

O największym złożu ropy naftowej w Polsce Barnówko–Mostno–Buszewo (BMB)

Stanisław Mamczur*, Stanisław Radecki**, Zofia Wojtkowiak*

W dniu 13.12.1996 r. Komisja Zasobów Kopalni Ministerstwa Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa zatwierdziła dokumentację geologiczną zasobów złoża ropno-gazowego Barnówko–Mostno–Buszewo (BMB) wykonaną przez PGNiG S.A. — Oddział Zielonogórski Zakład Górnictwa Nafty i Gazu przy współpracy Oddziału Poszukiwania Nafty i Gazu w Pile i Oddziału Geofizyka–Toruń. Złoże ropno-gazowe BMB położone w woj. gorzowskim (ryc. 1) ma największe zasoby ropy naftowej na obszarze lądowym kraju.

Zasoby geologiczne ropy naftowej wynoszą 64,4 mln t ropy naftowej, a zasoby geologiczne gazu 29,4 mld m³.

Budowa geologiczna rejonu Gorzowa Wlkp.

Rejon Gorzowa Wlkp. jest położony w obrębie bloku Gorzowa — jednostki geologicznej występującej pomiędzy nieką szczecińską a monokliną przedsudecką.

Najstarszymi utworami, w tym rejonie, stwierdzonymi na podstawie wierceń są osady karbonu (Myślubórz GN-1 — 129 m, Jeniniec-2 — 158 m). Są to piaskowce i mułowce, twarde, silnie zdiagenezowane, częściowo zmetamorfizowane oraz łupki. Osady karbońskie wykazujące duże zaangażowanie tektoniczne zostały sfałdowane w czasie fazy asturyjskiej orogenezy warwscyjskiej.

Na utworach karbońskich zalegają osady czerwonego spągowca: dolne piętro — autun i górne — sakson. W autunie miały miejsce wylewy wulkaniczne związane z pęknięciami tektonicznymi. W efekcie utworzyły się miąższe pokrywki skał wylewnych i piroklastycznych. Nawiercono je we wszystkich otworach w rejonie. Są to trachity, diabazy, dacyty, bazalty, brekcje wulkaniczne, tufy i wulkanity typu ryolitów. Różne typy utworów wulkanicznych występujących w stropowej partii świadczą, że z końcem autunu rejon miał dość urozmaiconą morfologię, co było spowodowane natężeniem ruchów tektonicznych związanych z fazą saalską orogenezy warwscyjskiej. Omawiany rejon został wyniesiony, jednak nie stanowił jednolitego wypiętrzonego elementu, lecz przedstawiał szereg wyniesionych bloków oddzielonych od siebie obniżeniami. Na wyniesionych blokach brak jest najwyższych ogniw skał wylewnych (kwaśnych wulkanitów), które nie osadziły się lub zostały zerodowane. Produkty erozji mogły wypełniać lokalne obniżenia. Górne piętro czerwonego spągowca — sakson występuje w formie szczątkowej. Są to serie piaskowcowo-zlepińcowe o miąższości do kilku metrów. W wyniku opróbowania tych osadów, a także stropowej partii serii wulkanicznej otrzymano śladowe przypiły gazu ziemnego.

Pod koniec czerwonego spągowca następuje znaczne spenepienizowanie powierzchni, na którą wkracza morze cechsztyńskie. Blok Gorzowa stanowi podmorskie wyniesienie okresowo wynurzane. Utwory cechsztynu wykształcone są w pięciu cyklotemach. Sedymentację cyklotemu Werra

rozpoczyna wapień cechsztyński o miąższości 0,5–3 m, niekiedy podścielony cienką (do kilkunastu cm) warstwą łupka ilastego mułowca lub iłowca. U schyłku dolnej części cyklotemu Werra wystąpiły ruchy dna zbiornika. Ich skutkiem jest powstanie stref o odmiennym rozwoju facjalnym. Powstały strefy depresyjne basenu, w których osadziły się ewaporaty (anhydryt dolny, sól najstarsza i anhydryt górny) o miąższościach 100–150 m i strefy płytkowodne, o dużych miąższościach ewaporatów (250–350 m). Strefy głębokowodne są otoczone platformami anhydrytowymi, w których miąższość anhydrytu dolnego i górnego (brak soli najstarszej) dochodzi do 350 m. Strefy tych platform stanowiły barierę oddzielającą głębokowodny basen od laguny, w której rozwinęła się również sól najstarsza.

Duże zróżnicowanie sedymentacji ewaporatowej w cyklotemie Werra doprowadziło do znacznego głębokościowego zróżnicowania basenu w początkowym okresie cyklotemu Stassfurt, w czasie sedymentacji dolomitu głównego. Wpłynęło to w zasadniczy sposób na wykształcenie facjalne dolomitu głównego. Można wyróżnić 4 strefy paleogeograficzne określające jego rozwój facjalny (ryc. 2):

- strefa I depresyjna (głęboki szelf),
- strefa II skłonu platformy anhydrytowej,
- strefa III barierowa,
- strefa IV lagunowa.

W strefie I depresyjnej, pokrywającej się z obszarami małych miąższości ewaporatów cyklotemu Werra, dolomit główny jest wykształcony w postaci ciemnych, cienkowsłupowanych i laminowanych, zailonowanych dolomitów o miąższości kilku do kilkunastu metrów (Grzymiradz-1 — 1,5 m, Witnica-1 — 11,5 m). W obrębie tej strefy na progach morfologicznych tworzyły się kopuły anhydrytowe, które były oblekane przez osady dolomitu głównego. Powstałe w ten sposób struktury są dobrymi pułapkami dla węglowodorów (Zielin, Namyslin, Jeniniec).

