

Basen lubelski — wyniki złożowe dotychczasowych prac i ich znaczenie dla dalszych poszukiwań

Małgorzata Helcel-Weil*, Józef Dziegielowski*

Lublin Basin — petroleum prospecting results and their importance for future exploration. Prz. Geol., 51: 764–770.

S u m m a r y. Exploration the Lublin Basin have contributed to the identification of the geological structure of the area and detailed investigation of the Palaeozoic and Mesozoic sedimentary column. Since 1956 to now approximately 240 deep wells have been drilled and several oil and gas fields have been discovered. In Devonian sediments about 520 intervals were tested (the statistics does not include production wells) and in 280 cases the influx of the formation fluid with uneconomic value has occurred. In Carboniferous about 300 formation tests were performed. In around 70% of them significant brine flows with oil and gas shows were obtained.

Key words: petroleum geology, Lublin Basin (SE Poland)

Prace poszukiwawcze w basenie lubelskim prowadzone są od 1956 r. W tym czasie rozpoznawano pracami geofizycznymi i wiertniczymi następujące ciągi strukturalne:

1. Łęczna–Kock–Żelechów–Wilga,
2. Minkowice–Świdnik–Abramów–Dęblin–Maciejowice,
3. Trawniki–Wilczopole–Zembożyce,
4. Komarów–Rachanie–Bełżyce–Kazimierz,
5. Opole Lubelskie–Pionki–Zwoleń.

W wyniku prowadzonych prac odkryto następujące złoża (ryc. 1, 2):

a. ropy naftowej:

Świdnik, Glinnik, Stężyca (horyzonty złożowe D₂, H₂, I₂B).

b. gazu ziemnego:

Minkowice, Ciecierzyn, Mełgiew B, Mełgiew A, Stężyca (horyzonty złożowe L₂A, L₂B, L₂C, I₂A,), Wilga.

Oprócz odkrytych złóż, na uwagę zasługuje duża częstotliwość występowania objawów ropy i gazu w utworach karbonu, dewonu i kambru, obserwowanych w rdzeniach, w płucze wiertniczej i płynach złożowych.

Ogólna charakterystyka złóż karbońskich

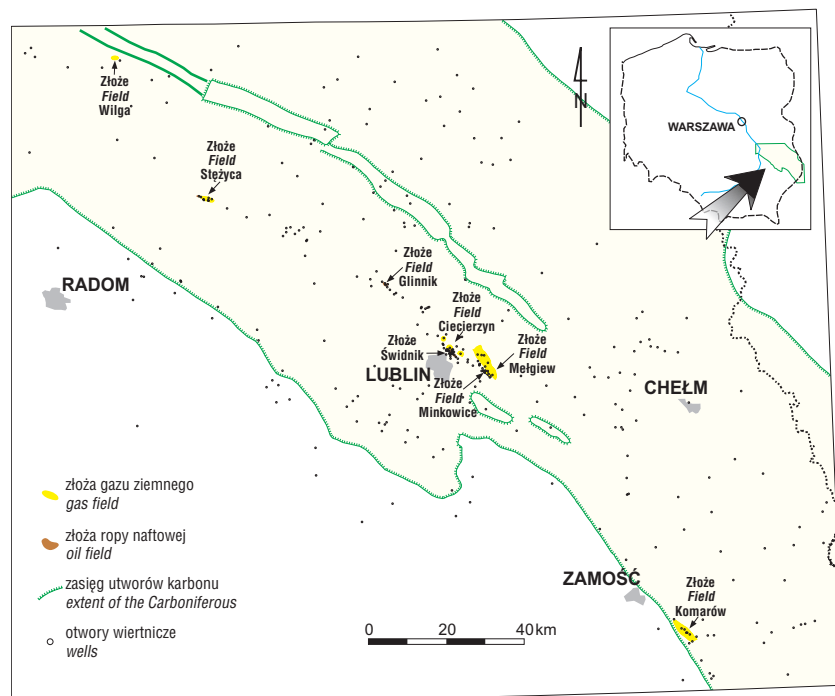
Złoże gazu ziemnego i ropy naftowej Stężyca. Obiekt Stężyca jest położony w NW części basenu lubelskiego, w obrębie ciągu strukturalnego Abramów–Dęblin–Maciejowice. Pierwszy i zarazem główny horyzont złożowy zlokalizowany w osadach karbonu górnego (westfału), odkryty w 1993 r. (otwór Stężyca-1). Jest on związany z formacją dęblińską i został wyodrębniony zgodnie ze stosowaną w

Górnictwie Naftowym korelacją karotazową jako horyzont I₂ (Kaczyński, 1976; ryc. 3). Jest zbudowany z piaszczystych osadów korytowych oraz bardzo drobnoziarnistych mułwców i ilowców — pozakorytowych. W wyniku prowadzonych prac poszukiwawczo-rozpoznawczych udokumentowano piaskowce złożowe horyzontu I₂ oraz odkryto inne horyzonty nasycone węglowodorami. Otworem kierunkowym Stężyca 3K, w interwale 2378,0–2382,0 m, w horyzoncie korelacyjnym I₂ odkryto warstwę piaskowców korytowych nasyconą ropą naftową. Dla warstwy tej przyjęto nazwę — horyzont złożowy I₂B. Drugą warstwę piaskowcową nasyconą ropą naftową odkryto na głębokości 2424,5–2461,5 m w horyzoncie korelacyjnym H₂. Wydajność potencjalną dla tego horyzontu ustalono na 13,73 m³/d.

W otworze Stężyca 5K, odwierconym w 1998 r., w horyzoncie korelacyjnym L, odkryto trzy kolejne warstwy piaskowców korytowych nasyconych gazem ziemnym. Miąższość tych horyzontów waha się od 5 do 17 m. Na podstawie testów produkcyjnych wykonanych w poszczególnych horyzontach

określono następujące wydajności absolutne:

- horyzont L₂A — Vabs — 201 Nm³/min,
- horyzont L₂B — Vabs — 65 Nm³/min,
- horyzont L₂C — Vabs — 51 Nm³/min.



