

Złoża węglowodorów w utworach cechsztyńskiego dolomitu głównego (Ca2) na bloku Gorzowa

Edward Czeakański¹, Krzysztof Kwolek², Zbigniew Mikołajewski²



E. Czeakański

K. Kwolek

Z. Mikołajewski

Hydrocarbon fields in the Zechstein Main Dolomite (Ca2) on the Gorzów Block (NW Poland). Prz. Geol., 58: 695–703.

Abstract. By discoveries of hydrocarbon deposits in the Polish part of the Southern Permian Basin, Western Poland became a key explorational area. The most spectacular discoveries have been done on the Gorzów Block which borders the Fore-Sudetic Monocline from the south and the Szczecin Swell from the north. This is the area where the biggest oil field – Barnówko–Mostno–Buszewo (BMB) – have been discovered and the group of oil and gas deposits Lubiatów–Międzychód–Grotów (LMG). Detailed litho-facies analysis of Main Dolomite carbonates and seismic surveys (mainly 3D) contributed to good recognition of depositional architecture in this part of the Main Dolomite basin. An interesting issue is the relationship of the discovered deposits with carbonate depositional zones and diverse chemical composition of hydrocarbons.

Most of deposits is related to carbonate platforms and microplatforms. Less important are platform slopes but basinal zone is and was considered as the area where source rocks occur. Discovery of the Lubiatów oil deposit at the foot of the Grotów Peninsula opened new possibilities in searching for hydrocarbons. Later negative results of drillings in this zone did not affected the fact that there are still explorational hopes for this type of carbonates. Hydrocarbons which can still be discovered in this interval are still not known based on calculations done in the recent years. It seems, that better geochemical recognition and advanced look on diagenetic evolution and depositional architecture will bring about new discoveries in the Main Dolomite interval on the Gorzów Block.

Keywords: Zechstein Main Dolomite, Gorzów Block, oil and gas fields

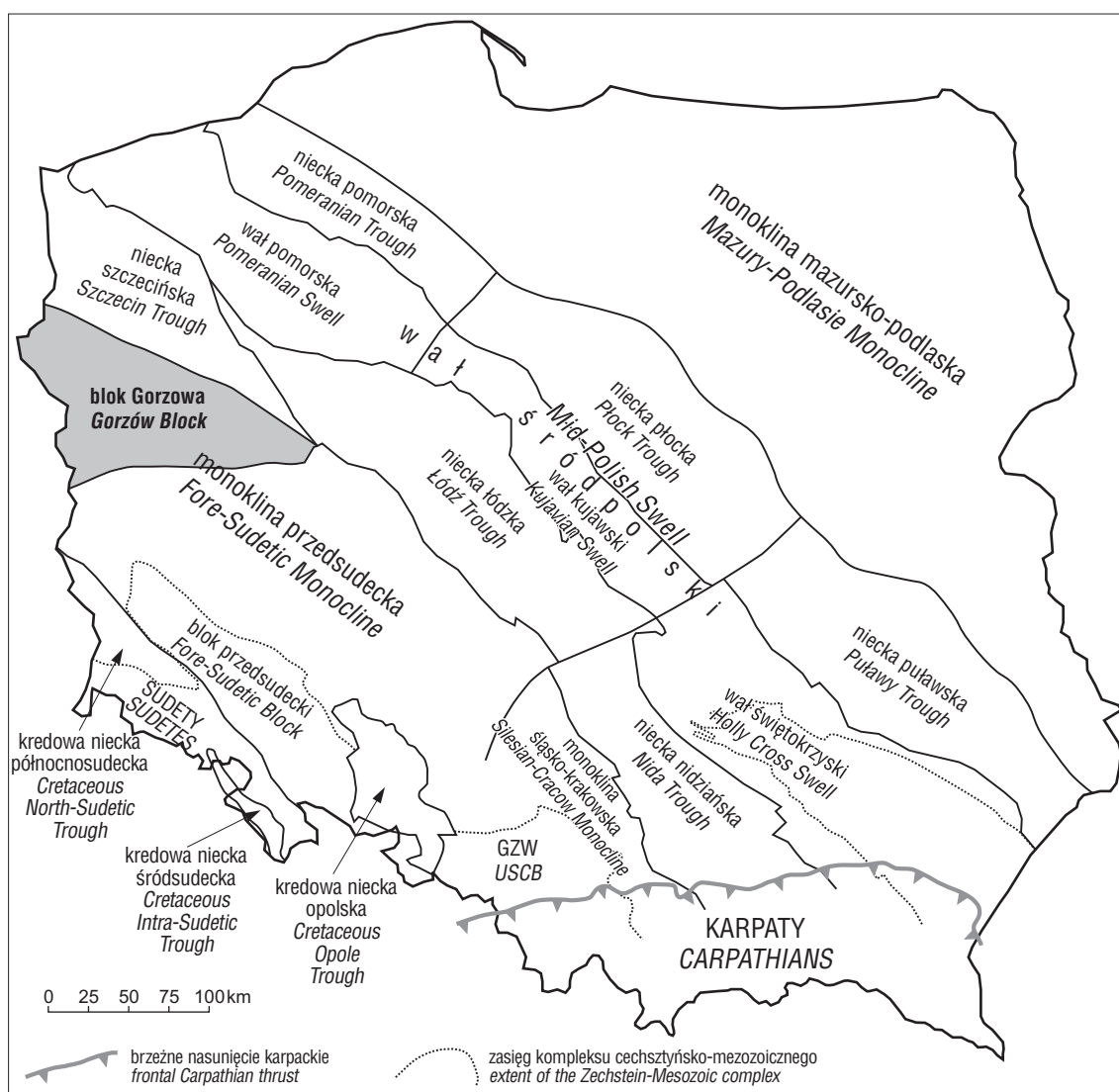
Basen cechsztyńskiego dolomitu głównego (Ca2) obejmuje znaczny obszar Polski i stanowi część rozległego basenu epikontynentalnego, zwanego południowym basenem permskim. Utwory dolomitu głównego mają charakter zarówno skał macierzystych, jak zbiornikowych, które – izolowane ewaporatami – tworzą zamknięty system naftowy (Kotarba & Wagner, 2007). Odkrycia dużych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego spowodowały, że utwory te stały się najintensywniej eksplorowanym poziomem na Niżu Polskim (Czeakański i in., 2002, 2008; Dyjaczynski i in., 2006; Sikorski, 2002, 2006; Wolnowski, 2002, 2006). Znaczny wzrost efektywności poszukiwań nastąpił dzięki zastosowaniu sejsmiki 3D (Górski i in., 1999; Czerwińska i in., 2008).

Największe złoża związane są z blokiem Gorzowa – jednostką tektoniczną położoną na pograniczu monokliny przedsudeckiej i niecki szczecińskiej (ryc. 1) – oraz z północną częścią platformy wielkopolskiej (tzw. półwysp Grotowa) (ryc. 2). W strefach tych odkryto m.in. największe nagromadzenie ropy naftowej w Polsce – złożo Barnówko–Mostno–Buszewo (BMB) (Mamczur i in., 1997) oraz zespół złóż Lubiatów–Międzychód–Grotów (LMG) (Dyjaczynski i in., 2006). O wysokim potencjale naftowym dolomitu głównego na bloku Gorzowa świadczy także fakt, że złoża węglowodorów odkryto również na izolowanych platformach węglanowych (mikroplatformach) położonych w strefie równi basenowej (Dyjaczynski i in., 2009). Dzięki pracom wiertniczym i sejsmicznym udało się zrekonstruować paleogeografię utworów dolomitu głównego (Ca2) (Wagner i in., 2000) (ryc. 2).

