

Ludwik Zawisza\*

## MODELOWANIE PROCESU MIGRACJI I AKUMULACJI WĘGLOWODORÓW W BASENIE NAFTOWYM ROWU LUBELSKIEGO\*\*

### 1. WSTĘP

Prace poszukiwawcze w basenie lubelskim prowadzone są od 1956 r. W wyniku prowadzonych prac odkryto w utworach dewonu i karbonu kilka złóż ropy naftowej (Świdnik, Glinnik, Stężyca) i gazu ziemnego (Minkowice, Ciecierzyn, Mełgiew B, Mełgiew A, Stężyca) [3]. Zdaniem Autora, basen lubelski kryje jeszcze w sobie pewne perspektywy poszukiwawcze.

W artykule przedstawiono wyniki hydrodynamicznego modelowania procesu migracji i akumulacji węglowodorów w basenie naftowym rowu lubelskiego. Dane dotyczące rozkładu pola hydrodynamicznego, gradientów hydraulicznych, prędkości filtracji oraz zmian chemizmu wód podziemnych posłużyły do wyznaczenia stref perspektywicznych dla występowania złóż węglowodorów.

### 2. HYDRODYNAMICZNA KLASYFIKACJA BASENÓW NAFTOWYCH

Opierając się na danych dotyczących ciśnień i właściwości płynów złożowych, wydzielono [1] trzy główne typy basenów osadowych (rys. 1):

- 1) młody (odśrodkowy),
- 2) przejściowy (dośrodkowy),
- 3) dojrzały (statyczny).

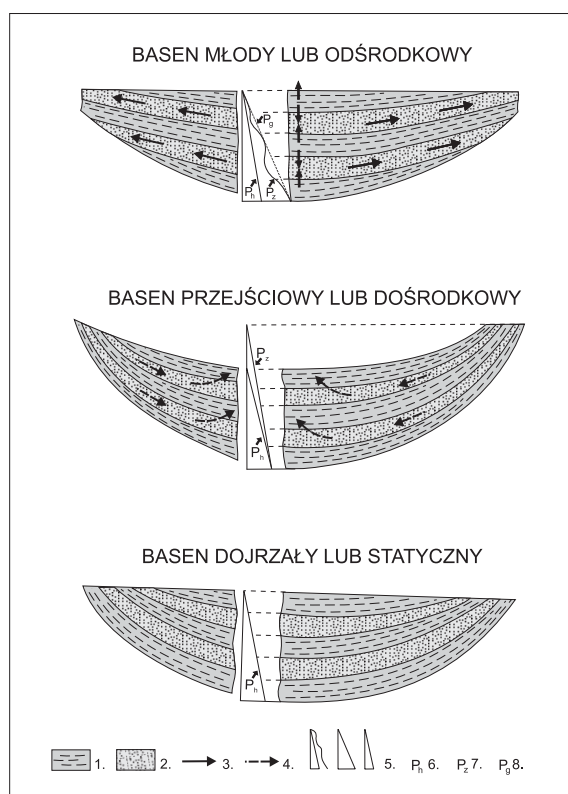
Zjawiska fizyczne oraz związki zachodzące pomiędzy nagromadzeniami węglowodorów, a towarzyszącymi im wodami złożowymi i ciśnieniami predysponują typ pierwszy, a praktycznie eliminują jako nieperspektywiczny dla występowania węglowodorów trzeci

---

\* Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, Kraków

\*\* Praca wykonana w ramach badań statutowych Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH w 2006 r.

typ basenu [1, 2, 4]. Podstawą klasyfikacji hydrodynamicznej basenów osadowych są procesy różnicujące fazę płynną, a zwłaszcza czynniki związane z ruchem płynów złożowych. Zdefiniowanie typu basenu naftowego polega na określeniu, w jakim stadium rozwoju znajduje się on aktualnie: przed, w trakcie czy po inwazji wód infiltracyjnych.



**Rys. 1.** Typy basenów sedymentacyjnych w zależności od warunków hydrodynamicznych według [1]: 1 – łupki ilaste, 2 – skały piaszczyste, 3 – przepływ wód podziemnych spowodowany kompaktacją, 4 – przepływ wód podziemnych spowodowany siłą grawitacji, 5 – wykresy ciśnień, 6 – ciśnienie hydrostatyczne, 7 – ciśnienie złożowe, 8 – ciśnienie geostatyczne

Basen młody (rys. 1) jest basenem o wysokiej perspektywiczności dla występowania złóż węglowodorów. Kierunki przepływu wód w głębszych są odśrodkowe, a lokalnie występują ciśnienia o anomalnie podwyższonych wartościach. Skały osadowe poddane są bowiem działaniu kompaktacji, diagenety, wysokiego ciśnienia i temperatury wywołanych subsydencją dna basenu. Wody złożowe posiadają bardzo wysoką mineralizację. Przykładem tego typu basenu jest basen Zatoki Meksykańskiej, basen Morza Północnego oraz basen rzeki Kongo [1].

