ANDRZEJ WITKOWSKI

Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa

POSZUKIWANIA NAFTOWE W AKWENIE POŁUDNIOWEGO BAŁTYKU A OCHRONA ŚRODOWISKA NATURALNEGO

UKD 550.82/.83:553.98:502.76(261.24–13)

Zagadnienia ropo-gazonośności południowego Bałtyku oraz związanych z nimi dalszych perspektyw poszukiwawczych były przedmiotem wielu publikacji R. Dadleza (2, 3), S. Depowskiego i E. Sieciarz (4), W. Góreckiego i in. (7, 8), W. Strzetelskiego (10) i A. Witkowskiego (13, 14).

Prowadzone przez Petrobałtyk od 1975 r. badania geofizyczno-wiertnicze w ekonomicznych strefach akwenu Bałtyku, należących do NRD, Polski i Związku Radzieckiego doprowadziły do odkrycia kilku złóż ropy naftowej i gazokondensatu oraz gazu ziemnego, występujących w utworach kambru środkowego. Ogólne informacje o tych sukcesach publikowano tylko w prasie codziennej, gdyż szczegółowe dane dotychczas są zastrzeżone (14).

ROPO-GAZONOŚNOŚĆ UTWORÓW PALEOZOIKU

Najstarsze objawy ropo-ganozośności i bitumiczności utworów dolnego paleozoiku są znane od XIX wieku z obszarów Szwecji, Litwy, Łotwy, Estonii i wysp bałtyckich. Najlepiej poznano ordowickie kukersytowe łupki palne z Estonii, gdzie są eksploatowane w znacznych ilościach na opał do elektrowni. Łupki bitumiczne (kambr środkowy – tremadok) Szwecji do połowy lat sześćdziesiątych przerabiano na olej mineralny o charakterze ciężkiej ropy naftowej, a w okolicy Falun eksplatowano niewielkie, ordowickie złoże ropy naftowej.

Na początku obecnego stulecia na wyspie Hiuma wydobywano ropę naftową z utworów syluru, a objawy ropy i gazu ziemnego były znane od dawna na wyspach Olandia i Gotlandia, gdzie w latach sześćdziesiątych odkryto kilka złóż ropy naftowej w rafowych utworach ordowiku. Natomiast poszukiwania prowadzone przez Szwecję na południe od wyspy w akwenie morskim nie dały rezultatów złożowych (5).

Najbardziej efektywne okazały się poszukiwania naftowe prowadzone w latach 1950–1970 w Obwodzie Kaliningradzkim i w Republikach Nadbałtyckich Związku Radzieckiego, gdzie odkryto – głównie w pułapkach strukturalnych – 25 złóż ropy naftowej (15). Są to

przeważnie złoża małe i średnie, 24 z nich są zakumulowane w utworach kambru środkowego, a jedno (Gusiew) w osadach ordowiku. Ponadto, nieprzemysłowe, lecz wielotonowe przypływy stwierdzono w kilkudziesięciu otworach wiertniczych.

Wydajności wierceń na tych złożach na ogół nie przekraczały kilku – kilkudziesięciu ton na dobę, jedynie w pojedynczych przypadkach – tak jak na złożu Uszakowskim – osiągały przez krótki czas kilkaset ton. Większość kambryjskich rop z Okręgu Kaliningradzkiego jest lekka (0,801–0,815 g/cm^3) o zmiennym wykładniku gazowym, wynoszącym dla złoża Ładuszkino 155–237 m^3/t, a dla ciężkiej ropy z Krasnoborska tylko 7,2–11,6 m^3/t. Ropy kambryjskie zawierają niewielkie ilości siarki (od śladów do 0,19%), 3,4–6,0% parafin, a wydajność jasnych frakcji osiąga 60% (złoże Malinowskie). Ropy ordowickie są na ogół cięższe (od 0,844 w Gusiewie do 0,918 g/cm^3 w Virbalis), zawierają więcej siarki (do 0,26%), niższa jest również wydajność frakcji jasnych (do 39%). Mimo stwierdzenia wielu makroobjawów ropy naftowej w osadach węglanowych syluru, a zwłaszcza syluru górnego na strukturze Kibartaj, z utworów tych nie uzyskano przemysłowgo przypływu.

Na początku lat siedemdziesiątych w Polsce na wyniesieniu Łeby, Państwowy Instytut Geologiczny odkrył w utworach kambru złoże ropy naftowej Żarnowiec, wokół którego Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo rozpoznało złoże Dębki, a w latach osiemdziesiątych złoże Żarnowiec Zachodni, gdzie wraz z ropą naftową występują gazokondensaty; powyższe złoża są traktowane łącznie jako zespół Dębki–Żarnowiec.

