

Elżbieta Wojna-Dyła*, Ludwik Zawisza*

**WYZNACZANIE POŁOŻENIA KONTURÓW ZŁOŻOWYCH
DLA ZŁOŻ ROPY NAFTOWEJ I GAZU ZIEMNEGO
W OPARCIU O KRYTERIA HYDRODYNAMICZNE****

1. WSTĘP

Hydrodynamiczna teoria akumulacji węglowodorów [2, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 11] traktuje złożę jako stan równowagi zachodzącej pomiędzy statyczną fazą skał zbiornikowych, a dynamiczną fazą płynów złożowych, przy założeniu, że wody złożowe znajdują się w ruchu.

Jeżeli woda złożowa znajduje się w spoczynku, to znaczy w stanie równowagi hydrostatycznej, powierzchnie kontaktów odpowiednio: ropa-woda, ropa-gaz, gaz-woda układają się zwykle poziomo i złożę węglowodorów znajduje się w szczycie struktury, natomiast złoża ropy naftowej i gazu ziemnego powstałe w warunkach hydrodynamicznych wykazują zawsze nachylenie powierzchni międzyfazowej woda-węglowodór w kierunku przepływu, przy czym kąt nachylenia (jak wynika z równania (1)) jest większy dla ropy i niewielki dla gazu [4, 6, 7, 8, 9, 10, 11]

$$\operatorname{tg} \frac{z}{x} = \frac{w}{w - r(g)} \frac{h_w}{x} \quad (1)$$

gdzie:

- $\frac{z}{x}$ – nachylenie powierzchni rozdziału woda-węglowodór, bezwymiarowe;
- w – gęstość wody złożowej, kg/m^3 ;
- $r(g)$ – gęstość ropy (gazu) w warunkach złożowych, kg/m^3 ;
- $\frac{h_w}{x}$ – nachylenie powierzchni piezometrycznej (potencjometrycznej) w kierunku x , bezwymiarowe;
- kąt nachylenia konturu złożowego, °.

* Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, Kraków

** Praca wykonana w ramach badań własnych w roku 2005

Wynika stąd wniosek, że złoża ropy i gazu mogą istnieć nie tylko w antyklinach, ale także w terasach, nosach strukturalnych i innych formach strukturalnych, niezamkniętych litologicznie.

2. METODYKA KARTOWANIA HYDRODYNAMICZNYCH PUŁAPEK DLA ZŁÓŻ ROPY NAFTOWEJ I GAZU ZIEMNEGO

Dla dwuskładnikowego układu wody złożowej i ropy naftowej w każdym punkcie pola hydrodynamicznego będą istniały dwie różne wartości potencjału dla wody i ropy [4, 8], a mianowicie:

$$w \quad gz \quad \frac{P}{w} \quad (2)$$

$$r \quad gz \quad \frac{P}{r} \quad \frac{P_c}{r} \quad (3)$$

gdzie:

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

Wyliczając z równania (2) P i wstawiając następnie uzyskane w ten sposób wyrażenie do równania (3), otrzymamy

$$r \quad \frac{w}{r} \quad w - \frac{w}{r} \quad r \quad gz \quad \frac{P_c}{r} \quad (4)$$

Biorąc pod uwagę, że [4, 11]:

$$w \quad g h_w \quad (5)$$

$$r \quad g h_r \quad (6)$$

gdzie:

- h_w – wysokość słupa wody w m w stosunku do poziomu morza;
- h_r – wysokość słupa ropy w m w stosunku do poziomu morza;

można przedstawić równania (4) w postaci

$$g h_r \quad \frac{w}{r} g h_w - \frac{w}{r} \quad r \quad gz \quad \frac{P_c}{r} \quad (7)$$

Mnożąc równanie (7) obustronnie przez r , można otrzymać

$$rgh_r = \rho_w gh_w - (\rho_w - \rho_r)gz = P_c \quad (8)$$

co jest równoważne wyrażeniu

$$P_r = P_w - z(\rho_w - \rho_r) = P_c \quad (9)$$

gdzie:

P_w, P_r – potencjały odpowiednio dla wody i ropy wyrażone w jednostkach ciśnienia;
 P_c – ciśnienie kapilarne.