Największe nadzieje, odnośnie występowania węglowodorów w utworach Ca2 na omawianym obszarze, wiążano z barierami, a także z wewnętrznymi obszarami platform i izolowanych mikroplatform węglanowych. Na bloku Gorzowa w strefach tych odkryto dotychczas 24 złoża ropy naftowej i gazu ziemnego. Lokalizacja dwóch pozostałych złóż odpowiada strefie podnóża platform węglanowych. W 1972 r. przypadkowo odkryte zostało niewielkie złożo ropy naftowej Sulęcina, położone u podnóża mikroplatformy węglanowej o tej samej nazwie (Kwolek & Mikołajewski, 2010). Odkrycie w 2002 r. złoża Lubiatów – położonego u podnóża półwyspu Grotowa drugiego pod względem zasobów złoża ropy naftowej w Polsce – poszerzyło front poszukiwań o strefę podnóża platformy węglanowej (pogranicze stoku platformy i równi basenowej), uważanej do tej pory za obszar występowania jedynie skał macierzystych. W ostatnim czasie odwierconych zostało w tym rejonie kilka otworów wiertniczych, niestety nie dały one pozytywnych wyników. Nie tylko nie odkryto w nich akumulacji węglowodorów, ale w niektórych przypadkach nie potwierdziła się nawet interpretacja zapisu sejsmicznego, wskazującego na obecność mięszszego i porowatego dolomitu. Podważyło to wiarygodność stosowanej dotychczas metodyki poszukiwawczej i skłoniło do rozważań nad opracowaniem kryteriów identyfikacji potencjalnych pałapek złożowych w utworach dolomitu głównego u podnóża platform i mikroplatform węglanowych (Kwolek & Mikołajewski, 2010). Bardzo ważne przy planowaniu kolejnych otworów wiertniczych jest lepsze poznanie systemów naftowych w układzie platforma – stok – równia basenowa.

¹Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. w Warszawie, Oddział w Zielonej Górze, ul. Westerplatte 15, 65-034 Zielona Góra; edward.czeakański@zgnig.com.pl

²Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. w Warszawie, Oddział w Zielonej Górze, pl. Staszica 9, 64-920 Piła; krzysztof.kwolek@pgnig.pl; zbigniew.mikolajewski@pgnig.pl



Ryc. 1. Lokalizacja bloku Górzowa na tle geologicznego podziału Polski (wg Dadleza, 1998 – zmieniony)
Fig. 1. Location of the Górzów Block on the background of the geological regional subdivision of Poland (after Dadlez, 1998 – modified)

Zarys budowy geologicznej bloku Górzowa

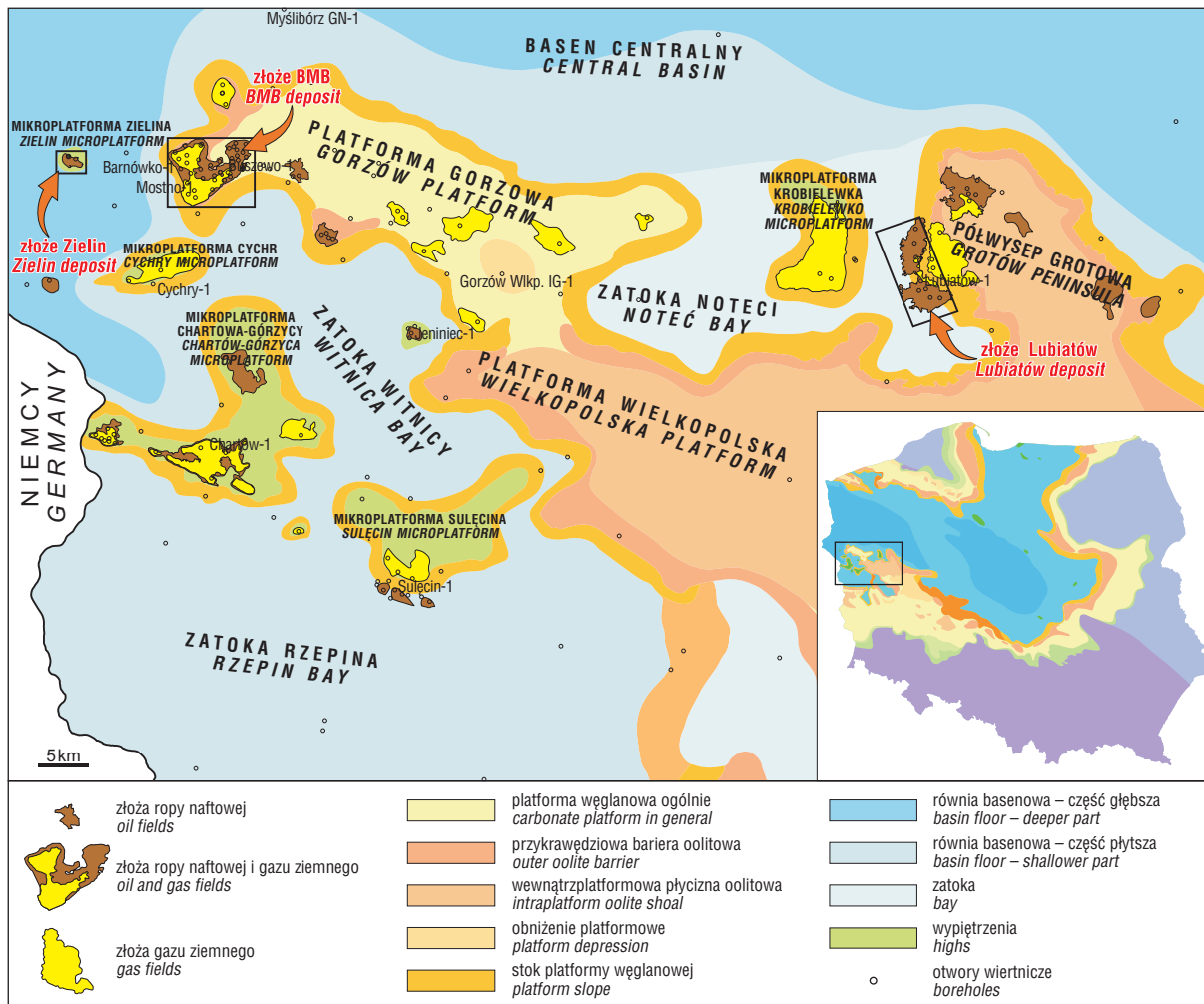
Blok Górzowa związany jest z NW częścią wału wolsztyńskiego – podniesieniem w podłożu permio-mezozoiku. Ciągnie się ono od okolic Krotoszy na SE po Myślibórz na NW i wchodzi w skład eksternidów waryscyjskich. Podniesienie ma charakter izolowanych bloków, którym towarzyszą rozległe pokrywy skał wylewnych dolnego czerwonego spągowca, a także serie utworów klastycznych dolnego czerwonego spągowca występujące w obniżeniach. Ostańce erozyjne w podłożu cechsztynu miały znaczący wpływ na rozwój nadległego kompleksu cechsztyńsko-mezozoicznego. W czasie sedimentacji wczesno-cechsztyńskiej rozwijały się na nich miąższe platformy anhydrotowe (mające niekiedy ponad 300 m miąższości), będące podstawą platformowej sedimentacji utworów dolomitu głównego.

Badany obszar położony jest w strefie występowania tektoniki solnej. Między platformami siarczanowymi werry pojawiają się poduszki i soczewy soli starszej (cyklotem stassfurt), nad którymi utworzyły się szerokopromienne antykliny solne oddzielone strefami synklinalnymi. Te ostatnie występują dokładnie nad platformami siarczanowo-

węglanowymi (anhydryty werry i dolomit główny). Na omawianym terenie obserwuje się inwersję planów strukturalnych nadkładu (utwory mezozoiczne) w stosunku do planu strukturalnego dolomitu głównego. Sugeruje to odpływ części soli (głównie cyklotemu stassfurt) z obszaru położonego nad wspomnianymi platformami w kierunku formujących się poduszek i soczew solnych. Na podstawie nieznacznego przyrostu miąższości utworów górnego triasu i jury w obniżeniach – w stosunku do osiowych partii antyklin solnych – można sądzić, że ruch mas solnych był bardzo powolny i rozłożony w czasie, a jego początku należy upatrywać w późnym triasie (kajper–retyk).