Ryc. 1. Złoża ropy naftowej i gazu ziemnego w synklinorium lubelskim
Fig. 1. Oil and Gas fields in the Lublin Synclinorium

*PGNiG, OGN BG Geonafra, ul. Jagiellońska 76, 03-301 Warszawa;
małgorzata.weil@pgnig.pl; jozef.dziegielowski@pgnig.pl

PALEOZOIK Paleozoic		WIEK AGE	FORMACJA FORMATION	ZŁOŻA FIELDS	
karbon Carboniferous	karbon górny Upper Carboniferous C ₃	stefan Stephanian	Stefan (Stephanian) C	Stężycza - hor. L ₂ A, L ₂ B i L ₂ C Wiłga	
			Stefan (Stephanian) B		
			Stefan (Stephanian) A		
		westfal Westphalian	L: poziom / horizon*		
			K: poziom / horizon*		
			J: poziom / horizon*		
		namur Namurian	I: poziom / horizon*		Stężycza - hor. I ₂ A i I ₂ B Minkowice
			F-H: poziom / horizon*		
			D-E: poziom / horizon*		
	karbon dolny Lower Carboniferous C ₁	wizen Viséan	C: poziom / horizon*	Świdnik, Stężycza - hor. D ₂	
			B: poziom / horizon*		
		A: poziom / horizon*			
		turnej Tournaisian			
devon Devonian	devon górny Upper Devonian D ₃	D _{3a} famen Famennian	Glińnik		
		D _{3r} fran Frasnian			
		D _{3t} zywet Givetian			
	devon środkowy Middle Devonian D ₂	D _{2e} eifel Eifelian	Ciecierzyn, Mełgiew A, Mełgiew B Komarów, Zubowice		
		D _{2em} ems Emsian			
		D _{2z} zigen Siegenian			
	devon dolny Lower Devonian D ₁	D _{1z} zeden Gedinian			

*poziomy korelacyjne wg Kaczyńskiego, 1976
horizon correlation by Kaczyński, 1976

gas ziemny
gas

ropa naftowa
oil

Złoże gazu ziemnego Minkowice

Złoże gazu ziemnego Minkowice odkryto w 1972 r. w centralnej części basenu lubelskiego (ryc. 1). Występuje w obrębie osadów karbonu górnego-namuru A, w horyzoncie korelacyjny G₄ (Kaczyński, 1976).

Pałapką jest antyklina o kierunku osi NW-SE. Skrzydło NE posiada małe nachylenie, natomiast skrzydło SW zapada stromo i przylega do dyslokacji odwróconej o zrzucie ok. 300 do 500 m (ryc. 4). Skałą zbiornikową są piaskowce i piaskowce mułowcowe, dwudzielne o zmiennej miąższości i zasięgu.

Złoże gazu ziemnego jest złożem warstwowym, ograniczonym litologicznie. Dokumentację złożową opracowano na podstawie dwóch odwiertów Minkowice-8 i Minkowice-2, położonych w pobliżu konturu złoża.

Powierzchnia złoża wynosi 1,2 km², miąższość efektywna 4,2 m, porowatość efektywna 8,5%. Gaz jest gazem niskogazolinowym o zawartości metanu 85,92%. Wartość opałowa gazu wynosi 9218 kcal/Nm³.

Złoże ropy naftowej Świdnik

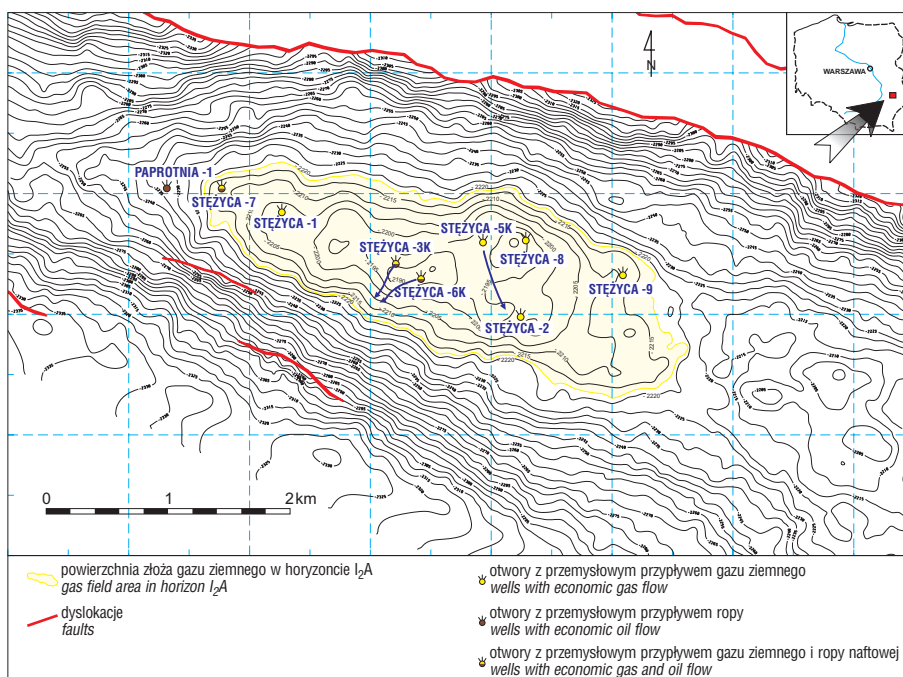
Złoże ropy naftowej Świdnik odkryto w 1982 r. w utworach piaszczystych karbonu górnego, w obrębie horyzontu E₁. Jest położone w centralnej części rowu lubelskiego, w obrębie antykliny zrębowej (ryc. 1). Antyklina jest pocięta dyslokacjami poprzecznymi o niewielkim zrzucie, biegnącymi prostopadle do uskoków podłużnych (ryc. 5).