Poziomem produkcyjnym są piaskowce zony *Paradoxides paradoxissimus* kambru środkowego, występujące na głęb. ok. 2800 m, uszczelnione ilasto-węglanowymi osadami kambru górnego, ordowiku i syluru, tworzące pułapki typu litologiczno-strukturalnego. Właściwości zbiornikowe serii złożowej są zmienne, porowatość waha się od 2,5% do 10,5%, a przepuszczalność od kilku do kilkunastu mdcy. Piaskowce te występują w trzecim ogniwie piaskowcowo-mułowcowym – według podziału kambru A. Witkowskiego (14) – i należą do VII kompleksu geofizycznego – według wyróżnień T. Topulosa (11).

Seria złożowa w rejonie Dębki–Żarnowiec składa się z kilku warstw piaskowców arenitowych o grubości 4–12 m, z których piaskowce górne są nasycone węglowodorami, a dolne – złożowymi wodami wysoko zmineralizowanymi, typu wód chlorkowo-wapniowych. Mimo że ogólnie seria ta jest podobnie wykształcona w odległym o kilka kilometrów rejonie Żarnowca Zachodniego, to szczegółowa korelacja wykazuje różnice zarówno w grubości, jak i następstwie warstw piaszczystych i mułowcowo-ilastych, co podkreśla znaczną zmienność tych osadów i litologiczno-strukturalny charakter pułapek złożowych.

Ropa naftowa ze złoża Dębki–Żarnowiec jest lekka, o gęstości 0,808–0,821 g/cm^3, niskosiarkowa (0,08–0,15%), a w składzie węglowodorów przeważają węglowodory nasycone stanowiące 72–82%. Skład grupowy ropy jest następujący: oleje – 91,0%, asfalteny – 7,0% i żywice 2,0%. Ropa naftowa ze złoża Żarnowiec Zachodni jest jeszcze lżejsza, ciężar jej wynosi 0,765 g/cm^3 i zawiera 99,3% węglowodorów nasyconych. Gaz ziemny jest gazolinowy, zawiera 71,8% metanu, 12,6% etanu i 14,3% cięższych węglowodorów. Produkcja ropy naftowej ze złoża Dębki–Żarnowiec jest niewielka i wynosi kilka ton na dobę, jest jednak stała od 20 lat. Złoże Żarnowiec Zachodni nie jest jeszcze eksploatowane.

Oprócz powyższych odkryć, w strefie wyniesienia Łeby stwierdzono w osadach kambru liczne objawy węglowodorów, potwierdzające pozytywną ocenę perspektyw poszukiwawczych w tym regionie.

Osady dewonu i karbonu znane z lądowej i morskiej części syneklizy bałtyckiej są nieperspektywiczne dla poszukiwań naftowych, nigdzie w ich obrębie nie stwierdzono nagromadzeń ropy naftowej czy gazu ziemnego. Negatywnie ocenia się również osady permu zarówno fragmentarycznie występujących utworów piaszczystych czerwonego spągowca, jak i ewaporatów i węglanów cechsztynu, wśród których jedynie w otworze Ostrowo IG-1 w poziomie wapienia cechsztyńskiego stwierdzono makroobjawy ropy naftowej. Charakterystyka geochemiczna tej ropy (1) wykazała, że jest to starsza ropa allochtoniczna staropaleozoiczna, wykazująca znaczne podobieństwo do ropy z Żarnowca, co wskazuje na ciągłość i długotrwałość procesów migracji.

Na obszarze platformy epikaledońskiej w Polsce w nadbrzeżnej strefie Pomorza Zachodniego i w akwenie Bałtyku najstarszymi osadami, z którymi można wiązać nadzieje na odkrycie złóż węglowodorów, są utwory dewonu. W rejonie Brdy i Gozdu stwierdzono w nich liczne objawy ropy naftowej i gazu ziemnego. Znaczny, nieprzemysłowy przepływ ropy naftowej uzyskano z serii wapieni gruzłowych famenu (kompleks z Człuchowa) otworu wiertniczego Unisław IG-1. Jest to ropa o gęstości 0,827 g/cm^3, prawie bezsiarkowa (0,05%) zawierająca 27% frakcji benzynowej. Badania geochemiczne stwierdziły w jej składzie zarówno węglowodory syngenetyczne, jak i starsze – być może ordowickie (12).

