

UKŁAD FAZ WĘGLOWODOROWYCH W OBSZARZE ZŁOŻOWYM LUBIATÓW – MIĘDZYCHÓD – GROTÓW (LMG)

**Distribution of hydrocarbon phases
in the Lubiatów – Międzychód – Grotów (LMG) oil and gas field area**

**Kazimierz SŁUPCZYŃSKI, Grzegorz MACHOWSKI,
Bartosz PAPIERNIK & Roman SEMYRKA**

*Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska,
Katedra Surowców Energetycznych; al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków;
e-mail: kazimierz.slupczynski@poczta.fm, machog@geol.agh.edu.pl,
papiern@geol.agh.edu.pl, semyrka@agh.edu.pl*

Treść: Dla strefy złożowej Lubiatów – Sowia Góra – Międzychód – Grotów (LMG), umiejscowionej w obszarze platformy węglanowej i na jej przedpolu, w poziomie dolomitu głównego Ca₂, kryteriami równowagi statycznej zachodzącej w ośrodkach porowo-szczelinowych wypełnionych oddzielnymi fazami węglowodorowymi, wyznaczono fazowe powierzchnie rozdziału kondensatowego gazu ziemnego od nasyconej gazem ropy naftowej. Udowodniono łączność hydrauliczną pomiędzy poszczególnymi komercyjnymi polami zasobów reprezentującymi oddzielne złoża węglowodorów. Wykazano, że wąskie strefy o miąższości poniżej 15 m, o różnej hipsometrii, spełniają tylko rolę semiprzepuszczalnych ograniczeń komercyjnych pól zasobowych. Wyznaczone powierzchnie rozdziału gazu ziemnego i ropy naftowej znacznie rozszerzają powierzchnię akumulacyjną w obszarze występowania platformy węglanowej i jej przedpola.

Słowa kluczowe: fazy węglowodorowe, przestrzeń międzyfazowa, kontakt gaz – ropa (GOC), ciśnienie wgłębne, warunki PVT, platforma węglanowa, równowaga statyczna, LMG

Abstract: For the Lubiatów – Sowia Góra – Międzychód – Grotów (LMG) hydrocarbon reservoir zone, situated within the area of the Main Dolomite carbonate platform and its foreland, interfacial surfaces between natural condensate gas and gas-saturated oil was determined applying the criterion of stable equilibrium in porous-fractured media filled with separate hydrocarbon phases. Hydraulic connection between individual hydrocarbon accumulations was proved. It was evidenced that narrow zones with Main Dolomite thickness less than 15 m and different hypsometric positions play the role of semi-permeable boundaries only. The determined surfaces between natural gas and crude oil considerably extend the accumulation zone in the area of the carbonate platform and its foreland.

Key words: hydrocarbon phases, interfacial space, gas – oil contact (GOC), reservoir pressure, PVT, carbonate platform, stable equilibrium, LMG

WPROWADZENIE

W południowo-zachodniej, nadnoteckiej strefie cechsztyńskiego basenu dolomitu głównego Ca2, w obrębie paleogeograficznej platformy węglanowej (Pikulski 2004, Wagner 2005, Jaworowski & Mikołajewski 2007, Kotarba & Wagner 2007), występuje akumulacja ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiaków – Międzychód – Grotów (LMG). Wydaje się, że jest ona największą z dotychczas odkrytych na terenie kraju (Fig. 1). Złożona jest z nagromadzenia gazolinowo-azotowo-siarkowodorowego gazu ziemnego Międzychód (Pikulski 2003a), ulokowanego w najwyższej, centralnej części struktury złożowej utworzonej w barierowych facjach platformy węglanowej. Otoczona jest od zachodu nagromadzeniami zasiarzonej ropy naftowej Lubiaków i Sowa Góra (Pikulski 2003b, Szczawińska 2005), a od północnego wschodu – nagromadzeniem kwaśnej ropy naftowej Grotów (Pikulski 2005) umiejscowionymi na skraju platformy i jej przedpolu.