Dyslokacje poprzeczne dzielą obszar złoża na trzy bloki, z których dwa — północno-zachodni (z produkcją w otworach Świdnik-15, -16, -13) i centralny (z produkcją

Ryc. 2. Pozycje odkrytych złóż węglowodorów w profilu stratygraficznym
Fig. 2. Position's of discoverd hydrocarbon fields in stratigraphic profile

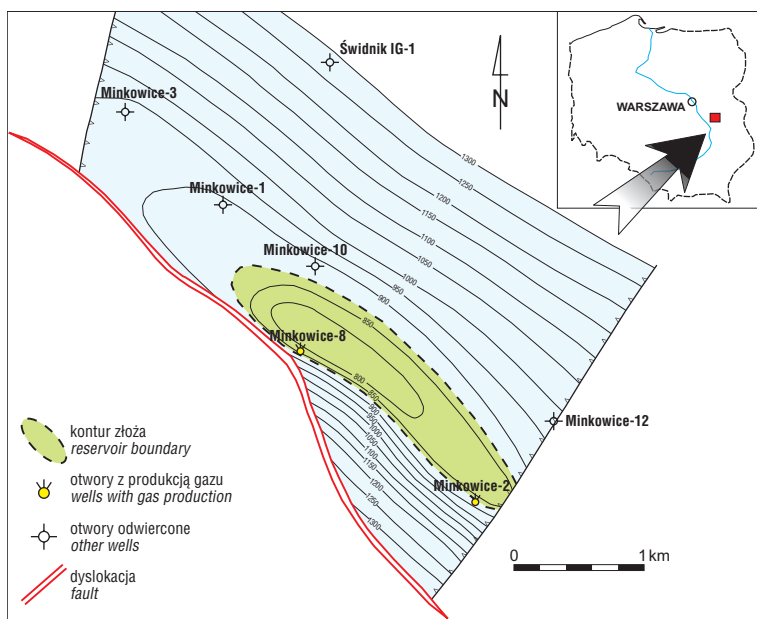
W 1997 r. odwiercono otwór Stężycza 7, dzięki któremu odkryto i udokumentowano złożo ropy naftowej w piaskowcach korytowych dolnego namuru A (formacja terebińska, horyzont korelacyjny D₂). Petrograficznie piaskowce te to średnioziarniste, bardzo dobrze obtoczone i wysortowane arenity kwarcowe, charakteryzujące się wysoką zawartością spoiwa kwarcowego do ok. 20% objętości skały (według Baszkiewicz [W:] Dziegielowski, 2002). W wyniku testu produkcyjnego ustalono maksymalną wydajność horyzontu na ok. 10 t/d.

Występowanie nasyconego ropą naftową horyzontu D₂ (w kierunku na zachód złoża Stężycza) potwierdzono w 2003 r., po odwierceniu otworu Paprotnia 1.



Ryc. 3. Złoże gazu ziemnego i ropy naftowej Stężycza: mapa głębokościowa stropu piaskowców horyzont I₂A (w m p.p.m.; według Wajda-Karpoluk, [W:] Dziegielowski, 2002)

Fig. 3. Stężycza oil and gas field: depth map of the I₂A in the Carboniferous sandstone, (in m b.s.l.; after Wajda-Karpoluk, [In:] Dziegielowski, 2002)



Ryc. 4. Złoże gazu ziemnego Minkowice: mapa strukturalna stropu piaskowców horyzontu G₄ w karbonie, (w m p.p.m.; wg Mandziuch [W:] Weil, 1975)

Fig. 4. Minkowice gas field: dept map of the G₄ horizon in the Carboniferous sandstone, (in m b.s.l.; after Mandziuch [In:] Weil, 1975)

w otworze Świdnik–9) mają wspólny kontur (ropa–woda) na głębokości –930 m. Trzeci blok południowo-wschodni (z produkcją w otworze Świdnik–17) posiada kontur ropa–woda położony na głębokości –940 m.

Przemysłowy przypływ ropy naftowej, o wydajności 8 t/d uzyskano z otworu Świdnik–9. W otworze Świdnik–13 uzyskano wydajność 13–15 t/d po zabiegu szczelinowania, natomiast z otworu Świdnik–15 wydobywano ok. 40 t/d, w warunkach eksploatacji samoczynnej.

Skałą zbiornikową są piaskowce drobnoziarniste o miąższości dochodzącej do 19 m, izolowane od góry warstwą zbitych wapieni oraz ilowców. Długość złoża wynosi ok. 2,8 km, szerokość waha się od 300 do 500 m.

Ropa naftowa, która występuje na złożu Świdnik jest ropą ciężką, asfaltową zawierającą od 3,68 do 10% objęto-

ściowych frakcji benzynowych. Średni ciężar właściwy wynosi 0,9062 g/cm³. Kopalina towarzysząca ropie jest gaz ziemny. Jest to gaz gazolinowo-azotowy o zawartości CH₄ od 64 do 78%. Średni wykładnik gazowy dla złoża wynosi 37,83 Nm³/m³.

Charakterystyka złóż dewońskich

Złoże gazu ziemnego Komarów

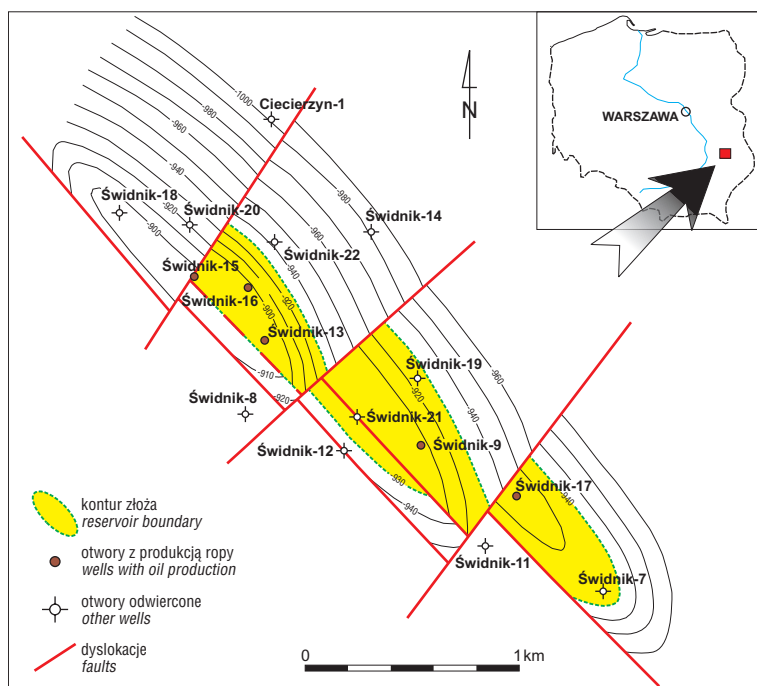
Złoże gazu ziemnego Komarów odkryto w 1967 r. w południowej części basenu lubelskiego (ryc. 1). Pułapka Komarowa ma kształt antykliny o rozciągłości zgodnej z przebiegiem uskoku Izbica–Zamość. Szerokość tej pułapki wynosi 4–5 km, zaś długość ok. 8 km (ryc. 6). Złoże gazu ziemnego jest związane z piaszczysto-węglanowymi osadami dewonu środkowego.

