KONSTANTIN FOMKIN, PIOTR KARNKOWSKI

Zjednoczenie Górnictwa Naftowego i Gazownictwa

PODSTAWOWE PRAWIDŁOWOŚCI FORMOWANIA I ROZMIESZCZENIA ZŁÓŻ ROPY NAFTOWEJ I GAZU ZIEMNEGO NA PRZYKŁADZIE MŁODYCH PLATFORM EPIPALEOZOICZNYCH

UKD 553.981/.982.23.061.3/.4:551.76:551.242.5:551,7(24:181km²/4)(438:251)

Historia prac geologiczno-poszukiwawczych świadczy o wzroście efektywności poszukiwań złóż surowców wraz ze wzrostem poziomu wiedzy o warunkach ich powstania. Jednakże, pomimo znacznych osiągnięć w tej dziedzinie, problem formowania się złóż, a szczególnie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, należy przy dzisiejszym stanie wiedzy do najtrudniejszych zagadnień. Złożoność tego problemu spowodowana jest głównie zróżnicowaniem procesów fizyko-chemicznych oraz paleotermodynamicznych zachodzących w skorupie ziemskiej.

Obecnie coraz więcej uwagi poświęca się prawidłowości rozmieszczenia złóż i analizie genetycznych związków wynikających z procesów migracji i akumulacji węglowodorów. Badania te prowadzi się na podstawie różnorodnych metod, włączając najnowsze osiągnięcia w dziedzinie geochemii i procesów katagenezy. Osobliwe miejsce w tym problemie zajmuje kwestia formowania się złóż ropy i gazu ziemnego w obrębie młodych platform, dla których charakterystyczna jest głównie obecność pełnego genetycznego szeregu nagromadzeń węglowodorów od gazowych do gazowokondensatowych, co rzadko jest spotykane w warunkach starych elementów strukturalnych. W odróżnieniu od starych — młode platformy, mające zazwyczaj heterogeniczne podłoże kaledońsko-waryscyjskiej konsolidacji, charakteryzują się ostro zaznaczoną strefowością rozmieszczenia węglowodorów. Strefowość ta wyraża się w różnym nagromadzeniu węglowodorów ciekłych w jednych rejonach i gazu w drugich.

Wyraźnie odróżnia się także i przedział ropogazonośności: w warunkach młodych platform zasoby ropy przeważnie występują w interwale głębokościowym od 1 do 4 km. W warunkach starych platform główne zasoby ropy naftowej koncentrują się na głębokości do 2 km. Wszystkie złoża młodych platform, cechują się rozwojem elementów strukturalno-tektonicznych pogrążających się w ciągu długotrwałego czasu.

Ogólną prawidłowością charakterystyczną dla młodych platform jest zróżnicowanie w rozmieszczeniu złóż węglowodorów, które są odbiciem złożonych procesów, a głównie rozwoju tektonicznego, miąższości i szybkości nagromadzenia osadów, warunków przeobrażenia rozproszonej substancji organicznej (RSO), jej metamorfizmu i geotermicznego przeobrażenia.

Wyjaśnienie tych zjawisk oznaczałoby zrozumienie wzajemnej zależności procesów rządzących formowaniem złóż ropy i gazu ziemnego, a tym samym powiększenia naszych możliwości prognozowania poszukiwań tych surowców. Przystępując do takiego rodzaju analizy trzeba przede wszystkim mieć na uwadze to, że węglowodory są ruchliwą substancją, podlegającą wpływom zewnętrznego środowiska w ciągu całego swego istnienia.

W związku z tym trzeba podkreślić, że rozmieszczenie złóż ropy i gazu ziemnego często uzależnione jest od współczesnych warunków geologicznych, hydrogeologicznych i litologiczno-facjalnych. Praktyka światowa wykazała, że wpływ tych uwarunkowań bywa niekiedy na tyle znaczny, że przypada im dominująca rola w rozmieszczeniu złóż węglowodorów w pułapkach.

Wpływ ten w warunkach młodych platform był w większości wypadków minimalny. Jak wykazała analiza zarówno pułapki produktywne, jak i nieproduktywne charakteryzują się zbliżonymi parametrami. Praktycznie biorąc nie zauważa się żadnej zależności ani od typu pułapki, ani od fizycznych cech i miąższości kolektora. Nie występuje także związek charakterystyczny z miąższością serii uszczelniających, hydrochemicznymi własnościami wód złożowych, ich temperaturą itd.