Historia odkryć węglowodorów na bloku Górzowa

Początki „naftowego” rozpoznania bloku Górzowa sięgają drugiej połowy lat 50. XX w. Wykonano wówczas pierwsze regionalne profile sejsmiczne oraz otwór badawczy Górzów Wielkopolski IG-1. Niekorzystne wykształcenie facjalne dolomitu głównego (Peryt, 1978), a także brak dowodów wskazujących na obecność bituminów, przyczyniły się do osłabienia perspektywiczności tego rejonu. Dalsze prace sejsmiczne, przeprowadzone pod koniec lat



Ryc. 2. Rozmieszczenie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w utworach dolomitu głównego w Polsce wg Wagnera i in. (2000)

Fig. 2. Location of oil and gas deposits in Main Dolomite carbonates on the Gorzów Block on the background of paleogeographical map of the Main Dolomite in Poland (after Wagner et al. 2000)

60. XX., doprowadziły do odkrycia podniesień strukturalnych Cychry, Dębno i Myślubórz. W otworze Myślubórz GN-1 (1970) z utworów dolomitu głównego uzyskano bardzo słaby przyływ gazu ziemnego, a w otworze Cychry-1 (1972) doszło do erupcji gazu charakteryzującego się niską zawartością węglowodorów (ok. 9% obj.) i niewielką domieszką H_2S (0,34% obj.). Pierwszy przyływ ropy naftowej (w ilościach przemysłowych) z utworów Ca2 na bloku Gorzowa uzyskano z otworu Sulecin-1 (1972). Dzięki kolejnym wierceniom odkryto złoże gazu ziemnego także w szczytowej partii tej struktury, jednak charakteryzował się on bardzo niską zawartością węglowodorów (< 5% obj.). Prowadzone w latach 70. XX w. szczegółowe prace sejsmiczne wykazały istnienie wielu nowych podniesień – m.in. Barnówko, Chartów, Dzieduszyce, Jeniniec, Krobielewko, Lubiszyn, Murzynowo, Namyslin, Różańsko i Zielin. Na dwóch z nich, w 1980 r., wykonane zostały otwory wiertnicze. W otworze Gorzów Wielkopolski-2 (podniesienie Murzynowo) uzyskano przyływ zgazowanej wody złożowej, a w otworze Krobielewko-1 (podniesienie Krobielewko) doszło do erupcji gazu o niskiej zawartości węglowodorów (ok. 8% obj.) i domieszce H_2S sięgającej 3,36% obj. Po kilkuletniej przerwie w wierceniach, związanej zarówno z czynnikami technicznymi, jak i ekonomicznymi, odwiercono otwór Chartów-1 (1984), z którego

otrzymano przyływ gazu ziemnego o zawartości węglowodorów ok. 19,5% obj. W 1986 r. podczas wykonywania otworu Jeniniec-1 odkryto złoże ropy naftowej, któremu nadano taką samą nazwę. Reinterpretacja profili sejsmicznych z lat 1969–1979 oraz wykonanie w latach 1988–1990 uzupełniającego zdjęcia sejsmicznego przyczyniły się do uszczegółowienia kształtu części podniesień, a także do wykrycia nowych (m.in. Buszewo i Mostno). W obrębie mikroplatformy Chartów–Górzycy, na której stwierdzono wcześniej złoże gazu ziemnego Chartów, odkryto w 1989 r. złoże ropy naftowej z czapą gazową Górzycy oraz złoże gazu ziemnego Ownice. W 1992 r. odkryto na N od tego rejonu dwa złoża ropy naftowej (Zielin i Lubiszyn), a także złoże gazu ziemnego Różańsko, o zawartości węglowodorów ok. 58% obj. i H_2S ok. 9,5% obj. W celu dokładnego rozpoznania budowy geologicznej tej struktury w 1993 r. wykonano pierwsze w Polsce zdjęcie sejsmiczne 3D (Geofizyka Toruń). W latach 1993–1994 odkryto niewielkie złoże ropy naftowej Chrzypsko, a dzięki wykonaniu otworów Mostno-1, Barnówko-1 i Buszewo-1 – największą akumulację ropy naftowej w Polsce, tj. złoże BMB. W celu uściślenia wiedzy nt. jego budowy wykonano, w latach 1994–1996, kolejne zdjęcia sejsmiczne 3D (Barnówko–Lubiszyn). Do dnia dzisiejszego na obszarze bloku Gorzowa Geofizyka Toruń wykonała 16 zdjęć sejsmicznych 3D,

dzięki czemu budowa geologiczna tego obszaru została dość szczegółowo rozpoznana. W latach 1994–1996 odkryto dwa złoża ropy naftowej (Dzieduszyce i Namyślin) oraz dwa złoża gazu ziemnego (Płonica i Stanowice). Gaz ze złoża Stanowice zawiera ok. 25% obj. węglowodorów oraz ok. 1% obj. H_2S , natomiast ze złoża Płonica odpowiednio – 17% obj. i 0,25% obj. Następnym odkryciem dokonano w latach 2001–2004, kiedy to rozpoznano 5 złóż gazu ziemnego (Baczyna, Ciecierzycze, Międzychód, Raclaw, Santok) oraz 3 złoża ropy naftowej (Lubiatów, Grotów i Sieraków). Najistotniejsze było jednak odkrycie zespołu złóż LMG. Lubiatów okazał się drugim – pod względem zasobów – złożem ropy naftowej w Polsce. Ostatnim sukcesem poszukiwawczym było odkrycie w 2009 r. złoża ropy naftowej Kamień Mały (północna część mikroplatformy Chartowa-Górzycy).

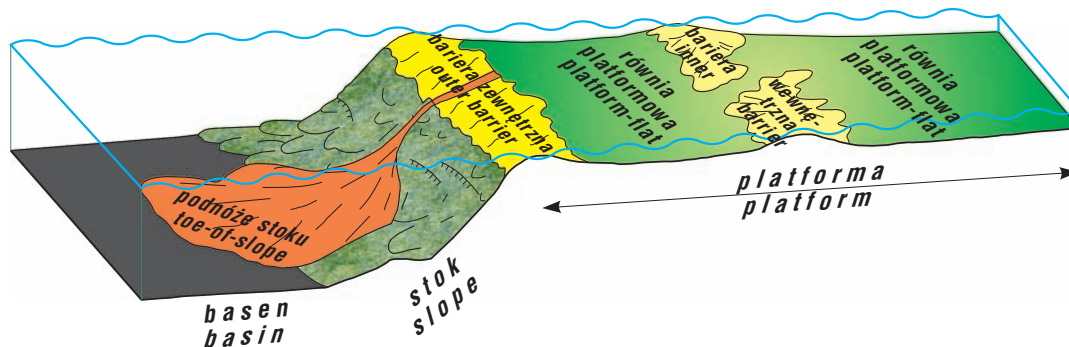
Charakterystyka paleogeograficzna i mikrofacjalna dolomitu głównego na bloku Gorzowa

W analizowanej części basenu morze cechsztyńskie wkroczyło na zróżnicowaną morfologicznie powierzchnię. Znaczne deniwelacje przyczyniły się do podziału zbiornika na strefy głęboko- i płytkowodne. Na wyniesieniach powstawały platformy i mikroplatformy siarczanowe cyklotemu werra, na których – w wyniku kolejnego cyklu transgresywnego – rozwinęły się platformowe utwory dolomitu głównego (stassfurt). Szczegółowa analiza tych ostatnich wykazała, że mamy do czynienia ze znacznym zróżnicowaniem mikrofacjalnym, będącym efektem różnic batymetrycznych (Peryt & Dyjaczynski, 1991; Protas & Wojtkowiak, 2000; Jaworowski & Mikołajewski, 2007). Pociągało to za sobą zmiany reżimów sedymentacyjnych i przyczyniło się do powstania stref wysoko- i niskoenergetycznych. Dobre rozpoznanie sedymentologiczno-facjalne umożliwiło zrekonstruowanie środowisk depozycji dolomitu głównego. Utwory te deponowane były w strefie platform i mikroplatform węglanowych (bariera, równia platformowa), na ich stokach i u podnóża, jak również na obszarze równi basenowej. Model zaproponowany przez Jaworowskiego i Mikołajewskiego (2007), ukazuje przestrzenne relacje środowisk depozycji podczas wysokiego stanu poziomu morza (HST – *highstand systems track*), kiedy to powstała większość osadów na obszarach platform węglanowych (ryc. 3). Model ten dotyczy rejonu Międzychodu, jednak może być z powodzeniem stosowany także do innych obszarów bloku Gorzowa.