Strefa II jest związana ze skłonem platformy anhydrytowej, stanowi więc strefę przejściową pomiędzy strefą de-



Ryc. 1. Położenie złoża

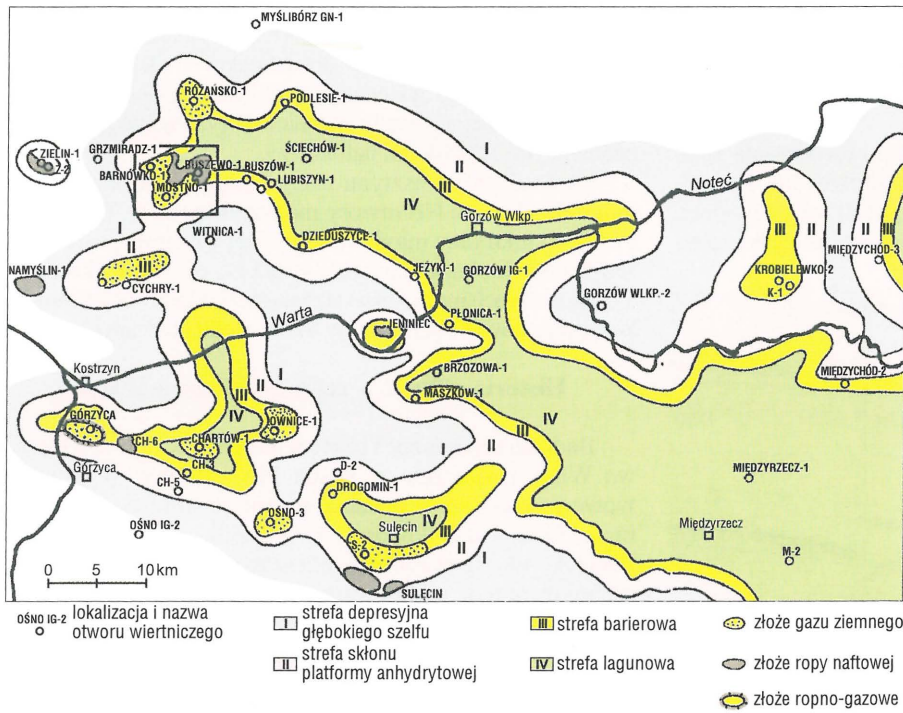
*PGNiG S.A. Oddział Zielonogórski Zakład Górnictwa Nafty i Gazu, ul. Bohaterów Westerplatte 15, 65-034 Zielona Góra

**PGNiG S.A. Oddział Główny, ul. Jagiellońska 76, 03-301 Warszawa

presyjną a płytkowodną. Dolomit główny w tej strefie osiąga miąższości 5–20 m, wykształcony w postaci jasnych dolomitów typu greinston i pakston, a także dolomitów cie-

mnych, laminowanych i wapieni typu madston. W tej strefie występuje złożo ropy naftowej Sulęcín.

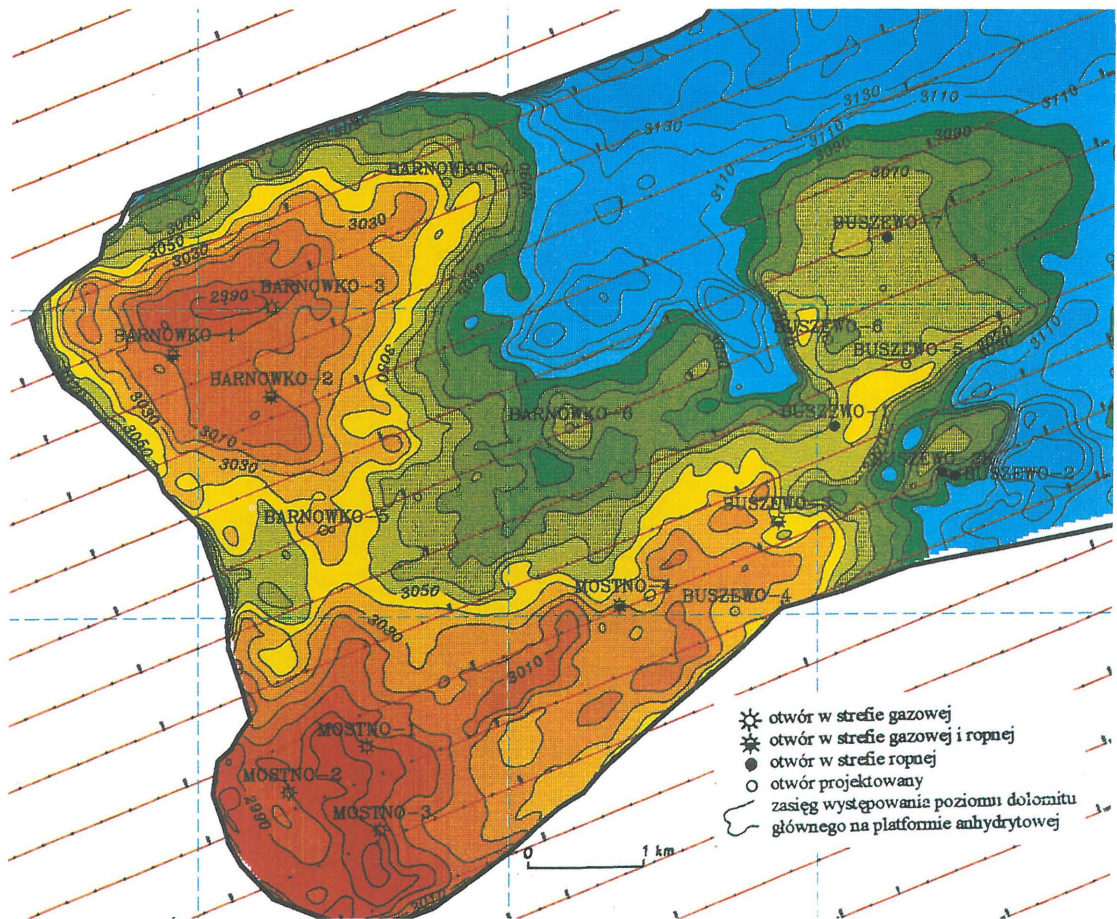
Strefa III barierowa rozwinęła się na platformie anhydry-



Ryc. 2. Mapa facjalna dolomitu głównego w rejonie Gorzowa Wlkp. (Dyjaczyński, 1996)

towej. Płytkie, ciepłe i ruchliwe wody w tej strefie sprzyjały intensywnej sedimentacji piasków węglanowych, zbudowanych przeważnie z onkoidów i ooidów, które na drodze wtórnej mechanicznej akumulacji były formowane w bariery o miąższościach 30–50 m, nieraz do 100 m (Peryt & Dyjaczyński, 1991). Ziamistość osadu w barierze dolomitowej, procesy rozpuszczania w okresach wynurzeń spowodowały dobrą porowatość w jej obrębie. Z tego względu strefa ta jest najbardziej predisponowana do występowania nagromadzeń węglowodorów. W jej obrębie odkryto złoża gazu ziemnego: Różańsko, Cychry, Ownice, Krobielewo, złożo ropno-gazowe Górzycza. Część złoża ropno-gazowego BMB (kulminacja Barnówko i Mostno), także występuje w strefie barierowej.