Basen przejściowy jest również basenem aktywnym hydrodynamicznie, posiadającym wysoką, ale mniejszą perspektywiczność (rys. 1). Kierunki przepływu wód w głębszych są dośrodkowe. Poszczególne kompleksy wodonośne wykazują różnice ciśnień oraz gradientów

hydraulicznych. W obrębie basenu występują wody słodkie oraz wody o podwyższonej mineralizacji. Lokalnie występują strefy o podwyższonej koncentracji węglowodorów. Do przykładów tego typu basenu należą basen Zatoki Perskiej oraz basen Sahary Wschodniej.

Basen dojrzały (statyczny) cechuje się brakiem perspektywiczności. Posiada on warunki hydrostatyczne, zarówno w planie pionowym, jak i poziomym (rys. 1). Ma tutaj miejsce zupełna inwazja słodkich wód infiltracyjnych. Wśród rzadkich objawów obserwuje się najczęściej produkty utleniania węglowodorów. Do przykładów takich basenów zalicza się NE część basenu Akwitańskiego i basen Paryski w trzeciorzędzie.

E.C. Dahlberg [2] przedstawił podobną klasyfikację hydrodynamiczną basenów naftowych, przy czym jako dodatkowe kryterium przyjął charakterystykę gradientów ciśnień złożowych. Wydzielił on cztery typy basenów:

- 1) młody,
- 2) przejściowy,
- 3) stary,
- 4) asymetryczny.

### 3. METODYKA BADAŃ HYDRODYNAMICZNYCH

Dla potrzeb modelowania hydrodynamicznego basenów naftowych opracowano specjalną metodykę [4, 5, 6, 7] polegającą na wykonaniu kilkunastu map, które dają pełny komplet informacji niezbędnych dla prowadzenia prac poszukiwawczych i obejmują:

- Mapy strukturalne poziomów wodo-ropo-gazonośnych  $z(x, y)$ .
- Mapy izopachytowe poziomów wodo-ropo-gazonośnych  $m(x, y)$ .
- Mapy parametrów zbiornikowych poziomów wodo-ropo-gazonośnych, m.in. mapę współczynnika filtracji  $K_{ws}(x, y)$ .
- Mapy mineralizacji wód złożowych poziomów wodo-ropo-gazonośnych  $M(x, y)$ .
- Mapy współczynników hydrochemicznych, m.in.:  $rNa/rCl$ ;  $rSO_4 \cdot 100/rCl$ ;  $Cl/Br$ .
- Mapy potencjometryczne wód złożowych w przeliczeniu na słup wody słodkiej  $H_{ws}(x, y)$ .

Zagadnienie rozkładu powierzchni potencjometrycznej wód w głębszych sprowadza się do rozwiązania uogólnionego równania Laplace'a, które dla środowiska heterogenicznego o zmiennej mineralizacji wód złożowych oraz dla przepływu ustalonego, dwuwymiarowego będzie miało postać [4]

$$\nabla (K_{ws} \nabla H_{ws}(x, y)) = 0 \quad (1)$$

Warunkami brzegowymi dla rozwiązania powyższego równania są wartości potencjału  $H_{ws}$  wyznaczone w otworach wiertniczych według wzoru

$$H_{ws} = z + p/\gamma_{ws} \quad (2)$$

gdzie:

- $\gamma_{ws}$  – ciężar właściwy wody słodkiej [ $N/m^3$ ],
- $p$  – ciśnienie złożowe [Pa],
- $z$  – wysokość położenia punktu pomiaru ciśnienia złożowego w stosunku do poziomu morza [m].

- Mapy wartości bezwzględnych gradientów naporów hydraulicznych wód złożowych  $\bar{I}(x, y)$  skonstruowane w oparciu o odpowiednie mapy potencjometryczne zgodnie z formułą

$$|\bar{I}(x, y)| = |\nabla H_{ws}(x, y)| \quad (3)$$

- Mapy wartości bezwzględnych równych prędkości filtracji wód złożowych  $\bar{v}(x, y)$  zdefiniowane równaniem

$$|\bar{v}(x, y)| = |K_{ws}(x, y) \nabla H_{ws}(x, y)| \quad (4)$$

- Mapy potencjalnych pułapek hydrodynamicznych dla ropy naftowej  $H_r(x, y)$  i gazu ziemnego  $H_g(x, y)$ . Do kartograficznego wyznaczania lokalizacji pułapek hydrodynamicznych dla ropy i gazu służą następujące równania [4, 5]:

$$H_r(x, y) = H_{ws}(x, y) - z(x, y) \frac{\gamma_w(x, y) - \gamma_r(x, y)}{\gamma_{ws}} \quad (6)$$

$$H_g(x, y) = H_{ws}(x, y) - z(x, y) \frac{\gamma_w(x, y) - \gamma_g(x, y)}{\gamma_{ws}} \quad (7)$$

gdzie:

- $H_{ws}, H_r$  i  $H_g$  – potencjały dla wody, ropy i gazu, wyrażone w metrach słupa wody słodkiej,
- $\gamma_w$  – ciężar właściwy wody w warunkach złożowych [ $\text{N/m}^3$ ],
- $\gamma_r$  – ciężar właściwy ropy w warunkach złożowych [ $\text{N/m}^3$ ],
- $\gamma_g$  – ciężar właściwy gazu w warunkach złożowych [ $\text{N/m}^3$ ].