Wyznaczenie granic zasięgu poszczególnych „odrębnych” złóż oparto na przestrzennym rozkładzie atrybutu pseudoporowatości w superpozycji z mapą stropowej powierzchni strukturalnej uzyskanych z interpretacji pomiarów sejsmiki refleksyjnej 3D.

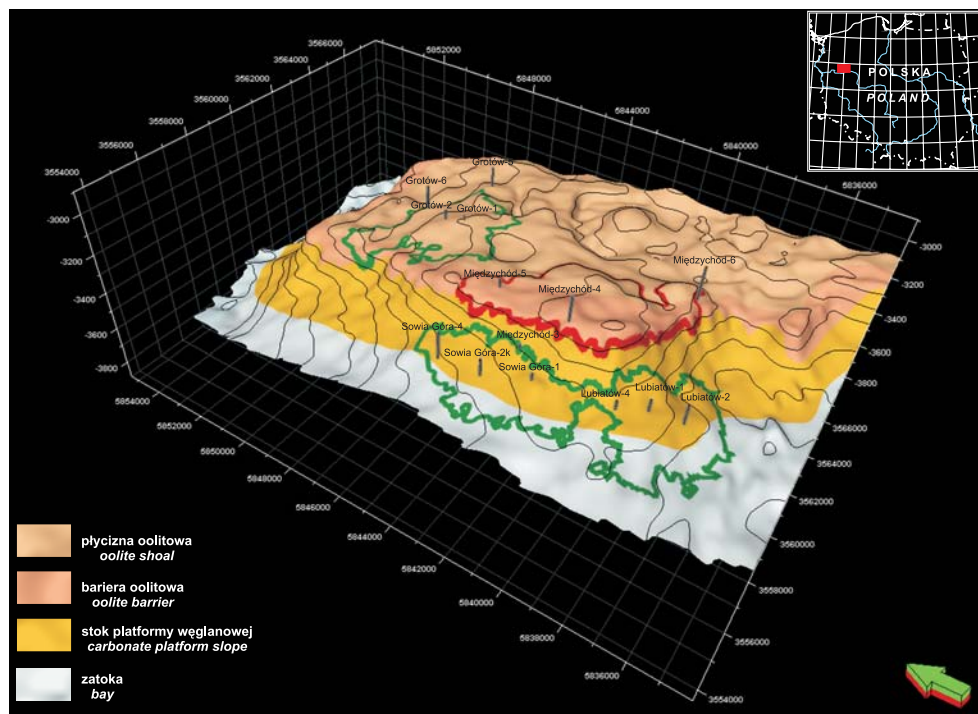


Fig. 1. Kontury złóż węglowodorów na tle paleogeografii i układu strukturalnego w strefie LMG: linia czerwona – kontur złoża gazowego, linia zielona – kontury złoża ropy naftowej

Fig. 1. Contours of hydrocarbon deposits against the background of paleogeography and structural arrangement in the LMG zone: red line – gas deposit contour, green line – oil deposit contour

Przyjęto, że miąższość skał dolomitu poniżej 15 m tworzy bariery akumulacyjne i że ta krytyczna miąższość decyduje o odrębności złóż, ponieważ powoduje zanik własności zbiornikowych.

W opracowaniu dokumentacyjnym złoża ropy naftowej Lubiaków (Szczawińska 2005) obiekt złożowy Sowiej Góry wraz z obiektem złożowym Lubiakowa traktowany jest jako jedno złożo typu warstwowego z wodą okalającą. Przyjęte w opracowaniach dokumentacyjnych granice wyróżnionych złóż są arbitralne i nie odzwierciedlają obiektywnego, pod względem mechaniki płynów w ośrodkach ciągłych (Landau & Lifszic 1960), przestrzennego rozkładu statycznego oddzielnych faz: gazowej i ciekłej, w heterogenicznej strukturze skały węglanowej tworzącej pułapkę złożową.

