r = 760\text{ kg/m}^3$ określoną dla warunków złożowych.

Mapę strukturalną stropu dolomitu głównego (rys. 1) zreambulowano w oparciu o dokumentację geologiczno-złożową, monografię Karnkowskiego [3] oraz pracę E. Wojny-Dyła [4].

Mapa potencjometryczna wody złożowej w przeliczeniu na słup wody słodkiej w utworach dolomitu głównego (rys. 2) została wykonana na podstawie pomiarów ciśnień złożowych pomierzonych w otworach: Pomorsko-4, Pomorsko-7, Czerwieńsk-2, Czerwieńsk-4, Czerwieńsk-5, przeliczonych zgodnie z równaniem (10) na słup wody słodkiej. Z mapy tej wynika wniosek, że przepływ wód złożowych w utworach dolomitu głównego ma miejsce z południa na północ. Wielkości naporów hydraulicznych wynoszą od 520 do 455 m n.p.m.

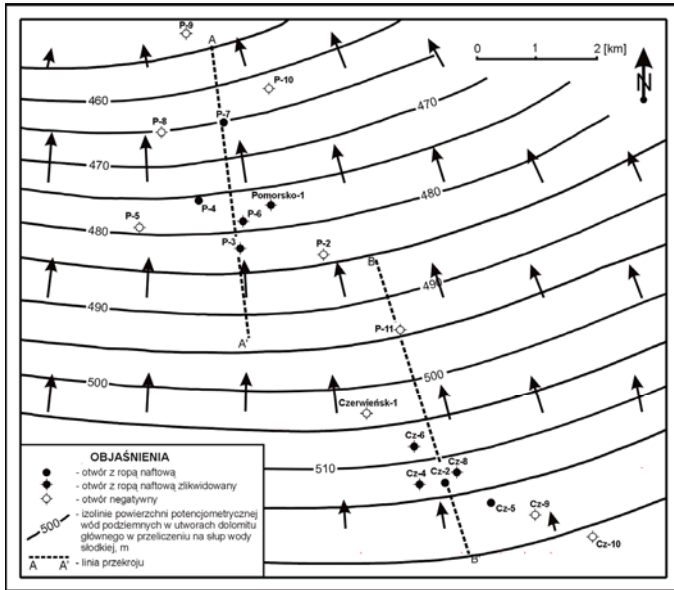
Mapę dodatkowych potencjałów dla ropy wynikających z istnienia ciśnienia kapilarnego w utworach dolomitu głównego (rys. 3) skonstruowano w oparciu o mapę współczynnika porowatości oraz mapę współczynnika przepuszczalności, postępując zgodnie z równaniem (16). Mapa dodatkowych potencjałów dla ropy przedstawia wielkość wzniosu kapilarnego wyrażonego w m słupa wody słodkiej. W związku z małym zróżnicowaniem wielkości parametrów porowatości i przepuszczalności utworów dolomitu głównego wielkość wzniosu kapilarnego jest niewielka i wynosi od 1 cm do 7 cm, zatem wielkość wzniosu kapilarnego nie ma istotnego wpływu na hipsometryczne położenie konturów złożowych i można go pominąć w rozważaniach.

Wynikowa mapa hydrodynamicznych pułapek złożowych dla ropy skonstruowana zgodnie z równaniem (17), uwzględnia zarówno wpływ czynnika grawitacyjnego (siły wyporu) oraz czynnika dynamicznego związanego z przepływem wód złożowych, jak i wpływ zmian gęstości płynów złożowych oraz wpływ ciśnienia kapilarnego na położenie konturów złożowych i lokalizację obszarów akumulacji węglowodorów.

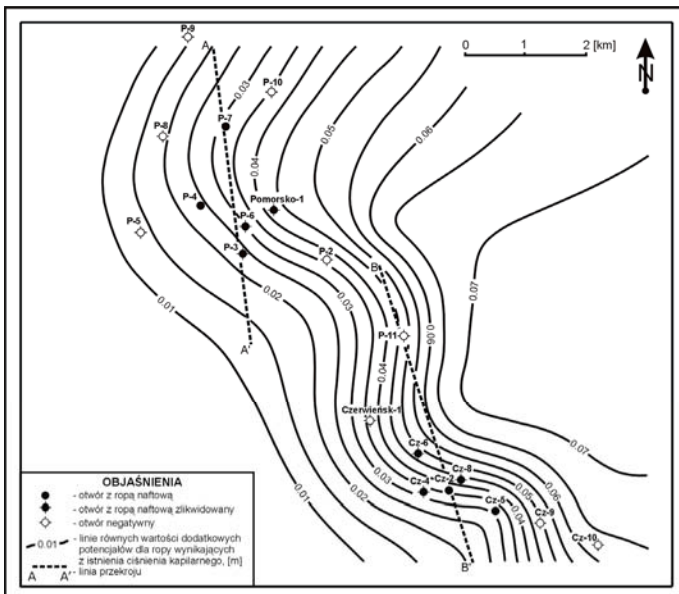
Na rysunku 4 przedstawiono mapę hydrodynamicznych pułapek złożowych dla ropy z uwzględnieniem ciśnień kapilarnych na tle mapy strukturalnej stropu dolomitu głównego. Z mapy tej wynika jednoznacznie, że złoża ropy naftowej Pomorsko i Czerwieńsk posiadają nachylone kontury złożowe, przy czym przesunięcie konturów złożowych ma miejsce w kierunku północnym, zgodnie z kierunkiem przepływu wód podziemnych.