W trakcie wiercenia otworu Komarów IG–1 rejestrowano w utworach franu liczne objawy ropy naftowej, a podczas opróbowania horyzontów dewonu środkowego uzyskano przypływ gazu ziemnego o wydajności 34 m³/min. W otworze Komarów 5 otrzymano, z osadów perspektywicznych dewonu środkowego, przypływ gazu ziemnego w wydajności 93 Nm³/min. W latach 1972–1973 odwiercono kolejny otwór Komarów 9. W wyniku opróbowania osadów perspektywicznych dewonu środkowego (eiflu i żywetu) uzyskano gaz o wydajności absolutnej 130 m³/min. Po zabiegu kwasowania wydajność z tego horyzontu wzrosła do 1004 m³/min.

W latach 1975–1979 prowadzono eksploatację tego złoża dwoma otworami: Komarowem 5 i 9. W trakcie eksploatacji horyzonty złożowe uległy zawodnieniu wskutek czego eksploatację przerwano.

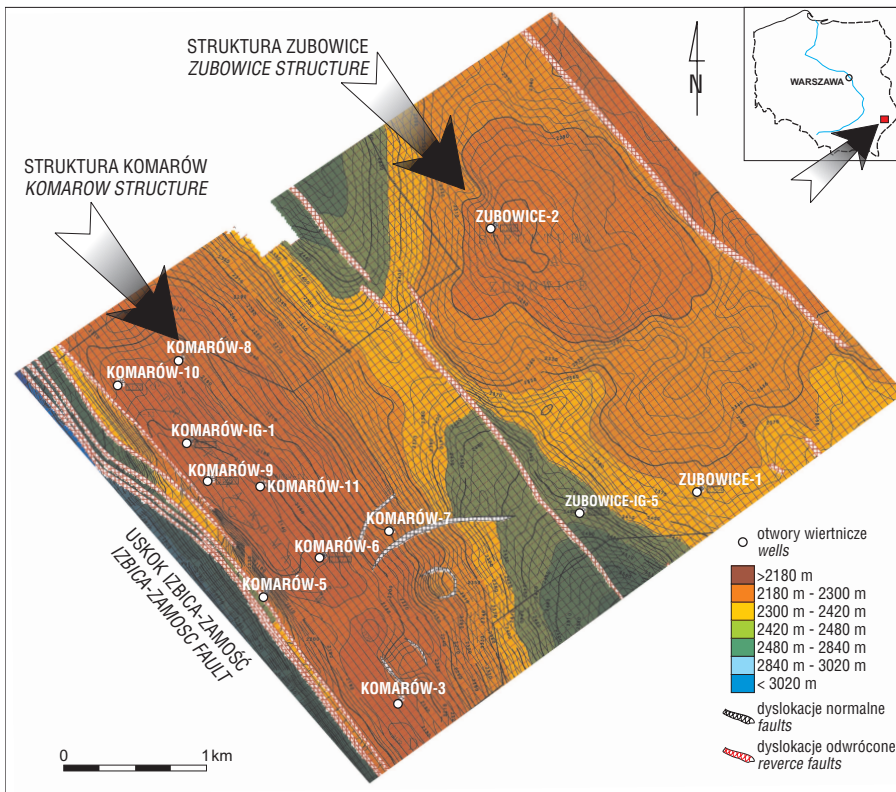
Złoże gazu ziemnego Mełgiew

Złoże gazu ziemnego Mełgiew odkryto w 1991 r. w centralnej części basenu lubelskiego