Utwory karbonu Pomorza Zachodniego są znane ze swej gazonośności, odkryto w nich kilka złóż gazu ziemnego. Najbardziej znane jest dolnokarbońskie złoże gazu ziemnego Wierzchowo typu litologiczno-stratygraficznego, gdzie pułapkę złożową stanowią piaskowce arkozowe oraz wapienie i dolomity onkoidowe dinantu (nadkompleks z Chmielna) o grubości 35–53 m, porowatości do 11,9% i przepuszczalności do 30,8 mdcy. Gaz jest niskometanowy (60,7%), łącznie zawiera 63% węglowodorów i 0,1% helu oraz ponad 36% azotu. Serię uszczelniającą tworzą ewaporaty cechsztynu. W utworach karbonu górnego, w piaszczystej formacji z Wolina jest znanych kilka złóż zaazotowanego gazu ziemnego. Na wschodnim skrzydle antykliny Kamienia Pomorskiego jest położone złoże Wrzosowo, gdzie gaz jest zakumulowany w pułapce litologiczno-stratygraficznej, ekranowanej osadami cechsztynu. Jest to złoże wielowarstwowe; seria złożowa składa się z kilku warstw piaskowców na ogół o słabych właściwościach zbiornikowych (porowatość do 7%, przepuszczalność do kilku mdcy). Gaz jest wysokoazotowy (56%), niskometanowy (43%) o znacznej domieszce helu (0,22%). Znacznie lepsze właściwości zbiornikowe mają piaskowce westfalu złoża Trzebusz (porowatość do 16,8%, przepuszczalność do 22 mdcy), lecz występujący tu gaz jest również wysokoazotowy i zawiera tylko ok. 47% węglowodorów.

Osady czerwonego spągowca zawierają gazy azotowe i niskometanowe. Złoże Międzyzdroje jest praktycznie złożem gazu azotowego, gdyż zawiera tylko 23,3% węglowodorów.

Największe na Niżu Polskim złoże ropy naftowej o pierwotnych zasobach geologicznych ok. 9–10 mln t odkryto w 1972 r. w utworach dolomitu głównego cechsztynu w rejonie Kamienia Pomorskiego. Poziom zbiornikowy stanowią spękane wapienie i dolomity szczelinowe i kawerniste o miąższości kilkunastu – dwu-

dziestukilku metrów, o zmiennych właściwościach zbiornikowych. Są to utwory powstałe w strefie lagunowej, nie wykazują one cech petrograficznych, które pozwoliłyby uważać je za wysokoperspektywiczne dla poszukiwań naftowych utwory rafowe. Złoże zawiera ropę ciężką (gęstość 0,861 g/cm^3), zasiarczoną (1,18% siarki), wysokoparafinową (5,8% parafin), zawierającą 31% żywic i asfaltenów. Gaz towarzyszący ropie ma 12% siarkowodoru. Złoże Kamień Pomorski charakteryzuje wysoki gradient ciśnienia złożowego. Na Pomorzu Zachodnim odkryto liczne małe złoża ropy naftowej w poziomach węglanowych cechsztynu. Najważniejsze z nich są związane z utworami dolomitu głównego.

Podobne złoża odkryto w nadbrzeżnej części NRD. Są to złoża Reinkenhagen, Grimmen i Lütow, a na terenie RFN – złoża ropy naftowej i gazu ziemnego w okręgu Schwedeneck.

Osady mezozoiku na Pomorzu Zachodnim nie zawierają węglowodorów, co jest związane z silnym zaangażowaniem tektonicznym tej strefy w czasie inwersji laramijskiej, która doprowadziła do destrukcji wcześniejszych akumulacji złożowych.

PERSPEKTYWY POSZUKIWAWCZE

Z powyższego przeglądu ropo-gazonośności nadbałtyckiej strefy lądowej wynika, że perspektywicznymi dla poszukiwań naftowych formacjami są na platformie wschodnioeuropejskiej utwory kambru środkowego, a na platformie epikaledońskiej – utwory dewonu, karbonu i permu. Ponieważ Morze Bałtyckie jest akwenem młodym, powstałym w holocenie, przeto jego wgłębna budowa geologiczna (9) jest analogiczna do otaczającego lądu, a perspektywy poszukiwawcze złóż węglowodorów są determinowane tymi samymi prawami rozwoju paleotektonicznego.

