

Ludwik Zawisza

Hydrodynamiczne modelowanie basenów naftowych dla oceny ich perspektyw złożowych

Streszczenie

W pracy przedstawiono oryginalną metodykę kartowania hydrodynamicznych pułapek złożowych dla ropy i gazu. Metodyka ta uwzględnia wpływ zarówno dynamiki wód podziemnych, jak i zmian gęstości płynów złożowych oraz efektu ciśnienia kapilarnego na położenie konturów złożowych. Pozwala na wyznaczenie położenia hydrodynamicznych pułapek złożowych na mapie, w przestrzeni trójwymiarowej, w warunkach przepływających wód. Metoda ta umożliwia wyznaczenie konturów złożowych zarówno w złożach typu masywowego, jak i w złożach typu warstwowego. Realizację opracowanej przez autora metodyki kartowania pułapek złożowych przedstawiono na przykładzie dwóch złóż ropy naftowej w obrębie węglanowego poziomu cechsztyńskiego dolomitu głównego Ca₂, a mianowicie złoża Pomorsko i Czerwieńsk.

Ponadto w pracy przedstawiono opracowaną przez autora metodykę ilościowej oceny warunków migracji i akumulacji węglowodorów oraz kryteria dla hydrodynamicznego modelowania i klasyfikacji basenów naftowych pod kątem perspektyw złożowych.

Przedstawiona w pracy hydrodynamiczna klasyfikacja basenów naftowych oraz metodyka ilościowej oceny warunków migracji i akumulacji węglowodorów zostały zastosowane do analizy hydrodynamicznej trzech basenów naftowych w Polsce, a mianowicie miocenińskiego basenu zapadliska przedkarpackiego, basenu dolnopermskiego monokliny przed-sudeckiej oraz dewońskiego i karbońskiego basenu lubelskiego.

Sumując wyniki rozważań hydrodynamicznych w utworach miocenu zapadliska przedkarpackiego można stwierdzić, że mioceński basen sedymentacyjny znajduje się w trakcie początkowej fazy inwazji wód infiltracyjnych. Na tle przedstawionej klasyfikacji basenów naftowych basen zapadliska przedkarpackiego jest basenem przejściowym pomiędzy basenem odśrodkowym a dośrodkowym i należy do basenów bardzo perspektywicznych. Potencjalne pułapki złożowe powinny być związane ze strefami o podwyższonej mineralizacji wód głębszych, podwyższonej przepuszczalności oraz podwyższonej prędkości filtracji. Prawidłowości te potwierdzają liczne odkryte do tej pory w zapadlisku przedkarpackim złoża gazu ziemnego.

Basen dolnopermijski monokliny przedsudeckiej na tle przedstawionej klasyfikacji hydrodynamicznej basenów naftowych jest basenem odśrodkowym i należy do basenów o wysokiej perspektywności występowania węglowodorów. Potencjalne pułapki złożowe w utworach czerwonego spągowca powinny być związane ze strefami o obniżonej prędkości filtracji wód głębszych. Prawidłowości te potwierdzają dotychczas odkryte akumulacje złożowe.

W ramach analizy basenu lubelskiego wykonano modelowanie hydrodynamiczne dla utworów dewonu i karbonu.

Basen dewoński rowu lubelskiego jest basenem 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 głębszych, a także podwyższonej ich mineralizacji. Prawidłowości te potwierdzają dotychczas odkryte akumulacje złożowe (złoża gazu Komarów, Mełgiew i Ciecierzyn). Z punktu widzenia modelowania hydrodynamicznego basen dewoński rowu lubelskiego jest basenem młodym (odśrodkowym) i od początku powstania nie podlegał przebudowie hydrodynamicznej.