Zastępując P_w, P_r, P_c równoważnym słupem wody słodkiej (dzieląc w tym celu obydwie strony równania (9) przez ρ_{ws}), równanie (9) przyjmie postać

$$H_r = H_{ws} - z \frac{\rho_w - \rho_r}{\rho_{ws}} = H_c \quad (10)$$

gdzie:

H_r – potencjał ropy wyrażony w metrach słupa wody słodkiej;
 H_{ws} – potencjał wody złożowej (napór zredukowany) wyrażony w metrach słupa wody słodkiej;
 H_c – wielkość dodatkowego potencjału dla ropy, wyrażonego w metrach słupa wody słodkiej, wywołanego przez ciśnienie kapilarne;
 ρ_w – ciężar właściwy wody złożowej, N/m^3 ;
 ρ_r – ciężar właściwy ropy w warunkach złożowych, N/m^3 ;
 ρ_{ws} – ciężar właściwy wody słodkiej, N/m^3 ;
 z – głębokość stropu warstwy zbiornikowej, zredukowanej do poziomu morza, m.

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

$$H_{ws} = z \frac{P}{\rho_{ws}} \quad (11)$$

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

$$H_r(x, y) = H_{ws}(x, y) - z(x, y) \frac{\rho_w(x, y) - \rho_r(x, y)}{\rho_{ws}} = H_c(x, y) \quad (12)$$

gdzie

$$H_c(x, y) = \frac{P_c(x, y)}{\rho_{ws}} \quad (13)$$

M.K. Hubbert [4] przedstawił równanie pozwalające na określenie ciśnienia kapilarnego w postaci

$$P_c = \frac{CT \cos \theta}{d} \quad (14)$$

gdzie:

- C – bezwymiarowy współczynnik proporcjonalności;
- T – napięcie powierzchniowe, Nm^{-1} ;
- θ – kąt, jaki tworzy powierzchnia kontaktu ropa-woda z powierzchnią skały (ziaren), $^\circ$;
- d – efektywna średnica ziaren, m.

Pozostałe objaśnienia jak we wzorze (2).

Dla skał zwilżalnych wodą (hydrofilnych) $\theta = 0$, zatem $\cos \theta = 1$. Wartość stałej C wynosi 16,3 [1, 4].

Wobec tego równanie (14) przyjmie postać

$$P_c = \frac{16,3T}{d} \quad (15)$$

Określenie rozkładu średniej średnicy ziaren kontrolującej ruch węglowodorów w złożu jest zagadnieniem niezmiernie trudnym. Do tego celu można wykorzystać m.in. równanie R.R. Berga [1].

R.R. Berg [1] przedstawił empiryczne równanie do określania przepuszczalności w funkcji porowatości oraz efektywnej średnicy ziaren w postaci

$$k = 0,084 \cdot d^{5,1} \quad (16)$$

gdzie:

- k – współczynnik porowatości, w ułamku jednościci;
- d – efektywna średnica ziaren, w m;
- k – współczynnik przepuszczalności, w m^2 .

Równanie (16) dotyczy przede wszystkim skał zbiornikowych granulanych, jednakże z pewnym przybliżeniem może być stosowane także dla skał węglanowych.

Z równania (16) można wyliczyć d , a mianowicie

$$d = (11,9k^{0,5})^{0,5} \quad (17)$$

Równanie (16) pozwala na obliczenie wielkości średnicy miarodajnej ziaren d , a zatem pozwala na określenie zmian ciśnienia kapilarnego, które decyduje o wielkości wzniosu kapilarnego i ostatecznie wpływa na położenie powierzchni konturów złożowych.

Wobec tego

$$P_c = \frac{16,3T}{(11,9k^{5,1})^{0,5}} \quad (18)$$

lub

$$P_c = 4,725T^{2,55}k^{-0,5} \quad (19)$$

Rozkład wielkości ciśnienia kapilarnego w obrębie całej warstwy wodo-ropo-gazonośnej można wyznaczyć z wzoru

$$P_c(x, y) = 4,725T[(x, y)]^{2,55}[k(x, y)]^{-0,5} \quad (20)$$

Ostatecznie równanie (13) można zapisać w postaci

$$H_c(x, y) = \frac{4,725T}{\text{ws}}[(x, y)]^{2,55}[k(x, y)]^{-0,5} \quad (21)$$

a równanie (12) w postaci

$$H_r(x, y) = H_{\text{ws}}(x, y) - z(x, y) \frac{w(x, y) - r(x, y)}{\text{ws}} - \frac{4,725T}{\text{ws}}[(x, y)]^{2,55}[k(x, y)]^{-0,5} \quad (22)$$