Równia basenowa. Występują tutaj głównie muły węglanowe. Mikrofacjalnie są to madstony ze sporadycznym udziałem bioklastów i grubszego materiału ziarnistego, związanego z dystalnymi częściami spływów turbidytowych. Nieliczne oznaki biostabilizacji mogą wskazywać na okresy spowolnienia lub na przerwę w sedymentacji (Jaworowski & Mikołajewski, 2007).

Podnóże stoku oraz stok platformy węglanowej. Zależnie od morfologii stoku występują tutaj muły węglanowe, muły piaszczyste, piaski węglanowe, zlepieńce i brekcje węglanowe. W niektórych profilach obecne są także zlepieńce oraz brekcje anhydrytowe. Mikrofacjalnie są to madstony, pakstony, flotstony i rudstony. Geneza przewarstwień średnio- i gruboziarnistych węglanów, występujących u podnóża platform w obrębie kompleksu mułów węglanowych, jest przedmiotem dyskusji naukowych. Niektórzy uznają je za materiał nagromadzony w wyniku redepozycji związanej z progradacją krawędzi platformy węglanowej (Jaworowski & Mikołajewski, 2007; Słowakiewicz & Mikołajewski, 2009), inni natomiast wiążą je z ciągiem systemów depozycyjnych niskiego stanu morza, zbudowanych w znacznej mierze z materiału autochtonicznego (Zdanowski, 2003a, b; Zdanowski, 2004a, b). W utworach tych bardzo często obecne są struktury deformacyjne oraz redeponowane fragmenty warstw. Niektóre zlepieńce, brekcje oraz piaski węglanowe z rozproszonymi okruchami, w których obserwuje się uziarnienie frakcyjne odwrotne, są debrytami (Jaworowski & Mikołajewski, 2007). Powstały one w wyniku kohezyjnych spływów grawitacyjnych. Uziarnienie frakcyjne normalne świadczy o występowaniu turbidytów (Jaworowski & Mikołajewski, 2007).

Bariera. Bariery węglanowe występują głównie wzdłuż krawędzi platform i mikroplatform węglanowych, izolując obszar równi platformowej od otwartego morza (bariera zewnętrzna). Mogą powstawać także w wewnętrznej strefie platform, gdzie tworzą bariery wewnętrzne dzielące równię platformową na obszary nisko- i wysokoenergetyczne (Jaworowski & Mikołajewski, 2007). Osady barierowe reprezentują środowisko aktywne, związane z najwyższą energią wód. Dominują w nich pery- i sublitoralne piaski węglanowe oraz utwory mikrobialne (Jaworowski & Mikołajewski, 2007), rzadsze są węglanowe muły piaszczyste i zlepieńce węglanowe. Pod względem mikrofacjalnym są to: greinstony i bandstony, rzadziej pakstony, wakstony, flotstony i rudstony.



Ryc. 3. Model architektury depozycyjnej utworów dolomitu głównego w rejonie Międzychodu podczas wysokiego stanu względnego poziomu morza (HST) (wg Jaworowskiego & Mikołajewskiego 2007, zmienione)

Fig. 3. Depositional model of the Main Dolomite in the Międzychód region. The model shows maximum development of sedimentation during the sea-level highstand (after Jaworowski & Mikołajewski 2007, modified)

Równia platformowa. Na obszarze równi platformowej panowały warunki płytkowodne, a niewielkie różnice w batymetrii powodowały powstanie stref wysoko- i niskoenergetycznych. Strefom wysokoenergetycznym odpowiadają głównie greinstony ooidowe z poziomami bandstonów. Powszechna jest biostabilizacja osadów. Strefy niskoenergetyczne – związane z platformowymi obniżeniami – zdominowane są przez madstony, wakstony i pakstony peloidowe z onkoidami i licznymi bioklastami (ślímaki, małżoraczki, otwornice, małże). Intraklasty i ooidy były dostarczane w wyniku znoszenia ze stref wysokoenergetycznych (Jaworowski & Mikołajewski, 2007).

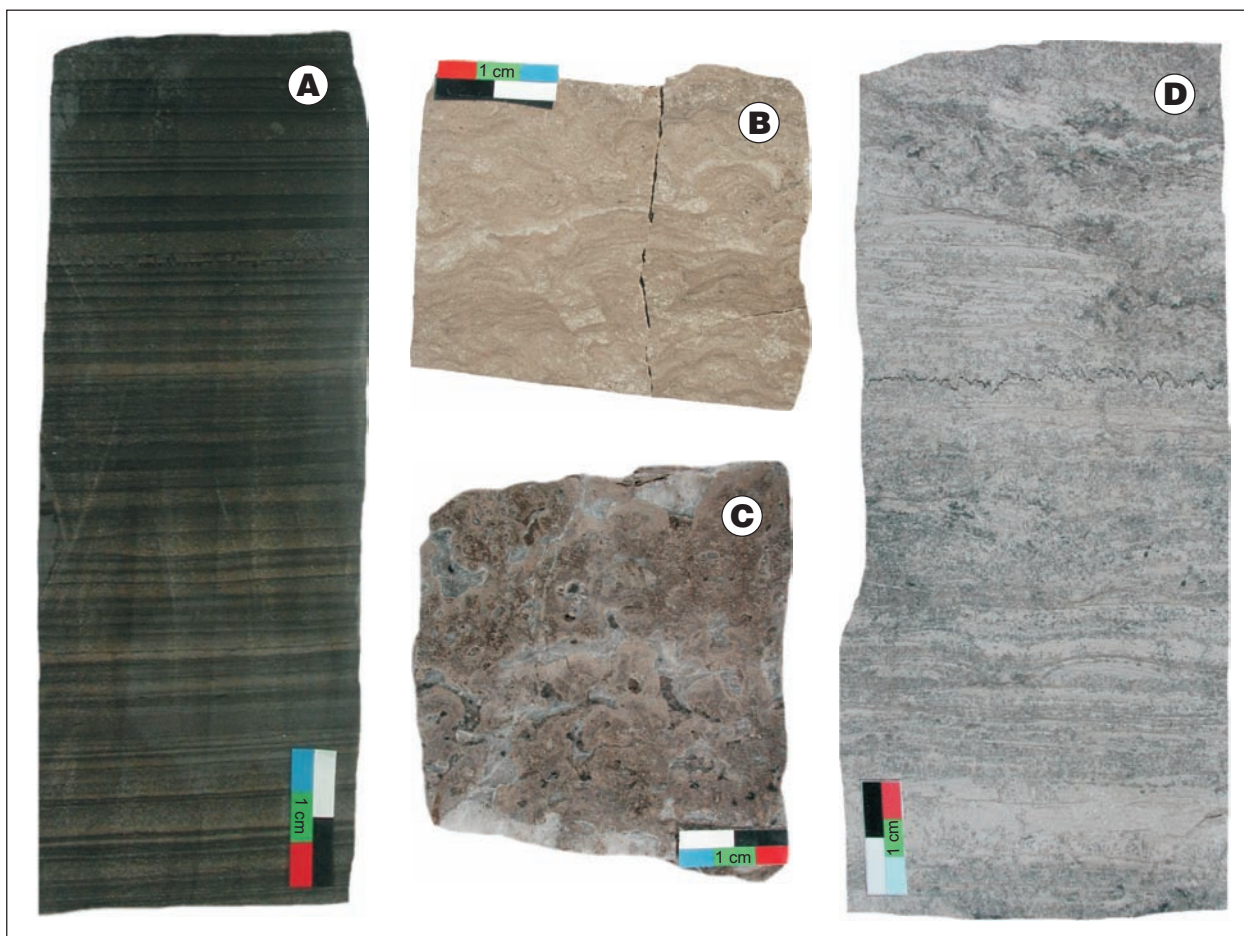
Skąły macierzyste i zbiornikowe w utworach dolomitu głównego na bloku Gorzowa

Przez wiele lat sądzono, że skałami macierzystymi w omawianym poziomie są utwory występujące w głębszej części basenu (ryc. 4A). Najnowsze badania wykazały jednak, że nie uczestniczyły one – na większą skalę – w procesach ekspulsji i migracji i nie mogły wypełnić pułapek w strefach platform węglanowych (Kotarba & Wagner, 2007). W związku z tym poszukiwania skał macierzystych skoncentrowano na obszarze tych platform oraz w obrębie ich stoków. Zwrócono również uwagę na występujące tam skały pochodzenia mikrobialnego i glonowego (ryc. 4B–D), które mogły być źródłem substancji organicznej (Depowska, 1997; Wagner & Kotarba, 2004; Kotarba & Wagner,

2007; Słowakiewicz & Mikołajewski, 2010). Powszechność występowania tych utworów jest odzwierciedleniem warunków panujących w basenie dolomitu głównego. Ciepłe, płytkie i zasolone wody sprzyjały bujnemu rozwojowi sinic i glonów (Wagner i in., 2004). Organizmy te okresowo wytwarzały ogromne ilości biomasy stanowiącej główne źródło materii organicznej, przekształconej w trakcie diagenety w kerogen, z którego podczas katagenetycznych transformacji powstała ropa naftowa i gaz ziemny. Wyniki badań z zakresu geochemii naftowej potwierdziły, że substancją macierzystą dla rop akumulowanych w utworach dolomitu głównego był cyjanobakteryjno-glonowy, ropotwórczy kerogen typu II.