Na platformie wschodnioeuropejskiej w polskim sektorze Morza Bałtyckiego odkryto złoża ropy naftowej i gazokondensatu; dwa z nich znajdują się w odległości ok. 80 km od lądu w akwenie o głęb. 90 m. ich zasoby wydobywalne wynoszą ok. 6 mln t ropy, a zasoby geologiczne 20 mln t, nie licząc gazu ziemnego (14). Poziomami zbiornikowymi są piaskowce kambru środkowego zony *Paradoxides paradoxissimus* o dobrych właściwościach zbiornikowych. Skałami uszczelniającymi są mułowcowo-ilaste osady ordowiku i syluru. Akumulacje te są związane z pułapkami strukturalnymi i strukturalno-przydyslokacyjnymi.

Również w radzieckim sektorze Morza Bałtyckiego dokonano kilku odkryć złożowych, a zasoby ich są znacznie większe niż odkryć polskich. Złoża te w większości znajdują się niedaleko wybrzeży Okręgu Kaliningradzkiego i Litewskiej SRR.

W szwedzkim sektorze Bałtyku, poszukiwania prowadzone w pobliżu sektora polskiego odkryły w osadach kambru jedno złoże ropy naftowej, natomiast nie są znane wyniki poszukiwań prowadzonych przez Amoco Denmark Exploration i Norsk Hydro na 7 działkach wokół Bornholmu zakupionych w 1986 r. (14). Według nie potwierdzonych informacji, część wierceń została już wykonana i nie przyniosła efektu złożowego.

Oceniając dotychczasowe wyniki badań morskiej części syneklizy bałtyckiej należy stwierdzić, że uzyskano ogromny postęp w rozpoznaniu wykształcenia litologiczno-facjalnego utworów starszego paleozoiku i jego układu strukturalnego, jak również określono prawidłowości występowania złóż węglowodorów i okryto kilka akumulacji złożowych. Wierceniami rozpoznano te większe elementy strukturalne, które gwarantowały potencjalną możliwość istnienia złóż o dużych zasobach, co uzasadniałoby celowość dalszego ich rozpoznawania i eksploatacji. Obecnie nie zbadane pozostały tylko struktury małe i potencjalne pułapki litologiczne, których poszukiwanie i rozpoznanie nawet w warunkach lądowych jest uważane za najtrudniejsze zadanie prospekcyjne, przy czym na ogół zasoby w nich zawarte są mniejsze od akumulacji strukturalnych.

W morskiej części platformy epikaledońskiej wykonano kilka otworów wiertniczych w polskim i niemieckim sektorze, rozpoznając utwory permsko-mezozoiczne, karbońskie i dewońskie. Mimo stwierdzenia analogicznego, a nawet niekiedy korzystniejszego wykształcenia litologiczno-facjalnego i miąższościowego, wyniki złożowe tych wierceń są negatywne.

Spośród trzech wierceń wykonanych w polskim sektorze, jeden otwór – zlokalizowany w przedłużeniu bloku Kołobrzegu – po zbadaniu utworów karbonu i dewonu zakończono w sfałdowanych osadach ordowiku kaledońskiego piętra strukturalnego. Z kolei, w otworze wiertniczym zlokalizowanym w sektorze NRD na północ od Rugii, napotkano platformowe osady starszego paleozoiku i nawiercono fundament krystaliczny. Oba te otwory, mimo negatywnych wyników złożowych, wniosły ogromny wkład do badań regionalnych, uściślając przebieg granicy platformy wschodnioeuropejskiej.

Oceniając perspektywy poszukiwań złóż węglowodorów tej części Morza Bałtyckiego, należy stwierdzić, że pozytywnymi wskaźnikami są przesłanki litologiczno-facjalne utworów paleozoicznych, wyrażone obecnością w profilu poziomów skał zbiornikowych i uszczelniających oraz skał macierzystych – generatorów dla ropy naftowej (dewon, cechsztyn) i gazu ziemnego (karbon), jak i przesłanki paleogeotermiczne, warunkujące generowanie. Niekorzystnie natomiast wypada ocena możliwości zachowania w tej strefie większych złóż, ze względu na istnienie deformacji i ruchów zrzutowo-przesuwczych w waryscyjskim cyklu tektonicznym oraz inwersji laramijskiej połączonej z intensywnym zdyslokowaniem tej strefy. Powyższa przebudowa strukturalna mogła spowodować rozformowanie pułapek złożowych, powodując destrukcję większych akumulacji ropy naftowej i gazu ziemnego.