W niepublikowanej opinii Słupczyński (2003) postawił tezę, że gazowa akumulacja Międzychód reprezentuje czapę gazową nie w pełni rozpoznaną, jednolitego pod względem hydraulicznym, dużego pola gazowo-ropnego, rozczłonkowanego hipsometrycznym układem paleomorfologicznym i miąższościowo-facjalnym rafogennej górotworu dolomitu głównego o wybitnie zróżnicowanych własnościach pojemnościowo-filtracyjnych. Stąd celowość i konieczność, inaczej niż w standardowych opracowaniach dokumentacyjno-złożowych, analizowania poszczególnych, pozornie oddzielonych akumulacji pod względem równowag statycznych, odrębnych faz płynów złożowych.

Aby uzyskać wiarygodność rekonstruowanego modelu złoża LMG, oparto się na danych otworowych, w tym na pionowym zasięgu nasycenia złożowego profilu interpretowanego z otworowych profilowań geofizycznych, rezultatach dopływu faz węglowodorowych w trakcie opróbowań i testów złożowych. Koegzystencja powyższych rezultatów skalowania wielkościami statycznych ciśnień złożowych, gradientów ciśnień, w tym wartości mierzonego ciśnienia nasycenia, doprowadziła do hipsometrycznego zwymiarowania położenia konturów zasięgu poszczególnych faz w obrębie heterogenicznej litofacjalnie pułapki złożowej, którą tworzy platforma węglanowa z jej przedpołem.

ZAŁOŻENIA TEORETYCZNE A UWARUNKOWANIA GEOLOGICZNE

Określenie typu i układu przestrzennego akumulacji węglowodorowej strefy Lubiakowa, Sowiej Góry, Międzychodu i Grotowa oparto na termodynamicznych i grawitacyjnych warunkach równowagi trójskładnikowych odrębnych faz płynów złożowych zgromadzonych w przestrzeniach ośrodków porowo-szczelinowych, które na siebie wzajemnie oddziałują. Układ fazowy węglowodorów wypełniających przestrzeń skalną określony objętościowym udziałem gazowych i ciekłych składników węglowodorowych oraz towarzyszących im domieszek niewęglowodorowych wyznaczają warunki termobaryczne panujące w porowo-szczelinowej przestrzeni górotworu (Dake 1993). Położenie hipsometryczne w przestrzeni ośrodka porowatego powierzchni rozdziału odrębnych faz: gazowej i ciekłej, ropnej i wodnej wyznaczają kryteria równowagi statycznej (Landau & Lifszic 1960). Równowagę termodynamiczną układu fazowego węglowodorów wypełniających przestrzeń porową zbiornika skalnego wyznaczają granice fazowe będące powierzchniami ich rozdziału. Powierzchnia dzieląca dwie fazy, gazową i ropną, tworzy międzyfazową granicę o zróżnicowanej grubości.

W opisie modelowym złoża ropy naftowej z czapą gazową jest sprowadzana do płaszczyzny poziomej.

Statyczne warunki równowagi płynów o różnej gęstości, wypełniających przestrzeń ośrodków porowatych i tworzących układ naczyń połączonych, uzasadniają położenie głębokościowe granic powierzchni ich grawitacyjnego rozdziału. Uzyskiwane wyniki z rozwiązania fizycznego równania równowagi płynów złożowych o różnej gęstości, wypełniających zróżnicowaną pod względem geometrii, porową przestrzeń masywu skalnego naturalnego zbiornika tworzącego pułapkę złożową, są otwartą kwestią.

Od czasu analiz prowadzonych przez Hubberta (1953) jest wiadomo o istnieniu nachylonych konturów w złożach ropy naftowej i gazu ziemnego. Fakt istnienia nachylonych konturów złożowych jest zaniebawiany w obliczeniach równania równowagi. Kryterium równowagi wyznacza liniowy rozkład ciśnień statycznych w stosunku do głębokości, mierzonych w obrębie stref wody podścielającej lub okalającej P_w , ropy naftowej P_o i swobodnego gazu ziemnego P_g tworzącego czapę gazową (Dake 1993).

