



## Współczesne odkrycia złóż ropy i gazu zachętą do powtórnej oceny regionów naftowych Polski

Jan Krasoń<sup>1</sup>



Naturalne wypływy ropy naftowej i asfalty bitumiczne w różnych okolicach Bliskiego Wschodu, w Baku, Azarbejdżanie, były znane od ponad 6 tysięcy lat. Znano je także z północnego brzegu polskich Karpat. Mimo tego, za początek odkrycia ropy naftowej w Polsce uważa się moment, kiedy w 1853 r. inżynier Ignacy Łukasiewicz pierwszy raz użył des-

tylatu ropy dla lampy naftowej.

W Stanach Zjednoczonych, mimo że Daillon i in. (1670) obserwowali wycieki ropne w okolicy Lake Erie w Pensylwanii, Ohio, Western Virginia, New York, Kentucky i Kansas, za odkrycie ropy naftowej uważa się dzień 28 sierpnia 1859 r. W tym dniu George Bissell i Edwin L. Drake wykonali z powodzeniem pierwsze wiercenie, użyte specjalnie do celu produkcji ropy naftowej w okolicy potoku naftowego (*oil creek*) blisko Titusville (Pensylwania). Od początku odkrycia ropy naftowej w 1859 r. przemysł naftowy stał się głównym przemysłem napędzającym gospodarki świata.

Przyszłość tego przemysłu jest uwarunkowana zasobami węglowodorów. Mimo katastroficznych wizji przedstawianych w rozmaitych raportach (poczynając od raportu Klubu Rzymskiego) i prognozach o kończących się zasobach surowcowych, zwłaszcza ropy i gazu, złoża ropy naftowej i gazu ziemnego są ciągle dokumentowane, a kolejne granice wyczerpania tych surowców systematycznie się oddalają. Wynika to z postępów zarówno rozpoznania geologicznego obszarów perspektywicznych, jak i technologii wydobywania i udostępniania złóż. Ciągła eksploatacja doprowadziła do tego, że obecnie szuka się i eksploatuje węglowodory z większych głębokości, gdyż płytkie złoża są wyczerpane. Postęp badawczo-technologiczny sprawił również, że strefa poszukiwań przesunęła się z lądu na morze, na obszar szelfu. Dostępne stają się zasoby poza kręgiem polarnym, na Oceanie Arktycznym. Dotychczasowy spokój o bezpieczeństwo surowcowe dla energetyki światowej wynika także z nowych odkryć dokonanych w ostatnich dekadach. Są one związane z odkryciami złóż hydratów gazowych i węglowodorów w łupkach.

Chociaż surowce te są dzisiaj domeną operatorów światowych, dzięki tym odkryciom na mapie zasobów, obok tradycyjnych, pojawiają się nowi potentaci naftowi. Z dzisiejszej perspektywy te ostatnie odkrycia stają się przełomowe, stąd też bywają niekiedy określane jako „cicha rewolucja gazowa”.

Polska nie jest potentatem w zakresie zasobów węglowodorów konwencjonalnych. Może jednak nim się stać z powodu potencjalnie dużych zasobów węglowodorów nie-

konwencjonalnych, a głównie gazu kryjącego się łupkach. To jednakże zależy nie tylko od lepszego rozpoznania geologiczno-geofizycznego, ale także, a może przede wszystkim, od uregulowań prawnych sprzyjających temu biznesowi w danym kraju. Ten stan rzeczy jest w Polsce daleki od zadowalającego, mimo kolejnych zapewnień i zachęt ze strony Rządu o postępie prac w tej mierze. Efektem tego są kolejne rezygnacje operatorów światowych z pól koncesyjnych i prowadzenia prac poszukiwawczych. Z punktu widzenia rozwoju gospodarki narodowej są to dotkliwie straty. Dlatego stworzenie korzystnych dla tego biznesu ram działania w kraju jest w tej chwili pierwszorzędnym zadaniem państwa. Jak ostatnio odnotowała prasa krajowa warunki dla inwestorów wydają się poprawiać. Rząd przyjął projekt nowej ustawy „Prawo geologiczne i górnicze”. Nowe przepisy regulujące poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie kopalin, w tym gazu z łupków, wprowadzają m.in. jedną (zamiast trzech) koncesję przyznawaną w przetargu na 10 do 30 lat, a także jedną dokumentację (zamiast dotychczasowych dwóch).