W podsumowaniu można stwierdzić, że poszukiwania naftowe w akwenie Bałtyku, w tym również w sektorze polskim, nie rokują nadziei na odkrycie wielkich złóż ropy naftowej czy gazu ziemnego, wpływających w znaczącym stopniu na nasz bilans energetyczny. Występują tu (odkryte i jeszcze nie ujawnione) złoża małe i rzadko średnie, których koszt odkrycia i eksploatacji może się okazać obecnie zbyt duży w stosunku do potencjalnych korzyści gospodarczych.

UWAGI KOŃCOWE

Jednocześnie należy wyjaśnić, że wbrew niekiedy głoszonym jeszcze opiniom, na obszarze akwenu bałtyckiego nie ma podstaw do oczekiwania na odkrycie akumulacji węglowodorów typu Morza Północnego, co podkreślali już R. Dadlez (3) i S. Depowski, E. Sieciarz (4). Wynika to z całkowicie odmiennego położenia geostrukturalnego obydwu obszarów i ich różnego rozwoju paleotektonicznego w czasie paleozoiku, mezozoiku i kenozoiku. Największe różnice przedstawiono poniżej:

– Większość obszaru Morza Bałtyckiego znajduje się na stabilnej, prekambryjskiej platformie wschodnioeuro-

pejskiej, podczas gdy Morze Północne rozwinięte jest na labilnej platformie epikaledońskiej Europy Środkowej i Północnej.

– Główną formację ropo-gazonośną Morza Bałtyckiego stanowią osady starszego paleozoiku, które jednocześnie są skałami macierzystymi dla zawartych w nich węglowodorów, a na Morzu Północnym – formacje produkcyjne stanowią utwory permu, mezozoiku i trzeciorzędu.

– Osady karbonu Europy Zachodniej i Morza Północnego charakteryzuje znaczny rozwój formacji węglonośnych, stanowiących skały macierzyste dla gazu ziemnego zakumulowanego w złożach czerwonego spągowca. Natomiast osady karbonu pomorskiego i Niżu Polskiego są bezwęglowe, co determinowało brak większych akumulacji w tym regionie.

– Basen permski tylko peryferycznie obejmował obszar Morza Bałtyckiego, gdzie występują facje brzeżne i niewielka miąższość osadów, podczas gdy jego środkowa część przypada na Nizinę Niemiecką i Morze Północne.

– Osady cechsztynu Morza Północnego charakteryzuje znaczne zaangażowanie halokinetyczne i halotektoniczne; zjawiska te nie są znane na większości obszaru Bałtyku.

– Odmienny jest rozwój miąższościowo-facjalny utworów mezozoiku. Obszar bałtycki znajdował się w brzeżnych częściach zbiornika, przeważają osady płytkowodne, profil charakteryzuje się licznymi lukami, rozmyciami i przerwami oraz zredukowaną miąższością, która jest większa tylko w synsedymentacyjnym przegłębieniu bruzdy duńsko-polskiej. Natomiast osady mezozoiku Morza Północnego są miąższe, w prawie pełnym rozwoju i zawierają grube serie skał macierzystych generujących węglowodory, najważniejszymi formacjami macierzystymi dla ropy naftowej są iłowce kimerydu i kredy dolnej oraz środkowojurajska węglonośna formacja Brent dla gazu ziemnego (6).

– Na obszar Bałtyku i Niżu Polskiego znaczące piętno nałożyła inwersja laramijska, powodująca przebudowę strukturalną utworów permsko-mezozoicznych, po której nastąpiła wyraźna stabilizacja, a miejscami przeważały ruchy wypiętrzające. Inwersja ta nie objęła basenu Morza Północnego, ograniczając się do jego strefy marginalnej w rejonie Jutlandii.

– Trzeciorzędowy basen Morza Północnego charakteryzowała znaczna subsydencja kompensowana sedymentacją, która w strefie rowu środkowego przekroczyła 3300 m. Utwory te zawierają w profilu liczne, miąższe poziomy zbiornikowe, a zawarte w nich zasoby stanowią 10,5% ogólnych zasobów ropy naftowej i 8,8% gazu ziemnego, rozpoznanych w tym regionie.

EKOLOGICZNE ASPEKTY POSZUKIWAŃ NAFTOWYCH

Prowadzenie poszukiwań naftowych, związane z wykonywaniem prac geofizycznych i otworów wiertniczych, zawsze stwarza możliwość zakłócenia, a często i skażenia naturalnego środowiska przyrodniczego. Problemy te, łatwiejsze do opanowania w poszukiwaniach prowadzonych na lądzie, uzyskują pierwszoplanową rangę w „offshore exploration", ze względu na większą podatność tego środowiska na zanieczyszczenia i groźniejsze skutki ekologiczne.