Empirycznie stwierdzono (Dake 1993, Dahlberg 1995), że pionowa składowa gradientu ciśnienia, w strefie wody otaczającej i podścielającej ∇GP_w , jest najniższa. Wyższe wartości ∇GP_o osiąga w obrębie porowej przestrzeni wypełnionej ropą naftową, a najwyższe ∇GP_g w przestrzeni czapy gazowej. Nachylenie linii prostej rozkładu wyróżnionych ciśnień P_w , P_o i P_g jest odmienne. Kąt nachylenia linii prostej poszczególnych ciśnień maleje wraz ze wzrostem ciężarów właściwych odnośnych płynów złożowych. Punkty przecięcia linii ciśnienia P_w , P_o i P_g wyznaczają baryczne warunki równowagi poszczególnych płynów o różnej gęstości występujących w przestrzeni porowatego ośrodka złoża (Dake 1993).

Warunkiem koniecznym są precyzyjne pomiary statycznych ciśnień wgłębnich odniesionych do głębokości umieszczenia manometru w odwiercie, którego cylindryczna przestrzeń wypełniona jest tylko jedną fazą.

Akumulacje ropy naftowej: Lubiaków, Sowia Góra i Grotów oraz gazu ziemnego Międzychód znajdujące się w heterogenicznej strukturze paleorafy barierowej i jej przedpola (Pikulski 2004, Jaworowski 2007) zdeterminowane są nie tylko warunkami paleofacjalnymi sedimentacji poszczególnych litotypów skalnych, geometrią struktury porowo-szczelinowej, hipsometrycznym układem strukturalnym rafogennej struktury barierowej i jej otoczenia, ale przede wszystkim warunkami równowagi statycznej płynów złożowych wypełniających przestrzeń porowo-szczelinową.

Poszczególne akumulacje są rozmieszczone blisko siebie, co sugeruje istnienie między nimi łączności hydrodynamicznej, jaką zapewnia system spękań, mikroszczelin i nie w pełni zabliźniony układ stylolitów. Na łączność hydrodynamiczną wskazują także zbliżone wielkości składowej pionowej gradientów ciśnienia złożowego. Zróżnicowanie faz i składu węglowodorowego, gęstości węglowodorów oraz ciśnienia złożowego jest zdeterminowane przez segmentację grawitacyjną (ang. *compartmentalization*) poszczególnych stref złożowych.

Analiza hydrodynamiczna z obszaru pomorskiej strefy barierowej i jej szerokiego otoczenia (Słupczyński *et al.* 1981) wykazała, że w zróżnicowanych litofacjach dolomitu głównego istnieje jeden reżim hydrauliczny, który zapewnia rozwinięty system szczelin, mikroszczelin i nie w pełni zabliźnionych stylolitów. Taki system hydrauliczny istnieje również w analizowanej strefie dolomitu głównego obszaru Lubiaków, Międzychodu i Grotowa.

W jednolitym układzie hydraulicznym, zgodnie z zasadą naczyń połączonych, zachodzi statyczna równowaga ciśnieniowa w obrębie płynów złożowych wypełniających przestrzenie porowatego ośrodka (Czarny 1963, Pychaczew & Isajew 1973, Mayer-Gürr 1976, Dake 1993, Dahlberg 1995). Równowaga statyczna w przestrzeni porowej górotworu prowadzi do grawitacyjnej segregacji faz węglowodorowych, zgodnie z termodynamicznymi warunkami równowagi rozpuszczalności w ropie naftowej gazu ziemnego o określonych, cząsteczkowych składach chemicznych (Namiot 1976). W konsekwencji prowadzi do grawitacyjnego rozdziału poszczególnych faz gazu ziemnego, ropy naftowej i wody wgłębnej, charakteryzujących się odmiennymi gęstościami w złożowych warunkach termobarycznych.

Akumulacje reprezentują wspólny system objętościowo-termobaryczny (PVT), obejmujący węglowodory znajdujące się w przestrzeni porowatego ośrodka skalnego pod ciśnieniem złożowym i temperaturą wgłębną (Mayer-Gürr 1976, Dake 1993).

Węglowodory utrzymywane są w zbiorniku skalnym dzięki leżącemu nad zbiornikiem uszczelnieniu w postaci warstwy izolującej, która uniemożliwia wędrowkę płynów do góry oraz częściowo zapobiega utracie ciepła przez skały zbiornikowe (Mirzadżanzade & Stiepanowa 1977).

