

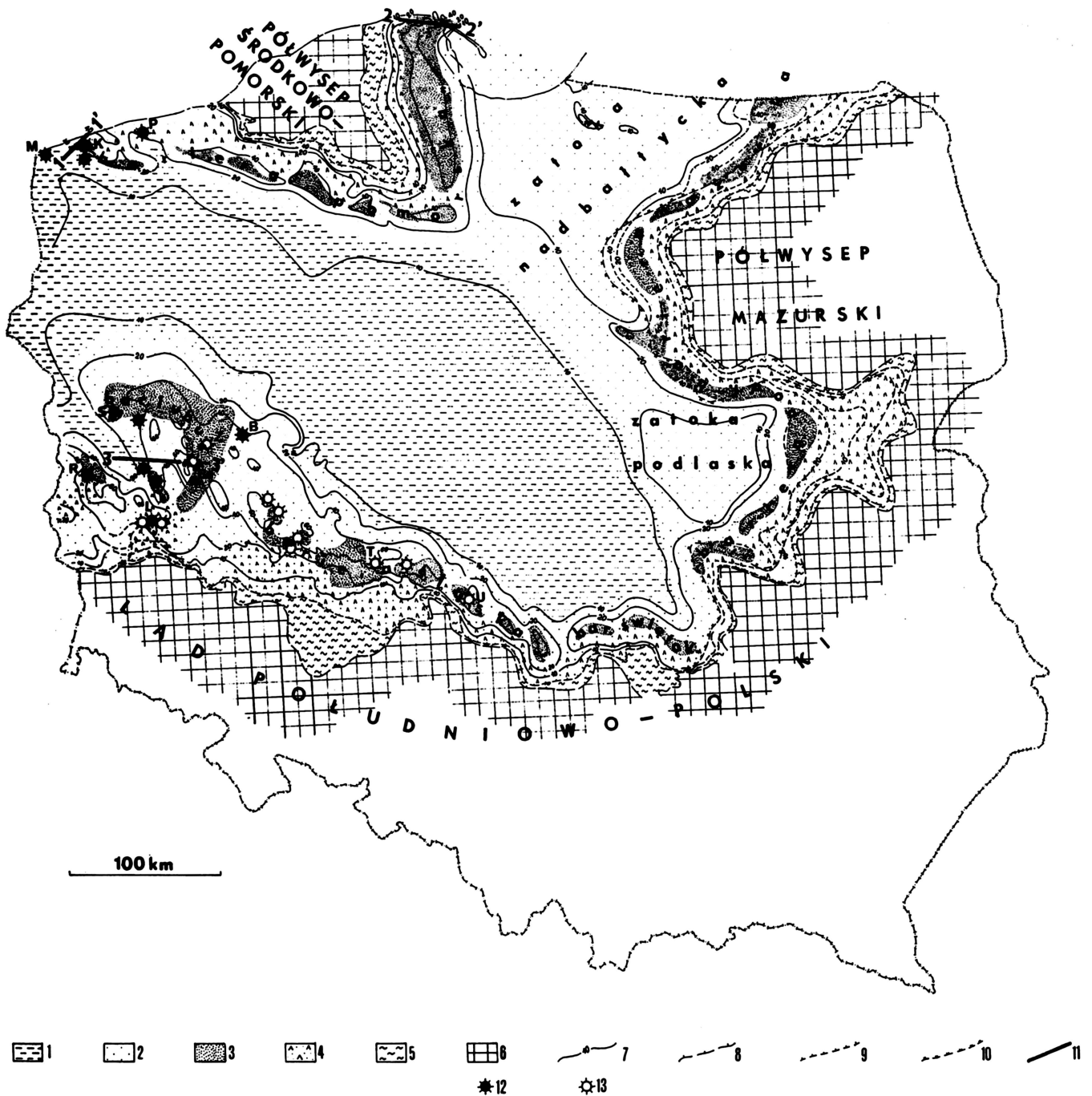
## SEDYMENTACJA I PALEOGEOGRAFIA CECHSZTYŃSKIEGO DOLOMITU GŁÓWNEGO A JEGO ROPO- I GAZONOŚNOŚĆ

UKD 551.736.3/761.022.4:[551.351.051+551.836.3/761]:553.981/982.053.041(438)

Dolomit główny jest jednym z najbardziej perspektywicznych poziomów ropo- i gazonośnych na obszarach platformowych Niżu Polskiego. W poziomie tym odkryto dotychczas 13 złóż gazu ziemnego i 7 złóż ropy naftowej (7, 12, 13, 14), w strefach bariery lubuskiej i śląskiej oraz w zachodniej części bariery pomorskiej (ryc. 1). Istnieją także realne szanse odkrycia, w podobnych warunkach, dalszych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Z tego względu dolomit główny jest traktowany jako ważny obiekt kompleksowych badań, przy czym podstawowe znaczenie autorzy przypisują badaniom sedymentacji i paleogeografii, które umożliwiają — co będzie wykazane — wydzielenie w skali basenu sedymentacyjnego stref występowania skał, mogących być zbiornikami ropy naftowej i gazu ziemnego.