W równaniach (12), (13), (20), (21), (22): (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; $H_{\text{ws}}(x, y)$ oznacza mapę potencjałów dla wody złożowej wyrażonych w metrach słupa wody słodkiej; $z(x, y)$ oznacza mapę strukturalną stropu horyzontu wodo-ropo-gazonośnego; $w(x, y)$ oznacza mapę ciężaru właściwego wody złożowej; a $r(x, y)$ 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 [3]

$$T = 38,379 \sigma^{0,0994} \quad (23)$$

gdzie $\sigma = w - r$.

W równaniu (23) w , r oznaczają odpowiednio gęstości wody złożowej i ropy naftowej w warunkach złożowych i wyrażone są w g/cm^3 .

Przedstawiona metodyka uwzględnia wpływ czynnika hydrodynamicznego, zmian gęstości płynów złożowych oraz efekt ciśnienia kapilarnego na położenie konturów złożowych [7]. W przypadku dużej zmienności litologii skał zbiornikowych, ciśnienie kapilarne może odgrywać istotną rolę przy wyznaczaniu konturów złożowych i kartowaniu pułapek hydrodynamicznych dla ropy naftowej i gazu ziemnego.

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 dla ropy w warunkach złożowych, mapę współczynnika porowatości oraz mapę współczynnika przepuszczalności, a następnie należy postępować zgodnie z równaniem (22). Cała procedura sprowadza się do wykonania prostych operacji algebraicznych na mapach. Dla dokładnego wyznaczenia położenia konturu złożowego należy określić położenie przynajmniej jednego punktu znajdującego się na konturze.

3. NUMERYCZNA REALIZACJA MODELU OPISANEGO RÓWNANIEM (22) NA PRZYKŁADZIE ZŁOŻA CZERWIĘŃSK

Realizację modelu opisanego równaniem (22) przedstawiono na przykładzie złoża ropy naftowej Czerwieńsk. Złoże Czerwieńsk jest złożem masywowym. Na złożu tym stwierdzono występowanie nachylonych konturów złożowych [5, 7].

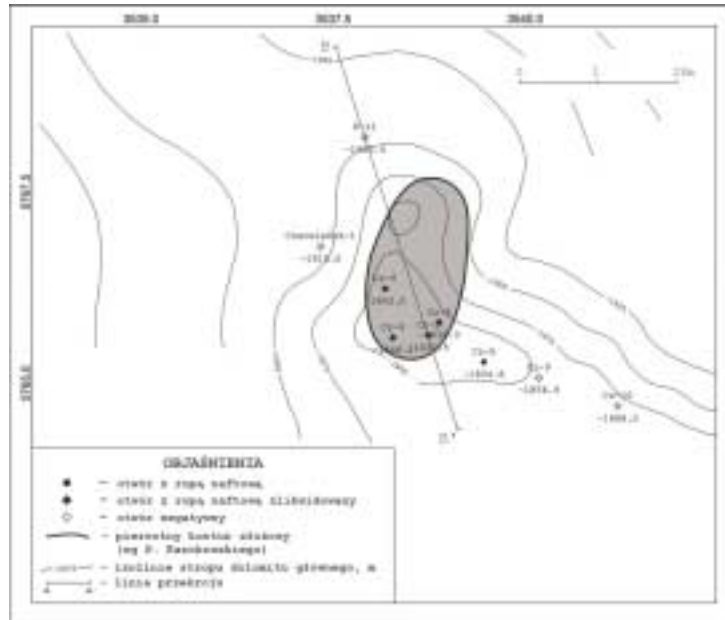
3.1. Charakterystyka geologiczno-złożowa złoża ropy naftowej Czerwieńsk

Złoże ropy naftowej Czerwieńsk występuje w utworach dolomitu głównego cyklotemu Stassfurt w cechszynie na obszarze przedsudeckim (rys. 1) [5, 6, 7]. Poziom roponośny występuje na głębokości 1896÷1881,5 m. W obszarze złoża nawiercono otwory: Czerwieńsk-2, Czerwieńsk-4, Czerwieńsk-5, Czerwieńsk-6 i Czerwieńsk-8, w których stwierdzono przyływ ropy. Pierwotne ciśnienie złożowe w otworze Czerwieńsk-5 wynosiło 23,20 MPa. Gęstość ropy naftowej w warunkach złożowych wynosi 760 kg/m^3 , natomiast gęstość wody złożowej 1143 kg/m^3 [5, 7].