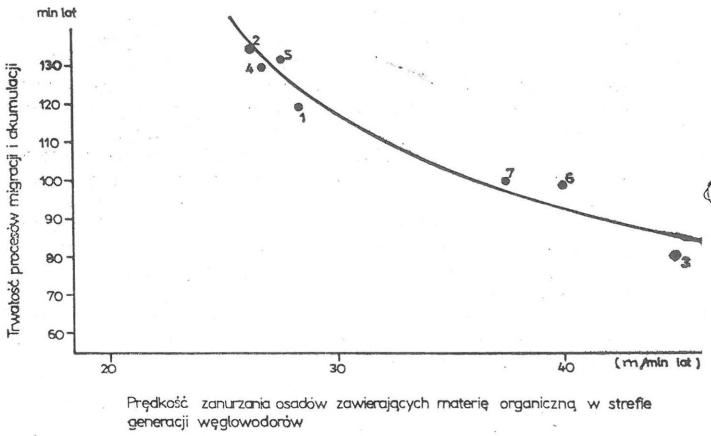
Wszystko to w jednakowym stopniu odnosi się do stref z przewagą roponośności jak i gazonośności. Przy okazji należy zaznaczyć, że przewaga gazonośności wiązana jest często z właściwościami rozproszonej substancji organicznej (RSO). Jednakże, jak wykazały analizy składu RSO, w obrębie osadów mezozoicznych młodych platform występuje zazwyczaj mieszany humusowo-sapropelowy lub sapropelowo-humusowy typ substancji organicznej (SO), które mogły regenerować zarówno węglowodory ciekłe, jak i gazowe.

Badania wykazały, że jednym z najważniejszych kryteriów mających wpływ na rozmieszczenie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego jest czynnik strukturalno-tektoniczny. Retrospektywna analiza rozwoju zarówno dużych elementów tektonicznych młodych platform, jak i lokalnych podniesień wskazuje na szeroki przedział czasu ich formowania. Jako prawidłowość, w obrębie młodych platform, przeważają pułapki o starszych założeniach (jurajskich i kredowych). Oprócz tego dość szeroko rozwinięte są pułapki młodego wieku (paleogen — neogen) powstałe w warstwach jurajskich i kredowych w alpejskim etapie tektogenezy.

Te ostatnie są charakterystyczne szczególnie dla części skrajnych platform epipaleozoicznych, które są ograniczone alpejskimi strefami fałdowymi. Jak wykazała analiza, starsze pułapki, mezozoiczne częściej zawierają węglowodory. Wśród wyniesień mezozoicznych powstałych w wieku paleogen — neogen nagromadzenia węglowodorów są zazwyczaj rzadsze i charakteryzują się strefowym przestrzennym rozmieszczeniem. W jednych rejonach zawierają one ropę i gaz ziemny, a w innych — wodę złożową. Każdy obszar ropo-gazonośny ma swoją górną wiekową granicę akumulacji, powyżej której powstanie pułapek nie sprzyjało już nagromadzeniu się w nich węglowodorów. Wszystko to wskazuje na fakt, że kontynuacja procesów migracji i akumulacji węglowodorów w warunkach młodych platform była różna; w jednych wypadkach ograniczona jest do okresu kredy, w drugich — obejmowała późniejsze etapy historii rozwoju basenu. Czas w formowaniu się wyniesień w mezozoiku wywarł znaczny wpływ na charakter rozmieszczenia złóż węglowodorów.

Przebieg procesów migracji i akumulacji węglowodorów bardzo ściśle wiąże się z prawidłowościami rozwoju basenów sedymentacyjnych i jest w głównej mierze funkcją szybkości pogrążania osadów (ryc. 1). Im większa prędkość osadzania tym dynamiczniej i szybciej przebiegają procesy migracji węglowodorów i na odwrót. Jednocześnie stwierdzono, że bez względu na różnorodność przebiegu procesów migracji i akumulacji węglowodorów ich końcowa faza wszędzie jest związana z pogrążeniem serii macierzystych w przedziale 3500—4500 m.

Na podstawie wielu badań (8, 3, 7) ustalono, że proces przeobrażenia RSO pod wpływem narastających temperatur przebiega początkowo w kierunku stopniowego tworzenia się bituminów i zwiększenia się w nich zawartości węglowodorów. Tendencja ta występuje do określonej głębokości, poniżej której omawiany proces przebiega w odwrotną stronę. Zaznacza się wtedy wzrost ogólnej kwasowości bituminów, obniża się wskaźnik bitumiczności.

