

PERSPEKTYWY ROPOGAZONOŚNOŚCI NA DUŻYCH GŁĘBOKOŚCIACH

UKD 553.981/.982.041.061.3(24:181km4000/8000)(100):550.822.6/.7+622.013+551.736(438)

Mimo że poszukiwania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na dużych głębokościach prowadzone są stosunkowo od niedawna, to spośród 130 basenów na świecie, posiadających pokrywę osadową o miąższości ponad 5 km, w 32 stwierdzono przemysłową ropogazoność. W obrębie tych basenów wykryto ponad 450 złóż ropy i gazu. Obecnie wiercenia do głębokości poniżej 4 km prowadzone są w 68 krajach. Wiercenia do większych głębokości podyktowane są koniecznością pokrycia wzrastającego deficytu zasobów węglowodorów, który staje się problemem ogólnosiwiatowym.

Powyższe dane oraz obecność wielu basenów o grubej pokrywie osadowej (w tym ponad 10–15 km), gdzie średnie głębokości prac poszukiwawczych nie przekraczają 3,5–4 km, stawia problem ropogazoności na dużych głębokościach jako najbardziej konieczny. Kwestie te przede wszystkim odnoszą się do obszaru Niżu Polskiego, w którego centralnej części głęboko zalegają paleozoiczne horyzonty perspektywiczne. Poszukiwania ropy i gazu w tych warunkach łączą się z dużymi trudnościami i kosztami, wzrasta również znaczenie wiarygodności i pewności prognozowania, opierającego się na badaniach warunków powstawania i prawidłowości rozmieszczenia złóż węglowodorów w pokrywie osadowej.

Wiadomo, że w wielu basenach ropogazonośnych świata w przedziale głębokości 4–8 km spotyka się nie tylko pojedyncze złoża ropy i gazu, ale i duże strefy ich nagromadzenia. Należy do nich częściowo basen permski w St. Zj., gdzie na głębokości 4–7,5 km odkryto złoża gazu, których rozpoznane zasoby wynoszą ponad 1,5 bln m³, a stanowią 50% ogólnie rozpoznanych zasobów węglowodorów w tym basenie. Najważniejszymi złożami są tu Gomez (280 mld m³), Pakett (182 mld m³) i in. odkryte w podniesieniach antyklinalnych, odzwierciedlających blokową budowę podłoża, a związane z osadami kambru, ordowiku i dewonu (14). Taka strefa nagromadzenia, o dużych zasobach gazu, znana jest także w przedgórskiej części Basenu Akwitańskiego. Złoża gazu Lacq i Mellon na

głębokości 4,5–6,5 km, z rozpoznanymi zasobami 250 i 80 mld m³, występują w podniesieniach antyklinalnych, skomplikowanych zmianami litologicznymi i związane są z osadami jurajskimi (14). Eksploatacja gazu z głęboko zalegających poziomów pokrywy osadowej Basenu Akwitańskiego na początku 1977 r. wynosiła 98% ogólnego wydobycia krajowego Francji.

Miąższą strefę nagromadzenia ropy i gazu odkryto w SE Meksyku w przedziale głębokości 3646–4625 m. Złoża wiążą się tu z osadami węglanowymi górnej kredy i występują w strukturach antyklinalnych (przypuszczalnie typu rafowego). Powierzchnie złóż dochodzą do 150 km². Większym obszarem nagromadzenia węglowodorów na dużych głębokościach jest zewnętrzna część megabasenu Zatoki Meksykańskiej, gdzie złoża gazu z zasobami do 100 mld m³ (złożo Bastian Bay i in.) występują w przedziale głębokości 4–7,2 km i związane są z osadami kenozoicznymi (14). W wielu basenach ropogazonośnych wykryto również oddzielne złoża ropy i gazu. Należy do nich złożo gazowe Morza Północnego (blok L-10/LP) o zasobach 150 mld m³, w przedziale głębokości 4150–4600 m. Złożo związane jest z osadami permskimi i występuje w dużej pałapce antyklinalnej. W takich samych osadach na Niżu Polskim na głębokości 3580 m odkryto złoża gazu Rokietnica i Lubinia, a w otworze Unisław IG-1 na głębokości 4536 m stwierdzono gaz o ciśnieniu złóżowym 823 atm.