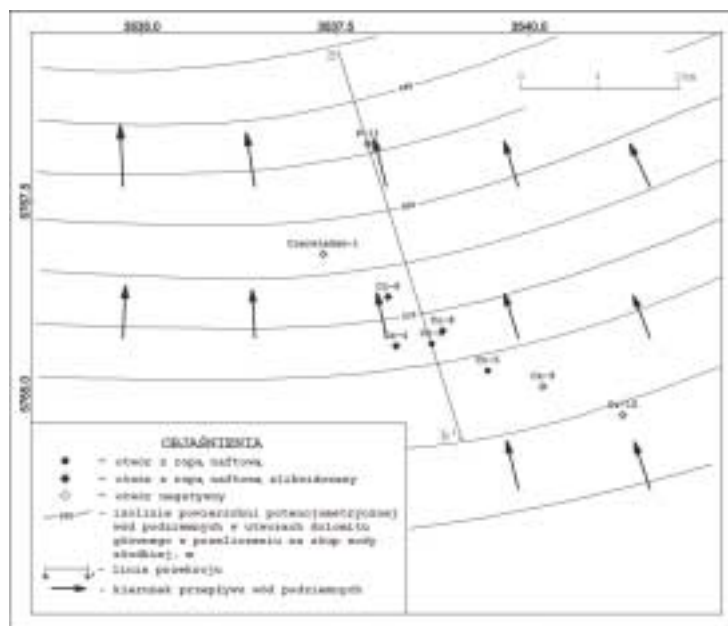
3.2. Wyznaczenie położenia konturów złożowych dla złoża Czerwieńsk

W celu wyznaczenia konturów złożowych dla złoża Czerwieńsk wykonano [7] następujące mapy (rys. 2–4):

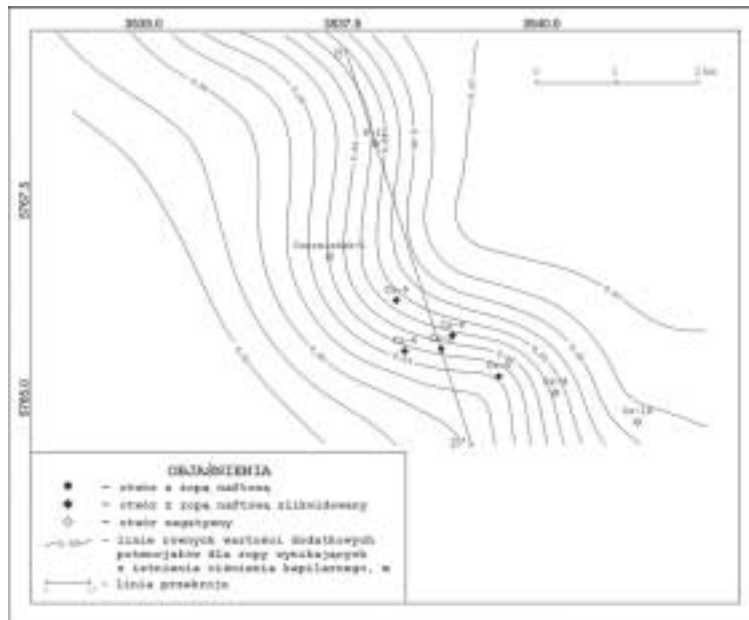
- mapę strukturalną stropu dolomitu głównego;
- mapę potencjometryczną wody złożowej;
- mapę współczynnika porowatości;
- mapę współczynnika przepuszczalności;
- mapę ciśnień kapilarnych;
- mapę dodatkowych potencjałów dla ropy wynikających z istnienia ciśnień kapilarnych;
- wynikową mapę hydrodynamicznych pułapek złożowych dla ropy, uwzględniającą efekt ciśnienia kapilarnego;
- mapę hydrodynamicznych pułapek złożowych dla ropy nałożoną na mapę strukturalną.