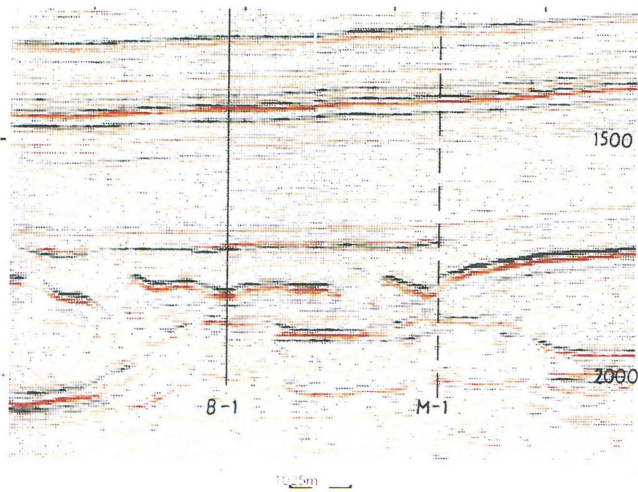
W strefie IV lagunowej dolomit główny osiąga miąższość 30–60 m i charakteryzuje się znacznym zróżnicowaniem litologicznym. W obniżonych partiach laguny jest wykształcony przeważnie jako



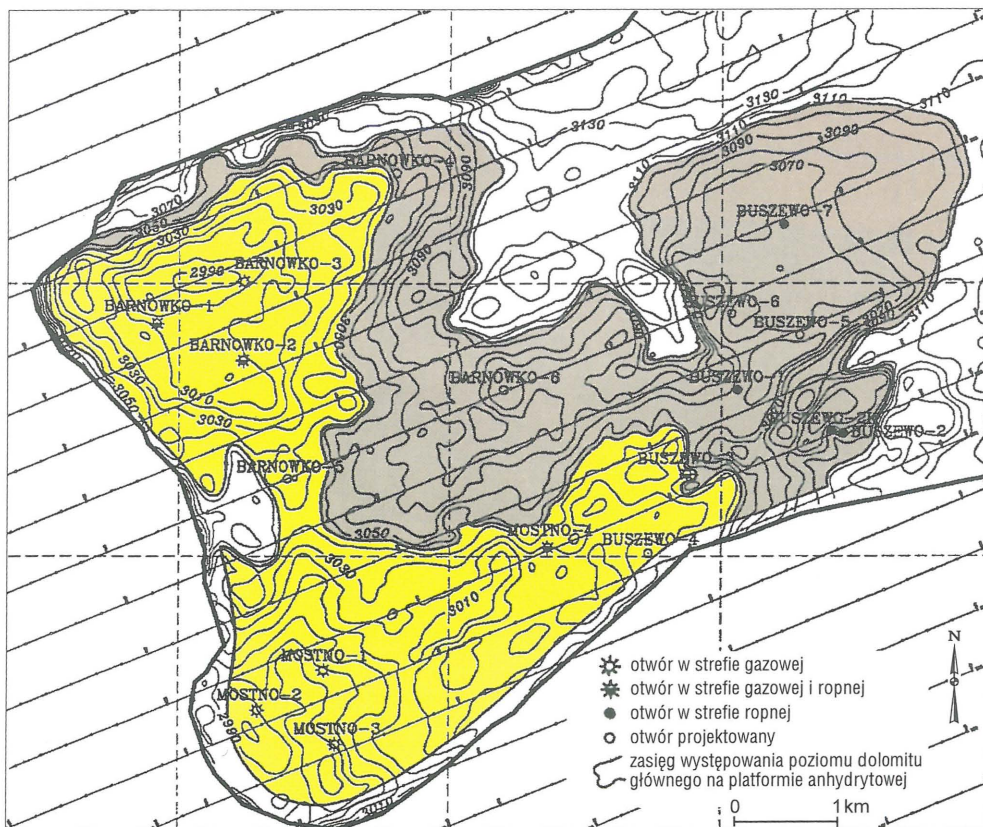
Ryc. 3. Mapa głębokościowa stopu dolomitu głównego (Górski & Trela, 1996)

dolomity mikrytowe typu madston, w mniejszym stopniu dolomity typu greinston. Natomiast w podniesionych partiach są to często dolomity typu greinston, pakston, nieraz zrekrystalizowane. Generalnie dolomity strefy lagunowej charakteryzują się niższą porowatością niż dolomity strefy barierowej, a wyższe przepuszczalności są związane ze szczelinowością. W jej obrębie nagromadzenie gazu ziemnego stwierdzono w otworze Chartów-1. Także NE część złoża BMB (kulminacja Buszewo) występuje w strefie lagunowej.

Sedymentacja dolomitu głównego spowodowała jeszcze większe zróżnicowanie głębokościowe dna basenu. Również osadzony na nim anhydryt podstawowy pogłębił te różnice. W depresyjnej strefie osiąga on niewielką miąż-



Ryc. 4. Czasowy przekrój sejsmiczny (T250) Barnówko-1 (B-1)–Mostno-1 (M-1)



Ryc. 5. Złoże ropno-gazowe Barnówko–Mostno–Buszewo

szość kilku metrów, na barierze dolomitowej do kilkunastu metrów, a na skłonie bariery może dochodzić do 60 m, a sporadycznie nawet do 100 m.

Dopiero sól starsza wyrównała w znacznym stopniu deniwelację dna zbiornika i w czasie sedymentacji wyższych cyklotemów panował względny spokój. Niezgodne zaleganie anhydrytu głównego cyklotemu Leine w stosunku do kompleksu anhydrytowo-dolomitowego cyklotemu Stassfurt oraz widoczne obecnie znaczne jego zaangażowanie tektoniczne (ryc. 6) związane jest z późniejszymi zjawiskami halokinezy.

Na osadach cechsztynu zalegają spokojnie, nachylone monoklinalnie ku NE twory mezozoiku: triasu, jury i kredy. W wyniku fazy młodokimeryjskiej nastąpiła przerwa w sedymentacji obejmująca jurę górną i część dolnej kredy.

Na utworach mezozoiku zalegają niezgodnie osady kenozoiku reprezentowane przez osady trzeciorzędu i czwartorzędu.