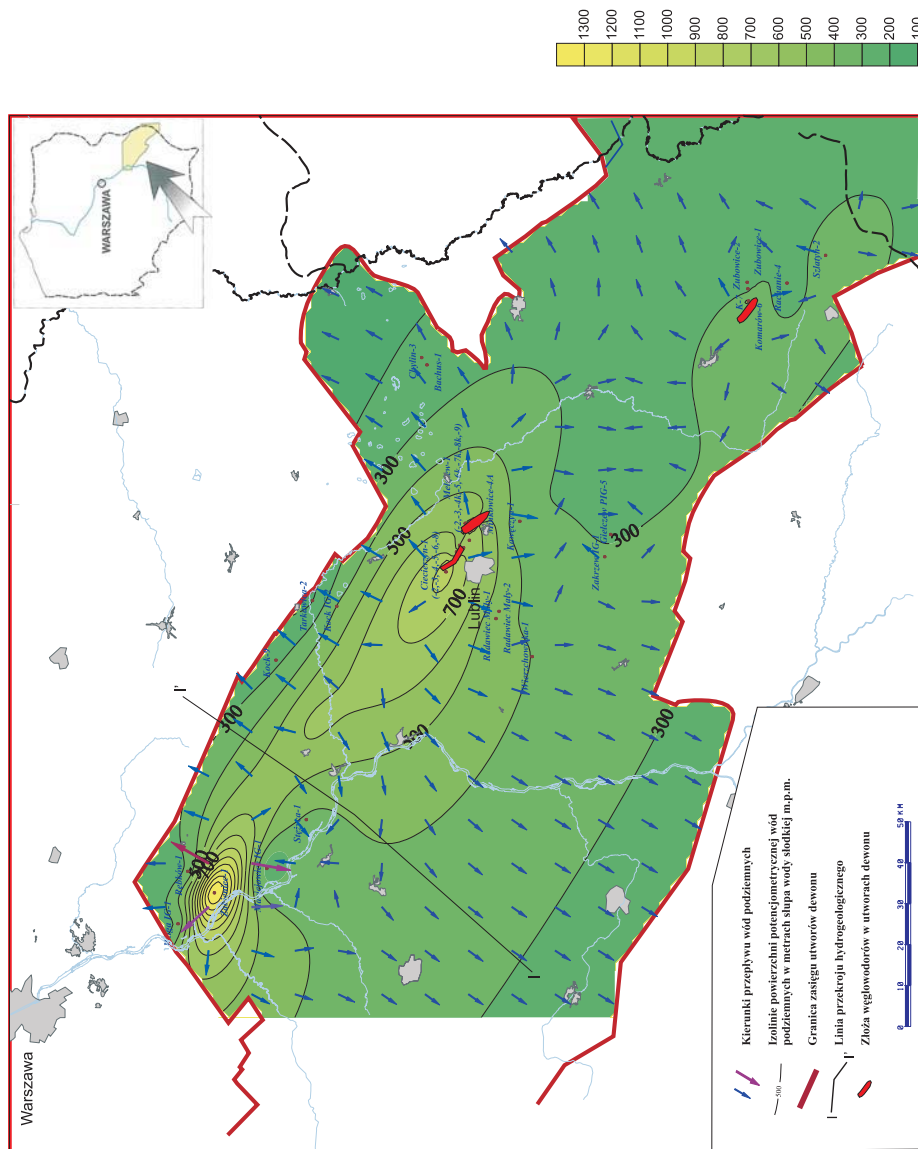
#### 4. HYDRODYNAMICZNE MODELOWANIE BASENU LUBELSKIEGO POD KĄTEM OCENY PERSPEKTYW NAFTOWYCH

W pracy wykonano modelowanie hydrodynamiczne basenu lubelskiego obejmujące horyzont Zubowice w dewonie oraz horyzont III w karbonie. Do badań hydrodynamicznych wytypowano horyzont Zubowice w dewonie oraz horyzont III w karbonie, ponieważ dla tych poziomów stratygraficznych zebrano najwięcej danych hydrodynamicznych, a ponadto w poziomach tych występuje większość złóż węglowodorów.