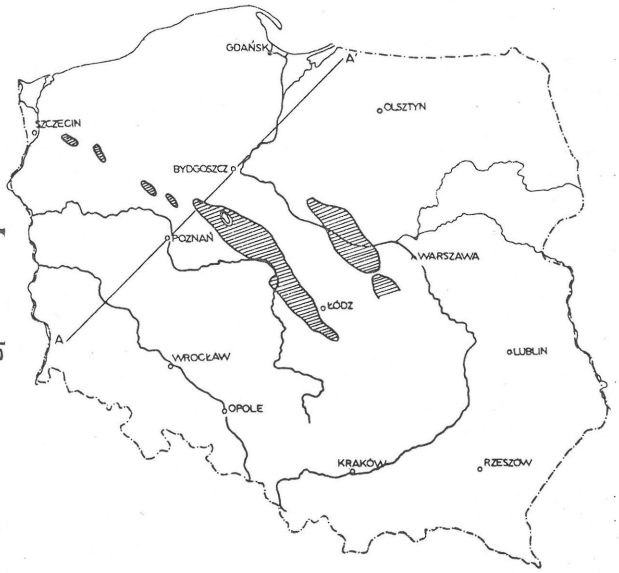


Ryc. 1. Zależność trwania procesów migracji i akumulacji węglowodorów od prędkości zanurzania kompleksów skał macierzystych.

1 — Syberia Zachodnia (KI), 2 — obszar Przedkaukazia wschodniego (J_3) i 3 — zachodniego (KI), 4 — Azja Środkowa (KI), 5 — Niż Polski (J_3), 6 — obszar Przedkaukazia zachodniego (J_3) i 7 — wschodniego (KI).

Fig. 1. Dependence of duration of processes of hydrocarbon migration and accumulation on the rate of submergence of parent rock complexes.

1 — western Siberia (KI), 2 — eastern foreland of the Caucasus (J_3), 3 — western foreland of the Caucasus (KI), 4 — central Asia (KI), 5 — Polish Lowlands (J_3), 6 — western foreland of the Caucasus (J_3), 7 — eastern foreland of the Caucasus (KI).



Ryc. 2. Serie macierzyste mezozoiku.

//// strefy zalegania stropu utworów jury środkowej poniżej głębokości 2000 m, A—A' — linia przekroju.

Fig. 2. Parent Mesozoic series.

//// zones of occurrence of top surface of the Middle Jurassic at depth over 2000 m, A—A' — line of cross-section.

Ten przełomowy moment w jakościowym składzie SO odpowiada początkowej aktywnej migracji węglowodorów (główna strefa ropotwórczości — GSR) i jako prawidłowość związana jest z długopłomiennym stadium metamorfizmu i temperaturą 70—90°C, co potwierdzają dane o odbijających własnościach witrynitu.

Biorąc pod uwagę różne warunki geotermiczne charakteryzujące poszczególne baseny, górna granica GSR rozciąga się na bardzo różnych poziomach — od 1500 do 3000 m.

Określony wpływ na szybkość przeobrażenia SO ma także litologiczny skład skał. Udowodniono, że przy jednakowych gradientach temperatur tempo uwęglenia narasta w kierunku piaskowiec — mułowiec — węgiel. Duży wpływ na obniżenie tempa uwęglenia ma obecność w skałach materiału węglanowego. Przeprowadzone w szerokim zakresie badania geologiczne i geochemiczne wykazały, że w warunkach rozpatrywanych młodych platform, charakteryzujących się podobnymi gradientami geotermicznymi (średnio 3,5—4,5°C/100 m) i podobnymi warunkami litofacjalnymi, procesy migracji węglowodorów zaczynają być zauważalne przy osiągnięciu przez serię macierzystą głębokości około 2000 m.

Poczynając od określonej głębokości (dla naszego przypadku od 3500 do 4000 m) zachodzi szybki wzrost polikondensacji pozostałej SO, świadczący o tym, że macierzysty potencjał kerogenu w danym przedziale głębokości jest praktycznie szczerpany. W tych warunkach następuje silne przeobrażenie RSO, nie pozostaja w niej prawie składniki lipidowe, z których w głównej mierze powstają płynne węglowodory. W rejonach, gdzie skały miecierzyste pogrążają się na większe głębokości (6—8 km) odbywa się wydzielanie tylko weglowodorów gazowych, co potwierdza się obecnością maksymalnego nasycenia gazami wód złożowych.