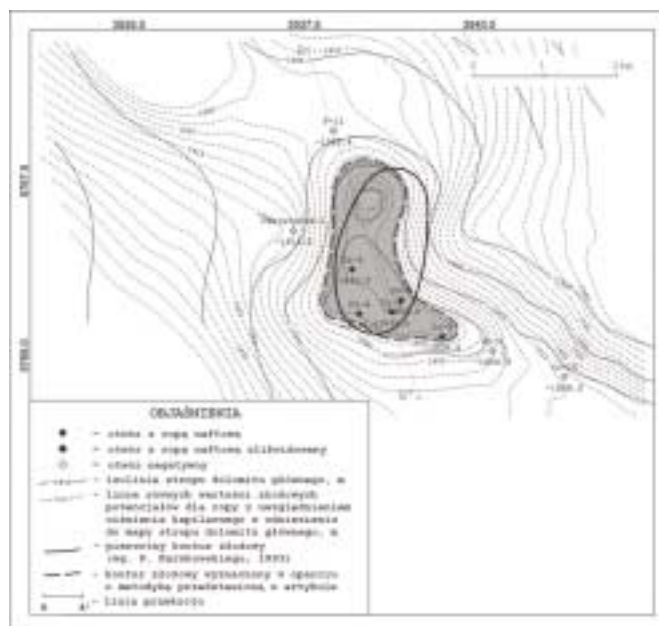
Rys. 1. Mapa strukturalna stropu dolomitu głównego. Złoże Czerwieńsk



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

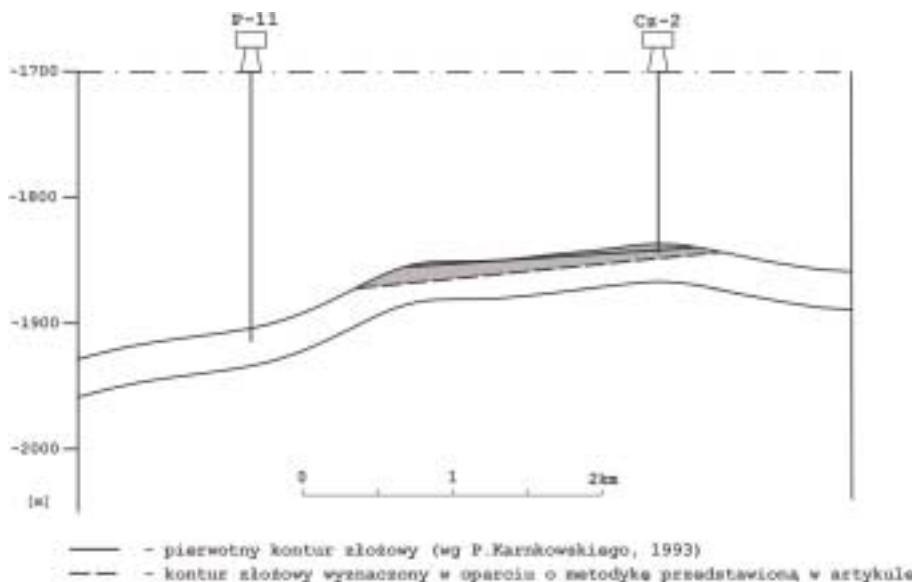


Rys. 3. Mapa dodatkowych potencjałów dla ropy wynikających z istnienia ciśnienia kapilarnego w utworach dolomitu głównego. Złoże Czerwieńsk



Rys. 4. Mapa hydrodynamicznych pułapek złożowych dla ropy na tle mapy strukturalnej stropu dolomitu głównego. Złoże Czerwieńsk

Ponadto wykonano [7] przekrój geologiczno-złożowy (rys. 5), na którym przedstawiono wyniki badań hydrodynamicznych.



Rys. 5. Przekrój geologiczno-złożowy B-B' przez złożo Czerwieńsk

Do rozważań przyjęto średnią gęstość wody złożowej i ropy naftowej w warunkach złożowych, a mianowicie: $\rho_w = 1143 \text{ kg/m}^3$, $\rho_r = 760 \text{ kg/m}^3$ [7].

Mapę strukturalną stropu dolomitu głównego (rys. 1) dla złoża Czerwieńsk przyjęto w oparciu o dokumentację złożowe oraz pracę P. Karnkowskiego [5]. Mapa ta została zmodyfikowana przez E. Wojnę-Dyląg w oparciu o wyniki najnowszych prac sejsmicznych i wiertniczych [7].