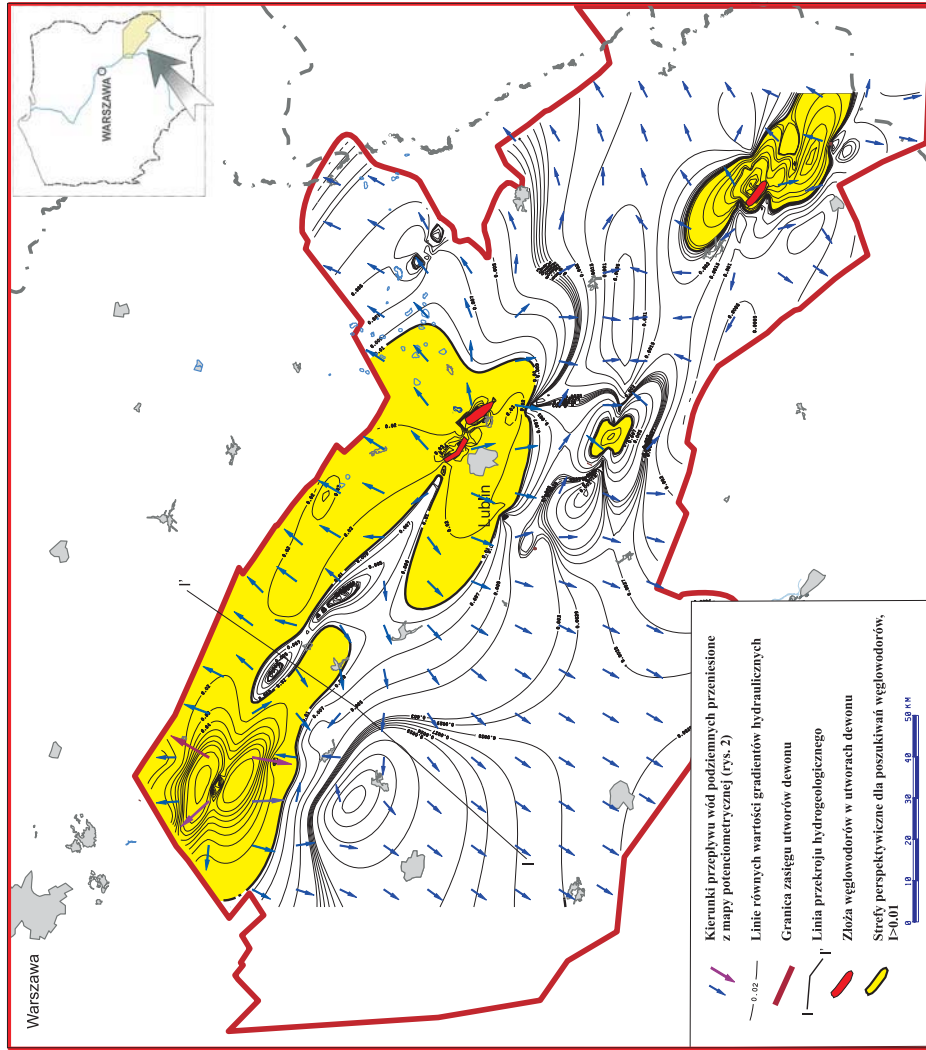
W programie badań hydrodynamicznych dla utworów dewonu i karbonu wykonano między innymi następujące mapy: mapy strukturalne stropów wydzielonych kompleksów stratygraficznych, mapy przepuszczalności, mapy mineralizacji, mapy hydrochemiczne, mapy potencjometryczne, mapy gradientów hydraulicznych oraz mapy równych prędkości filtracji.

##### 4.1. Basen dewoński

Mapę potencjometryczną wód złożowych dla utworów dewonu (horyzont Zubowice) przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 2. Mapa potencjometryczna wód złożowych w utworach dewonu (horyzont Zubowice)



Rys. 3. Mapa gradientów naporów hydraulicznych wód złożowych w utworach dewonu

Mapa ta przedstawia rozkład pola hydrodynamicznego, kierunki przepływu płynów złożowych oraz położenie obszarów zasilania i drenażu. Z obrazu przedstawionego na tej mapie wynika, że kierunki przepływów wód złożowych w utworach dewonu są odśrodkowe.

Na rysunku 3 przedstawiono mapę gradientów hydraulicznych wód złożowych w dewonie. Wartości gradientów hydraulicznych zmieniają się w przedziale od 0,002 do 0,1. Strefy perspektywiczne dla występowania węglowodorów w dewonie wyznaczone są przez obszary o podwyższonych wartościach gradientów hydraulicznych, tj.  $I > 0,01$ .