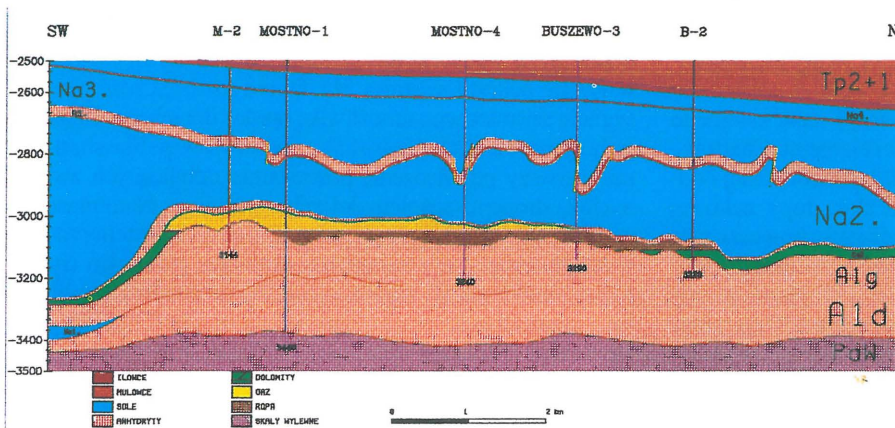
Historia odkryć w rejonie Gorzowa Wlkp.

Badania sejsmiczne i prace wiertnicze w rejonie Gorzowa Wlkp. rozpoczęto w latach 1957–1959 r. Wykonano wówczas pierwsze regionalne profile sejsmiczne na południe od Gorzowa Wlkp. oraz otwór badawczy Gorzów IG-1. Perspektywny horyzont dolomit główny stwierdzono w facji głębokowodnej, niekorzystnej pod względem własności zbiornikowych, gdzie nie stwierdzono objawów węglowodorów. Z uwagi na wynik tego otworu dalsze prace badawcze prowadzono w ograniczonym zakresie.

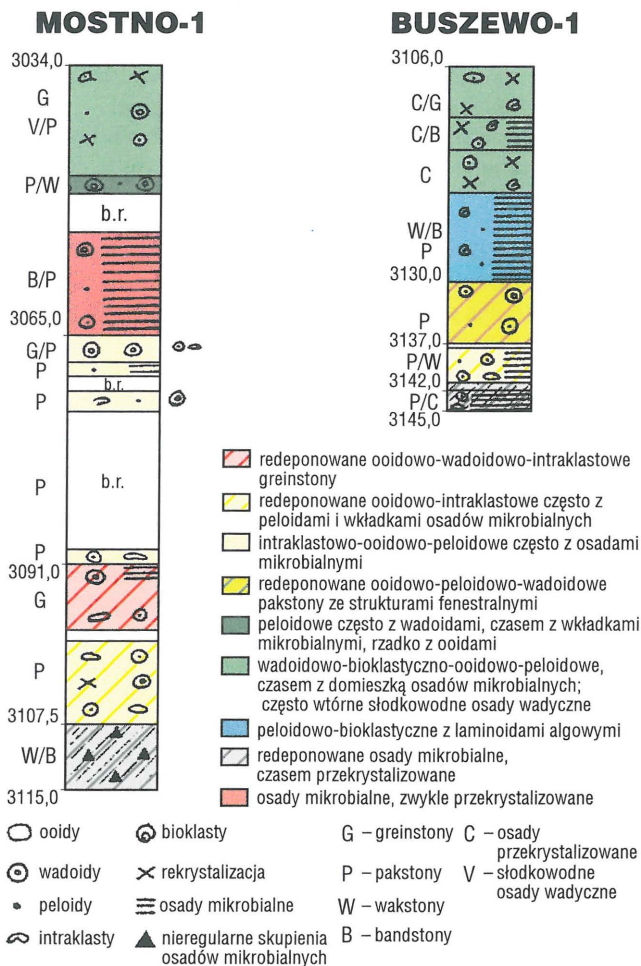
Właściwy etap rozpoznania budowy rejonu na podstawie prac sejsmicznych rozpoczęto w 1968 r. Wykonano profile sejsmiczne w siatce regionalnej. Prace te były kontynuowane w 1969 r. jako zdjęcie półregionalne, a efektem ich było odkrycie podniesienia Cychry, Dębno, Myślubórz.

Na przełomie lat 1970–1971 zrealizowano otwór Myślubórz GN-1, w którym z utworów dolomitu głównego otrzymano minimalny przyływ gazu palnego. Na strukturze Cychry zrealizowano otwór wiert. Cychry-1 (1972–1973), w którym po nawierceniu ok. 3 m dolomitu głównego nastąpiła erupcja gazu ziemnego o zawartości węglowodorów 9,55% obj., w tym metanu 6,17% obj. i węglowodorów C_{3+} — 48,24 g/m³ oraz siarkowodoru 0,34% obj. (5,168 g/m³).

Ze względu na wysoki gradient ciśnienia złożowego, obecność H_2S w gazie oraz ówczesny stan techniki wiertniczej przez wiele lat nie prowadzono prac wiertniczych w tym rejonie. Nadal natomiast prowadzono prace sejsmiczne obejmując ich zasięgiem również rejon sąsiednie. Wynikiem tych prac było odkrycie struktury Sulęcina, na której w latach 1972–1973 zrealizowano otwór badawczy Sulęcina-1, używając z utworów dolomitu



Ryc. 6. Przekrój geologiczny Mostno-2–Buszewo-2 (Żurawik, 1996)



Ryc. 7. Profile litologiczne dolomitu głównego (Depowska & Żurawek, 1995)

głównego przemysłowy przyływ ropy naftowej. W następnych latach wykonywano uzupełniające prace sejsmiczne na strukturze Sulęcina, jednocześnie prowadząc prace wiertnicze. Wyniki tych prac pozwoliły na rozpoznanie budowy złoża ropy naftowej i struktury. W szczytowej partii struktury stwierdzono akumulację gazu ziemnego azotowego o zawartości węglowodorów do 5% obj., a na południowym skłonie struktury — akumulację ropy naftowej, o zasobach wydobywalnych 77 tys. t.

W latach 1975–1979 prowadzono dalsze prace sejsmiczne o charakterze zdjęcia półszczegółowego, których efektem było uściślenie budowy struktury Cychry, a także

zasygnalizowanie po raz pierwszy szeregu podniesień: Zielin, Dębno, Różańsko, Barnówko, Lubiszyn, Dzieduszyce, Namyslin, Murzynowo, Chartów oraz Jeniniec i Krobielewko.