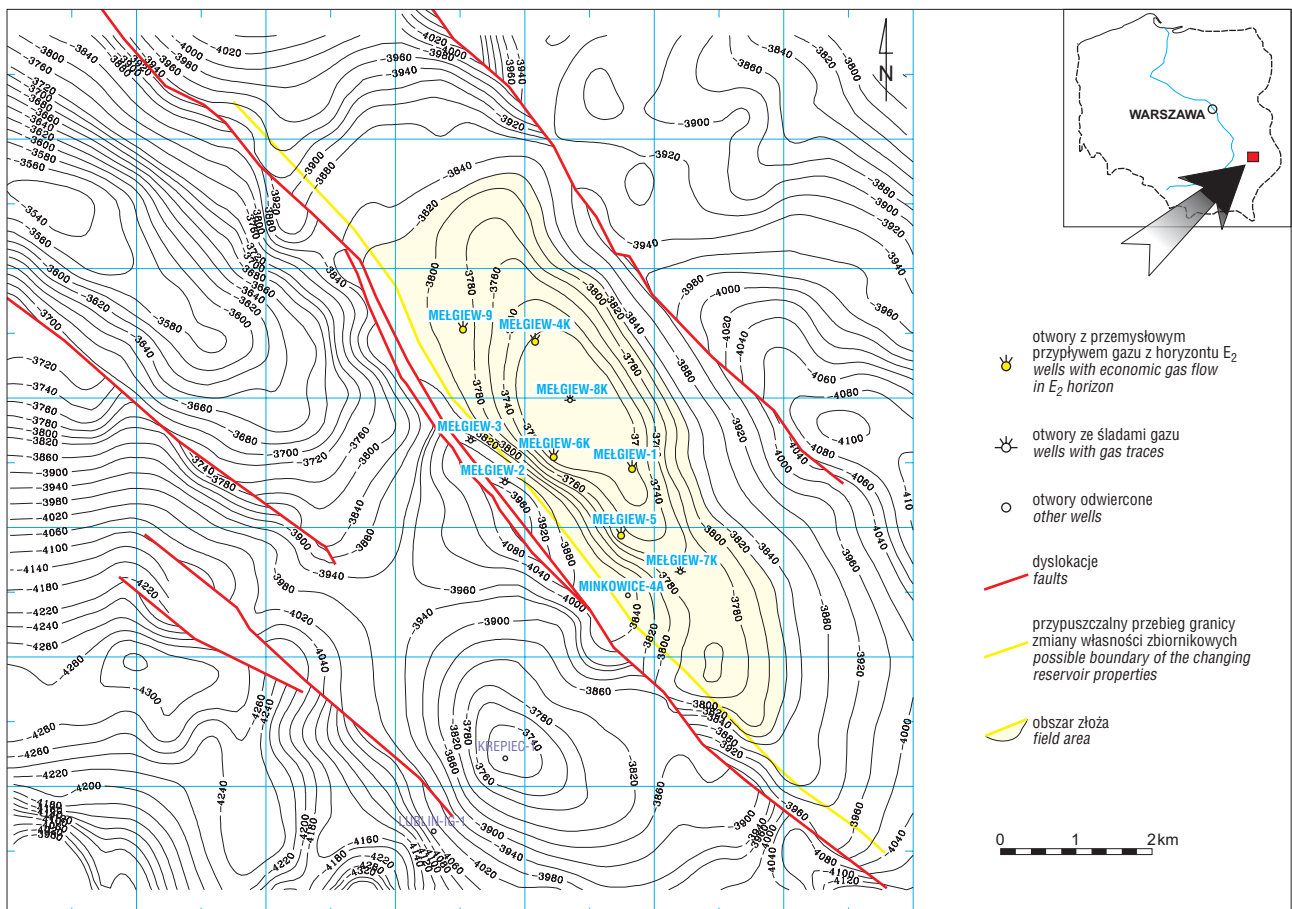
Ryc. 5. Złoże ropy naftowej Świdnik: mapa strukturalna stropu horyzontu E1 w karbonie, (w m p.p.m.; wg Kaczyński & Skup [W:] Weil, 1986)

Fig. 5. Świdnik oil field: dept map of the E1 horizon in the Carboniferous (in m b.s.l.) (after Kaczyński & Skup [In:] Weil, 1986)



Ryc. 6. Złoże gazu ziemnego Komarów: mapa strukturalna granicy sejsmicznej D₂ w dewonie, w m p.p.m. (według Geofizyka Kraków [W:] Łobaziewicz & Wilk, 1999)

Fig. 6. Komarów oil field: dept map of seismic D₂ horizon in the Devonian, in m b.s.l. (after Geofizyka Kraków [In:] Łobaziewicz & Wilk, 1999)



Ryc. 7. Złoże gazu ziemnego Melgiew A — mapa strukturalna stropu złoża gazu ziemnego w horyzoncie E₂, w m p.p.m. (według Kaczyński & Matuszewska [W:] Modzelewski, 1997)

Fig. 7. Melgiew A gas field — dept map of the E₂ Frasnian horizon, in m b.s.l. (after Kaczyński & Matuszewska [In:] Modzelewski, 1997)

otworem Mełgiew 2 (ryc.1). W trakcie wiercenia tego otworu uzyskano w wyniku opróbowania osadów węglanowych franu przyływ gazu palnego z trzech interwałów (3431,0–3441,0 m, 3474,0–3523,0 m i 3797,0–3832,0 m). Ostatecznie, po zakończeniu wiercenia opróbowano przystropowy interwał franu (interwał 3431,0–3445,0 m), którym udokumentowano złożo gazu ziemnego. Wydajność absolutną dla tego interwału określono na 190 Nm³/min.

W czasie wiercenia otworu Mełgiew 1 (1992–1993 r.) w wyniku opróbowania stwierdzono występowanie gazu ziemnego w dolomitach franu na głębokości 3896,0–3935,0 m i 3938,0–3972,0 m, czyli o ok. 450 m głębiej niż w otworze Mełgiew 2. Horyzont ten odpowiada horyzontowi produktywnemu złoża gazu Ciecierzyn.

Dla złoża gazu ziemnego występującego głębiej w osadach franu, w horyzoncie korelacyjnym E₂ (Kaczyński, 1976) przyjęto nazwę: Mełgiew A, dla złoża zalegającego płycej natomiast, tj. w horyzoncie korelacyjnym E₂–E₃ przyjęto nazwę: Mełgiew B.

Złożo Mełgiew A (ryc. 7). Skałą zbiornikową są dolomity franu, wśród których występują przewarstwienia i gniazda anhydrytów oraz wapieni. Pierwotna porowatość skały zbiornikowej jest niewielka (średnia porowatość efektywna wynosi 2,5%). Decydujące znaczenia dla złoża ma porowatość szczelinowa. Średnia miąższość efektywna złoża wynosi 36 m, a jego powierzchnia 7,5 km² dla kategorii B i 12,3 km² dla kategorii C. Średnia wydajność absolutna z odwiertów udostępniających złożo wynosi 114 194 m³/dobę.

Gaz omawianego złoża charakteryzuje się następującym składem chemicznym (%obj.): CH₄–86,9, C₂H₆–5,25, C₃H₈–1,21, C₄H₁₀–0,08, CO₂–0,052, N₂–4,89, H₂S–0,011.

Złożo Mełgiew B (ryc. 8).

Skałą zbiornikową są wapienie franu. Pierwotna porowatość skały zbiornikowej jest niewielka (średnia porowatość efektywna wynosi 1,4%). Decydujące znaczenia, podobnie jak dla złoża Mełgiew A ma porowatość szczelinowa. Średnia miąższość efektywna złoża jest równa 19 m, a jego powierzchnia wynosi 1,3 km² dla kategorii B i 1,8 km² dla kategorii C.