Z pozycji historycznych można objaśnić i inną zależność, a mianowicie strefowość w rozmieszczeniu przeważająco gazowych i roponośnych złóż. Pułapki zawierające obecnie węglowodory gazowe, do momentu swego powstania podlegały nieznacznemu pogrążeniu osadów ropo-gazotwórczych, w zasadzie nie więcej niż 2000 m. W tych wypadkach, kiedy pułapki powstały później niż w stadium głębszego obniżenia skał macierzystych, zawierają one przeważnie węglowodory w fazie ciekłej.

Wszystko to daje podstawę do stwierdzenia, że przy pogrążeniu skał macierzystych i osiągnięciu przez nie początkowego stadium katagenezy odpowiadającego z reguły brunatnowęglowemu stadium uwęglenia RSO głównymi pochodnymi były produkty gazowe w postaci niskotemperaturowego metanu. Obliczenia wykazały, że w tym okresie SO traci około 30% swojej masy w postaci metamorfizacji gazów. Wczesne (brunatnowęglowe) stadium generacji tego gazu potwierdza wysoka zawartość w nim izobutanu w stosunku do normalnego butanu i $C_4 10_{10}$: :$nC_4H_{10} = 1{,}04 + 1{,}48$, a także wysoka zawartość izotopu C^{12} (—4,20 + —4,66). Przy dalszym pogrążeniu skał macierzystych i osiągnięciu przez nie długopłomiennego i gazowego stadium uwęglenia nasila się proces migracji węglowodorów ciekłych.

W złożach powstałych w tym okresie (przy zwiększanym udziale warunków termodynamicznych) procent połączeń izobutanowych w gazie znacznie obniża się (0,32 + 0,65), obniża się też zawartość izotopu C^{12}, co wskazuje na genezę gazu w późniejszych stadiach katagenezy RSO.

Łatwo zauważyć, że charakter rozmieszczenia węglowodorów w warunkach młodych platform całkowicie odpowiada przedstawionemu wyżej schematowi generalnych kierunków przeobrażenia RSO, określonych na podstawie zbadania ilościowych i jakościowych przeobrażeń bituminów w warunkach postępującej katagenezy.

Regułą jest, że złoża poczynając od momentu swojego powstania podlegają dalszemu pogrążeniu pod wpływem regionalnych młodszych ruchów tektonicznych. Przy tym niektóre z nich ulegają pogrążeniu o 1,5—2.0 km. W zależności od pierwotnych warunków w złożach węglowodorów płynnych i gazowych oraz ich własności chemicznych proces przeobrażenia może przebiegać w różnych kierunkach.

W wypadku pierwotnych nagromadzeń gazowych posiadających niewielkie otoczki lekkiej małosmolistej ropy, zwiększenie ciśnienia i temperatury powodowało powstanie nowego typu nagromadzenia gazowo-kondensatowego. Jednym z dowodów tego rodzaju procesów może być obecność w gazonośnej części złóż gazowokondensatowych resztkowej ropy

charakteryzującej się wysoką gęstością (do 0,950). Złoża ropy naftowej początkowo z niedużymi czapami gazowymi, przy późniejszym długotrwałym pogrążaniu, przechodzą w czysto ropne, w tym także w dużym stopniu w niedosycone gazem.

Wówczas, kiedy pierwotne złoża ropo-gazowe nie podlegały znacznym pogrążeniom i pozostawały w warunkach termodynamicznych zbliżonych do warunków ich powstania nie podlegały przemianom fazowym. W takim ujęciu, prawie wszystkie znane złoża okazują się jak gdyby „pochodnymi" pierwotnych nagromadzeń ropo-gazowych i gazowych.

W świetle rozpatrzonych wyżej założeń teoretycznych przy uwzględnieniu ogólnych prawidłowości rozwoju historycznego młodych platform i zachodzących w ich obrębie procesów prowadzących do powstania węglowodorów, dużego znaczenia nabiera problem ropo-gazonośności osadów mezozoiku Niżu Polskiego. Problem ten nie jest zagadnieniem nowym. Był on badany w przeciągu długiego okresu przez duży zespół polskich geologów i geochemików, w tym ze Zjednoczenia Górnictwa Naftowego, Instytutu Geologicznego i Instytutu Naftowego (1, 2, 6). Trzeba zaznaczyć, że według oceny tych specjalistów, macierzystą serią mezozoiku Niżu Polskiego, jak i w ogóle całej północno-zachodniej prowincji europejskiej są głównie osady jury. Osady tego kompleksu powszechnie charakteryzują się dużą ilością syngenetycznych bituminów, a także wysoką (do 40%) zawartością organicznego węgla.