Złożo ropy naftowej Lamar w basenie Maracaibo (Wenezuela), związane jest z węglanowymi osadami górnej kredy, zalegającymi na głębokości 3966–5186 m. Rozpoznane zasoby ropy w tym złożu wynoszą 137 mln t, jest ono ekranowane litologicznie i stratygraficznie. Ważnym dla Włoch jest Malossa w basenie Adriatyku, odkryte w osadach górnokredowych, w przedziale głębokości 5,5–6,1 km. Zasoby gazu wynoszą tu 50 mld m³, a kondensatu 50 mln t. W południowej Luizjanie, w osadach kredy, znane jest złożo gazu Falls River, które według wstępnych danych może znaleźć się wśród większych

złóż nie tylko na wybrzeżu Zatoki Meksykańskiej, ale i w St. Zj. Jest to prawdopodobnie struktura rafowa, zalegająca na głębokości 6035–6389 m (17).

Złoża ropy i gazu na głębokościach ponad 4 km znane są też z licznych basenów w Związku Radzieckim, a szczególnie z obszaru północnego Kaukazu, zapadliska dniewrowsko-donieckiego, przedkaspjskiego i południowokaspjskiego wraz z Morzem Kaspjskim. I tak np. tylko w zapadlisku południowokaspjskim obecnie odkryto 17 wysokoproduktywnych złóż ropnych i gazowokondensatowych, z których 9 znajduje się w akwenu kaspjskim. Najważniejsze z nich: Bułła-Morie (4500–6026 m), Bachar (4200–5009 m) i Barsa-Gelmes (3970–4450 m) związane są z podniesieniami antyklinalnymi.

W zapadliskach – tersko-kaspjskim i indolo-kubańskim północnego Kaukazu, na głębokościach ponad 4 km odkryto głównie złoża ropy naftowej w osadach mezozoicznych i kenozoicznych (Benoi, Eldarowo, Oktiabrskoje, Lewkiskoje i in.). W zapadlisku dniewrowsko-donieckim na głębokościach 4–5 km znane są złoża zarówno ropne (Glińsko-Rozbyszewskoje, Anastasjewskoje), jak i gazowe (Radiackoje, Rasznowskoje i in.) związane z osadami karbońskimi.

Bardzo ważne znaczenie ma odkrycie na obszarze zapadliska przedkaspjskiego (antykлина astrachańska), gdzie w złożach Szirajewskim i Wołożkowskim udokumentowano przemysłowe przyływy ze skał węglanowych środkowego karbonu (wyływ gazu z głębokości 4100 m wynosi ponad 400 000 m³/d).

Baseny ropogazowe, w których udokumentowano obecnie przemysłowe nagromadzenia węglowodorów na dużych głębokościach, genetycznie związane są z najróżniejszymi strukturalno-tektonicznymi elementami skorupy ziemskiej, w tym:

- z osadami paleozoicznymi zapadlisk wewnątrzplatformowych (basen permski i zachodnio-wewnętrzny na platformie północnoamerykańskiej, zapadlisko dniewrowsko-donieckie i przedkaspjskie – platformy wschodnioeuropejskiej), obniżen przedgórskich o starych założeniach (przedappalskich na platformie północnoamerykańskiej, przeduralskich na platformie wschodnioeuropejskiej, mezopotamskich na platformie arabskiej i in.);

- z osadami mezozoicznymi i kenozoicznymi młodych platform (Morze Północne), brzeżnych części starych platform (zapadlisko Syrta platformy afrykańskiej, basen wewnętrzny solonożny platformy północnoamerykańskiej), obniżen śród- i przedgórskich zapadlisk aktywizacji alpejskiej (basen południowokaspjski, baseny Kalifornii); epiplatformowych orogenów (baseny Gór Skalistych) itd.