Sumując wyniki rozważań hydrodynamicznych w utworach dewonu basenu lubelskiego, można stwierdzić, że:

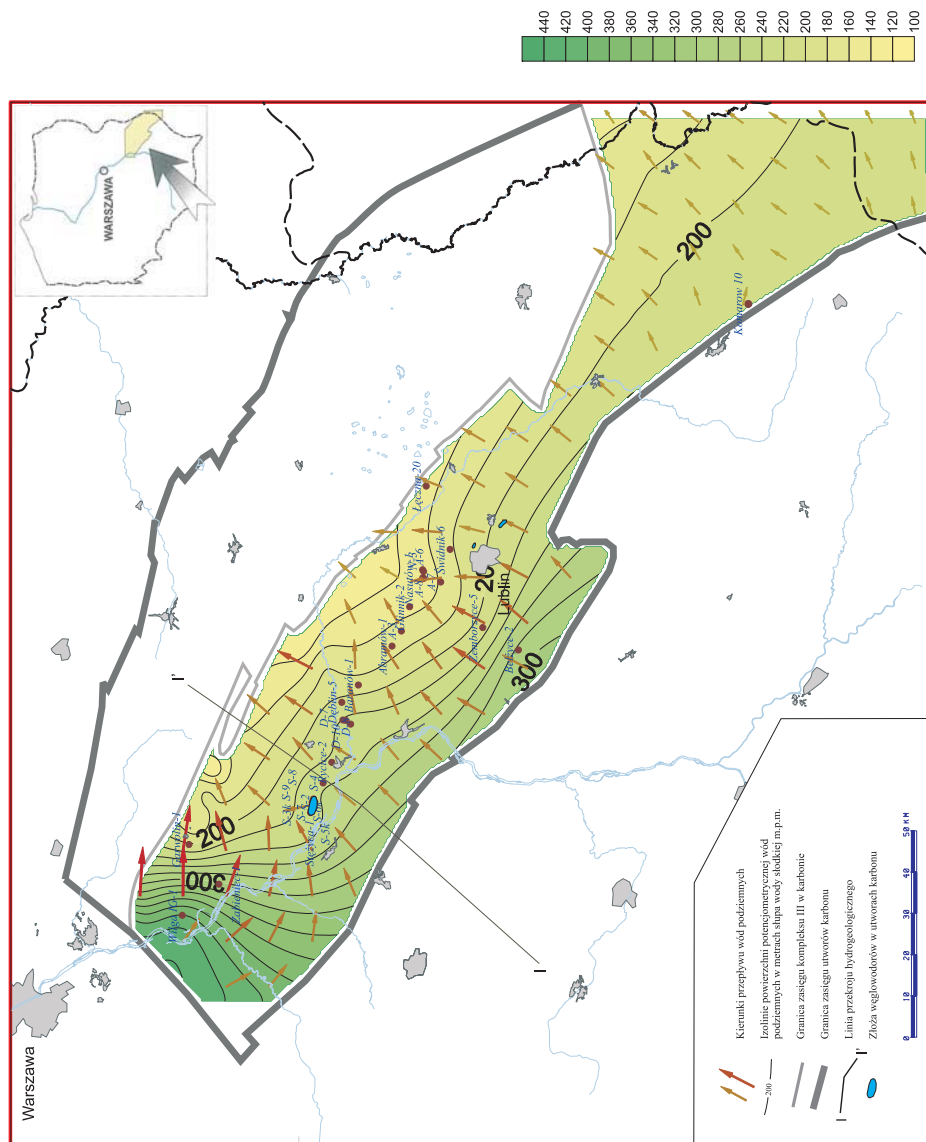
- wody złożowe posiadają zmienną mineralizację w granicach od 20 do około 200 g/l;
- ciśnienia złożowe w poszczególnych kompleksach różnią się od siebie i są znacznie wyższe od ciśnień hydrostatycznych (rys. 2 i 6);
- kierunki przepływu wód głębszych w poszczególnych kompleksach wodonośnych są odśrodkowe (rys. 2 i 6);
- gradienty hydrauliczne są bardzo wysokie i wynoszą od 0,002 do 0,1 (rys. 3);
- prędkości przepływu wód głębszych są stosunkowo wysokie i wynoszą od 2 do 40 cm/rok;
- nielicznym akumulacjom złożowym towarzyszą wody o względnie wysokiej mineralizacji (powyżej 100 g/l), niskich wartościach współczynnika  $r_{Na}/r_{Cl}$  (poniżej 0,6), podwyższonych wartościach gradientów hydraulicznych (powyżej 0,01) oraz lokalnie podwyższonej prędkości przepływu wód.

Zarówno na tle klasyfikacji hydrodynamicznej H. Coustau *et al.* [1], jak i klasyfikacji przedstawionej przez E.C. Dahlberga [2] basen dewoński rowu lubelskiego jest basenem młodym (odśrodkowym). Z punktu widzenia hydrodynamiki jest on basenem perspektywnym dla poszukiwań węglowodorów. Potencjalne pułapki złożowe powinny być związane ze strefami o podwyższonych wartościach gradientów hydraulicznych, o podwyższonej prędkości filtracji wód złożowych, a także podwyższonej ich mineralizacji. Prawidłowości te potwierdzają dotychczas odkryte akumulacje złożowe (złożo gazu Komarów, złożo gazu Mełgiew oraz złożo gazu Ciecierzyn).