W Instytucie Geologicznym od wielu lat zespół prowadzący, pod kierunkiem R. Wagnera, badania cechsztynu wykonuje także badania podstawowe dolomitu głównego (2—6, 17, 18, 23—29), przy czym w ramach tych prac E. Czajor zainicjowała badania petrograficzne, dotyczące mikrofacji dolomitu głównego Polski Północnej.

Badaniami objęto setki profili otworów wiertniczych Instytutu Geologicznego i Zjednoczenia Górnictwa Naftowego i Gazownictwa. Przebadano, m. in., ponad 10 000 płytek cienkich, z przeszło 300 profili otworów wiertniczych. Wykonano także duży zakres badań litologicznych, sedymentologicznych, stratygraficznych, paleontologicznych i geochemicznych. Analiza tego materiału umożliwiła znaczne pogłębienie



Ryc. 1. Mapa paleogeograficzna dolomitu głównego (Ca 2) Polski.

1 — głębsza część szelfu, 2 — płytsza część szelfu (nierozdzielona), 3 — bariera, 4 — laguna, 5 — strefa brzegu (sedymantacja ewaporatowo-klastyczna), 6 — ląd, 7 — izopachyty dolomitu głównego w m, 8 — zasięg pierwotny osadów stassfurtu (Z2), 9 — zasięg pierwotny osadów dolomitu głównego, 10 — współczesny zasięg erozyjny osadów dolomitu głównego, 11 — linie przekrojów paleofacjalnych (ryc. 2-4), 12 — złoża ropy naftowej, 13 — złoża gazu ziemnego.

Wybrane złoża ropy i gazu występujące w poziomie dolomitu głównego: B — Buk, Ba — Babimost, KP — Kamień Pomorski, L — Lelechów, M — Międzyzdroje, P — Petrykozy, R — Rybaki, S — Sulęcín, T — Tarchały, U — Uników, Z — Zbąszyń.

nie znajomości sedymantacji utworów, tworzących poziom dolomitu głównego oraz dokonanie rekonstrukcji paleogeograficznej. Prowadzone jednocześnie badania stratygraficzne (15, 16, 18, 21, 22 oraz liczne opracowania archiwalne JG) pozwoliły zespołowi cechsztyńskiemu na prawidłowe ustalenie zasięgu dolomitu głównego na wielu obszarach Niżu Polskiego, jak np. na wyniesieniu Łeby (18), monoklinie przed-

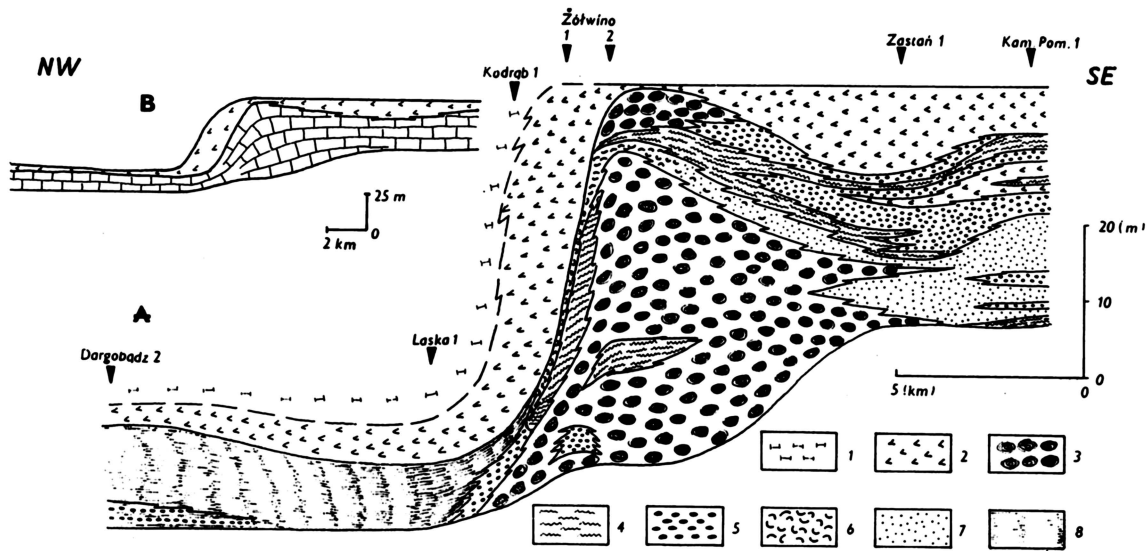
Fig. 1. Paleogeographic map of the Main Dolomite (Ca 2) in Poland.