- z osadami kenozoicznymi brzeżnych części starych, i być może, młodych platform (basen wybrzeża Zatoki Meksykańskiej, najbardziej wygięta część Morza Północnego), śród- i przedgórskich zapadlisk aktywizacji alpejskiej (basen południowokaspjski, baseny Kalifornii); epiplatformowych orogenów (baseny Gór Skalistych) itd.

Zasadniczo, na obszarach starych platform, na głębokości 5–6 km, niezależnie od wieku i rodzaju skał otaczających, powstają głównie złoża gazowe. Jedno z najgłębszych na świecie złóż gazowych rozciąga się w zapadlisku Anadarc (St. Zj.) na głębokości 7875 m. W 1977 r. w tym samym zapadlisku otrzymano przemysłowy przyływ gazu z rekordowej głębokości 8052 m. Na młodych platformach, w przedziale 5–6 km, obok złóż gazowych, dostatecznie szeroko rozpowszechnione są też nagromadzenia ropy. W poszczególnych wypadkach złoża ropy naftowej spotyka się na głębokości ponad 6 km (złożo Lake-Washington występujące w basenie Zatoki Meksykańskiej na głębokości

6540 m). Ogólnie, poniżej 6–7 km spotyka się głównie tylko złoża gazowe.

Znane obecnie złoża ropy i gazu, charakteryzujące ropogazonością na dużych głębokościach, często wyróżniają się dużym poziomem ropogazoności, znaczną powierzchnią produktywną i wysokim stopniem wypełnienia pułapek. Wszystkie te fakty świadczą o tym, że ropogazoność na dużych głębokościach nie jest wyjątkiem i ma charakter regionalny. Jednak mechanizm powstawania złóż tak głęboko zalegających pozostaje jeszcze niedostatecznie zbadany. Zasadnicze znaczenie ma odpowiedź na pytanie: czy złoża ropy i gazu mogły powstawać w warunkach, odpowiadających dużym głębokościom, czy też zalegające obecnie na dużych głębokościach złoża występowały w czasie powstawania w zwykłych warunkach termodynamicznych, właściwych powstawaniu większości złóż?

Pytanie to ma zarówno teoretyczne, jak i praktyczne znaczenie w sferze prognozowania ropogazoności na dużych głębokościach, a więc i dla efektywności prac poszukiwawczych. Problem powstawania złóż na tych głębokościach ma dwa podstawowe aspekty (geochemiczny i geologiczny), obejmujące głównie analizę warunków sprzyjających migracji, akumulacji i zachowaniu węglowodorów.

Wychodząc od ogólnych pojęć teoretycznych o procesach powstawania ropy i gazu, będących nieuniknionym następstwem katagenetycznego przeobrażenia rozproszonej substancji organicznej, można przypuszczać, że procesy wytwarzania ciekłych i gazowych węglowodorów występują w dostatecznie szerokim zakresie głębokości. Najważniejszym czynnikiem katagenetycznym jest temperatura. Bezsporny wpływ temperatury na substancję organiczną jest uwarunkowany wzrostem katagenetycznej substancji organicznej z głębokością i procesami metamorfizmu kontaktowego, co także potwierdzono eksperymentalnymi przeobrażeniami substancji organicznej przy podwyższonych temperaturach. Ciśnienie wykazuje odwrotny wpływ. Im większe ciśnienie, tym przy wyższej temperaturze osiąga się jednaki stopień katagenetyczny, tj. ciśnienie hamuje proces katagenetyczny (11).

Określony wpływ na tempo katagenetycznej substancji organicznej ma również skład litologiczny skał. Według większości badaczy, w jednakowych, stałych warunkach, zdolność refleksyjna wityritu wzrasta w szeregu piaskowiec – iłolitek – węgiel (7). W rejonach rozwoju tektoniki solnej, dzięki wysokiemu przewodnictwu cieplnemu soli, często również na znacznych głębokościach katagenetycznej substancji organicznej ma anomalnie niskie wartości. Zwraca na siebie uwagę również określona kierunkowość w rozwoju procesów katagenetycznych. Dla rejonów charakteryzujących się szybkim, z geologicznego punktu widzenia, pograżeniem skał osadowych, zauważa się opóźnienie stopnia katagenetycznego w stosunku do wzrostu temperatury. Opóźnienie to może niekiedy osiągnąć dowolną wielkość, do 30°C (11) i wtedy dla powstania procesów wytwarzania węglowodorów potrzebne jest znacznie większe pograżenie.