#### 4.2. Basen karboński

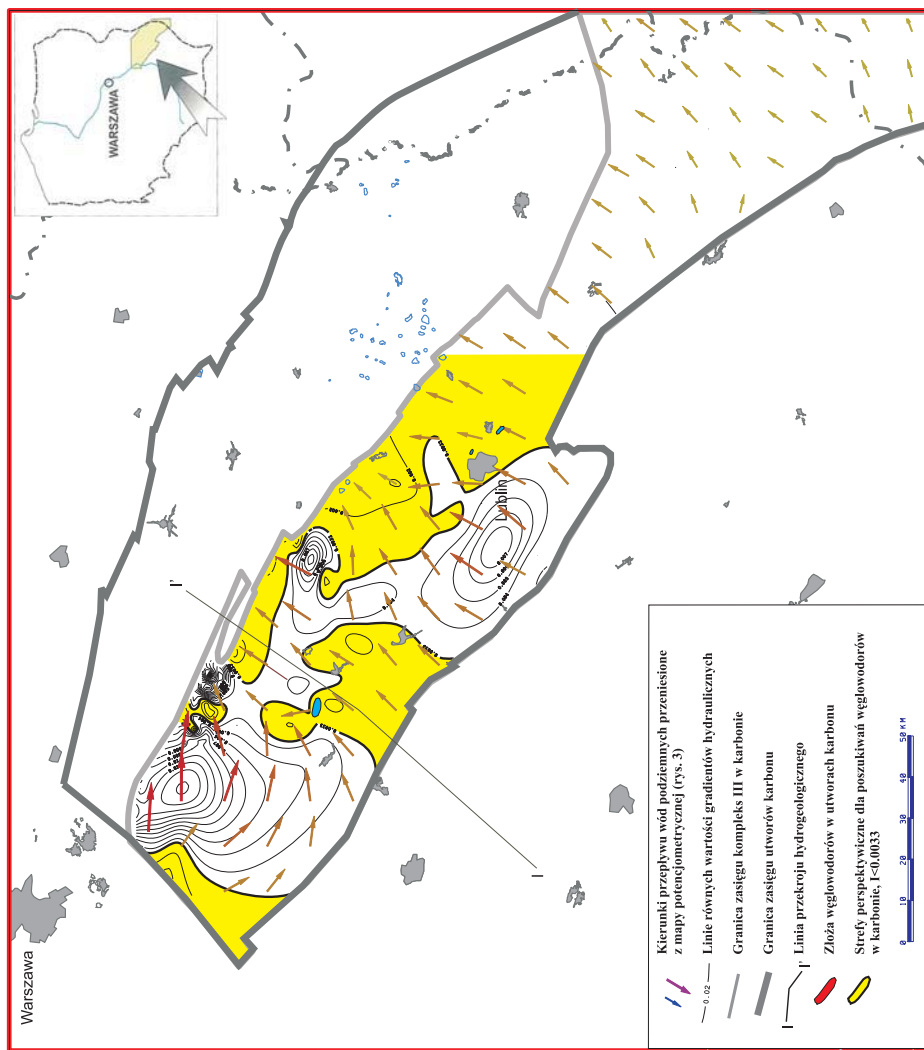
Mapę potencjometryczną wód złożowych dla utworów karbonu (horyzont III) przedstawiono na rysunku 4. Z obrazu przedstawionego na tej mapie wynika, że kierunki przepływów wód złożowych w utworach karbonu są dośrodkowe.

Na rysunku 5 przedstawiono mapę gradientów hydraulicznych wód złożowych w karbonie. Wartości gradientów hydraulicznych zmieniają się w przedziale od 0,001 do 0,012. Strefy perspektywiczne dla występowania węglowodorów w karbonie wyznaczone są przez obszary o obniżonych wartościach naporów hydraulicznych, tj.  $I < 0,0033$ .