1 — deeper part of shelf; 2 — shallower part of shelf (not subdivided), 3 — barrier, 4 — lagoon, 5 — coastal zone (evaporite-clastic sedimentation), 6 — land, 7 — isopachytes of Main Dolomite in m, 8 — original extent of Stassfurt deposits (Z2), 9 — original extent of Main Dolomite deposits, 10 — present day extent of Main Dolomite deposits, 11 — lines of paleofacies cross-sections (Figs. 2-4), 12 — oil deposits, 13 — gas deposits.

Selected oil and gas deposits occurring in Main Dolomite horizon: B — Buk, Ba — Babimost, KP — Kamień Pomorski, L — Lelechów, M — Międzyzdroje, P — Petrykozy, R — Rybaki, S — Sulęcín, T — Tarchały, U — Uników, Z — Zbąszyń.

sudeckiej (15), w obniżeniu podlaskim i niecce warszawskiej.

W niniejszym artykule, ze względu na szczupłość miejsca, pomimo ogromnej ilości materiału podstawowego, przedstawiono tylko ogólne rysy paleogeografii i sedymantacji polskiej części zbiornika epikontynentalnego, w którym powstały utwory dolomitu głównego.



Ryc. 2. Przekrój paleofacjalny na linii Dargobądz 2 — Kamień Pomorski 1.

A — przekrój szczegółowy o dużym przewyższeniu, B — przekrój schematyczny. 1 — sól kamienna, 2 — anhydryt, gips, 3 — oolit, 4 — biolityt algowe, 5 — pelmicryt, intramicryt, 6 — biomicryt, micryt o dużej ilości składników szkieletowych, 7 — micryt, sparyt, 8 — micryt warstwowy materiałem terygenicznym: a — regularnie, b — nieregularnie.

Fig. 2. Paleofacies cross-section along Dargobądz 2 — Kamień Pomorski 1 line.

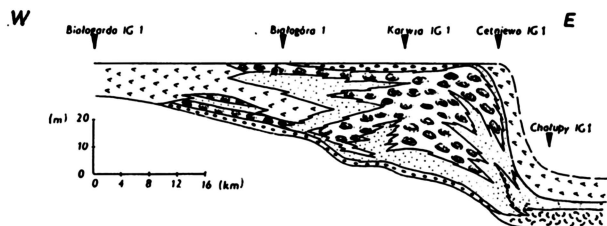
A — detailed cross-section with large exaggeration, B — sketch cross-section. 1 — rock salt, 2 — anhydrite, gypsum, 3 — oolite, 4 — algal bioliths, 5 — pelmicrite, intramicrite, 6 — biomicrite, micrite with large amount of skeletal components, 7 — micrite, sparite, 8 — micrite stratified by terrigenous material: a — regularly, b — irregularly.

#### ZARYS PALEOGEOGRAFII

Paleogeografia dolomitu głównego (ryc. 1) uzależniona była od reliefu dna zbiornika, kształtowanego w trakcie sedymentacji oraz odziedziczonego po cyklotemie Z1 (wenra). Za najwybitniejszy element paleogeograficzny można uznać strefę barier, utworzoną na progu morfologicznym, oddzielającą głębszą od płytszej części zbiornika.

Barieri dolomitu głównego (ryc. 1): pomorska, mazurska, podlaska, świętokrzyska, śląska i lubuska były barierami morfologicznymi i oddzielały strefę lagun od otwartego morza, przy czym istniała wymiana wód pomiędzy laguną a otwartym morzem. Należy tu zaznaczyć, że o ile bariera lubuska i śląska oraz pewne części bariery pomorskiej, mazurskiej i podlaskiej są udokumentowane otworami wiertniczymi, o tyle w innych przypadkach występowanie i przebieg bariery określono na ogólnych przesłankach geologicznych. Na obszarze Pomorza barierę udokumentowano w rejonie szczecińskim i we wschodnim obrzeżeniu półwyspu środkowopomorskiego. Pomiędzy tymi dwoma pewnymi wystąpieniami obecność bariery także udokumentowano w rejonie Chojnic. Wykształcenie mikrofacjalne osadów pomiędzy Chojnicami a szczecińską częścią bariery pomorskiej wydaje się wskazywać na położenie niektórych otworów wiertniczych na granicy bariery — laguna, dlatego przyjęto obecność bariery na całym obrzeżeniu półwyspu środkowopomorskiego. Inaczej przedstawia się sprawa bariery świętokrzyskiej, której przebieg, a nawet i obecność są hipotetyczne, ze względu na brak tu otworów wiertniczych. Przebieg bariery podlaskiej i mazurskiej na obrzeżeniu półwyspu mazurskiego został w znacznej mierze utworzony na podstawie udokumentowanych fragmentów barier.