Określony wpływ na charakter i stopień przeobrażenia rozproszonej substancji organicznej wykazuje też czynnik czasu. Jak wykazują badania (1) osiągnięcie tego samego stadium katagenetycznej substancji organicznej starych (zwłaszcza paleozoicznych) osadów dokonywało się pod wpływem niższych temperatur niż substancja organiczna tego samego typu genetycznego osadów mezozoicznych. Wielu badaczy uważa, iż przy obecności w profilu miąższych warstw ilastych, ubogich w kolektory, początek intensywnych procesów tworzenia się ropy ma miejsce przy znacznie większych pograżeniach i temperaturach.

W świetle powyżej przedstawionych faktów, procesy

wytwarzania, włączając płynne węglowodory, mogą zachodzić na różnych poziomach hipsometrycznych, a przy określonych warunkach rozciągać się na znaczne głębokości, w tym ponad 5–6 km. Dolna granica strefy powstawania ropy naftowej w wielu wypadkach zależeć będzie zarówno od charakteru i warunków pogrzebania substancji organicznej i otaczających ją skał, jak i szybkości pogrążenia osadów, ich wieku i miąższości, obecności przerw, geotermicznych własności basenu itd.

Możliwość powstawania ropy w warunkach wysokich temperatur potwierdzona jest głównie badaniami geochemicznymi, przeprowadzonymi w głębokim otworze Baden I (zapadlisko Anadarco, zachodni basen wewnętrzny). W dolnopaleozoicznych osadach terygenicznym, wzbogaconych sapropelowym typem substancji organicznej w przedziale głębokości 8590–8680 m zawartość sapropelu organicznego dochodzi do 2–6%, a w bitumicznej części substancji organicznej w dół profilu zauważa się zwiększenie zawartości węglowodorów parafinowych i obniżenie aromatycznych (20). Dane te wskazują na to, że w niektórych wypadkach również w skałach terygenicznym powstawanie węglowodorów nie ustaje na głębokości 9000 m.

Dolny zasięg przemysłowej gazonośności przez większość badaczy ustalany jest na granicy przejścia węgla kamiennych w antracytowe (na granicy apokatagenezy i metagenezy – 9, 10). Nie ustalono dotychczas skał powstawania węglowodorów, ale istnienie tego procesu w warunkach dużych głębokości potwierdzone jest badaniami geochemicznymi i termodynamicznymi. Można uważać za udowodnione, że w temperaturach i ciśnieniach, właściwych dla dużych głębokości, zachowują się warunki sprzyjające powstawaniu węglowodorów lotnych, a w wielu wypadkach i ciekłych.

Przy ocenie ropogazonośności na dużych głębokościach trzeba wykazać ostrożność analizując złoża ropy i gazu, które powstały na wyższych poziomach hipsometrycznych. Złoża takie w procesie pogrążenia mogły nie tylko osiągnąć znaczne głębokości, ale i pod wpływem zmieniających się warunków środowiska, zmienić swoją postać fazowo-genetyczną (rozpuszczenie gazu w ropie, wsteczne wyparowanie i wreszcie zniszczenie ropy).

Równie ważnym zagadnieniem jest problem migracji węglowodorów, których desorbentem i rozpuszczalnikiem mogą być albo woda, albo skompresowane gazy. Rezultaty przeprowadzonych w tym kierunku badań wykazały, że dehydratacja minerałów ilastych, przy ich epigenetycznym przeobrażeniu dokonuje się w bardzo szeregowej skali głębokości aż do 8 km (12, 18). Przy czym w warunkach wzrastających ciśnień i temperatur określoną rolę zaczynają odgrywać wody związane, których rola jako rozpuszczalników, znacznie wzrasta w miarę pogrążenia osadów.