W warunkach młodych platform złoża ropy i gazu ziemnego rozprzestrzeniają się w strefie rozwoju maksymalnych miąższości mezozoiku, przekraczających 2500—3000 m, przy wysokich gradientach geotermicznych (3,5—4,5°C/100 m). Warunki te były całkowicie wystarczające dla wystąpienia regionalnych procesów migracji i akumulacji węglowodorów płynnych. Potwierdza to regionalna roponośność osadów jury w obrębie wszystkich młodych platform.

Biorąc powyższe pod uwagę, a także obecność w obrębie Niżu Polskiego dużych stref głębokiego (ponad 2500—3000 m) pogrążenia osadów jury, nie wyklucza się możliwości przebiegu tych procesów i na tym obszarze. Dowodem tego mogą być liczne objawy ropy naftowej i gazu ziemnego stwierdzone podczas głębienia otworów geologiczno-poszukiwawczych (4). Uwzględniając znane prawidłowości przeobrażenia i katagenezy RSO można przypuszczać, że procesy migracji w rejonach maksymalnego rozwoju utworów jury zachodziły już w kredzie, a ściślej biorąc — w kredzie górnej, przy osiągnięciu przez te utwory głębokości ok. 2000 m. W głębokości tej także i obecnie występuje temperatura około 70—80°C, co powszechnie odpowiada początkowi długopłomiennego stadium metamorfizmu RSO.

Idąc dalej drogą analogii i opierając się na tym, że procesy migracji w obszarach młodych platform zanikają przy pogrążeniu serii macierzystych na głębokość około 3500—4000 m można spodziewać się, że główna faza przypuszczalnego formowania się złóż ropy naftowej w utworach jury na terytorium Niżu Polskiego przebiegała w ciągu górnej kredy. Odpowiada to w pełni korelacyjnej zależności przebiegu migracji od szybkości pogrążenia serii macierzystych (ryc. 1), wykrytej empirycznie dla wielu młodych platform.

Rozumując dalej należy wziąć pod uwagę, że wydźwignięcie przedkenozoiczne przejawiające się szczególnie intensywnie w brzeżnych partiach basenu mezozoicznego mogło wywrzeć niekorzystny wpływ na zachowanie się złóż powstałych do tego czasu, a szczególnie w peryferyjnych częściach basenu. Biorąc pod uwagę, że serie jurajskie macierzyste na obszarze Niżu Polskiego zalegają na głębokości 4000 i więcej metrów, mogły tu formować się głównie złoża ropy naftowej, gdyż późniejsza faza tworzenia gazu na tym obszarze już nie zaistniała.

Z punktu widzenia poszukiwań złóż, z uwzględnieniem przedstawionych wyżej rozważań teoretycznych i analogii, najbardziej interesujące mogą się okazać rejony, gdzie serie macierzyste mezozoiku, a zwłaszcza jury podlegały pogrążeniu poniżej 2000 m (ryc. 2). Biorąc pod uwagę, że procesy aktywnej migracji węglowodorów przebiegały tu głównie w okresie kredy, poważne znaczenie praktyczne ma zbadanie planu paleostrukturalnego jury szczególnie w tym okresie, co pozwoli prześledzić główne drogi migracji węglowodorów i wydzielić strefy położone na generalnych kierunkach tej migracji.

Osobne miejsce w ogólnym problemie ropo-gazonośności mezozoiku mają utwory triasu. Na podstawie badań geochemicznych stwierdzono syngenetyczny charakter serii macierzystych triasu środkowego. Ropa naftowa występująca śladowo w utworach triasowych znacznie różni się od ropy występującej (śladowo) w utworach jurajskich. Na terytorium zachodniej Europy osady triasu, których znaczna część profilu przypada na pstry piaskowiec, zbudowane są głównie z osadów ilasto-piaszczystych i tylko w części górnej są to warstwy węglanowe lub solne. Gazonośność triasu związana jest tu głównie ze środkowym pstrym piaskowcem, pośrednio przykrywającym regionalnie gazonośne utwory permu.

Większość badaczy uważa, że złoża te mają charakter wtórny, dzięki migracji gazu z osadów podścielających, co w znacznym stopniu zostało potwierdzone ogólnymi fizykochemicznymi własnościami gazów. Jednocześnie obecność w wielu wypadkach osadów bitumicznych w wyżejległych utworach triasu nie wyklucza możliwości samodzielnej generacji węglowodorów.