Statyczne ciśnienie wgłębne określa baryczne warunki, w jakich znajduje się ciecz lub gaz w przestrzeni ośrodka porowatego wypełnionego węglowodorami. Charakteryzuje ono też stopień kompresji płynu i równocześnie stopień kompresji przestrzeni porowej naturalnego zbiornika skalnego.

W warunkach naturalnych złoża, przed jego eksploatacją, istnieje swobodna konwekcyjna wymiana ciepła. Można zatem założyć że na całym obszarze złożowym temperatura jest stała, a istniejące różnice w jej wartości spowodowane są nieustabilizowanymi warunkami pomiaru.

W pierwotnych warunkach PVT złoża zawartość gazu ziemnego rozpuszczonego w ropie naftowej wynika z jego rozpuszczalności przy panujących w skalnej przestrzeni ośrodka porowatego ciśnieniu i temperaturze (Mirzadżanzade 1967, Namiot 1976). Maksymalną ilość rozpuszczonego w ropie gazu wyznacza ciśnienie nasycenia określającego równowagę ropno-gazową. Nadmiarowa objętość gazu, która w konkretnych warunkach termobarycznych złoża nie może rozpuścić się w ropie, tworzy czapę gazową. Ropa naftowa przy obecności czapy gazowej jest całkowicie nasycona gazem ziemnym. Poniżej wartości ciśnienia nasycenia następuje wydzielanie się fazy gazowej z ropy wysyczonej gazem ziemnym (Namiot 1976).

Hipsometria powierzchni rozdziału ropa – woda (OWC) jest różnicowana wielkością wzniosu kapilarnego wywołanego zmieniającym się punktowo ciśnieniem kapilarnym w zróżnicowanej geometrii przestrzeni porowej. Wielkość wzniosu kapilarnego jest odwrotnie proporcjonalna do średnicy porów. W porowej przestrzeni o małej i zmieniającej się średnicy, ciśnienie kapilarne osiąga 40 barów, co odpowiada różnicy wzniosu kapilarnego 20 m (Dahlberg 1995). Dane literaturowe (Berg 1975) wykazują, że wielkość wzniosu kapilarnego osiąga 15–18 m. Równocześnie w obrębie jednej, niejednorodnej petrofizycznie pułapki złożowej mogą istnieć enklawy wypełnione tylko wodą kapilarną (nieredukowalną wodą związaną) niewypartą przez węglowodory w procesie akumulacji koncentrującej.

W porowej przestrzeni tych enklaw ciśnienie kapilarne jest większe niż siła wyporu węglowodorów równoważna ciśnieniu wyporu. Czynnikiem warunkującym wielkość ciśnienia kapilarnego jest zwilżalność powierzchni porowej skał tworzących pułapkę złożową. Badania Sucha (2006) oraz Matyasik *et al.* (2007) zwilżalności rdzeni dolomitu głównego z obszaru pola Lubiatów – Sowia Góra wykazały zróżnicowany, mozaikowy charakter zwilżalności wody i ropy naftowej. W całym profilu „warstwy” dolomitowej występuje mozaika o zróżnicowanej powierzchni od kilku mm² do kilku cm², hydrofobowa dla wody i oleofilna dla ropy. W konsekwencji obserwacji Sucha (2006) i Matyasik *et al.* (2007) można przyjąć tezę, że zwilżalności powierzchni przestrzeni porowej skał dolomitu są zmienne nie tylko w profilu, ale przede wszystkim w rozprzestrzenieniu horyzontalnym, stąd głębokościowe ułożenie powierzchni kontaktu złożowego ropa – woda (OWC) będzie mieć kształt falisty, którego amplituda może zdaniem autorów osiągać nawet kilkanaście metrów.

W rozwiązaniu problemu łączności czy też odrębności poszczególnych stref akumulacyjnych w obrębie paleorafy i jej przedpola założono, że powierzchnię rozdziału gaz – ropa (GOC) oraz ropa – woda (OWC) tworzą uśrednione statystycznie płaszczyzny poziome.