### WSPÓŁCZESNE REWELACJE TECHNOLOGICZNE

W każdej specjalizacji przemysłowej niewątpliwie bazą postępu jest technologia. Ale będąc świadkami współczesnych odkryć wielkich złóż i natychmiastowej produkcji gazu z łupków, szczególnie w USA, powyższe stwierdzenie odnosi się ostatnio przede wszystkim do przemysłu naftowego. Jak wiadomo pierwsze próby eksploatacji gazu z łupków przeprowadzono już w XIX w., jednak ze względu na właściwości tych skał (nikła przepuszczalność) nie mogły być one owocne. Uwolnienie gazu z łupków wymaga uszczelnienia tych skał. Przełom przyniosły dopiero prace eksperymentalne przeprowadzone na przełomie wieków. Eksploatacja gazu z łupków rozpoczęta z sukcesem na złożu Barnett Shale w Teksasie w 2002 r. bardzo szybko przerodziła się w produkcję masową, co uczyniło USA w 2009 r. największym producentem gazu ziemnego na świecie (blisko połowa gazu pochodziła z łupków). Technologia wierceń kierunkowych, mimo że początkowo oraz w następnych kilkunastu latach niewiele było takich wierceń, była wielkim postępem. Wiercenia kierunkowe uzupełnione wielostopniowym szczelinowaniem hydraulicznym (*hydro-fracturing*) stały się fundamentalną podstawą w poszukiwaniach i produkcji gazu z łupków.

Wielcy konkurenci gazu (oczywiście nie tylko USA) oraz nadal nieekonomicznej energii słonecznej i wiatrowej zaczęli protestować przeciwko szczelinowaniu łupkowemu. Rząd USA wzmocnił ochronę środowiska i nadal

<sup>1</sup>Geoexplorers International, Inc., Denver, Colorado 80222, USA; geo@expl.comcastbiz.net.

zezwała na wykonywanie dziesiątek tysięcy otworów wiertniczych pionowych i kierunkowych rocznie. Otwory ze szczelinowaniem hydraulicznym nikomu nie zagrażają.

W ślad za odkryciami i produkcją gazu w basenach czarnych łupków nastąpiła rewizja zastosowania technologii wierceń kierunkowych oraz szczelinowania hydraulicznego w znanych już basenach naftowych w USA, szczególnie w basenie permskim.

W świecie znane są trzy baseny permskie: basen permski przeduralski (nazwa okresu geologicznego permskiego pochodzi od miasta Perm, położonego po południowo-zachodniej stronie Gór Uralu), basen permski zachodnio-centralno-europejski oraz basen permski USA. Poza wiekiem oraz wieloma podobieństwami geologicznymi we wszystkich tych basenach występują złoża ropy naftowej i gazu, złoża soli kamiennych i magnezowo-potasowych oraz co najmniej znaczne okruszczenia miedzi, srebra i innych metali nieżelaznych. Z tym, że po wieloletniej eksploatacji i wyczerpaniu zasobów złóż miedzi w rejonie Mansfeldu (położonym w południowo-zachodnim przedgórzu Gór Harzu w Niemczech) polskie złoża miedzi i srebra od ponad 50 lat eksploatowane przez KGHM Polska Miedz S.A. są jednymi z największych tego rodzaju złóż w świecie.

W basenie permskim USA w Teksasie pierwsze odkrycia złóż ropy naftowej nastąpiły już w 1921 r. Następnie, przez prawie 90 lat, basen ten, obejmujący głównie stan Teksas, był głównym źródłem produkcji ropy i gazu Stanów Zjednoczonych. W rezultacie wyeksploatowano ponad 35 mld baryłek (ok. 5 mld ton) ropy naftowej oraz 75 trylionów stóp sześciennych ( $2,14 \text{ mld m}^3$ ) gazu.