Prowadzone prace poszukiwawcze oraz analizy geologiczne wykazały, że główne perspektywy poszukiwawcze należy wiązać z utworami dolomitu głównego cechsztynu, a w szczególności ze strefą barierową tych utworów (ryc. 2). W związku z tym dalsze prace poszukiwawcze lokalizowano na obiektach w utworach dolomitu głównego udokumento-

wanych badaniami sejsmicznymi.

Na przełomie lat 1979–1980 zrealizowano na podniesieniu Murzynowo otwór Gorzów-2, w którym z utworów dolomitu głównego stwierdzono przyływ zgazowanej wody złożowej. Natomiast w kierunku E od Gorzowa w 1980 r. zrealizowano otwór Krobielewko-1, na strukturze w strefie barierowej dolomitu głównego. Po nawierceniu stropu dolomitu głównego nastąpiła erupcja gazu o zawartości węglowodorów 9,5% obj., w tym węglowodorów ciężkich ok. 37 g/m³ oraz H₂S — 3,36% obj. W tej sytuacji zdecydowano odwiercić drugi otwór na strukturze — Krobielewko-2, w którym stwierdzono dolomit główny nasycony gazem o miąższości 63,5 m i dobrych właściwościach zbiornikowych (porowatość 12,68%, przepuszczalność 4,55 mD), wykształcony w facji barierowej.

Ze względów technicznych (brak zabezpieczeń przed wysokimi gradientami ciśnienia oraz siarkowodorem w gazie), a także ekonomicznych (niska zawartość węglowodorów oraz brak zbytu takiego gazu) wiercenie otworów w tym rejonie zostało zawieszono.

Do dalszych prac wiertniczych przystąpiono po otrzymaniu urządzeń zabezpieczających oraz wdrożeniu nowych technologii w wierceniach. Zrealizowano wówczas na dużym elemencie strukturalnym Chartów–Ownice–Kamień Mały otwór Chartów-1, w którym z utworów dolomitu głównego uzyskano przyływ gazu ziemnego o wydajności 31 m³/min., zawierającego 19,5% obj. węglowodorów. Według obecnego stanu rozpoznania odwiert został odwiercony w strefie lagunowej.

W 1986 r. rozpoczęto rozpoznanie struktury Jeniniec, na której otworem J-1 odkryto złożo ropy naftowej o zasobach geologicznych 282 tys. t, a wydobywalnych 90 tys. t. Do roku 1997 z tego złoża wydobyto łącznie 68,5 tys. t ropy naftowej. Odkrycie tego złoża ropy spowodowało, że podniesienia w rejonie Kostrzyń–Myślibórz–Gorzów Wlkp. stały się bardzo interesujące dla poszukiwań, szczególnie złóż ropy naftowej. Dlatego w 1988 r. poddano reinterpretacji profile sejsmiczne z lat 1969–1979. Wynikiem tych prac było potwierdzenie wcześniej odkrytych podniesień strukturalnych: Cychry, Lubiszyn, Brzozowa, Zielin, Różańsko, Barnówko, Dzieduszyce, Namyslin. Jednak ówczesna wiedza o budowie tych elementów była niewystarczająca do rozpoczęcia rozpoznawania ich pracami wiertniczymi, ale uzasadniała zaprojektowanie uzupełniającego zdjęcia sejsmicznego, które wykonano w latach 1988–1990. Na podstawie tych prac udokładniono kształt i morfologię wcześniej zasygnalizowanych form (Zielin, Dębno, Różańsko, Barnówko, Lubiszyn) oraz wykryto kilka nowych (Mostno, Buszewo, Brzeźno, Podlesie).

Badania te, jak i z lat poprzednich rozszerzyły stan rozpoznania geologicznego oraz ukierunkowały dalsze prace geologiczne i wiertnicze.

W 1989 r. odkryto złożę ropy naftowej i gazu ziemnego Górzycy usytuowane w zachodniej części elementu Chartów–Ownice–Kamień Mały, przy granicy polsko-niemieckiej i oddzielone niewielkim przegłębieniem od złoża ropy naftowej Kietz (po stronie niemieckiej). Jest to złożę ropy naftowej z czapą gazową. Rozpoznanie złoża było prowadzone w latach 1989–1991, w wyniku którego udokumentowano geologiczne zasoby ropy naftowej w ilości 3,4 mln t, a wydobywalne 970 tys. t oraz zasoby gazu ziemnego: geologiczne — 2630 mln m³, wydobywalne — 1690 mln m³.

W 1991 r. rozpoczęto rozpoznawanie struktury Zielen usytuowanej w strefie głębokowodnej dolomitu głównego. Stwierdzono występowanie złoża ropy naftowej (zasoby geologiczne 575 tys. t, wydobywalne 230 tys. t) i gazu ziemnego (zasoby geologiczne 550 mln m³, wydobywalne 220 mln m³). Prace rozpoznawcze kontynuowano do 1995 r.

Na podstawie prac sejsmicznych w rejonie Dębna Lubuskiego określono przebieg strefy barierowej dolomitu głównego, a także wyinterpretowano w jej obrębie wiele obiektów strukturalnych. Północno-zachodnia jej część okazała się bardzo perspektywiczna dla poszukiwania złóż węglowodorów. Prace poszukiwawcze rozpoczęte w 1992 r. potwierdziły gazoność struktury Różańsko. Gaz z tego złoża zawiera 58,4% obj. węglowodorów (w tym 54,7% obj. metanu i 2,04% obj. węglowodorów C₃₊), 31,32% obj. azotu oraz 9,5% obj. siarkowodoru.

Po zrealizowaniu na strukturze dwóch otworów, dla uściślenia jej budowy w Geofizyce–Toruń, wykonano w 1993 r. pierwsze w Polsce zdjęcie sejsmiczne trójwymiarowe (3D). Wynikiem jego było dokładne odwzorowanie powierzchni stropowej struktury, a także pierwsze próby przedstawienia rozkładu właściwości zbiornikowych na strukturze. Udokumentowane zasoby geologiczne złoża wynoszą 3,27 mld m³, a wydobywalne 2,4 mld m³.