W miarę pogrążenia osadów, a szczególnie na głębokościach ponad 3,5–4 km, zaczyna uwidaczniać się również gazowa ekstrakcja węglowodorów. W tych warunkach procesy migracji mogą zachodzić nie tylko w stanie rozpuszczenia w wodzie, ale i w jednofazowym stanie gazowym.

Niezbędnym warunkiem powstawania przemysłowych nagromadzeń ropy i gazu jest obecność pułapek i skał – kolektorów. Materiały z głębokich wierceń i dane eksperymentalne wykazują, że porowatość skał pod wpływem superwysokich ciśnień w wielu przypadkach nie ulega istotnym zmianom. W ZSRR praktycznie potwierdzono obecność na głębokościach do 7–8 m warstw skalnych z anomalnie wysokimi własnościami zbiornikowymi (zapadlisko dnieprowsko-donieckie, przeduralskie, przedkarpackie itd.). Brak regularnego pogorszenia własności zbiornikowych skał terygenicznym z głębokością stwierdzono w licznych basenach ropogazonośnych świata.

Znane są też wypadki, kiedy porowatość wzrasta z głębokością, np. na złożu Bastian-Bay (Zatoka Meksykańska) skały charakteryzują się porowatością ok. 20% w przedziale 3300–4000 m i 30% na 4500–6000 m. Zachowanie wysokich wskaźników porowatości i przepuszczalności na dużych głębokościach według wielu badaczy uwarunkowane jest stosunkowo niską zawartością substancji cementującej (5). Podają to w swych opracowaniach: G. Knebel, M. Powers, L.B. Ruchin i wielu innych badaczy (2, 16, 18), przypuszczając też, iż głównym czynnikiem zmniejszenia przestrzeni porowej jest osadzenie cementu międzyziarnistego i tylko przy bardzo wysokich temperaturach i ciśnieniach – kosztem rozdrobnienia ziarn kwarcowych. Jednocześnie należy wziąć pod uwagę, że określone, związane z tym zjawiskiem obniżenie parametrów fizycznych z głębokością, kompensowane jest wzrostem przepuszczalności, spowodowanej szczelinowatością oraz polepszeniem własności filtracyjnych samych roztworów węglowodorowych, a mianowicie: obniżeniem lepkości i gęstości ropy, a podwyższeniem nasycenia gazem itd.

Granularnym typem kolektorów na większych głębokościach charakteryzują się młode skały kenozoiczne, kształtujące zapadliska śródgórskie tektogenezy alpejskiej i brzeżne części starych platform (zewnętrzna część megabasenu Zatoki Meksykańskiej, basen południowokaspijski i in.). Porowatość i przepuszczalność takich skał zbiornikowych na głębokościach 5–6 km jest jeszcze wystarczająco wysoka. Zachowanie skał zbiornikowych typu granularnego w skałach mezozoicznych i młodopaleozoicznych jest w mniejszym stopniu możliwe, jednak i takie przypadki są znane. Są to dobrze wysortowane piaskowce deltowe czerwonego spągowca w basenie środkowoeuropejskim, dewon Wołgo-Uralu, jura Przedkawkazja itd.

Dominującym typem skał zbiornikowych na dużych głębokościach są skały węglanowe z własnościami zbiornikowymi typu szczelinowego, charakteryzujące się niską porowatością i wysoką przepuszczalnością. Dla skał węglanowych dolnopaleozoicznych i mezozoicznych zauważa się wzrost porowatości z głębokością: dla kambriu-ordowiku od 2% na głęb. 2–3 km do 8% na głęb. 6–7 km; dla dewonu od 3% na głęb. 2–4 km do 18% na głęb. 6,5 km; dla mezozoiku od 5% na głęb. 3 km do 10–11% na głęb. 6 km. Przepuszczalność skał zbiornikowych – węglanowych na dużych głębokościach jest dość wysoka – do 400 mdcy.