Z wielu publikacji, szczególnie World Oil oraz Oil & Gas Journal dowiadujemy się, że mimo wyeksploatowania już tak wielkiej ilości ropy naftowej, dzięki zastosowaniu technologii wierceń kierunkowych możliwości co najmniej 10-krotnego zwiększenia produkcji ze znanych już oraz nowych złóż są nadal bardzo wielkie. W Oil & Gas Journal Special Report (2013) doniesiono, że: „Formacja permska Wolfcamp, zróżnicowana geologicznie, znajduje się w czołówce światowej, zajmując największy na lądzie obszar zasobowy. Uwzględniając odzyskiwalne zasoby, Wolfcamp jest drugim po Ghawar złożem naftowym w Arabii Saudyjskiej. W pewnym momencie pole to osiągnie 100 mld baryłek (albo 14 285 714 t) odzyskiwalnych zasobów”. Dlatego również w basenie permskim USA nastąpił raptowny popyt na nowe koncesje poszukiwawcze i natychmiast w ślad za tym wielka liczba wierceń (nb. obecnie pracuje tam ponad 500 urzędzeń wiertniczych) oraz bardzo szybki wzrost produkcji ropy naftowej i gazu.

### POTENCJALNE KORZYŚCI

Polskie tradycje eksploatacji węglowodorów sięgają XIX w. Ogromny postęp w rozpoznaniu bazy zasobowej tych surowców przyniósł okres po II wojnie światowej, gdy nastąpiło zintensyfikowanie prac poszukiwawczych na terenie kraju.

Wnioski jakie płyną z nagłego wzrostu gospodarczego, spowodowanego eksploatacją w basenie permskim USA, odnoszą się też do polskiego operatora Polskiego Górnictwa

Naftowego i Gazownictwa S.A. (PGNiG) oraz potencjalnych inwestorów.

Wiadomo, że produkcja ropy naftowej na terenie Polski przez wiele lat odbywała się w polskich Karpatach. Odnośnie tych złóż istnieje wiele wartościowych i ogólnie dostępnych publikacji. Ponadto ich zestawienie, obejmujące również złoża ropy i gazu w Karpatach, zapadlisku przedkarpackim oraz na Niżu Polskim, jest przedstawione w pracy Piotra Karnkowskiego pt. „Oil and gas deposits in Poland” (Geosynoptics Society GEOS, Kraków, 1999, s. 380).

W Polsce można wyróżnić trzy prowincje ropo- i gazonośne, są to rejony Karpat, jego przedgórza i Niż Polski.

### KARPACKI OBSZAR NAFTOWY

Wiadomo, że złoża ropy naftowej w Karpatach występują przede wszystkim w strukturach fałdowych, w których zastosowanie wierceń kierunkowych może być ograniczone, chyba że część wierceń będzie penetrować złoża wzdłuż rozciągłości struktur fałdowych. Mając na uwadze możliwości co najmniej kilkukrotnego zwiększenia produkcji przez zastosowanie wierceń kierunkowych, również dla karpackiego obszaru naftowego, należałoby powtórnie przestudiować publikowane i niepublikowane dokumentacje wyników wierceń szczególnie znanych złóż naftowych i prześledzić, czy i w których można by było z pożytkiem odwiercić otwory kierunkowe. Ze względu na właściwości geologiczne karpackich złóż naftowych wydaje się, że w wielu nawet już nieczynnych złożach można odnowić albo zwiększyć ich produkcję.

### GAZONOŚNE ZŁOŻA ZAPADLIKA PRZEDKARPACKIEGO

Według Karnkowskiego (1999) gazonośny obszar zapadliska przedkarpackiego obejmuje około 18 tys. km<sup>2</sup>. Autor podaje, że w rejonie tym odkryto 57 złóż gazu, których produkcja wyniosła  $75 \times 10^9 \text{ Nm}^3$  ropy (w przeliczeniu gazu na ropę  $1000 \text{ m}^3 = 1 \text{ tona ropy naftowej}$ ), tj.  $75 \text{ mld m}^3$  gazu.