Wszystkie opisane wyżej mapy oraz operacje algebraiczne na mapach zostały wykonane przy pomocy programu **Surfer 7**, firmy **Golden Software, Inc.**

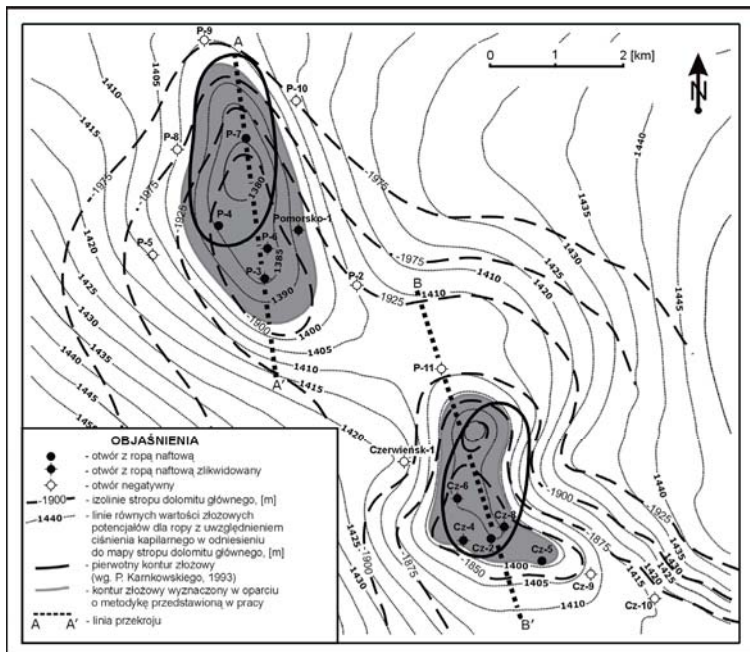
Na przekrojach geologiczno-złożowych przechodzących przez złożo Pomorsko (rys. 5) i Czerwieńsk (rys. 6) przedstawiono położenie konturów złożowych wyznaczonych w oparciu o metodykę opisaną w pracy, na tle pierwotnych konturów złożowych, wyznaczonych przez Karnkowskiego [3].



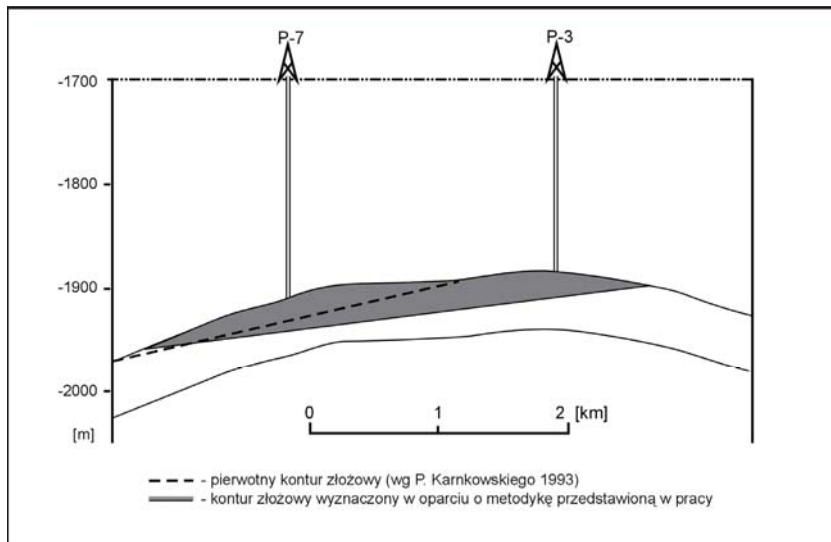
Rys. 2. Mapa potencjometryczna wody złożowej w przeliczeniu na słup wody słodkiej w utworach dolomitu głównego. Złoże Pomorsko i Czerwiesk