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 na metry słupa wody słodkiej, zgodnie z równaniem (11). 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 można skonstruować w oparciu o mapę współczynnika porowatości oraz mapę współczynnika przepuszczalności [7], postępując zgodnie z równaniem (21) lub wprost na podstawie mapy ciśnień kapilarnych [7], dzieląc wartości przedstawione na tej mapie przez wartość gęstości dla wody słodkiej. Mapa dodatkowych potencjałów dla ropy przedstawia wielkość wzniosu kapilarnego wyrażonego w m słupa wody słodkiej. W związku z małym zróżnicowaniem porowatości i przepuszczalności utworów dolomitu głównego oraz stosunkowo dużymi średnicami ziaren wielkość wzniosu

kapilarnego jest niewielka i wynosi od 1 cm do 7 cm, zatem w tym przypadku wielkość wzniosu kapilarnego nie ma istotnego wpływu na położenie konturów złożowych i można go pominąć w rozważaniach.

Wynikowa mapa hydrodynamicznych pułapek złożowych dla ropy, skonstruowana zgodnie z równaniem (22), 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 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 przedstawionej na rysunku 4 wynika w sposób jednoznaczny, że złożo Czerwieńsk posiada nachylone kontury złożowe (obszar zacięniowany w obrębie izolacji 1398,75), przy czym przesunięcie konturów złożowych ma miejsce w kierunku północnym, zgodnie z kierunkiem przepływu wód podziemnych. Ponadto z mapy tej wynika wniosek, że udokumentowane pierwotne kontury złożowe [5] są zbliżone do konturów wyznaczonych w niniejszym artykule oraz w pracy [7].

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

Na przekroju geologiczno-złożowym przechodzącym przez złożo Czerwieńsk (rys. 5) przedstawiono położenie konturów złożowych wyznaczonych w oparciu o metodykę opisaną w pracy, na tle pierwotnego konturu złożowego, wyznaczonego przez P. Karnkowskiego [5].

4. PODSUMOWANIE I WNIOSKI

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 (22). Cała procedura sprowadza się do wykonania kilku prostych operacji algebraicznych na mapach.

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] Berg R.R.: *Capillary pressures in stratigraphic traps*. Am. Assoc. Pet. Geol. Bull., vol. 59, 1975, 939–956
- [2] Dahlberg E.C.: *Applied hydrodynamics in petroleum exploration*. 2nd ed. New York, Berlin, Heidelberg, London, Paris, Tokyo, Hong Kong, Barcelona, Budapest, Springer 1995

- [3] Davis R.W.: *Analysis of hydrodynamic factors in petroleum migration and entrapment*. Am. Assoc. Pet. Geol. Bull., vol. 71, No. 6, 1987, 643–649
- [4] Hubbert M.K.: *Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions*. Am. Assoc. Pet. Geol. Bull., vol. 37, No. 8, 1953, 1954–2026
- [5] Karnkowski P.: *Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. Tom 1 – Niż Polski*. Kraków, Wyd. Towarzystwo Geosynoptyków „GEOS” AGH 1993
- [6] Wojna-Dyłał E.: *Hydrodynamiczne warunki akumulacji węglowodorów w utworach dolomitu głównego na przykładzie złóż ropy naftowej Pomorsko i Czerwieńsk*. XII Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna nt. „Nowe metody i technologie w geologii naftowej, wiertnictwie, eksploatacji otworowej i gazownictwie”. Kraków 21–22.06.2001, 253–261
- [7] Wojna-Dyłał E.: *Hydrodynamiczne warunki tworzenia się przestrzeni wypełnionych węglowodorami w ośrodkach porowatych*. Kraków, AGH 2003 (praca doktorska)
- [8] 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
- [9] Zawisza L.: *Hydrodynamic Conditions of Hydrocarbon Accumulation Exemplified by the Pomorsko and Czerwieńsk Oil Fields in the polish Lowland*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, U.S.A., 26–29 September 2004
- [10] Zawisza L., Wojna-Dyłał E.: *Wyznaczanie konturów złóż ropy i gazu w oparciu o kryteria hydrodynamiczne*. Poltegor – Instytut, Instytut Górnictwa Odkrywkowego. Górnictwo Odkrywkowe, nr 3–4, 2004, 126–130
- [11] Zawisza L., Wojna-Dyłał E.: *Hydrodynamiczne warunki tworzenia się złóż węglowodorów w ośrodkach porowatych*. Kwartalnik AGH Górnictwo i Geoinżynieria, z. 4/2, 2004