Pojemnościowe i filtracyjne własności skał węglanowych wzrastają z głębokością kosztem wykształcenia wtórnej porowatości i przepuszczalności, przy czym znaczenia nabierają procesy rozpuszczania kalcytu. Przy $T = 370^{\circ}\text{C}$ i $P = 200$ atm jego rozpuszczalność w wodzie wzrasta 20 razy w porównaniu z warunkami normalnymi. Według niektórych danych (6) rozpuszczanie węglanów w warunkach słabego natężenia pola termicznego może zaczynać się na głębokościach 4–7 km. W tym przedziale powstają zwykle strefy zmienności zgęstnienia i cementacji skał, zawierających węglany. Chemiczne nasycenie i rozpuszczenie w wyniku ruchu gorących roztworów również zwiększa (mechanicznie i chemicznie) szczelinowatość węglanów na dużych głębokościach, polepszając ich pojemność i własności filtracyjne.

Najbardziej sprzyjającymi strefami dla powstawania mikro- i makroszczelinowatości w skałach terygenicznym i węglanowych są obszary o podwyższonym naprężeniu tektonicznym (4). Jak wykazały liczne badania, w procesach polepszenia własności pojemnościowych skał zbiornikowych szczególną rolę zaczynają odgrywać anomalnie wysokie ciśnienia warstwowe (AWCW), których strefy rozwoju są szeroko rozpowszechnione na dużych głęboko-

ściach. Zjawiska takie zauważono w zachodniej brzeźnej strefie zapadliska przedkaspjskiego, basenie wybrzeża Zatoki Meksykańskiej, basenie zachodniowewnętrzny, gdzie razem z postępującym zagęszczeniem skał terygenicznych w strefach AWCW zauważono zjawiska rozrzedzenia nie tylko skał ilastych, ale i piaskowcowych, połączone z silnym odsoleniem wód (15, 19). Polepszenie pojemnościowych i filtracyjnych własności skał zbiornikowych w strefach AWCW stwierdzono także w dolomitach jury i kredy wewnętrznego basenu solonośnego, SE Meksyku, Maracaibo, a także w zdolomityzowanych wapieniach kambro-ordowiku basenu permskiego (St. Zj.) i basenu permskiego Polski.

Jeśli chodzi o skały ekranujące na dużych głębokościach, to ogólnie własności ekranujące skał osadowych obniżają się i w rezultacie skała przykrywająca może stać się szczelinowatym zbiornikiem (3). Jednak, jak wykazały badania eksperymentalne z mechaniki skał, w warunkach wysokich temperatur i ciśnień polepszają się ekranujące własności niektórych wapieni i anhydrytów. Razem z solą skały te mogą być głównymi ekranami dla głęboko zalegających złóż ropy i gazu. Możliwe, iż ekranem na dużych głębokościach będą łupki ilaste, nabywające własności plastycznych w strefach wysokich temperatur i ciśnień.

Również należy brać pod uwagę to, iż wiele złóż węglowodorów, nawiercanych obecnie na dużych głębokościach, mogło powstać w zwykłych warunkach, tj. na głębokościach, charakteryzujących się dostatecznie wysokimi własnościami pojemnościowymi skał, o rozprzestrzenieniu regionalnym. Wtedy wtórne (epigenetyczne) procesy, warunkujące w wielu wypadkach pogorszenie własności zbiornikowych z głębokością, w znacznym stopniu opóźniają się lub całkowicie ustają na obszarze występowania węglowodorów. Fakty te, w znacznym stopniu zwiększają perspektywiczność występowania ropy i gazu na dużych głębokościach i pozwalają mieć nadzieję na odkrycie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego również w tych rejonach, gdzie skały osadowe mają regionalnie niskie własności zbiornikowe.

W ten sposób na podstawie uogólnienia i analizy danych odnośnie do ropogazoności na dużych głębokościach z uwzględnieniem podanego powyżej przeglądu istniejących poglądów, dotyczących warunków powstawania złóż ropy i gazu w przedziale 4–8 km w basenach ropogazoności różnego typu można dojść do podstawowych wniosków:

1. Powstawanie złóż węglowodorów w strefach osiowych zapadlisk, gdzie występują podwyższone temperatury i anomalnie wysokie ciśnienia warstwowe, stagnacyjny reżim hydrodynamiczny i progresywne zdiagenezowanie skał terygenicznych, jest procesem złożonym i wielostronnym, lecz całkowicie realnym.