Przy obecności takich skał na obszarze Niżu Polskiego z uwzględnieniem charakteru RSO, a także oczywiście sprzyjających warunków jej przeobrażenia, osady triasu mogą być interesujące z punktu widzenia nie tylko złóż gazu ziemnego, ale i ropy naftowej. Analiza wykazała, że procesy migracji i akumulacji węglowodorów płynnych w osadach triasu w najbardziej pogrążonych, centralnych rejonach Niżu Polskiego mogły się rozpocząć już pod koniec górnej jury.

Z punktu widzenia prognozowania ropo-gazonośności osadów triasu praktyczne znaczenie ma w tym wypadku budowa paleotektoniczna, w okresie osadzania się utworów górnej jury — dolnej kredy. Uwzględniając prawidłowości tektonicznego rozwoju basenu obszary możliwej ropo-gazonośności osadów jury i triasu na ogół pokrywają się, jednak strefa sprzyjająca dla wystąpienia procesów generacji węglowodorów ma w triasie zasięg nieznacznie większy.

Przedstawione powyżej dane pozwalają optymistycznie ocenić perspektywy ropo-gazonośności osadów mezozoiku na obszarze Polski. Wydaje się, że prace w tym kierunku należałoby kontynuować w pierwszej kolejności w zakresie warunków powstania węglowodorów, a następnie możliwości ich zachowania.

LITERATURA

1. Calikowski J., Marek S., Znosko J. — Rozważania o ewolucji i migracji węglowodorów na Niżu Polskim. Kwart. Geol. 1971 nr 2.
2. Depowski S., Tyski S. — Rozwój prac badawczych nad występowaniem węglowodorów na Niżu Polskim. Prz. Geol. 1969 nr 7.
3. Kantorowicz A. E. — Riegionalnyje zakonomiernosti katagienieza organiczeskogo wieszczestwa i faktory ich krutolirujuszczije. Trudy SNIIGGIMS. 1974, wyp. 164.
4. Karnkowski P. — Przegląd perspektyw poszukiwań ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce. Biul. Inst. Geol. 1973 nr 269.
5. Nieruszew S. G. — Nieftieproizwodiaszczije swity i migracja niefti. Niedra 1969.
6. Sokołowski J. — Charakterystyka geologiczna i strukturalna jednostek regionalnych Polski pod kątem poszukiwań bituminów. t. I. W-wa, 1968.
7. Sokołow W. A. — Procesy obrazowanija i migracji niefti i gaza. Niedra 1965.
8. Wassojewicz N. B. — Proischożdienije niefti. Wiest. MG.U. Ser. Geologia 1975 no. 5.

SUMMARY

The paper deals with conditions of distribution of hydrocarbon accumulations in Mesozoic series of young platforms. The occurrence of hydrocarbon accumulations and their zonality are determined by specific character of evolution of oil- and gas-bearing basins, i.e. velocity of subsidence of syngenetic oil- and gas-generating series as well as developments of processes responsible for migration and accumulation of hydrocarbons. It is shown that, in the case of young platforms, the main zone of origin of oil accumulations is situated at depths ranging from 2000 to 4000 m. Taking into account these conditions and the processes leading to formation of hydrocarbon accumulation in young platform areas, there are shown possibilities of generation of hydrocarbons and formation of hydrocarbon deposits in Mesozoic series of the Polish Lowlands. The necessity to continue search for hydrocarbons in parts of the country where Mesozoic rocks are submerged at depths over 2000 m is emphasized.

РЕЗЮМЕ

В статье рассмотрены условия расположения накоплений углеводородов в мезозойских отложениях молодых платформ. Наличие месторождений углеводородов и их зональность определены спецификой развития нефтегазоносных бассейнов, т.е. скоростью погружения сингенетических нефте- и газоносных серий, а также развитием процессов миграции и аккумуляции углеводородов. Установлено, что в условиях молодых платформ главная зона формирования нефтяных месторождений определена глубиной 2000—4000 м.

Принимая во внимание эти условия и процессы ведущие к накоплении углеводородов характеристических для молодых платформ, указана возможность их генерации в мезозойских пластах Польской Низменности и возможность образования месторождений.

Приведено предложение о необходимости дальнейшего ведения поисковых работ в Польше, в тех районах, где материнские мезозойские пласты погружены ниже 2000 м.