Gaz omawianego złoża charakteryzuje się następującym składem chemicznym (% obj.): CH₄–90,6, C₂H₆–5,70, C₃H₈–1,29, C₄H₁₀–0,18, CO₂–0,183, N₂–1,40, H₂S–0,079.

Złożo gazu ziemnego Ciecierzyn

Złożo gazu ziemnego Ciecierzyn zostało odkryte otworem Ciecierzyn–1 w 1984 r. w utworach dewonu górnego — franu (ryc. 9). Po wynikach

uzyskanych w trakcie wiercenia otworu za najbardziej obiecujące pod względem złożowym uznano dolomity, z wkładkami wapieni występujące na głębokości 3740,0–3820,0 m (subkompleksy E₂ i E₃). W horyzoncie tym wykonano kilka zabiegów kwasowania, po których uzyskano wydajność absolutną 49 Nm³/min. W otworze tym jest prowadzona eksploatacja od 1988 r. W latach 1985–1989 odwiercono kolejnych 7 odwiertów. Wiercenie otworu Ciecierzyn 2 zakończono, z przyczyn technicznych w subkompleksie E₂. Z interwału 3702,0–3783,0 m, po wykonaniu zabiegu szczelinowania z równoczesnym kwasowaniem uzyskano przyływ gazu ziemnego o wydajności absolutnej 130 Nm³/min. W otworze Ciecierzyn 3 udostępniono spagową część subkompleksu E₃ i stropową część subkompleksu E₂ (interwał 3782,0–3825,0 m). Z udostępnionego interwału uzyskano, po zabiegu kwasowania, niewielką wydajność absolutną, tj. 19,8 Nm³/min.

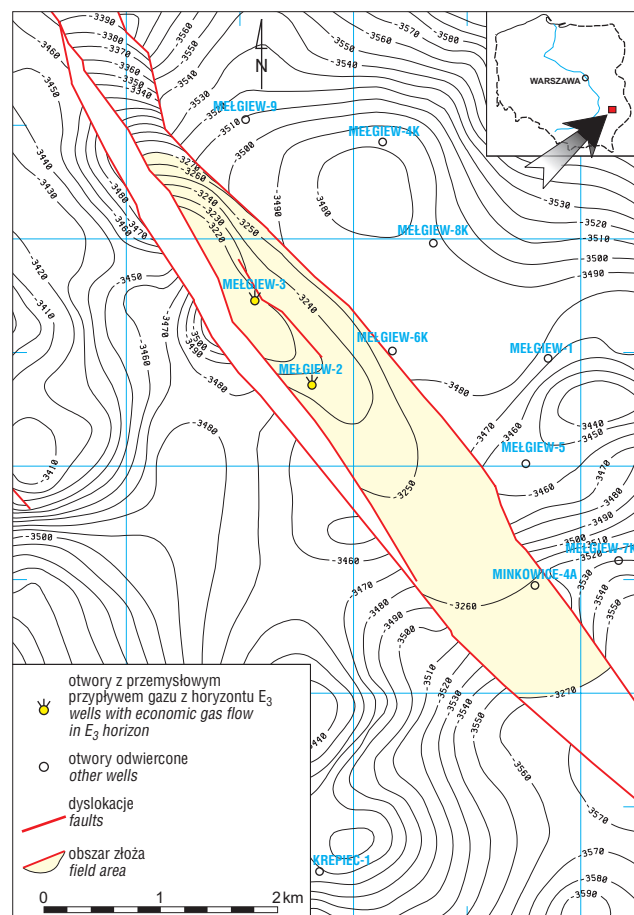
Złożo Ciecierzyn jest złożem masywowym, o zróżnicowanych właściwościach zbiornikowych (na ogół niskiej porowatości pierwotnej i przepuszczalności) i nierównomiernym, zróżnicowanym rozmieszczeniu węglowodorów. Decydujące znaczenia dla złoża ma porowatość szczelinowa.