Odkrycie złoża Barnówko–Mostno–Buszewo

W wyniku prac sejsmicznych prowadzonych w latach 1978–1979 na północ od Dębna Lubuskiego po raz pierwszy zasygnalizowano podniesienie Barnówko. Potwierdzono jego istnienie w 1988 r. w oparciu o wyniki prac reinterpretacyjnych materiałów sejsmicznych. Natomiast wynikiem zdjęcia sejsmicznego wykonanego w latach 1989–1990 było udokładnienie jego budowy oraz odkrycie nowych elementów Mostno i Buszewo. Analizę materiałów geofizycznych i ich interpretację geologiczną wykonywały zespoły geologów z Zielonej Góry (elementy Barnówko i Mostno) oraz z Piły (element Buszewo). W świetle odkrytych wcześniej złóż w tym rejonie, a także wyników badań sejsmicznych i analiz geologicznych uznano, że istnieją duże szanse na odkrycie nowych złóż na strukturach Barnówko, Mostno, Buszewo (Liberska i in., 1991). Dlatego w latach 1993–1994 zrealizowano na nich po jednym otworze, i tak w otworze Mostno-1 otrzymano przyływ gazu ziemnego, Barnówko-1 — ze stropowej partii — przyływ gazu, ze spągowej — przyływ ropy naftowej i Buszewo-1 — przyływ ropy naftowej.

Pozytywne wyniki pierwszych otworów na strukturach spowodowały konieczność dokładniejszego uściślenia ich budowy i w tym celu w latach 1994–1996 wykonano zdjęcie sejsmiczne trójwymiarowe (3D). Podobnie jak na sąsiednim elemencie Różańsko zdjęcie sejsmiczne 3D w rejonie Barnówko–Lubiszyn wykonała Geofizyka Toruń. Powierzchnia

łączna tych zdjęć wynosi 172 km² zadania geologicznego oraz 258 km² powierzchni całkowitej. Jest to największy obszar w Polsce pokryty sejsmiką 3D. Dobra rozdzielczość pionowa sygnału sejsmicznego umożliwiła, oprócz dotychczas śledzonego horyzontu Z₂ (strop anhydrytu podstawowego Stassfurtu), po raz pierwszy prześledzenie powierzchni odbijających związanych ze stropem i spagiem dolomitu głównego. Natomiast wysoka rozdzielczość pozioma pozwoliła na wyznaczenie zasięgu występowania strefy barierowej dolomitu głównego (ryc.4). Szczegółowe analizy zapisu sejsmicznego (analizy amplitudowe i częstotliwościowe) pozwoliły na powierzchniowe określenie stref o dobrych własnościach zbiornikowych (Górski & Trela, 1996). Następne otwory, w obrębie odkrytych złóż, sytuowane były w oparciu o wyniki sejsmiki 3D.

Obecny stan rozpoznania złoża

Na podstawie danych sejsmiki 3D wykonano m.in. mapy stropu, spągu, miąższości oraz porowatości dolomitu głównego, na których przedstawiono budowę złoża oraz rozkład własności zbiornikowych w jego obrębie.

Wyniki badań sejsmiki 3D oraz zrealizowanych otworów wykazały, że jest to jedno złożę ropno-gazowe zakumulowane na dużej strukturze (ok. 30 km²) z trzema kulminacjami: Barnówko, Mostno, Buszewo, oddzielnymi od siebie niewielkimi przegłębieniami (ryc. 3). W najwyższych partiach struktury w głęb. (-2990 m) do (-3047,5 m) występuje akumulacja gazu ziemnego (czapa gazowa), w niższych w głęb. (-3047,5 m) do (-3107 m) — ropy naftowej (ryc. 5, 6).

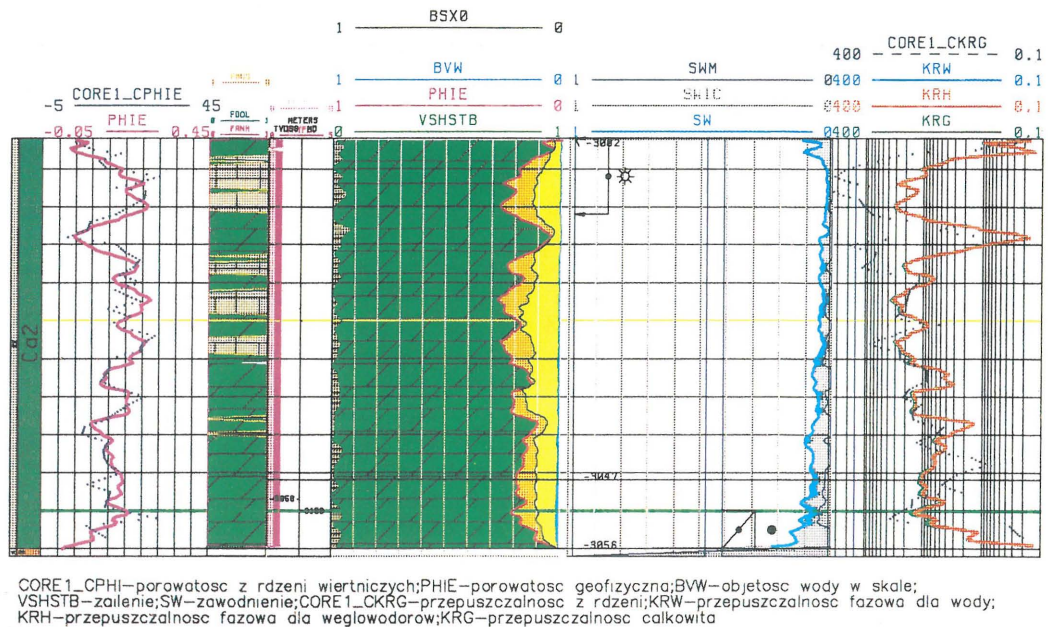
Skałę zbiornikową stanowią węglany dolomitu głównego, których miąższość stwierdzona w otworach waha się od 33 m do 83,5 m. Na kulminacji Barnówka i Mostna są to utwory barierowe, a na kulminacji Buszewa — utwory lagunowe. Na ryc. 7 przedstawiono wykształcenie dolomitu w tych dwu strefach na przykładzie otworów Mostno-1 i Buszewo-1 (Depowska & Żurawek, 1995). Oba typy dolomitów charakteryzują się dobrymi właściwościami zbiornikowymi (porowatość od 8–22%), z tym że najlepsze właściwości występują w środkowej części kulminacji Barnówko, gdzie porowatość osiąga 22%, natomiast w strefie Buszewa przeważają porowatości 8–14%. Charakterystykę geologiczno-geofizyczną utworów dolomitu głównego obrazuje interpretacja pomiarów geofizycznych z otworu Barnówko-1 (ryc. 8)

Kopalina złoża jest gaz ziemny i ropa naftowa. Gaz ziemny w strefie gazonośnej to gaz kondensatowy, który po wstępnej separacji, zawiera 43,7% obj. węglowodorów C₁₊, w tym 4,79% obj. (123,9 g/m³) węglowodorów ciężkich C₃₊; 3,33% obj. siarkowodoru oraz 52,57% obj. azotu.