Skały macierzyste występują w dwóch podstawowych odmianach: w formie zwartych kompleksów oraz w postaci rozproszonej (Kotarba & Wagner, 2007). Zwarte kompleksy związane są z budowlami mikrobialno-glonowymi oraz z warstwami madstonów. Typ rozproszony tworzą laminy cjanobakteryjne, stabilizujące osad ziarnisty.

Najlepsze własności kolektorskie stwierdzono zarówno w płytkowodnych utworach platformowych (ryc. 5A), jak i w głębokowodnych utworach ich podnóża (ryc. 5B) (Protas & Wojtkowiak, 2000; Jaworowski & Mikołajewski, 2007; Słowakiewicz & Mikołajewski 2009). Przemiany diagenetyczne, a także wynikający z nich rozwój przestrzeni porowej, zachodziły wieloetapowo. Zmiany te związane były zarówno ze strefami diagenetyczno-depozycyjnymi (eodiagenetyza), jak i z etapem pogrzebienia



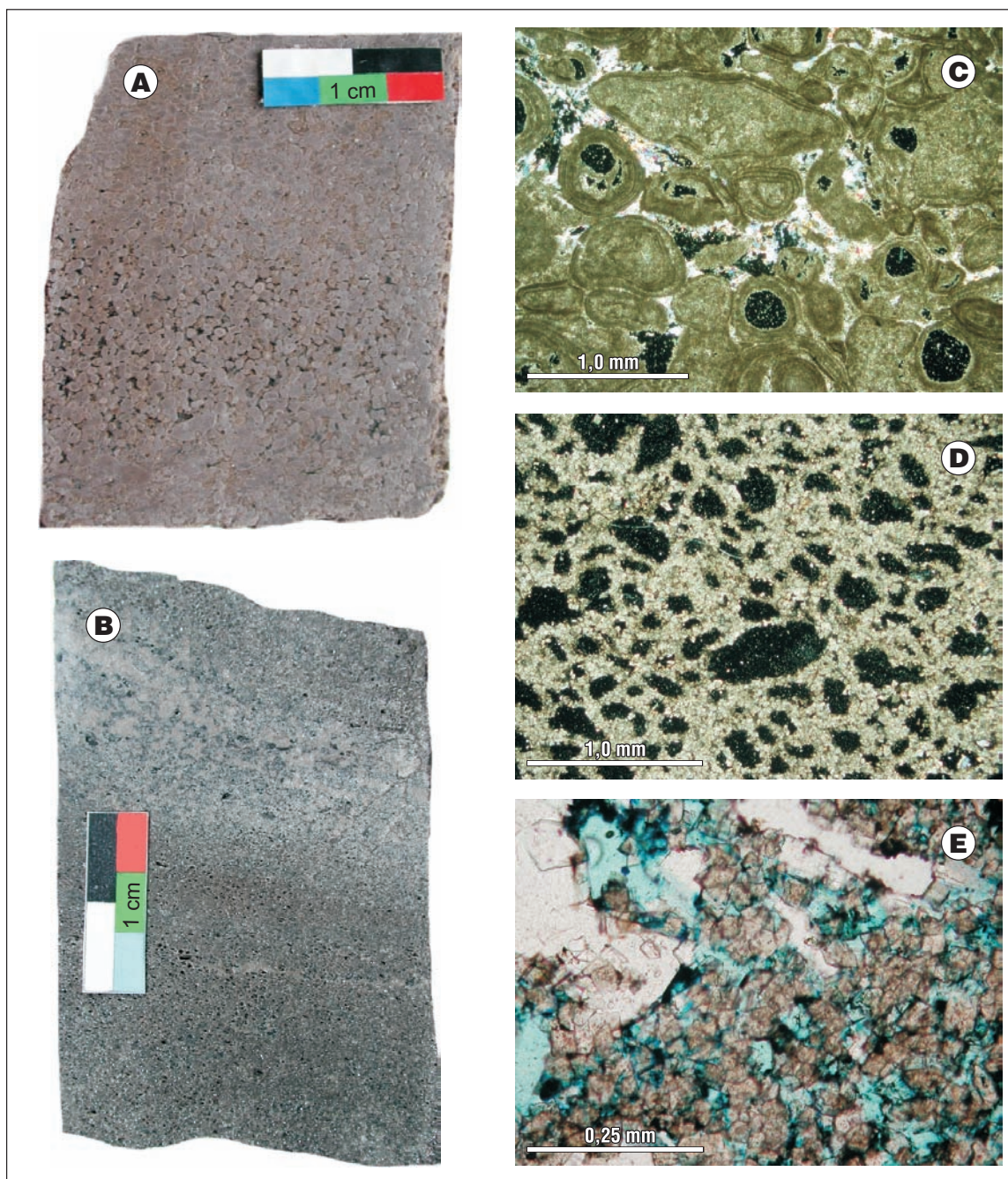
Ryc. 4. Przykłady skał macierzystych dolomitu głównego z obszaru bloku Gorzowa. Fot. Z. Mikołajewski. A – madston; B – stromatolit; C – trombolit; D – biostabilizacja osadu ziarnistego

Fig. 4. Examples of Main Dolomite source rocks from the Gorzów Block area. Photo by Z. Mikołajewski. A – mudstone; B – stromatolite; C – thrombolite; D – biostabilization of grainy sediment

(mezodiogeneza). Z punktu widzenia prospekcji naftowej najistotniejsze było powstanie i zachowanie znacznej porowatości wtórnej (miejscami > 30%), będącej wynikiem całkowitego bądź częściowego rozpuszczenia węglanowych składników ziarnistych (ryc. 5C, D). Proces ten zachodził najprawdopodobniej w wyniku oddziaływania wód meteorycznych oraz agresywnych wód wzbogaconych w CO₂, który powstawał jako produkt przekształceń materii organicznej w bituminy (Clark, 1980; Mazzullo & Harris, 1992; Machel, 2005). Niekiedy bardzo wysoka porowatość może być związana z dolomityzacją i rekrytalizacją pierwotnie wapiennej matrycy skalnej (ryc. 5E).