Przy szacunkowym rocznym zapotrzebowaniu Polski na ropę naftową, wynoszącym ponad 20 mln t, z przedstawionych powyżej faktów wynika, że zagospodarowanie odkrytych i potencjalnych złóż w akwenie Bałtyku pokryłoby najwyżej kilka procent zużycia tego surowca. Jednocześnie znacznie wzrośnie możliwość zanieczyszczenia środowiska naturalnego zarówno przy zintensyfikowaniu poszukiwań, jak i podczas eksploatacji, co powoduje, że wszelkie decyzje o losie dalszych poszukiwań naftowych na Bałtyku muszą być wszechstronnie rozważone.

Pierwszą decyzją o zrezygnowaniu z eksploatowania odkrytych złóż była decyzja rządu radzieckiego z grudnia 1986 r., podjęta w trosce o czystość wód Bałtyku i jego wybrzeża, przerywająca budowę stałej platformy wydobywczej zlokalizowanej na odkrytym w 1984 r. średniej wielkości złożu ropy naftowej w pobliżu Mierzei Kurońskiej. Uznano że eksploatacja złoża będzie stwarzać zbyt wielkie zagrożenie dla pobliskiego unikatowego rezerwatu przyrody.

Morze Bałtyckie dotychczas szczęśliwie uniknęło katastrofy ekologicznej, związanej z uszkodzeniem wielkich tankowców. Katastrofy takie dotknęły wybrzeża Normandii, Wielkiej Brytanii i Kanady. Również środki bezpieczeństwa, podjęte w trakcie prowadzenia prac wiertniczych przez „Petrobałtyk", okazały się efektywne, chociaż jest to związane ze znacznym zwiększeniem kosztów poszukiwań.

Prawne aspekty ochrony środowiska naturalnego, m.in. w trakcie poszukiwań naftowych w obrębie akwenu bałtyckiego, są regulowane postanowieniami Międzynarodowej Konwencji Helsińskiej o ochronie środowiska morskiego Morza Bałtyckiego z 1974 r. Dotyczą one przeciwdziałania potencjalnemu zanieczyszczeniu wód morskich, mogącemu spowodować zagrożenie dla życia mikrobiologicznego i świata zwierzęcego, jak również wywołać inne zmiany fizyczno-chemiczne środowiska wodnego i dennego oraz strefy wybrzeża. W Polsce nad przestrzeganiem powyższych postanowień czuwają urzędy morskie.

Zagrożenie środowiska naturalnego w czasie wykonywania badań sejsmicznych, stanowiących wstępny etap poszukiwań naftowych jest minimalne i nie przekracza poziomu potencjalnych zanieczyszczeń, powodowanych przez flotę pasażerską i handlową. Możliwość skażenia wzrasta znacznie w czasie wykonywania wierceń, ich opróbowania i eksploatacji, przy czym nagroźniejszy jest niekontrolowany wpływ ropy naftowej. Powyższe zagrożenia obejmują:

– przedostanie się do morza obrobionej chemicznie płuczki wiertniczej i zanieczyszczonych zwiercin,

– przedostanie się ścieków technicznych, smarów i detergentów oraz zanieczyszczeń biologicznych,

– przedostanie się oleju napędowego,

– zrzuty odpadów gospodarczych,

– niekontrolowany wypływ zmineralizowanych wód złożowych i ropy naftowej.

W celu zapobieżenia tym zagrożeniom są podejmowane trojakiego rodzaju działania. Pierwszy dotyczy stosowania bezpiecznej i hermetycznej konstrukcji platformy wiertniczej o szczelnych połączeniach i zbiornikach oraz stosowania zamkniętych obiegów płynów technicznych i wód użytkowych, jak również wyposażenia w systemy transportu i utylizacji odpadów, zespoły filtrów i oczyszczalni. Drugi zespół dotyczy bezpieczeństwa prowadzonych robót gwarantujący izolowanie odwiertu od otoczenia systemami cementowanych rur okładzinowych oraz zespołem zasuw i głowic przeciwwybuchowych. Ostatni rodzaj działań dotyczy sytuacji awaryjnych i sprowadza

się do zapobiegania rozprzestrzenianiu się ropy naftowej, do jej neutralizacji i usuwania zanieczyszczeń.