Ropa naftowa na kulminacji Barnówko bezpośrednio pod strefą gazonośną to lekka ropa o gęstości 0,798 g/cm³ i wykładniku gazowym 746 m³/m³. Ropa występująca w niższych partiach struktury, a stwierdzona w strefie Buszewa, jest ropą cięższą o gęstości 0,828 g/cm³ i wykładniku gazowym 253 m³/m³.

Złożę ropno-gazowe Barnówko–Mostno–Buszewo (BMB) zostało rozpoznane 12 otworami. W 5 otworach (Barnówko-2, 3, Mostno-1, 2, 3) otrzymano przemysłowy przyływ gazu ziemnego o wydajnościach (Vabs) od 612 m³/min (Barnówko-2) do 2179 m³/min (Barnówko-3). Na podstawie testów produkcyjnych określono wydajności oraz ciśnienia złożowe i głowicowe.

Przemysłowy przyływ ropy naftowej otrzymano w 7 otworach (Barnówko-1,4 Mostno-4, Buszewo-1, 2k, 3 i 7). Określone na podstawie testów produkcyjnych wydajności wynoszą od 42,6 t/d (Buszewo-2k) do 167 t/d (Buszewo-3).



Ryc. 8. Interpretacja pomiarów geofizycznych w otworze Barnówko-1 (Drop, 1996)

Pierwotne zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego złoża BMB zostały obliczone metodą objętościową (Wojtkowiak i in., 1996). Wynoszą one w kat. B+C:

geologiczne zasoby: ropa naftowa — 64,4 mln t,

gaz ziemny — 29,4 mld m³,

wydobywalne zasoby: ropa naftowa — 10,14 mln t,

gaz ziemny — 9,87 mld m³.

Na obecnym etapie rozpoznania złoża przyjęto niski współczynnik wydobywania zasobów ropy naftowej — 0,2 dla kat. B i 0,1 dla kat. C.

Uważamy, że po zakończeniu rozpoznawania złoża oraz przeprowadzeniu 1–2-letniej eksploatacji, zweryfikujemy współczynnik wydobywania zasobów ropy naftowej powyżej 0,2 dla całego złoża. Na złożach ropy naftowej o dobrych właściwościach zbiornikowych, które znajdują się w końcowym etapie eksploatacji, np. Kamień Pomorski osiągnięty współczynnik wydobywania wynosi 0,4, a na złożu Wysoka Kamieńska — 0,3.

Technologia udostępnienia złoża

W trakcie prowadzenia prac poszukiwawczych i rozpoznawczych na złożu BMB wprowadzono szereg nowoczesnych rozwiązań technologicznych w zakresie dowiercania horyzontów złożowych, ich oceny oraz udostępnienia do produkcji. Wiercenie otworów jest prowadzone w bardzo trudnych warunkach geologiczno-złożowych. Ciśnienie złożowe w dolomicie głównym na głęb. 3100 m wynosi ok. 55,3 MPa (gradient ciśnienia złożowego 0,178 MPa/10 m). Zawartość siarkowodoru w gazie waha się w granicach 3,3–9,4% obj. Ponadto występują w cechszynie w cyklotemie Aller plastyczne czerwone iły solne.

Prace wiertnicze prowadzi na elemencie Barnówka i Mostna Oddział Zielonogórskiego Zakładu Górnictwa Nafty i Gazu, a w rejonie Buszewa — Oddział Poszukiwania Nafty i Gazu w Pile.

Należy podkreślić, że pomimo wymienionych powyżej zagrożeń odwiercono i opróbowano dotychczas na złożu BMB 12 otworów, wyłącznie pozytywnych, z których uzyskano produkcję ropy naftowej lub gazu ziemnego.

Dużym osiągnięciem było opanowanie w 1996 r. technologii przewiercania utworów dolomitu głównego koronkami o średnicy 216 mm, co umożliwiło orurowanie tego poziomu rurami o średnicy 7. Uzyskano dzięki temu 2–3-krotne zwiększenie wydajności odwiertów ropno-gazowych poprzez możliwość właściwego udostępnienia poziomów produkcyjnych. Potwierdzeniem tego jest wynik testu produkcyjnego w odwiercie Buszewo-3, gdzie uzyskano średnią wydajność 167 t/d. Przy średnicy końcowej otworu 216 mm istnieje możliwość uzyskania pełnego zestawu pomiarów geofizycznych typu Halliburton i ich właściwej interpretacji.

Pomiary geofizyki wiertniczej były wykonywane przez Oddziały Geofizyki w Toruniu i Krakowie, a interpretacje wykonywano przy zastosowaniu oprogramowania Ultra, PetroWorks i Geo, stwierdzając doskonałą jej wiarygodność w trakcie prób złożowych.

Zwiększona średnica otworu w obrębie dolomitu głównego umożliwiła również wykonanie perforacji w warunkach podciśnienia, co ma znakomite znaczenie przy opróbowaniu odwiertów, a technologię takich perforacji opanowała firma Petromin z Wołomina. Odwierty o zwiększonej średnicy są wyposażone w rurki wydobywcze o średnicy 3 1/2", co umożliwia prowadzenie pełnego zestawu pomiarów wgłębnych w trakcie testów produkcyjnych oraz ułatwia prowadzenie eksploatacji i ewentualnych rekonstrukcji odwiertów.

Należy podkreślić, że uzyskane wyżej wymienione wyniki geologiczno-złożowe w krótkim czasie 4 lat nie byłyby możliwe bez dokonanej w górnictwie naftowym modernizacji wyposażenia technicznego oraz technologii prac w geofizyce, geologii i wiertnictwie w latach 1992–1994 w oparciu o kredyty Banku Światowego.