Charakterystyka i rozmieszczenie złóż węglowodorów na bloku Gorzowa

Efektom dotychczasowych prac poszukiwawczych, prowadzonych na obszarze występowania poziomu dolomitu głównego na bloku Gorzowa, jest odkrycie ok. 26 miejsc akumulacji węglowodorów, w tym 12 złóż gazu ziemnego, 10 ropy naftowej i 4 gazowo-ropnych (ryc. 2). Są to złoża masywowe, warstwowe oraz masywowo-warstwowe. Strop utworów dolomitu głównego zalega w nich na głębokości od ok. 2680 m (np. Sulęcín) do blisko 3300 m (Grotów). Pierwotne zasoby geologiczne zostały osza-



Ryc. 5. Przykłady skał zbiornikowych dolomitu głównego z obszaru bloku Gorzowa. Fot. Z. Mikołajewski. A – greinston ooidowo-intraklastowy; B – miejscami całkowite rozpuszczenie ziarnistej matrycy skalnej; C – porowatość moldyczna i między-ziarnowa; D – porowatość powstała w wyniku całkowitego rozpuszczenia ziarn węglanowych; E – porowatość międzykrystaliczna (szlif nasączony niebieską żywicą)

Fig. 5. Examples of Main Dolomite reservoir rocks from the Gorzów Block area. Photo by Z. Mikołajewski. A – ooid-intraclast grainstone, B – in places complete dissolution of carbonate grains; C – moldic and interparticle porosity; D – porosity originated from complete dissolution of carbonate grains; E – intercrystalline porosity (thin section with blue resin)

cowane na ok. 120 mln ton ropy naftowej i ok. 70 mld m³ gazu ziemnego. Blisko połowa odkrytych zasobów ropy związana jest ze złożem Barnówko–Mostno–Buszewo. Do większych złóż należą także: Lubiatów (ok. 28 mln t), Grotów (ok. 12 mln t), Sieraków (ok. 10 mln t), Dzieduszyce (ok. 3,5 mln t), Górzycyca (ok. 2,7 mln t) oraz Kamień Mały (ok. 3 mln t). Pozostałe są zdecydowanie mniejsze, a ich zasoby rzadko przekraczają 0,5 mln t. Największe pod względem pierwotnych zasobów geologicznych gazu ziemnego są złoża: Cychry (ok. 20 mld m³), Barnówko–Mostno–Buszewo (ok. 12,5 mld m³), Krobielewko (ok. 15 mld m³), Międzychód (ok. 11,5 mld m³). Gazy z tych złóż różnią się zarówno zawartością węglowodorów (np. Zielin ok. 75% obj.; Sulęcín < 5% obj.) jak i H₂S (np. Krobielewko – ok. 9,5% obj.; Ownice – 0,16% obj.). Pierwotne ciśnienia złożowe, zarejestrowane w obrębie różnych złóż, są także zróżnicowane (np. Międzychód – 41,6 MPa; Zielin – 68 MPa).

Charakterystyczne jest rozmieszczenie odkrytych złóż w odniesieniu do stref paleogeograficznych. Zdecydowana większość pokrywa się ze strefami platform (14 złóż) i izolowanych mikroplatform węglanowych (10 złóż). Tylko dwa złoża ropy (Sulęcín, Lubiatów) odpowiadają strefom zazębienia się utworów stokowych z równią basenową.

Złoża na platformach węglanowych. Złoża te związane są z platformą Gorzowa oraz z półwyspem Grotowa, będącym najbardziej na północ wysuniętą częścią platformy wielkopolskiej. Na platformie Gorzowa odkryto 10 złóż węglowodorów (2 ropy naftowej, 7 gazowych oraz 1 ropno-gazowe), natomiast na półwyspie Grotowa – 4 złoża (3 ropy naftowej oraz 1 gazu ziemnego). Największe znaczenie miało jednak rozpoznanie platformowego złoża BMB, które scharakteryzowano poniżej.

Barnówko–Mostno–Buszewo. Złoże ropno-gazowe (ryc. 2, 6A), odkryte w latach 90. XX w. Jest to złoże typu masywowego, którego skałą zbiornikową są zarówno porowate greinstony ooidowe, jak i budowle organogeniczne. Jak dotychczas jest to największe złoże ropy naftowej w Polsce (Mamczur i in., 1997). W otworze Mostno-1 (1993) uzyskano przyływ gazu ziemnego, w otworze Buszewo-1 (1993) – ropy naftowej, a w otworze Barnówko-1 (1994) – gazu ziemnego w stropie, a ropy naftowej w spągu dolomitu głównego. Nie przypuszczano wówczas, że otwory te znajdują się w obrębie jednego, dużego złoża. Miąższość utworów Ca₂ w obrębie BMB jest zróżnicowana. Największa stwierdzona została w strefie bariery zewnętrznej (np. Barnówko-5, 84,3 m; Mostno-3, 83,5 m), natomiast w strefie równi platformowej (rejon Buszewa) tylko sporadycznie przekracza 40 m. Średnia miąższość efektywna waha się od 22,95 m (czapa gazowa) do 25,5 m (strefa ropna), porowatość efektywna wynosi ok. 17%, średnia przepuszczalność złoża – 17,4 mD i 12,2 mD (odpowiednio dla czapy gazowej i dla złoża ropy naftowej).

Eksploatację złoża rozpoczęto w marcu 2000 r. (przy stanie 32 odwiertów). Pierwotne zasoby, według dodatku do dokumentacji geologicznej z roku 2006, są następujące: ropa naftowa – ok. 60 mln t, gaz ziemny – ok. 28 mld m³ (Liberska, 2006).

Złoża na izolowanych mikroplatformach węglanowych. Złoża te związane są z izolowanymi mikroplatformami o różnej wielkości, występującymi w strefie basenowej. Na bloku Gorzowa odkryto dotychczas 10 złóż tego

typu (3 ropy naftowej, 4 gazu ziemnego oraz 3 ropno-gazowe). Generalnie na większości mikroplatform występują pojedyncze złoża węglowodorów o różnej wielkości, natomiast na mikroplatformie Chartowa–Górzycyca odkryto aż cztery niezależne złoża (Chartów, Górzycyca, Ownice i Kamień Mały). Bardzo ciekawym przykładem złoża związanego z izolowaną mikroplatformą węglanową jest struktura Zielin, którą opisano poniżej.

Zielin. Struktura ropno-gazowa Zielin (ryc. 2, 6B) została odkryta w 1992 r. Jest to złoże typu warstwowego. W jego obrębie stwierdzono występowanie autuńskiego stożka wulkanicznego – górującej nad okolicą formy, związanej z sedimentacją niewielkich ilości wapienia cechsztyńskiego oraz będącej miejscem powstania lokalnej platformy siarczanowej werry, a następnie – na początku cyklotemu stassfurt – niewielkiej, izolowanej platformy węglanowej dolomitu głównego. Skałą zbiornikową są porowate i miejscami silnie zeszcelinowane utwory ziarniste (greinstony, pakstony) oraz fragmenty budowli organogenicznych. Ich miąższość nieznacznie przekracza 20 m. Efektywna miąższość złoża wynosi ok. 18 m, porowatość średnia ok. 6%, a przepuszczalność ok. 3,5 mD. Eksploatację złoża rozpoczęto w sierpniu 1992 r. Pierwotne zasoby oceniono na ok. 293 tys. t (ropa naftowa) i ok. 472 mln m³ (gaz ziemny).