Pracująca w akwenie Bałtyku platforma wiertnicza „Petrobałtyku" jest platformą posadowialną typu „jack up", mogącą bezpiecznie wiercić w morzu o głębokości ponad 100 m. Jej konstrukcja jest zgodna ze światowymi standardami, gwarantującymi nieprzedostawanie się żadnych płynów i odpadów do środowiska wodnego oraz szczelny i zamknięty obieg płuczki wiertniczej, podlegającej trójstopniowemu oczyszczaniu: w separatorze „stand trap", na sitach wibracyjnych oraz w hydrocyklonach i wirówkach. Materiał oczyszczony w dwóch pierwszych cyklach jest składowany za zezwoleniem Urzędu Morskiego w morzu, a pozostałość z oczyszczania w cyklu trzecim – jest wywożona w specjalnych kontenerach na składowiska lądowe, tak jak odpady stałe. Ścieki przemysłowe i techniczne – związane z działalnością wiertniczą, konserwacją i myciem urządzeń i pokładu – krążą w obiegu zamkniętym i po oczyszczeniu w systemie separatorów, które usuwają zawiesinę olejową poniżej światowej normy 15 ppm, są ponownie wykorzystywane. Uzdatnianie ścieków komunalnych i sanitarnych następuje w oczyszczalni biologicznej do poziomu ustalonego odpowiednimi normami i zrzuca się je do morza.

Ograniczeniu skutków awarii wiertniczej lub erupcji ropy naftowej służy system pływających zapór i przegród typu Scot Boom Sea i Vicoma Ocean Pack o długości 1500 m, zbieraczki Vicoma Ocean Skimmer, Wallosep i Force 7 oraz zbiorniki pływające o łącznej pojemności ponad 200 m^3.

Z przedstawioych danych wynika, że zespół podejmowanych zabezpieczeń przed skażeniem środowiska naturalnego w czasie poszukiwań naftowych na Bałtyku jest wszechstronny i na wysokim poziomie technicznym. Jednocześnie z dotychczasowego rozpoznania geologiczno-złożowego wynika, że akumulacje złożowe na większości obszaru charakteryzują się niskimi ciśnieniami ograniczającymi możliwość nieopanowanej erupcji typu Karlina. Wysokie ciśnienia mogą panować tylko w złożach zlokalizowanych w zachodniej części akwenu na platformie epikaledońskiej.

Dla przeciwstawienia tej pozytywnej dla ekologii przesłanki przypomnę jednak, że ze względu na izolowany charakter zbiornika bałtyckiego, nawet relatywnie małe, niekontrolowane wypływy ropy naftowej mogą spowodować skażenia o wieloletnich skutkach.

Dlatego też autor, będący gorącym zwolennikiem zarówno lądowych, jak i morskich poszukiwań naftowych, jeszcze raz zwraca uwagę na konieczność pogłębionej analizy ekonomiczno-przyrodniczej przed podjęciem decyzji o dalszych losach eksploracji złożowej Morza Bałtyckiego. Należy przy tym pamiętać, że oprócz Polski zainteresowane są tym problemem wszystkie państwa nadbałtyckie.

LITERATURA

1. Calikowski J. – Nafta, 1984 nr 3 s. 87–93.
2. Dadlez R. – Acta Geol. Pol., 1974 nr 1 s. 261–276.
3. Dadlez R. – Biul. Inst. Geol., 1976 nr 285 s. 21–50.
4. Depowski S., Sieciarz E. – Prz. Geol., 1978 nr 1 s. 6–13.
5. Floden T. – Sejsmic Stratigraphy and Bedrock Geology of the Central Baltic. Acta. Univ. Stock., Stockholm Contr. in Geol., 1980 vol. 35.
6. Glennie K.W. et al. – Introduction to the Petroleum Geology of the North Sea. 1984.
7. Górecki W., Ney R., Strzetelski W. – Rozwój paleostrukturalny kambru w aspekcie poszukiwań złóż węglowodorów w południowej części Bałtyku. Pr. Geol. Komis. Nauk. Geol. PAN Kraków, 1979 nr 103.
8. Górecki W., Strzetelski W. – Mat. IV Konf. Zag. Sur. Energ., 1984 s. 95–121.
9. Pożaryski W., Witkowski A. – Prz. Geol., 1990 nr 5/6 s. 221.
10. Strzetelski W. – Litofacje i szczelinowatość roponośnych utworów kambru w syneklizie perybałtyckiej. Pr. Geol. Komis. Nauk Geol. PAN Kraków, 1979 nr 116.
11. Topulos T. – Biul. Inst. Geol., 1979 nr 314 s. 5–48.
12. Witkowski A. – Prz. Geol. 1984 nr 3 s. 132–142.
13. Witkowski A. – Ibidem, 1989 nr 3 s. 117–125.
14. Witkowski A. – Paleogeodynamika i ropo-gazonośność starszego paleozoiku Pomorza i Bałtyku południowego. Zesz. Nauk. AGH Geologia, 1989 nr 43.
15. Wosilius G.B. i in. – Nieftiannyje miestorożdienija Pribałtiki. 1987.