2. Ropogazoność na dużych głębokościach zachodzi zarówno kosztem skał macierzystych (zalegających głęboko), jak i kosztem nagromadzeń ropy i gazu, powstałych na wyższych poziomach hipsometrycznych i pograżonych na znaczne głębokości w późniejszych etapach rozwoju regionu.

3. Skała powstawania zarówno ciekłych, jak i gazowych węglowodorów na głębokości 4–8 km w basenach wypełnionych osadami mezozoicznymi i kenozoicznymi (zapadlisko południowokaspjskie, Morze Północne, wybrzeże Zatoki Meksykańskiej), a także w basenach na obszarze starych platform o osłabionym reżimie geotermicznym i regionalnym rozprzestrzenieniu miąższego nadkładu solonośnego jest dostatecznie duża i uwarunkowana jest obecnością znacznej ilości skał macierzystych.

4. Na dużych głębokościach, wskutek wzrostu tempera-

tury i ciśnień, procesy migracji węglowodorów w jednofazowym gazowym i wodnym stanie znacznie upraszczają się kosztem podwyższenia zdolności rozpuszczania wolnej i związanej wody, obniżenia sił kapilarnych, zwiększenia objętości i sprężystości powstających w przestrzeniach porowych generatorów syngenetycznych gazów, zdolnych do rozpuszczania węglowodorów ciekłych.

5. W miarę postępującego z głębokością zagęszczania skał granularnych ich własności zbiornikowe w skałach mało ściśliwych (piaskowcach kwarcowych) mogą ulegać niewielkim tylko zmianom. Podobnie jest w przypadku wczesnego powstania złóż ropnych lub gazowych w takich skałach zbiornikowych, które w ostatnich etapach rozwoju regionu zostały pograżone na znaczne głębokości. W skałach węglanowych i granularnych o węglanowym cementcie ze wzrostem głębokości zalegania polepszają się ich pojemnościowe i filtracyjne własności kosztem wtórnych epigenetycznych przeobrażeń skał zawierających węglany i powstają sieci dodatkowych szczelin w strefach maksymalnego naprężenia tektonicznego.

6. Ekranem na dużych głębokościach wraz z solą mogą być niektóre odmiany wapieni i anhydrytów, a prawdopodobnie i łupki ilaste, przybierające stan plastyczności w wysokich temperaturach i ciśnieniach.

7. Strefami korzystnymi dla powstawania złóż węglowodorów mogą być strefy rozwoju AWCW, gdzie zachowują się pierwotne pojemnościowe i filtracyjne własności zbiornikowe typu granularnego i szczelinowego. Jednocześnie generacja ropy i gazu w tych warunkach jakby się zatrzymała i uruchomienie ropo- i gazo-macierzystego potencjału w takich przypadkach następuje znacznie później przy pograżeniu skał macierzystych na duże głębokości.

8. Odkrycie na dużych głębokościach przemysłowych złóż ropy i gazu, wysoki stopień wypełnienia pułapek i częstotliwość spotykania struktur produktywnych oraz obfitość zasobów w głębokich zapadliskach itd. świadczą o sprzyjających warunkach powstawania złóż ropy i gazu w przedziale głębokości 4–8 km.

9. Środkowoeuropejska prowincja ropogazonośna, a w tym i basen permski Polski, charakteryzuje się wszystkimi powyższymi dodatnimi kryteriami przemysłowej ropogazoności osadów paleozoicznych, zalegających na głębokości ponad 4000 m, w związku z czym poszukiwania złóż gazu, a być może i ropy w tych osadach są realne i dostatecznie efektywne.