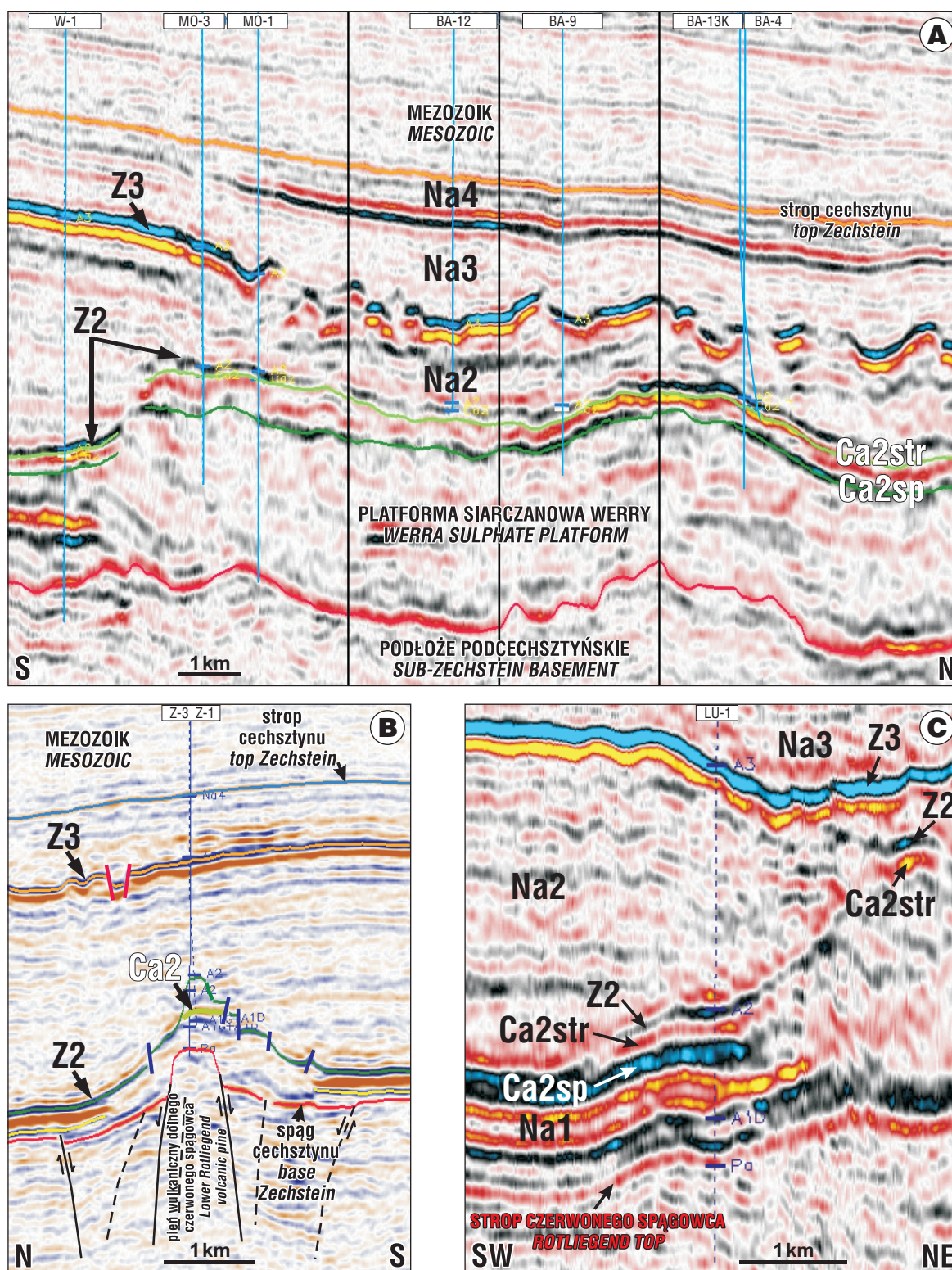
Złoża u podnóża platform i mikroplatform węglanowych. Na bloku Gorzowa w tej strefie paleogeograficznej odkryto tylko dwa złoża ropy naftowej: Sulęcín (1972) oraz Lubiatów (2002). Odkrycie złoża Lubiatów było najważniejszym wydarzeniem od czasu odkrycia złoża Barnówko–Mostno–Buszewo.

Lubiatów. Złoże ropy naftowej Lubiatów (ryc. 2, 6C) zostało odkryte podczas wykonywania otworu Lubiatów-1 w 2002 r., który zaprojektowano w oparciu o wyniki zdjęcia sejsmicznego 3D Międzychód–Sieraków (2001–2002). Jest to złoże typu strukturalno-litologicznego, którego skałą zbiornikową są porowate dolomity ooidowo-intraklastowe, przechodzące lateralnie w nieporowate dolomity i wapienie wykształcone w litofacji mułów węglanowych (madstonów). Złoże Lubiatów zbudowane jest z dwóch części – północnej i południowej – połączonych wąskim przesmykiem (200–300 m). Obie mają kształt nieregularny o obrysie zbliżonym do elipsy i kierunku dłuższej osi: W-E (część południowa) i NNE-SSW (część północna). Miąższość utworów Ca₂ w części południowej zmienia się od ok. 70–80 m (wg danych sejsmicznych) na NE od otworu Lubiatów-1 do ok. 50 m w części środkowej złoża, natomiast w kierunku SW i W, tj. w kierunku zapadania stropu utworów Ca₂, redukuje się do ok. 20 m, czyli do miąższości odpowiadającej granicy widzialności (*limit of visibility*) w metodzie sejsmicznej 3D. Średnia miąższość efektywna złoża waha się od 9,78 m dla czapy gazowej do 24,07 m dla strefy ropnej. Porowatość efektywna wynosi odpowiednio 8,21% i 12,41%, a średnia przepuszczalność – 5 mD.

Złoże aktualnie jest w trakcie zagospodarowywania. Zasoby geologiczne ropy naftowej szacowane są w nim na ok. 28 mln t, a towarzyszącego jej gazu ziemnego na ok. 5,5 mld m³ (Szczawińska, 2004).

Perspektywy poszukiwawcze

Blok Gorzowa, mimo prowadzenia na nim od lat 90. XX w. intensywnych prac poszukiwawczych, wciąż pozostaje obszarem perspektywnym. Według aktualnego sta-



Ryc. 6. Przekroje sejsmiczne przez złoża węglowodorów związane z różnymi strefami paleogeograficznymi dolomitu głównego na bloku Gorzowa: A – złożo ropno-gazowe Barnówko–Mostno–Buszewo (BMB) (zdjęcie sejsmiczne 3D Barnówko–Lubiszyn, Geofizyka Toruń 1996), B – złożo ropno-gazowe Zielin (zdjęcie sejsmiczne 3D Zielin, Geofizyka Toruń 1997), C – złożo ropy naftowej Lubiatów (zdjęcie sejsmiczne 3D Międzychód–Sieraków, 2002), Na1 – sól najstarsza, Na2 – sól starsza, Na3 – sól młodsza; Z2, Z3, Ca2str, Ca2sp – horyzonty sejsmiczne związane z odbiciami od stropów: anhydrytu podstawowego (Z2), anhydrytu głównego (Z3), porowatych (Ca2str) i nieporowatych (Ca2sp) utworów dolomitu głównego

Fig. 6. Seismic cross-sections through hydrocarbon deposits related to different paleogeographical zones of the Main Dolomite on the Gorzów Block: A – Barnówko–Mostno–Buszewo (BMB) oil-gas deposit (Barnówko–Lubiszyn 3D seismic survey, Geofizyka Toruń 1996), B – Zielin oil-gas deposit (Zielin 3D seismic survey, Geofizyka Toruń 1997), C – Lubiatów oil deposit (Międzychód–Sieraków 3D seismic survey, 2002), Na1 – Oldest Halite, Na2 – Older Halite, Na3 – Young Halite; Z2, Z3, Ca2str, Ca2sp – seismic levels derived from reflections from the tops of: Basal Anhydrite (Z2), Main Anhydrite (Z3), porous (Ca2str) and not porous (Ca2sp) Main Dolomite rocks respectively

nu wiedzy największe szanse udokumentowania nowych zasobów węglowodorów w basenie dolomitu głównego związane są z rozpoznaniem:

- południowego podnóża mikroplatformy Cychr;
- północnego zasięgu złoża ropy naftowej Kamień Mały, odkrytego w efekcie wykonania otworu Kamień Mały-1 w północnej części mikroplatformy Chartowa–Górzycy;
- południowo-wschodniej części mikroplatformy Chartowa–Górzycy, wraz z jej wschodnim i południowym podnóżem;
- zachodniego podnóża mikroplatformy Sulęcina;
- roponośnej strefy Sierakowa, we wschodniej części półwyspu Grotowa, potwierdzonej wynikami badań przeprowadzonych w otworze Sieraków-1;
- zasobnego złoża Krobielewko, zlokalizowanego na mikroplatformie o tej samej nazwie, odkrytego podczas wiercenia otworów Krobielewko-1, -2 i -5.

Dodatkowego rozpoznania będzie wymagała również zachodnia część zatoki Noteci, na zachód od izolowanej platformy węglanowej Krobielewka. Na podstawie badań sejsmicznych 2D w zatoce tej wykartowano m.in. niewielki obiekt strukturalny w stropie granicy sejsmicznej Z2, przypominający roponośną mikroplatformę węglanową Jenińca.