Lokalnie barier jest brak i w takim przypadku przypuszczamy, że dno stopniowo i łagodnie zapadało w kierunku centrum zbiornika. Na uwagę zasługuje fakt, że poszczególne barieri (jak to wykazały nasze badania) nie stanowią nieprzerwanego ciągu, lecz są oddzielone od siebie wąskimi przesmykami. Miejscami, w przypadku zróżnicowanego reliefu, na zewnątrz barier zaznacza się obecność strefy przedbarierowej. Zazwyczaj jednak obserwuje się łagodne, stopniowe przejście do wewnętrznych części zbiornika; mówimy wówczas o równi szelfowej. Poszcze-



Ryc. 3. Przekrój paleofacjalny na linii Białogarda IG 1 — Chatupy IG 1. Objaśnienia jak na ryc. 2.

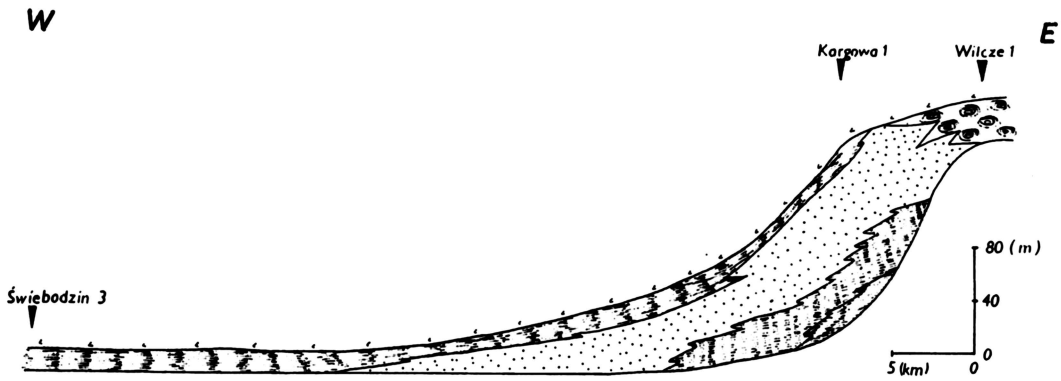
Fig. 3. Paleofacies cross-section along Białogarda IG 1 — Chatupy IG 1 line. Explanations as in Fig. 2.

gólne strefy zbiornika różnią się wyraźnie wykształceniem litologicznym osadów, natomiast w mniejszym stopniu ich miąższością, zwłaszcza na obszarze płytszej części szelfu (ryc. 1).

#### WYKSZTAŁCENIE I SEDYMENTACJA

**Strefa barierowa.** W strefie tej obserwuje się na ogół wzrost miąższości utworów dolomitu głównego (ryc. 2, 3), przy czym, zwłaszcza na obszarze monokliny przedśudeckiej, dość często wzrost miąższości związany jest również z innymi strefami paleogeograficznymi (ryc. 1, 4). Szerokość strefy barierowej zmienia się od 5 do 40 km. Charakterystyczne dla tej strefy są grube kompleksy skał onkolitowych i oolitowych, znaczny udział ma także mikrofacja grudkowo-gruzelkowa, rzadziej stwierdza się mikryty stabilizowane przez włókna alg. Bardzo często dolną część profilu dolomitu głównego w strefie barierowej tworzą mikryty, niekiedy warstwowane materiałem terygenicznym. W obrębie bariery wyróżnić można wiele wyniesień i obniżen. Te pierwsze cechuje duży udział oolitów w profilu, niekiedy przekraczający 90%, gdy w obniżeniach zwiększa się udział mikrofacji o niższej energii środowiska sedymentacji; niekiedy są to nawet mikryty warstwowane materiałem terygenicznym.

**Strefa lagunowa.** Strefa ta, o szerokości od 5 do ponad 50 km, jest bardziej zróżnicowana mikrofacjalnie niż strefa barierowa. Wynika to ze zmiennego



Ryc. 4. Przekrój paleofacjalny na linii Świebodzin 3 — Wilcze 1. Objaśnienia jak na ryc. 2.