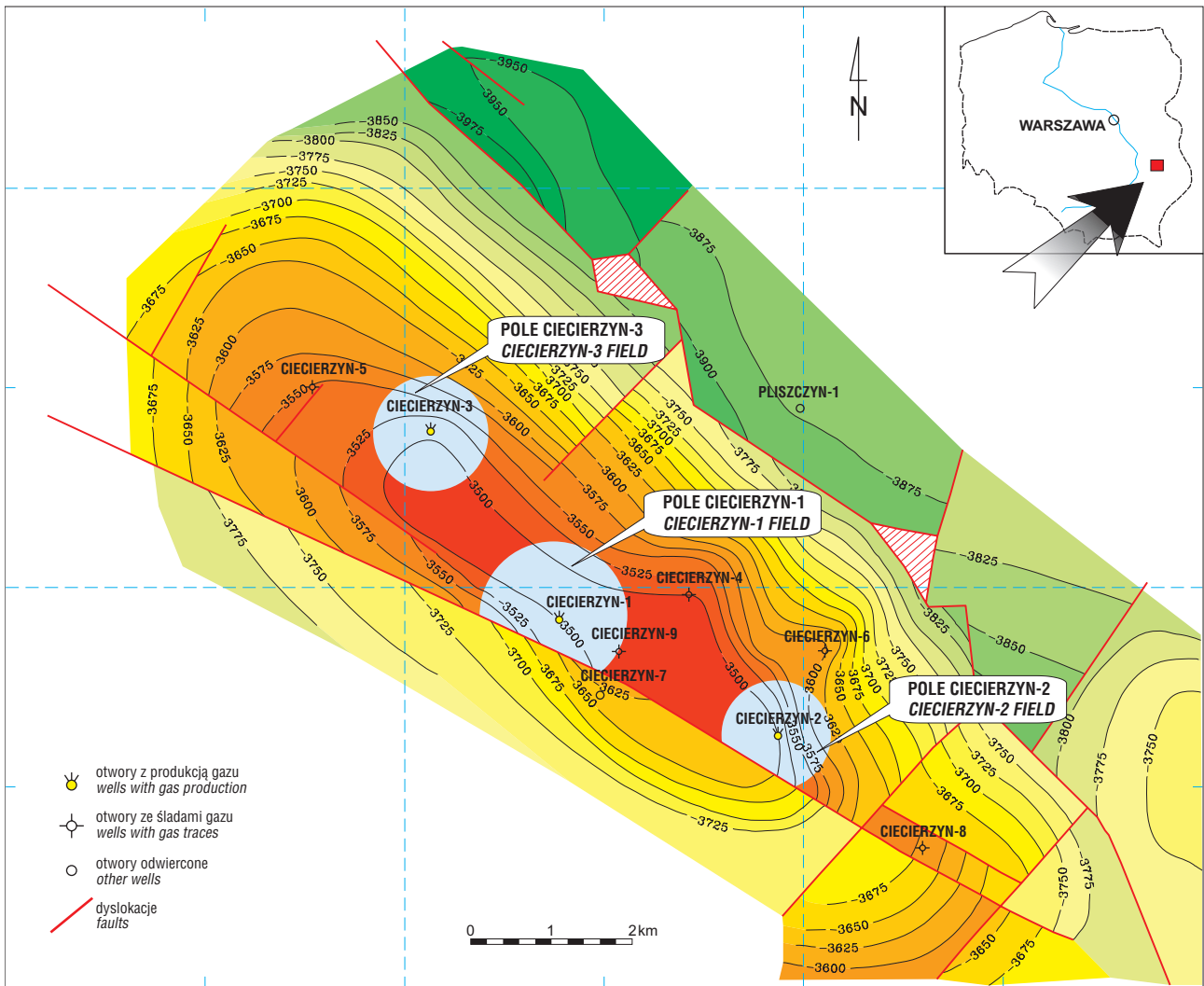
Złożo ropy naftowej Glinnik

Złożo ropy naftowej Glinnik odkryto w 1990 r. otworem Glinnik–3, w centralnej części basenu lubelskiego w strefie ciągu strukturalnego Dęblin–Abramów–Minkowice (ryc. 1). Występuje w stropie piaskowców kwarcowych z wkładkami piaskowców mułowcowych górnego dewonu–famenu, (horyzont korelacyjny J; ryc. 2).

Ryc. 8. Złożo gazu ziemnego Mełgiew B — mapa strukturalna stropu złoża gazu ziemnego w horyzoncie E₃, w m p.p.m. (według Kaczyński & Matuszewska [W:] Modzelewski, 1997)

Fig. 8. Mełgiew B gas field — depth map of the E₃ Frasnian horizon, in m b.s.l. (after Kaczyński & Matuszewska [In:] Modzelewski, 1997)





Ryc. 9. Złoże gazu ziemnego Ciecierzyn: mapa strukturalna stropu złoża gazu ziemnego w horyzoncie E₂ — w m p.p.m. (Modzelewski, 1999)

Fig. 9. Ciecierzyn gas field: depth map of the E₂ Frasnian horizon — in m b.s.l. (Modzelewski, 1999)

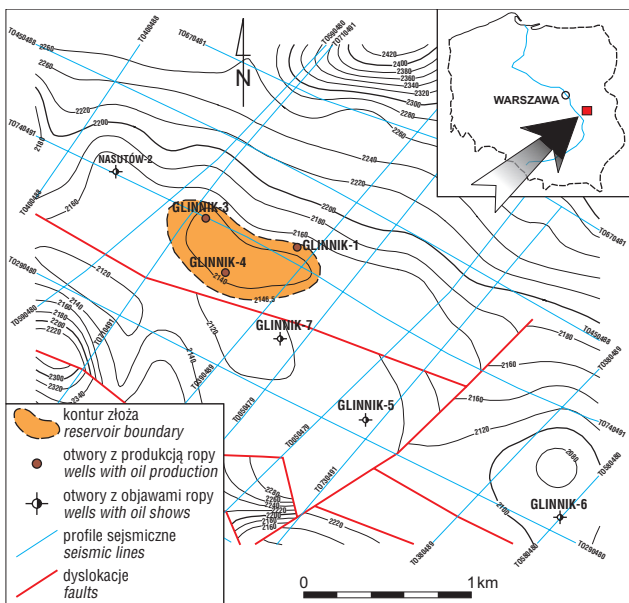
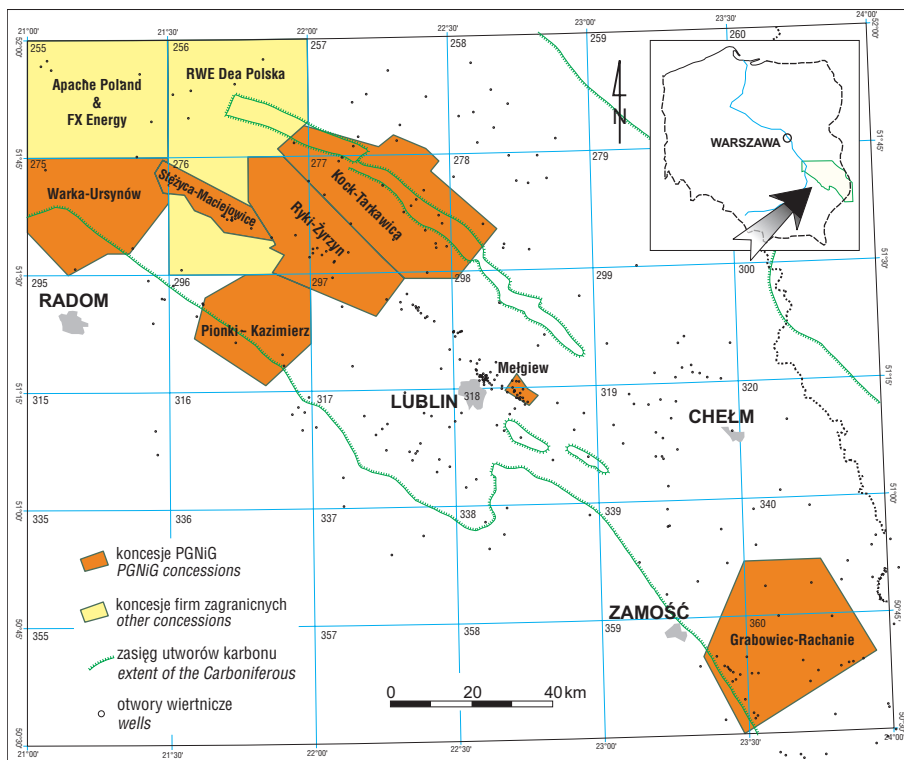