SUMMARY

The paper deals with prospects of search for hydrocarbons in the South Baltic Sea and measures taken against possibility of natural environment pollution.

Up to date, on the East European Platform, the best results have been achieved in the Soviet Baltic Republics where 25 oil deposits have been discovered. The main productive horizons belong to Middle Cambrian, only few are of Ordovician origin and none has been found neither in the Silurian nor in the Upper Palaeozoic and Mesozoic which are considered non productive.

The are few small oil deposits discovered in Gotland, and a Middle Cambrian oil deposit of Dembki–Żarnowiec located in the Łeba (Uplift) in Poland.

On the Epicaledonian Central European Platform, there are many onshore oil and gas deposits in Poland, GDR and FRG. The gas deposits were discovered in Lower and Upper Carboniferous and Rotliegendes when oil deposits were found in Zechstein Main Dolomite.

Since 1975 „Petrobaltic" has been searching for oil and gas in the Polish, GDR and Soviet sectors of the Baltic Sea. The search resulted in discoveries of a few oil and gas deposits in the Middle Cambrian sediments. The reserves of those deposits are estimated as over 20 million tons. There is no success yet in searching for oil and gas in the western part of the Baltic Sea on the Epicaledonian Platform.

According to the recent sejsmic and geologic results, the majority of prospective structures in the Baltic Sea is explored already, and in Author's opinion, the remaining ones are of similar or even inferior quality. Therefore, before the next step of exploration will be taken, it is necessery to comprihensive analysis of all economic, geologic and naturalistic factors.

According to the resolution of the International Convention held in Helsinki (1974), the natural environment of the Baltic Sea should be strictly protected by all Baltic States. This resolution imposes compulsory ven-

tures to the offshore exploration, especially against possibility of sea, bottom and shore pollution when drilling and testing wells on discovered deposits.

The regulations valid for the offshore exploration are met by construction of the "Petrobaltic" drilling platform. The well is protected by cemented pipe columns with special high pressure valves and anti-explosion preventers; mud circulation and wastes are hermetically closed in special system consisting of pipes, filters, separators and tanks.

Those devices despite of its high quality, do not exclude the possibility of uncontrolled eruption and spilling of oil and gas. This was the reason why the Soviet Union governement in 1986 gave up the exploatation of offshore oil deposit discovered near Kuronian Sand-Bar with its unique Natural Park.

Translated by the author

РЕЗЮМЕ

Представлено проблемы поисков углеводородов в южной части Балтийского моря в связи с необходимостью охраны природной среды. На Восточно--Европейской платформе нефтегазоносными являются отложения древнего палеозоя, в которых в Прибалтике разведано 25 месторождений нефти — 24 в кембрийских и одно в ордовикских образованиях. В силуре находятся только непромышленные признаки. В Польше, на Лэбском поднятии разведано месторождение Дэмбки—Жарновец.

В западной части Балтики, на эпикаледонской платформе. в Польше на суше, разведаны месторождения газа в карбонских и нижнепермских отложениях, а нефти — в цехштейне. Перспективными являются также девонские осадки, а мезозой считается непродуктивным.

Поисковыми работами „Петробалта„ обнаружено в пределах акватории несколько месторождений нефти и газа в кембрийских отложениях советского и польского секторов с запасами свыше 20 млн. т. Отрицательные результаты получены в бурениях Западной Балтики.

Согласно Международной Хельсинской конвенции с 1974 года природная среда акватории тщательно охраняется против загрязнений, в том числе и во время поисковых работ. Буровая платформа „Петробалта„ построена согласно с международными стандартами, гарантирует полную изоляцию ствола скважины от воды и морского дна, а буровой раствор и технические стоки работают в замкнутом режиме с системой фильтров и сепараторов.

Все таки, опасаясь возможности загрязнения природной среды акватории в прибрежной зоне вблизи природного заповедника, советское правительство в 1986 году решило прекратить работы на постоянной эксплуатационной платформе на разработанном месторождении нефти ряыдом с Куринской косой.

Перевод автора