Fig. 4. Paleofacies cross-section along Świebodzin 3 — Wilcze 1 line. Explanations as in Fig. 2.

wpływu przyległego lądu z jednej strony (chodzi tu o różnice reliefu, charakter wybrzeża, ilość wód lądowych wpływających do lagun oraz ilość dostarczanego materiału terygenicznego, itp.), a z drugiej — ze stopnia izolacji od otwartego morza przez bariery oolitowo-onkolitowe. I tak, w rejonie Kamienia Pomorskiego (ryc. 2) występują mikryty i pelmikyryty z licznymi soczewkami i wkładkami anhydrytu. Obecne są również cienkie przewarstwienia biolitytu algowego (ryc. 2). Wykształcenie skał węglanowych oraz obecność anhydrytów wskazuje na niewielką głębokość laguny i okresowo podwyższone zasolenie; natomiast w obrębie laguny zachodniego obrzeżenia półwyspu środkowopomorskiego występują rejonu cechujące się dużym udziałem mikrytów warstwowych materiałem terygenicznym, znikomym udziałem oolitów oraz brakiem wystąpień anhydrytu w postaci wkładek i soczewek, typowych dla laguny Kamienia Pomorskiego. Wymienione cechy sugerują większą głębokość zbiornika dolomitu głównego w tym rejonie.

Jeszcze inaczej wykształcona jest laguna wschodniego obrzeżenia półwyspu środkowopomorskiego. Laguna ta była bardzo płytka, na co wskazuje przewaga oolitów i pelmikrytów nad innymi typami mikrofacjalnymi (ryc. 3). Ławice oolitowe dochodzą tu do samego brzegu i zająłają się z brzeżnymi anhydrytami supralitoralnymi. Wykształcenie mikrofacjalne wskazuje na wysoką energię środowiska sedimentacji w tej strefie, która była przypuszczalnie słabiej odizolowana od wewnętrznej części zbiornika niż rejon Kamienia Pomorskiego. Z kolei obszar obrzeżenia półwyspu mazurskiego cechuje duży udział mikrytów i biomikrytów oraz obecność przewarstwień osadów terygenicznym, co świadczy o większym zróżnicowaniu reliefu w strefie brzegowej. Podobną sytuację stwierdzono we wschodniej części monokliny przedsudeckiej. Na pozostałej części obszaru przedsudeckiego, w strefie lagunowej, dominują mikryty niekiedy zailone, miejscami warstwowane materiałem terygenicznym, z występującymi miejscami ławicami oolitowo-onkolitowymi. Ławice takie spotyka się także lokalnie w całej strefie lagunowej dolomitu głównego Polski.

W stronę brzegu basenu utwory węglanowe zanikają i zastępowane są utworami siarczanowymi i/lub terygenicznymi. Jest to typowa sekwencja facji brzeżnej części zbiornika epikontynentalnego. Szerokość strefy brzeżnej, jak również dominujący typ litologii w tej strefie związane były z charakterem i morfologią lądu oraz wielkością oscylacji zasięgu zbiornika morskiego.

**Strefa przedbarierowa.** Obecność tej strefy stwierdzono dotychczas tylko lokalnie. Jest to związana z niewielką jej szerokością, jak również istnieniem lub brakiem istotnych różnic reliefu pomiędzy barierą, a równią szelfową oraz charakterem przejścia między tymi strefami paleogeograficznymi. Dolomit główny tej strefy cechuje się znacznym udziałem

mikrytów, biomikrytów oraz mikrytów zailonych z jednej strony i ławic oolitowych (o miąższości poniżej 2 m) — z drugiej strony (ryc. 3). Przewarstwienie skał wskazujące na odmienną energię środowiska sedimentacji, świadczą o ząbieniu się wpływów środowiska barierowego oraz środowiska równi szelfowej.

**Równia szelfowa.** Stanowi ona większą część zbiornika dolomitu głównego, obejmując strefę głębszej części szelfu oraz płytszą część szelfu na zewnątrz strefy barierowej. W przypadku braku strefy barierowej zaczyna się od brzegu, jak to ma miejsce w środkowej części obszaru przedsudeckiego. Środowisko to charakteryzuje się obecnością utworów, wskazujących na sedimentację w reżimie niskoenerygetycznym, w warunkach morza otwartego.

Płytsza część równi szelfowej cechuje się znacznym udziałem mikrytów, niekiedy z fragmentami fauny, oraz obecnością w pewnych rejonach onkolitów i stromatolitów (por. ryc. 3). Na monoklinie przedsudeckiej stwierdzono obecność kopców mułowych stabilizowanych przez algi, niekiedy o podwyższonej miąższości w stosunku do obszarów sąsiednich (17). Głębsza część szelfu wykształcona jest jako mikryty i mikryty warstwowane materiałem terygenicznym (ryc. 2). W tej właśnie strefie powstały w niemieckiej części zbiornika dolomitu głównego osady łupka cuchnącego, nie stwierdzone dotychczas na obszarze Polski. Na obszarze równi szelfowej zarówno w części płytszej, jak i głębszej, występować mogą obniżenia i wyniesienia o niewielkiej amplitudzie. Obniżenia cechuje bardzo duży udział mikrytów zailonych i wastwowanych materiałem terygenicznym, natomiast wyniesienia — obecność utworów algowych. Takie wyniesienie stwierdzono np. otworami Czeszewo IG 1, a zwłaszcza Grundy Górne IG 1, gdzie przeszło połowę profilu stanowią biolityty algowe.