LITERATURA

1. G o l d b e r g I.S. i in. — Istorija projawljenija glawnoj fazy nieftieobrazowanija w terrygiennych porodach mezozoja i paleozoja. Geologija Niefti i Gaza 1976 nr 3.
2. D w a l i M.F. i in. — O pierspektiwach poiskow niefti i gaza na bolszych glubinach na tierrytorii SSSR. 1965.
3. J e r e m i e n k o N.A. i in. — Kalicestwiennaja ocenka ekranirujuszczich swojstw pokryszek zalezij niefti i gaza. Tiezisy dokladow, Lwow 1977.
4. K o p y s t j a n s k i j R.S. — Tiektonofiziczeskije aspekty izuczenija miestorożdienija uglewodorodow. Ibidem.
5. Ł a p i n s k a j a T.A. i in. — Sostojanije i zadaczi sowietsoj litologii. Sbornik — Nauka 1970.
6. M i n s k i j N.A. — Formirowanije nieftienosnych porod i migracii niefti. Niedra 1975.
7. P a r p a r o w a G.M. i in. — Wlijanije fiziko-geologiczeskich faktorow na katageniez rassiejannogo organiczeskogo wieszczestwa w raznych geotiektoniczes-

- kich oblastjach. Izd. AN SSSR, sierija geologija 1979 nr 7.
8. Simonienko W.F. — Mechanizmy zapolnienia prirodnych rezerwuarow swobodnom gazom i neftju. Trudy WNIgaz — Niedra 1975.
 9. Sokołow W.A. — Processy obrazowanija i migracji niefti i gaza. Niedra 1975.
 10. Sokołow W.A., Simonienko W.F. — Ewolucija gazoobrazowanija w processie uglefikacji (po eksperimientalnym dannym). Geologija Niefti i Gaza 1977 nr 12.
 11. Stanow W.W. — O katagenezie uglei. Izd. AN SSSR — sierija geologija 1980 nr 5.
 12. Burst J.F. — Diagenesis of Gulf Coast clays sediments and its possible relations to petroleum migrations. Biul. AAPG 1969 nr 1.
 13. Chapman R.E. — Clays with abnormal interstitial fluids pressures. Ibidem 1972 nr 4.
 14. International Petroleum Encyclopedia. Oklahoma 1977.
 15. Karnkowski P. i in. — Przyczynek do zagadnienia formowania się złóż gazu w terygenicznych utworach na obszarze dolnego permu Polski. Nafta 1979 nr 11.
 16. Knebel G., Rodrigues E. — Habitat of some oil. Biul. AAPG 1956 nr 4.
 17. Oil and Gas Journal. 1976 nr 51.
 18. Powers M.G. — Fluids-Release Mechanism in compacting marine mudrocks and their importance in oil exploration. Biul. AAPG 1967 nr 7.
 19. Smith D.Y. — Interstitial water, composition and geochemistry of deep Gulf Coast shales and sandstones. Ibidem 1973 nr 2.
 20. World Oil. 1973 nr 5.

S U M M A R Y

The possibilities of search for oil and gas accumulations at depths over 4000 m are discussed. The perspectives of discoveries of deep-seated hydrocarbon deposits are presented along with analysis of technical difficulties and costs of the search.

The comparisons of oil- and gas-bearing basins from various parts of the world are accompanied by discussions on the origin of hydrocarbon deposits, their structure and tectonics and reservoir properties of rocks. After analysis data concerning oil and gas potential of deep-seated (at 4–8 km depths) rock formations, there are presented 9 major conclusions. It follows from the conclusions that Polish part of the Permian Basin is perspective from the point of view of search for gas and even oil deposits but at depths greater than 4000 m.

Р Е З Ю М Е

В статье рассмотрены возможности поисков месторождений нефти и газа на глубинах свыше 4000 м. Кроме перспектив поисков месторождений углеводородов на больших глубинах авторы анализируют технические затруднения и стоимость этих работ.

Сравнены разные нефтегазоносные бассейны мира и описан генезис месторождений углеводородов, их строение, тектоника и коллекторские свойства горных пород. На основании анализа данных по нефтегазоносности больших глубин (4–8 км), авторы представили 9 основных выводов. Из них вытекает, что пермский бассейн Польши является перспективным в области поисков прежде всего газа, но также и нефти на глубинах свыше 4000 м.