Fig. 10. Złoże ropy naftowej Glinnik: mapa strukturalna stropu famenu w m p.p.m. (według Weil [W:] Nocoń, 1995)

Ryc. 10. Glinnik oil field: depth map of the Famenian, in m b.s.l. (after Weil [In:] Nocoń, 1995)



Ryc. 11. Koncesje w synklinorium lubelskim
Fig. 11. Concessions in the Lublin Synclinorium

Jest ograniczonym litologicznie złożem typu warstwowego, o powierzchni 0,6 km². Średnia miąższość serii złożowej wynosi ok. 4,3 m.

W rejonie złoża Glinnik strop dewonu tworzy wydłużoną antyklinę o kierunku NW–SE z dwoma zamkniętymi elewacjami (ryc. 10). W elewacji północnej, zamkniętej od strony południowej uskokiem znajduje się złożo ropy naftowej ograniczone konturem 2146,5 m (TVD).

Od stropu złożo ekranowane jest ilasto-mułowcowymi osadami karbonu dolnego (wizenu). Ropa naftowa złoża Glinnik jest ropą lekką, niskosiarkową o gęstości 0,8218 g/cm³ (w temp. 20°C), zawierającą 21,59% obj. frakcji benzenowej oraz 25,57% obj. frakcji naftowej.

Perspektywy dalszych poszukiwań

Analizując wyniki złożowe uzyskane w basenie lubelskim z perspektywy dotychczasowych odkryć krajowych można stwierdzić, że są one niewielkie zarówno pod względem liczby odkrytych złóż, jak i ich rozmiarów. Uzyskane wyniki potwierdziły jednak, oprócz odkrytych złóż i stwierdzonych objawów występowanie skał macierzystych, bardzo dobrych kolektorów i skał uszczelniających w profilu utworów paleozoicznych basenu. W ostatnim czasie opracowano nowy model rozwoju strukturalno-tektonicznego obszaru lubelskiego, który w sposób istotny przyczynił się do ukierunkowania poszukiwań złóż węglowodorów na najbliższe lata (Antonowicz i in., 2003).

Prace poszukiwawcze w chwili obecnej skupiają się w dwóch rejonach (ryc. 11):

1. W NW części basenu (koncesje: Stężycza–Maciejowice, Warka–Ursynów, Pionki–Kazimierz, Ryki–Żyżyn),

gdzie przedmiotem prowadzonych poszukiwań są głównie utwory piaszczowce karbonu, kambru oraz osady dewonu. Złoża węglowodorów w tym obszarze mogły zachować się w pułapkach strukturalnych, tektonicznych lub litologiczno-facjalnych. Zgodnie z założeniem nowego modelu w strefie Kocka powstała *triangle zone*, w której przy sprzyjającym układzie tektonicznym mogło dojść do zeszczenia piaszczowców kambryjskich i napełnienia węglowodorami.

2. W SE części basenu (koncesja: Komarów–Zubowice) w obszarze występowania złoża Komarów i struktury Zubowice (w otworze Zubowice 2, w piaszczowcach i dolomitach udokumentowano znaczące nagromadzenie węglowodorów — Vabs — 115 Nm³/min z wykładnikiem wodnym). Skałami zbiornikowymi są naprzemiennie ułożone warstwy piaszczowców i skał węglanowych dewonu środkowego, izolowane skałami ilastymi. Jest to układ sprzyjający powstawaniu złóż warstwowych, w których każda warstwa może mieć odrębny kontur i odrębny reżim hydrodynamiczny.

Autorzy dziękują Pracownikom Działu Analiz, Projektów i Dokumentacji Geologicznych Złóż (OGN BG Geonafte w Warszawie) za pomoc w przygotowaniu niniejszego artykułu.

Literatura

- ANTONOWICZ L., HOOPER R. & IWANOWSKA E. 2003 — Synklina lubelska jako efekt cienkonaskórkowych deformacji waryscyjskich. *Prz. Geol.*, 51: 344–350.
- DZIĘGIEŁOWSKI J. 1998 — Dokumentacja geologiczna złoża gazu ziemnego i ropy naftowej Stężycza. Archiwum OGN Warszawa.
- DZIĘGIEŁOWSKI J. 2002 — Dokumentacja geologiczna złoża gazu ziemnego i ropy naftowej Stężycza w kat. B i C. Dodatek nr 1. Archiwum OGN Warszawa.
- KACZYŃSKI J. 1976 — Korelacja geologiczno-geofizyczna osadów karbonu i dewonu synklinorium lubelskiego. Arch. OGN Warszawa.
- ŁOBAZIEWI CZ Z. & WILK A. 1999 — Sprawozdanie sejsmiczne 3D Komarów-Zubowice. Arch. OGN Warszawa.
- MODZELEWSKI R. 1997 — Dokumentacja geologiczna złoża gazu ziemnego Melgiew A i Melgiew B. Arch. OGN Warszawa.
- MODZELEWSKI R. 1999 — Dokumentacja geologiczna złoża gazu ziemnego Ciecierzyn. Arch. OGN Warszawa.
- NOCON W. 1995 — Dokumentacja geologiczna złoża ropy naftowej Glinnik. Arch. OGN Warszawa.
- WEIL M. 1986 — Dokumentacja geologiczna złoża ropy naftowej Świdnik. Arch. OGN Warszawa.
- WEIL W. 1974 — Dokumentacja geologiczna złoża gazu ziemnego Komarów. Arch. OGN Warszawa.
- WEIL W. 1975 — Dokumentacja geologiczna złoża gazu ziemnego Minkowice. Arch. OGN Warszawa.
- ŻELICHOWSKI A. M. 1983 — Osady karbonu w strefie uskoku Grójca. *Biul. Państw. Inst. Geol.*, 344: 57–115.