Należałoby tu wspomnieć o rejonie Babimostu na monoklinie przedsudeckiej, gdzie stwierdzono zwiększoną, lokalnie do prawie 200 m miąższość dolomitu głównego. F. Gurari (10), L. Antonowicz, L. Knieszner (11) uznali to za dowód istnienia w tym rejonie rafy barierowej. Badania sedimentacji i wykształcenia mikrofacjalnego oraz analiza paleogeograficzna wykazały obecność osadów płytszej części równi szelfowej. Zwiększona miąższość jest wynikiem stosunkowo dużej regionalnej subsyduencji kompensowanej tu przez sedimentację. Podkreśla się więc konieczność wykonywania dokładnych badań mikrofacjalnych, gdyż dane miąższościowe nie są dostateczną podstawą do interpretacji o charakterze paleogeograficznym w przypadku cechsztyńskich poziomów węglanowych.

**Warunki zbiornikowe.** Ze względu na wykształcenie skał, najkorzystniejszych warunków zbiornikowych należałoby oczekiwać tam, gdzie występują największe akumulacje skał oolitowo-onkolitowych, o największej inicjalnej porowatości, a więc w stre-

fie barierowej i w niektórych częściach strefy lagunowej. Trzeba jednak podkreślić, że bardzo często inicjalna porowatość ulega znacznemu zmniejszeniu, w wyniku różnych procesów diagenetycznych i to przede wszystkim cementacji i wypełnienia. Stąd wiele otworów leżących w strefie barierowej okazało się negatywnymi, pod kątem nagromadzeń złóż węglowodorów. Z tego względu należałoby zwrócić większą uwagę przy badaniu skał zbiornikowych na tendencje regionalne oraz sekwencje procesów diagenetycznych. Podwyższyłoby to z pewnością efektywność poszukiwań.

#### WYSTĘPOWANIE NAGROMADZEŃ ROPY NAFTOWEJ I GAZU ZIEMNEGO

Z analizy geologicznych warunków występowania węglowodorów w dolomicie głównym oraz ogólnych przesłanek geologicznych wynika, że przede wszystkim w barierach należy poszukiwać złóż ropy naftowej i gazu ziemnego (ryc. 4). W strefie lagunowej odkrywa się pojedyncze złoża, głównie w występujących tam lokalnie ławicach oolitoowo-onkolitowych lub onkolitowych, a w strefie przedbarierowej — na lokalnych podniesieniach z ławicami onkolitowymi.

W obrębie stref, charakteryzujących się obecnością skał o korzystnych warunkach zbiornikowych i filtracyjnych, nagromadzenia ropy naftowej i gazu ziemnego występują w lokalnych podniesieniach (7, 11). Są to struktury lokalne typu brachyantyklin (np. Tarchały), o budowie skomplikowanej zazwyczaj obecnością różnego typu naruszeń tektonicznych (np. Rybaki, Lelechów). Złoża należą więc z reguły do typu litologiczno-strukturalnego. Podkreślić należy, że obecność dyslokacji korzystnie wpływa na polepszenie własności zbiornikowych, przy czym ma to szczególnie duże znaczenie w przypadku złóż występujących w strefie przedbarierowej.

Skały zbiornikowe w poszczególnych złożach mają charakter kolektorów typu porowo-kawernistego, porowo-kawernisto-szczelinowatego lub kawernisto-szczelinowatego. W większości złóż napotyka się przy tym na porowatości rzadko przekraczające kilka procent i na ogół małe wartości przepuszczalności (8, 9, 12, 19, 20). W poszczególnych złożach wartości porowatości i przepuszczalności są jednak o wiele wyższe i uzyskuje się w takich przypadkach duże wydajności ropy naftowej lub gazu ziemnego, z otworów eksploatacyjnych. Przykładami tego typu złóż są: Rybaki, Kamień Pomorski, Tarchały (7, 11, 13, 14).

Skałą macierzystą węglowodorów jest najprawdopodobniej dolomit główny, zwłaszcza wykształcony w facji basenowej (7, 11); w pewnych przypadkach węglowodory mogą pochodzić z paleozoiku podpermiskiego, na co zdają się wskazywać wyniki badań geochemicznych niektórych rop cechsztyńskich. Dotyczy to zwłaszcza rop naftowych napotykanych w strefach regionalnych dyslokacji. Ropy naftowe należą na ogół do średnich rop parafinowych siarkowych. Gazy ziemne zawierają głównie metan i znaczne ilości azotu oraz niekiedy także pewne ilości siarkowodoru. W przypadkach występowania w dolomicie głównym, typowych gazów azotowo-metano-nych charakterystyczną ich cechą jest obecność znacznie większych ilości cięższych węglowodorów. Gazy tego typu napotyka się w zachodniej części bariery lubuskiej.