W pracy Karnkowskiego znajduje się skrócona charakterystyka każdego złoża. Wynika z niej, że w zapadlisku przedkarpackim ekonomiczne złoża, jakkolwiek różnego wieku, występują w łagodnych strukturach antyklinalnych dobrze uszczelnionych przed naturalną ucieczką gazu ze złóż. Gazonośne struktury są rozprzestrzenione na obszarze od kilku do ponad 100 km<sup>2</sup>. Głębokość ich waha się od kilkuset do ponad 2000 m. Prawie połowa złóż gazu jest już wyeksploatowana lub zamknięta. Ponadto, w obszarze zapadliska przedkarpackiego zostało odkrytych również kilka niewielkich złóż ropy naftowej.

Autor pracy podaje, że w zapadlisku przedkarpackim większość złóż należy uważać za małe i średniej wielkości, a tylko 8 z nich to złoża duże. Przed opublikowaniem książki Karnkowskiego na tym terenie było eksploatowanych 40 złóż gazu i 7 złóż ropy naftowej.

Mając na uwadze ekonomicznie wiercenia kierunkowe należy zauważyć, że udało się w ten sposób odzyskać co najmniej taką ilość gazu, jaka już została wyeksploatowana. Oczywiście, bez ponownie wnikliwego studium doku-

mentacji geologicznych każdego złoża są to tylko przypuszczenia.

## ZŁOŻA ROPY I GAZU NA NIŻU POLSKIM

Niż Polski znajduje się we wschodniej części zachodnio-centralno-europejskiego basenu permskiego. Również w tym basenie, zajmującym prawie cały obszar Niżu Polskiego, występują złoża ropy naftowej i gazu. W wielokrotnie cytowanej książce Karnkowskiego (1999) znajdujemy również krótki opis historyczny i charakterystykę każdego z 80 złóż gazu i 31 złóż ropy naftowej, odkrytych prawie do końca lat 90. XX w. Autor m.in. podkreśla, że również w tej części basenu niesamowitą pracę wykonały grupy geofizyczne i wiertnicze, pracujące przez wiele lat w niezwykle trudnych warunkach. Dodaje również, że współcześnie nastąpiły istotne zmiany, dzięki którym doszło do zmodernizowania sejsmiki i urządzeń wiertniczych zdolnych do wykonywania głębokich wierceń badawczych i poszukiwawczych.

Z krótkiej charakterystyki geologicznej poszczególnych formacji, w tym dolnego paleozoiku, szczególnie kambru, ordowiku i syluru oraz biorąc pod uwagę złoża kondensatu gazowego w rejonie Żarnowca, złoża ropy naftowej B-3 eksploatowane od 1994 r. przez Petrobaltic (obecnie Lotos) i 24 złoża ropy naftowej z Królewca (Rosja) wynika, że region przybałtycki południowo-wschodniej części Niżu Polskiego Karnkowski uważa również za perspektywiczny dla nowych odkryć ropy naftowej i gazu. Gaz z łupków, w latach przed i do czasu opublikowania książki Karnkowskiego oraz prawie do końca 2006 r. nie był w Polsce przedmiotem zainteresowania.

Już krótka charakterystyka geologiczna wielu złóż ropy i gazu wskazuje na to, że wierceniami kierunkowymi nadal można wielokrotnie zwiększyć zasoby wydobywalne i ich produkcję. W zależności od odpowiedniej charakterystyki potencjalnych warstw lub stref gazonośnych, szczelinowanie hydrauliczne może być również bardzo korzystne.

Oczywiście, w poszukiwaniach nowych złóż ropy i gazu, z uwzględnieniem również wierceń kierunkowych, prace muszą być poprzedzone odpowiednio zagęszczoną siecią 2D oraz 3D pomiarów sejsmicznych.

Mając na uwadze wiercenia kierunkowe i szczelinowania hydrauliczne, analiza szczegółowych dokumentacji odpowiednio wybranych już znanych złóż ropy i gazu oraz obszarów perspektywicznych może wskazać dalsze możliwości zwiększenia bazy zasobowej.