Czynnikiem warunkującym wyznaczenie fazowej powierzchni rozdziału gaz – ciecz, czyli złożowego konturu gaz ziemny zawarty w czapie gazowej od niżejległej warstwy ropy naftowej (GOC), jest pierwotna wielkość ciśnienia nasycenia, zwanego ciśnieniem pęcherzykowania (ang. *bubble point*), odniesiona do głębokości. Fizycznie oznacza i określa głębokościową, graniczną powierzchnię równowagi fazowej dla gazu i cieczy (Landau & Lifszic 1960). Powierzchnia, przechodząca przez głębokościowe punkty wyznaczone ciśnieniem pęcherzyka, określa powierzchnię równowagi ciśnieniowej fazy gazowej i fazy ciekłej, czyli powierzchnię ich rozdziału utożsamianą z położeniem konturu złożowego gaz – ropa (GOC).

OTWOROWE FAKTY GEOLOGICZNO-ZŁOŻOWE

Międzychód 4

W profilu wiercenia Międzychód 4 poziom Ca2 znajduje się na głębokości 3070–3150 m. Profil tworzy dolomit ze zmiennym udziałem anhydrytu w postaci druz, gniazd i cienkich warstewek. Dodatkowo występują przemazy i cienkie wkładki ilaste. Interpretacja profilowań geofizyki wiertniczej wykazała, że cały profil dolomitu głównego wysycony jest węglowodorami. Na świeżo wydobytych rdzeniach, od głębokości 3131.2 m do spagowej głębokości 3150 m pojawiały punktowe, liczniejsze na spękaniach, wykropliny żółtozielonej ropy naftowej (Pikulski 2003a).

Z opróbowanego próbnikiem złoża, w trakcie głębienia otworu, stropowego 11 m od cinka profilu w głębokości 3017–3081 m, uzyskano dopływ gazu o natężeniu 85 nm³/min ze śladową ilością kondensatu. Zarejestrowano na głębokości 3029 m wielkości: ciśnienia statycznego $P_{ds} = 421.4$ bara i temperatury $t_{wg} = 120^{\circ}\text{C}$. Składowa pionowa gradientu ciśnienia ∇G_P jest równa 0.1391 bara/m.

Po zakończeniu wiercenia opróbowanie udostępnionego przez perforację interwału, na głębokości 3132–3144 m, wykazało brak przyprływu. Ten rezultat spowodowany jest faktem braku własności pojemnościowo-filtracyjnych. Z interwału udostępnionego przez perforację w głębokości 3104–3116 m po wykonaniu zabiegu kwasowania w trakcie testu złożowego, stwierdzono na głębokości 2998 m: ciśnienie $P_{ds} = 416.2$ bara i temperaturę $t_{wg} = 120.78^\circ\text{C}$. Gradient ciśnienia węglonego $\nabla G_P = 0.1388$ bara/m.

Z wielkości pionowej składowej gradientu ciśnienia ∇G_P wynika, że jego wielkość dla porowej objętości skalnej zajętej przez gaz będzie rzędu 0.1390–0.1391 bara/m.

Podczas testu wydobyto $685\,235\text{ nm}^3$ gazu ziemnego i 189.457 m^3 ropy kondensatowej. Wyliczony z sumarycznego wydobywania wykładnik kondensatowy jest równy $0.276\text{ dm}^3/\text{nm}^3$. Dane te wskazują że spód perforacji na głębokości 3116 m (–3061 m ppm) znajduje się powyżej konturu gazowego (GOC).