Największe perspektywy odkrycia dalszych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego rokują bariery lubuska, śląska i pomorska (z wyjątkiem jej części położonej we wschodnim obrzeżniu półwyspu środkowopomorskiego — por. ryc. 4). Interesującym obiektem badań jest niewątpliwie problem domniemanej bariery świetokrzyskiej, natomiast ocalałe od erozji ifragmenty bariery podlaskiej i mazurskiej, położone w strefie względnie swobodnej wymiany wód podziemnych oceniano jako nieperspektywiczne pod względem możliwości odkrycia złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Obiektem dalszych badań powinny być także płytsze części szelfu na obszarze przedbarierowym oraz w strefie zachodniej części strefy platformy.

- Antonowicz L., Kmieszner L. — O rafach dolomitu głównego w Polsce. *Nafta*, 1975, vol. 31, nr 3—4.
- Czajor E. — Wyniki badań minerałów skał węglanowych cechsztynu obniżenia podlaskiego. *Kwart. geol.*, 1972, nr 3.
- Czajor E. — Wyniki badań petrograficznych. Cechsztyń. Bartoszyce IG 1, Gołdap IG 1. Profile głębołkich otworów wiertniczych. *Inst. Geol.*, 1974, z. 14.
- Czajor E. — Petrografia skał węglanowych cechsztynu. *Prabuty IG 1. Ibidem*, 1975, z. 27.
- Czajor E. — Badania petrograficzne osadów cechsztynu. *Wolin IG 1. Ibidem*, 1975, z. 22.
- Czajor E., Wagner R. — Perm. Skały platformy prekambryjskiej w Polsce. Cz. 2. Pokrywa osadowa. *Pr. Inst. Geol.*, 1974, vol. 74.
- Depowski S. — Występowanie węglowodorów w utworach permu. *Biul. Inst. Geol.*, 1972, nr 252.
- Depowski S. — Podstawowe problemy geologicznych badań obszarów gazo- i ropośnych Polski. *Biul. geol. Wyd. Geol. UW*, vol. 25 (w druku).
- Depowski S., Wagner R. — Perspektywy odkrycia złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w utworach paleozoiku i triasu dolnego obszaru kołobrzesckiego. *Geofiz. i Geol. naft.*, 1969, nr 8—9.
- Gurari F. — Niektóre właściwości budowy i ropogazoności osadów permskich płyty środkowoeuropejskiej. *Kwart. geol.*, 1975, nr 1.
- Gurari F. G., Karnkowski P., Maksimow S. P. — Perspektywy rozwoju poszukiwań ropy i gazu w Polsce. *Nafta*, 1974, nr 5.
- Karnkowski P. — Dotychczasowe wyniki i kierunki poszukiwań węglowodorów w utworach permu. [W:] *Kierunki i metody poszukiwań bituminów w utworach permu na Niziu Polskim*. Wyd. Polsk. Tow. Przyj. Nauk o Ziemi. Zielona Góra, 1977.
- Korab Z. — Cechsztyński poziom bitumiczny na monoklinie przedsudeckiej. *Z geologii Ziemi Zachodnich*, vol. 2. Wrocław, 1966.
- Obuchowicz Z. — Odkrycie złoża ropy na monoklinie przedsudeckiej i dalsze perspektywy poszukiwań. *Prz. geol.*, 1962, nr 1.
- Peryt T. M. — Cechsztyń w rejonie Wrocławia. *Kwart. geol.*, 1977, nr 4.
- Peryt T. M. — Zarys stratygrafii cechsztynu w niecce północnosudeckiej. *Ibidem*, 1978, nr 1.
- Peryt T. M. — Wykształcenie mikrofacjalne dolomitu głównego w północnej części monokliny przedsudeckiej. *Prz. geol.*, 1978, nr 3.
- Piątkowski T. S. — Stratygrafia i sedymentacja utworów stassfurtu i leine na wyniesieniu Łęby. *Kwart. geol.* (w druku).
- Stemula J. — Wpływ facji dolomitu głównego cechsztyńskiego na jego ropośność. *Prz. geol.*, 1962, nr 4.
- Sunmiak W., Żołnierczuk T., Żurawik J. — O prawidłowości rozmieszczenia złóż gazu ziemnego i ropy naftowej w dolomicie głównym w południowo-zachodniej Polsce. [W:] *Kierunki i metody poszukiwań bituminów w utworach permu na Niziu Polskim*. Wyd. Polsk. Tow. Przyj. Nauk o Ziemi. Zielona Góra, 1977.
- Wagner R. — Cechsztyń. [W:] *Perm i mezozoik niecki pomorskiej* (pod red. R. Dadleza). *Pr. Inst. Geol.*, 1976, vol. 79.
- Wagner R., Peryt T. M. — Zróznicowanie litofacjalne cechsztyńskich cyklotemów Z1 i Z2 na Niziu Polskim (streszczenie). *Kwart. geol.*, 1977, nr 4.
- Wagner R., Peryt T. M., Piątkowski T. S., Czajor E. — Litofacjalna mapa ilościowa dolomitu głównego (Ca 2). [W:] *Atlas paleogeograficzno-facjalny permu obszarów platformowych Polski* (pod. red. S. Depowskiego). *Wyd. Geol.*, 1978.