Literatura

- CLARK D.N. 1980 – The sedimentology of the Zechstein-2 Carbonate Formation of eastern Drenthe, the Netherlands. *Contr. Sedimentology*, 9: 131–165.
- CZEKAŃSKI E., DZIADKIEWICZ M. & JANKOWSKI K. 2002 – Potencjał wydobywczy złóż ropy naftowej w dolomicie głównym. Konferencja Naukowo-Techniczna, Piła. 41–49.
- CZEKAŃSKI E., DZIADKIEWICZ M. & MAMCZUR S. 2008 – Strategia przyrostu zasobów i zwiększenia wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego w PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze. IV Krajowy Zjazd Branży Górnictwa Naftowego, Łagów Lubuski. 43–59.
- CZERWIŃSKA B., POMIANOWSKI P. & SOLARSKI T. 2008 – Rola sejsmiki 3D w odkryciach i rozpoznawaniu złóż węglowodorów w zachodniej Polsce. IV Krajowy Zjazd Branży Górnictwa Naftowego. Łagów Lubuski. 65–75.
- DADLEZ R. (red.) 1998 – Mapa tektoniczna kompleksu cechsztyńsko-mezozoicznego na Niżu Polskim. Państwowy Instytut Geologiczny.
- DEPOWSKA A. 1997 – Opracowanie litologiczno-facjalne osadów dolomitu głównego w rejonie Gorzowa Wielkopolskiego. *Archiwum Geologiczne*. Piła.
- DYJACZYŃSKI K., MAMCZUR S. & DZIADKIEWICZ M. 2006 – Od Rybaków do LMG. 45 lat wydobycia ropy naftowej na Niżu Polskim. Konferencja Naukowo-Techniczna. Piła. 59–76.
- DYJACZYŃSKI K., KWOLEK K., MIKOŁAJEWSKI Z., PERYT T.M. & SŁOWAKIEWICZ M. 2009 – Microplatforms of the Main Dolomite (Ca2) in western Poland in the aspect of hydrocarbon prospecting. 6th Annual Conference of SEPM-CES SEDIMENT 2009, 24–25 June, Kraków. 14–15.
- GÓRSKI M., KRÓL E., KUNICKA-GÓRSKA W., TRELA M. & URBAŃSKA H. 1999 – Wydzielenie pułapek węglowodorów w utworach poziomu dolomitu głównego poprzez rozpoznanie zmian litofacjalnych i strukturalnych na podstawie zintegrowanej interpretacji sejsmiki 3D i danych otworowych w rejonie Gorzowa. *Prz. Geol.*, 47: 1080–1095.
- JAWOROWSKI K. & MIKOŁAJEWSKI Z. 2007 – Oil- and gas-bearing sediments of the Main Dolomite (Ca2) in the Międzychód region: a depositional model and the problem of the boundary between the second and third depositional sequences in the Polish Zechstein Basin. *Prz. Geol.*, 55: 1017–1024.
- KOTARBA M. & WAGNER R. 2007 – Generation potential of the Zechstein Main Dolomite (Ca2) carbonates in the Gorzów Wielkopolski–Międzychód–Lubiatów area: geological and geochemical approach to microbial-algal source rock. *Prz. Geol.*, 55: 1025–1036.
- KWOLEK K. & MIKOŁAJEWSKI Z. 2010 – Kryteria identyfikacji obiektów litofacjalnych jako potencjalnych pułapek złożowych w utworach dolomitu głównego (Ca2) u podnóża platform i mikroplatform węglanowych w środkowo-zachodniej Polsce. *Prz. Geol.*, 58: 426–435.
- LIBERSKA H. 2006 – Dokumentacja geologiczna złoża ropno-gazowego Barnówko–Mostno–Buszewo (BMB) w kategorii B. Dodatek nr 1. *Archiwum Geologiczne*. Zielona Góra.
- MAMCZUR S., RADECKI S. & WOJTKOWIAK Z. 1997 – O największym złożu ropy naftowej w Polsce Barnówko–Mostno–Buszewo (BMB). *Prz. Geol.*, 45: 582–588.
- MACHEL H.G. 2005 – Investigations of burial diagenesis in carbonate hydrocarbon reservoir rocks. *Geosci. Canada*, 32, 3: 103–128.
- MAZZULLO S.J. & HARRIS P.M. 1992 – Mesogenetic dissolution: its role in porosity development in carbonate reservoirs *AAPG Bull.*, 76: 607–620.
- PERYT T.M. 1978 – Wykształcenie mikrofacjalne dolomitu głównego w północnej części monokliny przedsudeckiej. *Prz. Geol.*, 26: 163–168.
- PERYT T.M. & DYJACZYŃSKI K. 1991 – An isolated carbonate bank in the Zechstein Main Dolomite basin, western Poland. *Jour. Petrol. Geology*, 14: 445–458.
- PROTAS A. & WOJTKOWIAK Z. 2000 – Blok Gorzowa. Geologia dolnego cechsztynu. Przewodnik LXXI Zjazdu Polskiego Towarzystwa Geologicznego. 163–171.
- SIKORSKI B. 2002 – Rezultaty poszukiwań w utworach dolomitu głównego. Konferencja Naukowo-Techniczna, Piła. 7–14.
- SIKORSKI B. 2006 – Rezultaty prac poszukiwawczych z perspektywy 50-lecia działalności Poszukiwań Nafty i Gazu „NAFTA” sp. z o.o. w Piile. Konferencja Naukowo-Techniczna, Piła. 5–13.
- SŁOWAKIEWICZ M. & MIKOŁAJEWSKI Z. 2009 – Sequence stratigraphy of the Upper Permian Zechstein Main Dolomite carbonates in Western Poland: a new approach. *Jour. Petrol. Geology*, 32: 215–234.
- SŁOWAKIEWICZ M. & MIKOŁAJEWSKI Z. 2010 – Upper Permian Main Dolomite microbial bioherms and microbialites and their role in hydrocarbon generation (W Poland). *Marine and Petroleum Geology* (in review).
- SZCZAWIŃSKA I. 2004 – Dodatek nr 1 do dokumentacji geologicznej złoża ropy naftowej Lubiatów w kategorii C. *Archiwum Geologiczne*. Piła.
- WAGNER R., DYJACZYŃSKI K., PAPIERNIK B., PERYT T. M. & PROTAS A. 2000 – Mapa paleogeograficzna dolomitu głównego (Ca2) w Polsce [W:] Kotarba M.J. (red.) Bilans i potencjał węglowodorowy dolomitu głównego basenu permjskiego Polski. *Archiwum WGGiOEE AGH*, Kraków.
- WAGNER R. & KOTARBA M. (red) 2004 – Algowe skały macierzyste dolomitu głównego i ich potencjał węglowodorowy jako podstawa dla genetycznej oceny zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego w strefie Gorzowa–Międzychodu. *Archiwum PGNiG*. Warszawa.
- WAGNER R., JAWOROWSKI K., MIKOŁAJEWSKI Z., WICHROWSKA M. & PROTAS A. 2004 – Mikrobialne skały macierzyste w utworach cechsztyńskiego dolomitu głównego (Ca2). Polska Konferencja Sedymentologiczna, VIII Krajowe Spotkanie Sedymentologów, Zakopane.
- WOLNOWSKI T. 2002 – Prognoza zasobności dolomitu głównego w basenie permjskim Niżu Polskiego w świetle nowych technik poszukiwawczych. Konferencja Naukowo-Techniczna, Piła. 15–28.
- WOLNOWSKI T. 2006 – Perspektywy poszukiwań złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na Niżu Poskim (po 50 latach poszukiwań). Konferencja Naukowo-Techniczna, Piła. 15–33.
- ZDANOWSKI P. 2003a – Lowstand systems tract deposition of the Main Dolomite in the Gorzów region (Polish Zechstein Basin). 22nd IAS Meeting of Sedimentology, Opatów.
- ZDANOWSKI P. 2003b – Lowstand fans and wedges of the Main Dolomite in the Gorzów Wielkopolski region (Polish Zechstein Basin). 12th Bathurst Meeting International Conference of Carbonate Sedimentologists, 8–10 July, Durham.
- ZDANOWSKI P. 2004a – Stratygrafia sekwencji dolomitu głównego (cechsztynu) w rejonie gorzowskim ze szczególnym uwzględnieniem utworów LST. VIII National Meeting of Sedimentologists, Polish Sedimentological Conference, 21–24 June, Zakopane.
- ZDANOWSKI P. 2004b – Wide restricted lagoons (salinas) of the Main Dolomite as a final stage deposition of carbonate lowstand systems tracts in the Gorzów Wielkopolski region. 23rd IAS Meeting of Sedimentology, 15–17 September, Coimbra.

Praca wpłynęła do redakcji 07.07.2010 r.
Po recenzji akceptowano do druku 13.07.2010 r.