## WIELOSTRONNE KORZYŚCI

Niewątpliwie największą zachętą dla potencjalnych inwestorów oraz odpowiednich administracji rządowych, konsumentów gazu i produktów naftowych jest fakt, że technologia wierceń kierunkowych oraz szczelinowania hydraulicznego, szczególnie na wielką skalę stosowana w USA, spowodowała niesamowicie szybki wzrost nowych odkryć złóż i produkcji gazu i tylko nieco później ropy naftowej. Wkrótce za tym nastąpiło powtórne studium doku-

mentacji już wcześniej odkrytych złóż ropy i gazu w dobrze znanych basenach naftowych, w tym przede wszystkim w największym w USA basenie permskim. Oczywiście, wielkość złóż ropy i gazu tego basenu jest nieporównywalna z ropo- i gazonośnymi obszarami Polski. Jednak proponowane studium literatury i dokumentacji już znanych złóż ropy i gazu oraz nowych terenów, uwzględniające technologię wierceń kierunkowych oraz – w przypadkach geologicznie uzasadnionych – szczelinowanie hydrauliczne, jawi się jako obiecujący kierunek badawczy i stanowi silną zachętę dla inwestorów.

Należy również uwzględnić fakt, że potencjalnie wielkie korzyści z wierceń kierunkowych, szczególnie w znanych już obszarach – basenach ropy lub gazu, są obciążone nieporównywalnie mniejszym ryzykiem inwestycyjnym niż w przypadku tylko tradycyjnych pionowych wierceń poszukiwawczych. Ponadto, wielkość kapitału inwestycyjnego proponowanego studium oraz wierceń kierunkowych jest również nieporównywalnie mniejsza od kapitału, szczególnie gazu z łupków.

Mimo wszystko, śledząc dyskusję, która nastąpiła po wydaniu ponad 100 koncesji na poszukiwania gazu z łupków w Polsce, apeluję do odpowiedzialnych administracji rządowych oraz polskich parlamentarzystów o rozważne wydawanie koncesji na poszukiwania i eksploatację nowych zasobów złóż gazu i ropy naftowej z programem wierceń kierunkowych i w przypadkach uzasadnionych również ze szczelinowaniem hydraulicznym. Przede wszystkim należy pamiętać, że każdy inwestor, ryzykując swoim kapitałem, będzie inwestował tylko tam i w takie przedsięwzięcia, z których spodziewa się zysku. Należy również uwzględnić fakt, że konkurencyjne wydawanie koncesji jest uzasadnione tylko w przypadku obecności potencjalnie wielkich złóż.

Wielkość opłat za koncesje, stopa podatkowa od produkcji i wszystkich innych opłat powinny być na tyle realne, że możliwe do przyjęcia także przez inwestorów. Wprowadzenie w ubiegłym roku nowych podatków od kopalni spowodowało spadek akcji wielu operatorów na giełdzie, co m.in. zaowocowało rezygnacją części firm z prowadzenia prac poszukiwawczych i zbyciem koncesji w Polsce.

Rządowe administracje, podejmujące odpowiednie decyzje, nie powinny interweniować w rodzaj pobierania próbek, badania, opis prób i formy sprawozdawczości. Do ich zadań, po zatwierdzeniu programu poszukiwawczego oraz w zależności od stwierdzonych warunków geologicznych i potencjalnie produkcyjnych, powinien należeć nadzór nad ochroną środowiska i przestrzeganiem bezpieczeństwa pracy.

Przed wszystkim jednak administracja rządowa nie powinna jednostronnie zmieniać wcześniej obopólnie przyjętych warunków i programu wydanych koncesji. Zamiast tego mogłaby tworzyć warunki korzystne dla biznesu, co byłoby opłacalne i dla państwa i dla inwestorów.

Autor dziękuje redaktorowi naczelnemu Andrzejowi Gąsiewiczowi za pomocne uwagi i uzupełnienia.