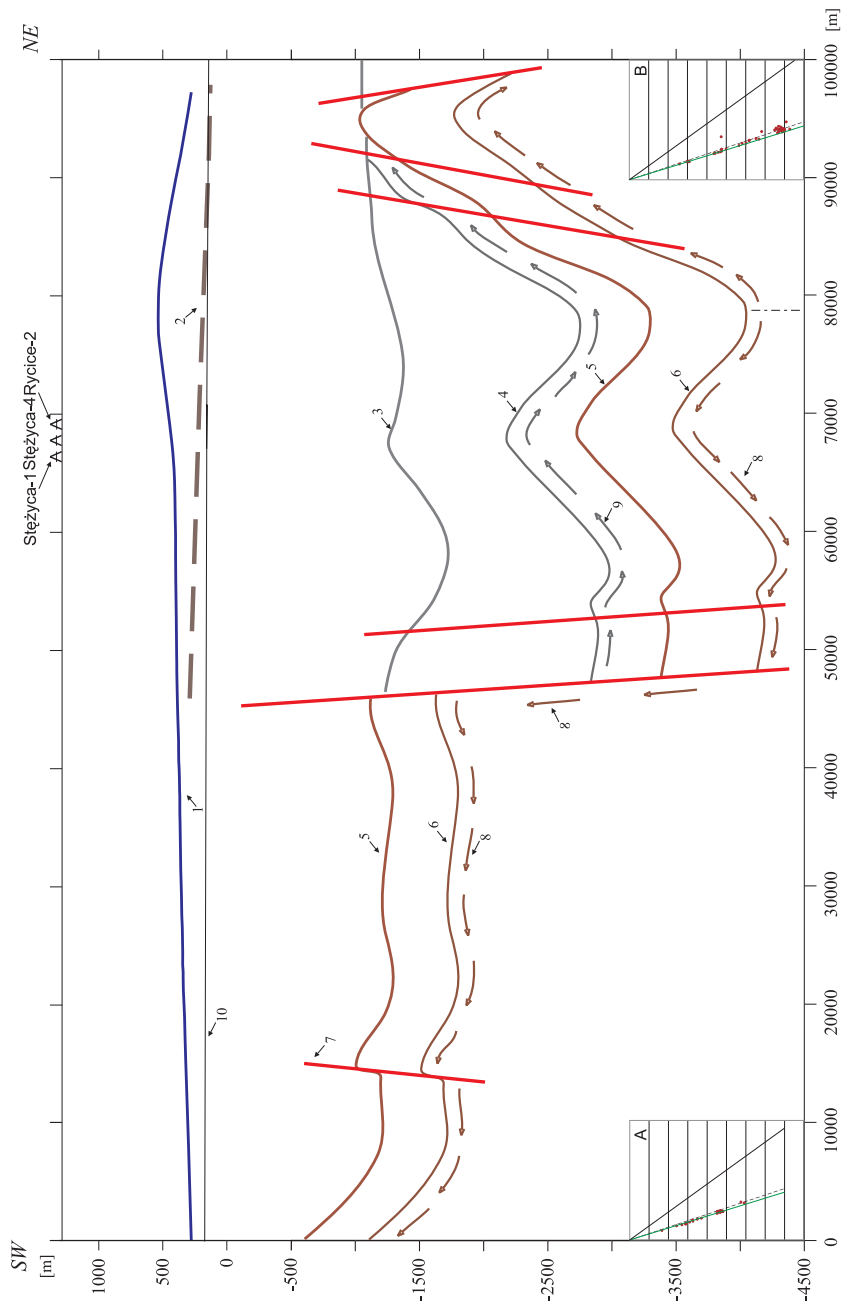


Rys. 4. Mapa potencjometryczna wód złożowych w utworach karbonu (horyzont III)





**Rys. 5.** Mapa gradientów naporów hydraulicznych w utworach karbonu. Mapa potencjometryczna wód złożowych w utworach dewonu



**Rys. 6.** Przekrój hydrogeologiczny I-I' przez rów lubelski: 1 – powierzchnia potencjometryczna wód złożowych w utworach dewonu, 2 – powierzchnia potencjometryczna wód złożowych w utworach karbonu, 3 – powierzchnia stropu karbonu, 4 – powierzchnia stropu kompleksu III, 5 – powierzchnia stropu dewonu, 6 – powierzchnia stropu ognia zębówickiego, 7 – uskoki, 8 – kierunki przepływu wód złożowych w utworach karbonu, 9 – kierunki przepływu wód złożowych w utworach kompleksu III w karbonie, 10 – powierzchnia terenu, A – wykres ciśnień złożowych w utworach karbonu, B – wykres ciśnień złożowych w utworach dewonu

Sumując wyniki rozważań hydrodynamicznych w utworach karbonu basenu lubelskiego, można stwierdzić, że:

- wody złożowe posiadają zmienną mineralizację w granicach od 10 do około 200 g/l;
- ciśnienia złożowe w poszczególnych kompleksach różnią się nieznacznie od siebie, ale ogólnie są ciśnieniami hydrostatycznymi (rys. 4 i 6);
- kierunki przepływu wód w głębszych w poszczególnych kompleksach wodonośnych są dośrodkowe (rys. 4 i 6);
- gradienty hydrauliczne są niższe jak w dewonie i wynoszą od 0,001 do 0,012 (rys. 5);
- prędkości przepływu wód złożowych są stosunkowo niskie i wynoszą od 0,1 do 5 cm/rok;
- nielicznym akumulacjom złożowym towarzyszą wody o względnie wysokiej mineralizacji (powyżej 100 g/l), niskich wartościach współczynnika  $r_{Na}/r_{Cl}$  (poniżej 0,6), obniżonych wartościach gradientów hydraulicznych (poniżej 0,0033) oraz lokalnie obniżonej prędkości przepływu wód.