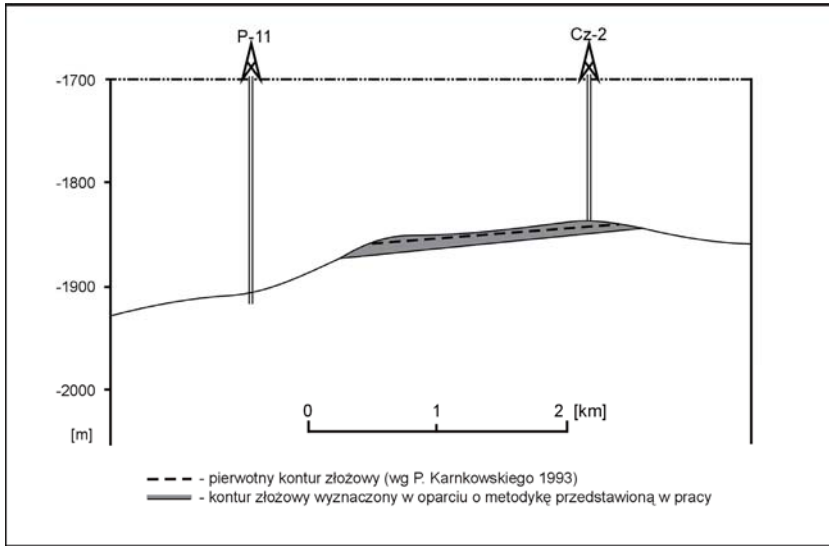
Rys. 3. Mapa dodatkowych potencjałów dla ropy wynikających z istnienia ciśnienia kapilarnego w utworach dolomitu głównego. Złoże Pomorsko i Czerwiesk



Rys. 4. Mapa hydrodynamicznych pułapek złozowych dla ropy na tle mapy strukturalnej stropu doloimitu głównego. Złoz Pomorsko i Czerwiński



Rys. 5. Przekrój geologiczno-złozowy A-A' przez złoz Pomorsko



Rys. 6. Przekrój geologiczno-złożowy B-B' przez złożo Czerwieńsk

4. PODSUMOWANIE I WNIOSKI

Przedstawiona w pracy metodyka uwzględnia wpływ czynnika hydrodynamicznego, zmian gęstości płynów złożowych oraz efekt ciśnienia kapilarnego na położenie konturów złożowych.

W celu wyznaczenia pułapek hydrodynamicznych dla ropy należy skonstruować mapę strukturalną stropu horyzontu wodo-ropo-gazonośnego, mapę potencjometryczną dla wody złożowej, mapę ciężaru właściwego wody złożowej, mapę ciężaru właściwego ropy w warunkach złożowych, mapę współczynnika porowatości oraz mapę współczynnika przepuszczalności, a następnie należy postępować zgodnie z równaniem (16). Cała procedura sprowadza się do wykonania kilku prostych operacji algebraicznych na mapach. Dla dokładnego wyznaczenia położenia konturu złożowego należy określić położenie przynajmniej jednego punktu znajdującego się na konturze.

Wielkość i kształt pułapki złożowej determinują granice geologiczne warstw oraz powierzchnia konturu złożowego. Zastosowana w pracy metodyka pozwala na precyzyjne wyznaczenie konturów złożowych, a więc na dokładne określenie granic złoża. Ma to istotne znaczenie dla dokładności oszacowania wielkości zasobów węglowodorów.

LITERATURA

- [1] Davis R.W.: *Analysis of hydrodynamic factors in petroleum migration and entrapment*. Am. Assoc. Pet. Geol. Bull., vol. 71, no. 6, 1987, 643–649

- [2] Hubbert M.K.: *Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions*. Am. Assoc. Pet. Geol. Bull., vol. 37, no. 8, 1953, 1954–2026
- [3] Karnkowski P.: *Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce*. Tom 1 – Niż Polski. Kraków, Wyd. Towarzystwo Geosynoptyków „GEOS” AGH, 1993
- [4] Wojna-Dyłał E.: *Hydrodynamiczne warunki tworzenia się przestrzeni wypełnionych węglowodorami w ośrodkach porowatych*. Praca doktorska, Kraków, Akademia Górniczo Hutnicza, 2003
- [5] Zawisza L.: *Hydrodynamic condition of hydrocarbon accumulation exemplified by the Carboniferous formation in the Lublin Synclinorium, Poland*. Society of Petroleum Engineers Journal Formation Evaluation, vol.1, no. 3, 1986, 286–294
- [6] Zawisza L.: *Nowa metodyka ilościowej oceny właściwości zbiornikowych skał dla określania warunków regionalnych i fazowych przepływów płynów złożowych*. Arch. Górnictwa, vol. 34, z. 4. Kraków, 1989
- [7] Zawisza L.: *Hydrodynamic Conditions of Hydrocarbon Accumulation Exemplified by the Pomorsko and Czerwieńsk Oil Fields in the polish Lowland*. Paper SPE 90586, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, U.S.A., 26–29 September 2004
- [8] Zawisza L., Wojna-Dyłał E., Smulski R.: *Hydrodynamic Conditions of Hydrocarbon Migration and Accumulation Exemplified by the Pomorsko, Czerwiensk and Żarnowiec Oil field, Poland*. Paper IPTC 10925, International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, 21–23 November 2005
- [9] Zawisza L., Wojna-Dyłał E., Smulski R., Macuda J.: *Hydrodynamic Conditions of Hydrocarbon Accumulation Exemplified by the Zarnowiec Oil Field, Poland*. 7th Offshore Mediterranean Conference and Exhibition, Ravenna, Italy, 16–18, March 2005