24. Ważny H. — Geochemia osadów cechsztynu. Kamień Pomorski IG 1. Profile głębokich otworów wiertniczych. Inst. Geol., 1972, z. 1.
25. Ważny H. — Charakterystyka geochemiczna utworów cechsztynu. Tłuszcz IG 1. Ibidem, 1974, z. 13.
26. Ważny H. — Wyniki badań geochemicznych. Bartoszyce IG 1, Goldap IG 1. Ibidem, 1974, z. 14.
27. Ważny H. — Charakterystyka geochemiczna u-

tworów węglanowych cechsztynu. Wolin IG 1. Ibidem, 1975, z. 22.

28. Woszczyńska S. — Rozprzestrzenienie mikrofauny w osadach cechsztynu. Tłuszcz IG 1. Ibidem, 1974, z. 13.
29. Woszczyńska S. — Wyniki badań mikrofaunistycznych cechsztynu. Bartoszyce IG 1, Goldap IG 1. Ibidem, 1974, z. 14.

## SUMMARY

Zechstein Main Dolomite belongs to the most perspective oil- and gas-bearing horizons in the platform areas of the Polish Lowlands. Up to the present, 13 deposits of natural gas and 7 deposits of oil were discovered and there is a real possibility of further discoveries in this horizon. The sedimentological and paleogeographic studies are here of a special importance as they make it possible to differentiate lagoonal, barrier, fore-barrier and shallow and deep shelf plain zones and, therefore, to select trends in the search. The lithological characteristics and development of these zones in different parts of the basin are discussed.

Onkolite and oolite rocks are main collector rocks. They are common in barrier zone, some parts of lagoon zone and, sometimes, fore-barrier and shallow shelf plain zones. Oil and gas deposits occur in barrier and, sometimes, lagoonal and, occasionally, fore-barrier zone. Single deposits may be also expected in shallower parts of the shelf plain. The analysis showed that the deposits are related to local elevations and zones of tectonic disturbances and are of the lithological-structural type. The main perspectives of discovery of new deposits are connected with searching along the Lubuska and Silesian barriers and western part of the Pomeranian barrier. The Góry Świętokrzyskie barrier, shallower part of shelf east of the Lubuska barrier and western part of the Old Platform should be treated as important subjects of further studies. The perspectives of discovery of hydrocarbon accumulations in the remaining parts of the barriers are low if ever, mainly because of groundwater exchange proceeding freely in these areas.

## РЕЗЮМЕ

Основной доломит цехштейна является одним из самых перспективных нефте- и газоносных горизонтов в платформенных районах Польской Низменности. В пределах этого горизонта разведано до сих пор 13 месторождений природного газа и 7 месторождений нефти. Существуют реальные перспективы открытия дальнейших месторождений. Особое значение для определения направления поисков имеют исследования седиментации и палеогеографии. На основании этих исследований можно выделить следующие зоны: лагунную, барьерную, предбарьерную, плоскости мелкого шельфа и плоскости глубокого шельфа. Приведена литологическая характеристика этих зон и их геологическое строение в разных районах бассейна.

Онколитные и оолитные породы являются основными коллекторами. Они встречаются прежде всего в барьерной зоне, реже в лагунной зоне, а иногда в предбарьерной зоне и в более мелкой части шельфовой плоскости. Месторождения нефти и газа находятся главным образом в барьерной зоне, реже — в лагунной, а спорадически — в предбарьерной; единичные месторождения можно встретить и в более мелкой части шельфовой плоскости. В эффекте проведенного анализа установлено, что эти месторождения принадлежат к литологически-структурному типу и они связаны с местными возвышенностями и зонами тектонических нарушений. Самые большие перспективы открытия новых месторождений выступают на территории любуского и силезского барьеров, а также в западной части поморского барьера. Объектами дальнейших исследований должны быть: свентокшиский барьер, более мелкая часть шельфа на восток от любуского барьера и западная часть древней платформы. Остальные части барьеров почти или совсем неперспективные по возможностям открытия накопленных углеводородов, ввиду свободного обмена подземных вод.