Z przeprowadzonych badań modelowych wynika, że basen karboński rowu lubelskiego jest w trakcie średnio zaawansowanej inwazji wód infiltracyjnych. Według klasyfikacji hydrodynamicznej H. Coustau *et al.* [1] jest on basenem dośrodkowym typu B i należy do basenów małoperspektywicznych. Potencjalne pułapki złożowe powinny być związane ze strefami o obniżonych wartościach gradientów hydraulicznych, o obniżonej prędkości filtracji wód w głębszych, a także podwyższonej ich mineralizacji. Prawidłowości te potwierdzają dotychczas odkryte akumulacje złożowe (złożo ropy naftowej Świdnik, złożo ropy naftowej i gazu ziemnego Stężycza oraz złożo gazu ziemnego Minkowice). Na tle klasyfikacji przedstawionej przez E.C. Dahlberga [2] basen karboński rowu lubelskiego jest basenem asymetrycznym.

## 5. PODSUMOWANIE I WNIOSKI

1. Na podstawie wyników modelowania przeprowadzonego dla utworów dewonu można stwierdzić, że basen dewoński rowu lubelskiego jest basenem odśrodkowym. Z punktu widzenia hydrodynamiki jest on basenem perspektywicznym dla poszukiwań węglowodorów. Potencjalne pułapki złożowe powinny być związane ze strefami o podwyższonych wartościach gradientów hydraulicznych, o podwyższonej prędkości filtracji wód w głębszych, a także podwyższonej ich mineralizacji. Prawidłowości te potwierdzają dotychczas odkryte akumulacje złożowe (złoża gazu Komarów, Mełgiew i Ciecierzyn).
2. Z przeprowadzonych badań modelowych dla utworów karbonu wynika, że basen karboński rowu lubelskiego jest w trakcie średnio zaawansowanej inwazji wód infiltracyjnych. Wg klasyfikacji hydrodynamicznej H. Coustau *et al.* [1] jest on basenem dośrodkowym typu B i należy do basenów małoperspektywicznych. Potencjalne pułapki złożowe powinny być związane ze strefami o obniżonych wartościach gradientów hydraulicznych, o obniżonej prędkości filtracji wód w głębszych, a także podwyższonej ich mineralizacji. Prawidłowości te potwierdzają również dotychczas odkryte akumulacje złożowe (złoża ropy naftowej Świdnik i Stężycza oraz złożo gazu ziemnego Minkowice).

3. Z punktu widzenia modelowania hydrodynamicznego basen dewoński jest basenem młodym (odśrodkowym) i od początku powstania nie podlegał on przebudowie hydrodynamicznej.
4. Natomiast basen karboński w swoim rozwoju hydrodynamicznym podlegał znacznym zmianom. Pierwotnie był on basenem młodym (odśrodkowym), następnie osiągnął stadium basenu przejściowego (dośrodkowego). Przejście ze stadium basenu odśrodkowego do stadium basenu dośrodkowego miało miejsce po przebudowie tektoniczno-strukturalnej karbońskiego basenu sedymentacyjnego. W trakcie tej przebudowy wychodne utworów karbońskich zostały ścięte erozyjne i w konsekwencji tego nastąpiło zasilanie karbonu wodami infiltracyjnymi. Prawdopodobnie miało to miejsce w okresie przedjurajskim.

## LITERATURA

- [1] Coustau H. *et al.*: *Classification hydrodynamique des bassins sedimentaires utilisations combinee avec d'autres methodes pour rationaliser l'exploration dans des bassins non-productifs*. IX World Petroleum Congress, Tokio, Japan, 1975
- [2] Dahlberg E.C.: *Applied hydrodynamics in petroleum exploration*. Second Edition. New York, Berlin, London, Springer-Verlag 1995
- [3] Helcel-Weil M., Dziegielowski J.: *Basen lubelski – wyniki złożowe dotychczasowych prac i ich znaczenie dla dalszych poszukiwań*. Przegląd Geologiczny, vol. 51, 9, 2003
- [4] Zawisza L.: *Hydrodynamic condition of hydrocarbon accumulation exemplified by the Carboniferous formation in the Lublin Synclinorium, Poland*. SPE Formation Evaluation, vol. 1, No. 3, 1986
- [5] Zawisza L.: *Hydrodynamic condition of hydrocarbon accumulation exemplified by the Pomorsko and Czerwiensk oil fields in the Polish Lowland*. Paper SPE 90586, 2004 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, USA, September 26–29 2004
- [6] Zawisza L.: *Hydrodynamic Modelling of the Hydrocarbon Migration and Accumulation in the Lublin Basin*. Paper SPE 100296. SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition, Vienna, Austria, 12–15 June 2006
- [7] Zawisza L., Wojna-Dyłał E., Smulski R.: *Hydrodynamic condition of hydrocarbon migration and accumulation exemplified by the Pomorsko, Czerwieńsk and Żarnowiec oil fields, Poland*. Paper IPTC 10925, 2005 International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, November 21–23 2005