Koncepcja zagospodarowania złoża

Tak jak wcześniej wspomniano, złożo BMB było poligonem do wdrożenia nowoczesnych technologii w sejsmice, geofizyce wiertniczej, wiertnictwie i opróbowaniu odwiertów. Obecnie takie zadanie jest przed zespołem zagospodarującym złożo i w przyszłości prowadzącym jego

eksploatację. Dokonane będzie kompleksowe zagospodarowanie zasobów złoża BMB. Przedmiotem eksploatacji będzie ropa naftowa, gaz ziemny, ciekły propan-butan oraz ciekła siarka. W imieniu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. zagospodarowanie i eksploatację złoża prowadzić będzie Oddział Zielonogórski Zakład Górnictwa Nafty i Gazu w Zielonej Górze.

Tempo zagospodarowania złoża oraz skala prac stawia przed oddziałem zielonogórskim niezwykle trudne i ambitne zadania. W lipcu 1996 r. podpisaliśmy umowę z Elektrociepłownią Gorzów Wlkp. o dostawach z tych złóż 263 mln m³ gazu rocznie przez okres 20 lat, począwszy od września 1998 r. W przeciągu ok. półtora roku zostaną zagospodarowane 22 odwierty ropno-gazowe na złożach BMB, Różańsko i Cychry, zostanie wybudowana wspólna odsiarczalnica dla wymienionych złóż, 2 ośrodki separacji ropy i kondensatu, instalacje propanu-butanu, instalacja Clausa do produkcji siarki ciekłej, ekspedytury ropy, propanu-butanu i siarki oraz 150 km gazociągów kopalnianych i 40 km gazociągu ekspedycyjnego. Wielkość tych instalacji w pierwszym etapie umożliwi sprzedaż 370 mln m³ gazu, 400 tys. t ropy naftowej i 20 tys. t ciekłej siarki rocznie. Po pełnym rozwiertaniu, przygotowaniu do eksploatacji i pozyskaniu dodatkowego odbiorcy gazu istnieje możliwość zwiększenia wydobycia ropy naftowej nawet do 1 mln t. Należy podkreślić, że wielkość wydobycia ropy naftowej jest związana z wielkością odbioru gazu.

Instalacje napowierzchniowe zostaną wykonane pod klucz przez kanadyjską firmę Propak System Ltd z wyjątkiem gazociągów, które wykonają polskie firmy specjalistyczne. Jest to pierwszy etap realizacji inwestycji. Obecnie wraz z dalszym rozpoznawaniem złoża jest wykonywany model symulacyjny złoża. Po jego wykonaniu na bazie odwiertów odwierconych do końca 1997 r. przeprowadzona będzie symulacja eksploatacji, a w 1998 r. (wrzesień) podjęta będzie praca nad symulacją i wstępnym etapem eksploatacji zostanie określona optymalna liczba i lokalizacja odwiertów eksploatacyjnych niezbędnych do racjonalnej eksploatacji zasobów ropy naftowej.

Odkrycie i zagospodarowanie złóż ropno-gazowych w rejonie Gorzowa Wlkp. jest dalszym, znaczącym krokiem w rozwoju górnictwa naftowego na Niżu Polskim. Ma to znaczenie nie tylko dla Zielonogórskiego Zakładu Górnictwa Nafty i Gazu prowadzącego eksploatację złóż w zachodniej Polsce, ale również dla zakładów geofizycznych, wiertniczych i innych specjalistycznych firm serwisowych. Należy

zaznaczyć, że również w energetyce realizacja tego projektu jest zadaniem unikalnym w skali kraju.

W Elektrociepłowni Gorzów Wlkp. S.A. zostanie zainstalowana turbina gazowo-parowa produkcji AB Zamech – Elbląg, co stanowić będzie początek zastosowania gazu ziemnego w energetyce do przemysłowej produkcji energii elektrycznej.

Innym ważnym aspektem tego przedsięwzięcia jest pogodzenie zadań związanych z eksploatacją złoża z wymogami ochrony środowiska naturalnego. Szczególnym zagrożeniem dla środowiska jest znajdujący się w gazie siarkowodor. Ze względu na jego zawartość (50,58–142,52 mg/m³) przekraczającą dopuszczalne normy, eksploatacja i transport muszą być prowadzone w taki sposób, by nie stwarzały potencjalnego zagrożenia. Dlatego też w pierwszym etapie zagospodarowania złoża będzie m.in. wybudowana odsiarczalnica gazu, która usunie siarkowodor do poziomu poniżej 20 mg/m³, co jest zgodne z obecnymi przepisami dotyczącymi ochrony środowiska. Ważnym problemem jest również odseparowywana woda w czasie eksploatacji. Aby nie doprowadzić do zanieczyszczenia wód podziemnych i powierzchniowych, przewiduje się zatłaczanie jej do jednego z odwiertów. Obecnie opracowywana jest szczegółowa analiza wpływu przyszłej kopalni ropy i gazu na otaczające środowisko.

L i t e r a t u r a

- DEPOWSKA A. & ŻURAWEK E. 1995 — Opracowanie litologiczno-zbiornikowe i facjalne strefy barierowej dolomitu głównego w rejonie Gorzowa Wlkp. Arch. Geonafta W-wa.
- DROP K. 1996 — Interpretacja pomiarów geofizycznych z otworów w rejonie Barnówko–Mostno–Buszewo. Arch. ZZGNiG–Zielona Góra.
- DYJACZYŃSKI K. 1996 — Mapa facjalna dolomitu głównego w rejonie Gorzowa Wlkp. Ibidem.
- GÓRSKI M. & TRELA M. 1996 — Opracowanie badań sejsmicznych 3D w rejonie Barnówko–Lubiszyn. Arch. Geofizyka–Toruń.
- LIBERSKA H., OŚWIECIMSKA A. & URBANŃSKI R. 1991 — Projekt badań geologicznych w rejonie Kostrzyn–Myślibórz. Arch. ZZGNiG–Zielona Góra.
- PERYT T. M. & DYJACZYŃSKI K. 1991 — J. Petrol. Geol., 14: 445–458.
- WOJTKOWIAK Z., LIBERSKA H., KUDŁA S. & LESZCZYŃSKI M. 1996 — Dokumentacja geologiczna złoża ropno-gazowego Barnówko–Mostno–Buszewo (BMB). Arch. ZZGNiG–Zielona Góra.
- ŻURAWIK E. 1996 — Przekrój geologiczny Mostno-2–Buszewo-2. Ibidem.