Basen karboński rowu lubelskiego jest w trakcie średnio zaawansowanej inwazji wód infiltracyjnych. Według klasyfikacji hydrodynamicznej Coustau i in. (1975) jest on basenem dośrodkowym typu B i należy do basenów mało perspektywicznych. Potencjalne pułapki złożowe powinny być związane ze strefami o obniżonych wartościach gradientów hydraulicznych, o obniżonej prędkości filtracji wód 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). 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 erozyjnie i w konsekwencji nastąpiło zasilanie karbonu wodami infiltracyjnymi. Prawdopodobnie miało to miejsce w okresie przedjurajskim.

Hydrodynamic modelling of petroleum basins for assessing their reservoir perspectives

Abstract

An original methodics of mapping hydrodynamic traps for oil and gas is presented in the thesis. The methodics encompasses the influence of both groundwater dynamics and also changes of density of fluids and the capillary pressure effect on the location of reservoir contours. It enables determining the location of hydrodynamic reservoir traps on a map, in a 3D space, in the flowing water conditions. With this method it is possible to determine reservoir contours in the mass-type and laminar reservoirs. The realization of the author's methodics of reservoir traps mapping is exemplified by two oil fields within the Zechstein Main Dolomite carbonate Ca_2 , i.e. oil fields Pomorsko and Czerwieńsk.

Moreover, the methodics of quantitative evaluation of hydrocarbon migration and accumulation as well as the criteria for hydrodynamic modelling and classification of petroleum basins in view of their perspectiveness are also discussed in the thesis.

The presented hydrodynamic classification of petroleum basins and methodics of quantitative evaluation of hydrocarbon migration and accumulation were used for a hydrodynamic analysis of three petroleum basins in Poland, i.e. the Miocene Carpathian Foredeep Basin, Lower Permian Basin of the Fore-Sudetic Monocline, as well as the Devonian and Carboniferous Lublin Basin.

It follows from the results of hydrodynamic analyses made for the Miocene strata of the Carpathian Foredeep that the Miocene sedimentary basin is at the initial phase of filtration waters flux. As far as the presented classification of petroleum basins is concerned the Carpathian Foredeep is a very perspective transient basin between a centrifugal to centripetal type. Potential reservoir traps should be related with zones of high mineralization of groundwaters, increased permeability and increased filtration velocity. These regularities can be proved by numerous natural gas discoveries in the Carpathian Foredeep.

The Low-Permian Basin in the Fore-Sudetic Monocline is a centrifugal basin and highly perspective as far as hydrocarbons are concerned. Potential reservoir traps in the Rotliegendes strata should be associated with the zones of lowered filtration velocity of groundwater. These regularities have been confirmed by the already discovered reservoir accumulations.

In the Lublin Basin the Devonian and Carboniferous beds were modelled.

The Devonian Basin of the Lublin Trough is a centrifugal basin. Hydrodynamically this is a hydrocarbon-perspective basin. Potential reservoir traps should be associated with zones of increased hydraulic gradients, increased filtration velocity of groundwater and increased mineralization. These regularities have been confirmed by the already discovered reservoir accumulations (gas fields Komarów, Mełgiew and Ciecierzyn). As far as hydrodynamic modeling is concerned, the Devonian Basin of the Lublin Trough is a young (centrifugal type) and has not been hydrodynamically reconstructed from its beginning.

The Carboniferous Basin of the Lublin Trough undergoes a medium-intensity flux of infiltration waters. According to the hydrodynamic classification by Coustau et al. (1975) this is a low-perspective, centripetal basin of B-type. Potential reservoir traps should be associated with the zones of lowered hydraulic gradients, lowered filtration velocity of groundwater and also increased mineralization. These regularities have been also proved by the already discovered reservoir accumulations (oil fields Świdnik and Steżycza, as well as natural gas field Minkowice). The Carboniferous basin underwent considerable changes over its hydrodynamic development. Originally, this was a young centrifugal basin, which later became a transient centripetal basin. The transition from the centrifugal to centripetal stage took place after tectonic and structural reconstruction of the sedimentary basin, in the course of which the Carboniferous outpits were cut by erosion, leading to the flux of filtration waters in the Carboniferous strata. This probably happened before the Jurassic period.