Międzychód 5

Seria skalna poziomu dolomitu głównego Ca2 występuje w przedziale od 3133.5 m do 3221 m i posiada miąższość 88 m. Poziom dolomitu głównego tworzy seria zailonych dolomitów, z zawartością anhydritów nieprzekraczającą 15% objętości. Cały profil posiada nieznaczną, do 2% objętości, impregnację halitu. Profil cechuje wybitne zróżnicowanie w rozkładzie nasycenia przestrzeni porowej węglowodorami i wodą węgloną. Najwyższy stropowy odcinek profilu od 3133.5 m do 3139.5 m pozbawiony jest nasycenia węglowodorami. Wysokie i ciągle nasycenie węglowodorami jest w przedziale 3139.5 m do 3157 m. Poniżej, do głębokości 3170.5 m, w rozkładzie nasycenia węglowodorami wyróżniają się trzy wkładki o grubości 0.2–0.5 m pozbawione cech zbiornikowych, które cechuje 70-procentowy udział nasycenia nieredukowalną wodą związaną. Niżej, w interwale od 3170.5 m do 3199.5 m, w rozkładzie nasycenia wyróżnia się sześć wkładek kolejno o grubościach: 1.5 m; 1.5 m; 2 m; 3 m; 3 m i 6 m, o wysokim, powyżej 80% wypełnieniu węglowodorami, rozdzielonych wkładkami bez nasycenia węglowodorami. Na głębokości 3199.5–3215.5 m zarejestrowano wysokie do 85% nasycenie węglowodorami. Poniżej, aż do spagowej głębokości 3221 m, skała węglanowa nie posiada własności zbiornikowych.

Z opróbowanego interwału 3131–3167 m obejmującego 33.5-metrowy stropowy odcinek profilu uzyskano przyprływ gazu ziemnego ze śladami kondensatowej ropy naftowej. Zarejestrowane w głębokości 3108 m ciśnienie było równe $P_{ds} = 422.8$ bara, temperatura 122°C , a gradient $\nabla G_P = 0.13604$ bara/m. Z kolejnego interwału 3163–3176 m, czyli ze strefy gdzie wyróżniono wkładki pozbawione własności zbiornikowych nie uzyskano przyprływu. Z otwartego przez perforację interwału 3192–3196 m i 3200–3215 m po zabiegu kwasowania i szczelinowania w trakcie testu złożowego wydobyto $952\,586\text{ nm}^3$ gazu ziemnego i 232.96 m^3 kondensatowej ropy naftowej. Wyinterpretowane początkowe ciśnienie złożowe wyniosło $P_{ds} = 422.2$ bara. Co do wielkości jest ono tożsame do wartości $P_{ds} = 422.8$ bara pomierzonego w czasie opróbowania interwału 3131–3167 m, z którego otrzymano przyprływ gazu ziemnego. Uśredniony wykładnik kondensatowy wynosi $0.245\text{ dm}^3/\text{nm}^3$. Wskazuje on że co najmniej do głębokości 3196 m (–3141 m ppm) istnieje nasycenie gazem ziemnym.

Międzychód 6

W interwale głębokościowym 3162–3209 m występujący poziom dolomitu tworzy zespół skał dolomitowych z dużą zawartością, do 20% objętości, anhydrytu oraz do 5% objętości skał ilastych. W całym interwale występuje nieznaczna ilość halitu.

Obliczenia z profilowań geofizyki wiertniczej wielkości wypełnienia skał dolomitu węglowodorami wykazały, że występuje ono w formie „warstw” na głębokościach: 3165–3171 m; 3176–3179 m; 3182.5–3182.5 m; 3201–3208 m. Dowodzi to, że cały profil dolomitu gdyby posiadał akumulacyjną pojemność porową, byłby wypełniony węglowodorami gazowymi.

Z opróbowanego interwału na głębokości 3179–3213 m, a więc 17 m poniżej stropu, uzyskano przyływ gazu ziemnego ze śladami ropy naftowej. Wyinterpretowane z równania Hornera ciśnienie wgłębne wynosi 423.5 bara.

Grotów 1

Poziom dolomitu głównego o miąższości 33.5 m występuje na głębokości 3201–3234.5 m. Dla przepływu udostępniono interwał 3198–3250 m, który objął nie tylko cały profil skał dolomitu głównego, ale również występujący nad nim 3-metrowy odcinek warstw anhydritowych tworzących uszczelnienie oraz 15.5-metrowy interwał anhydrytu tworzącego dolne ograniczenie złoża. Na głębokości 3179 m stwierdzono: ciśnienie wgłębne $P_{ds} = 424.3$ bara; pionową składową gradientu ciśnienia $\nabla G_P = 0.1335$ bara/m; temperaturę wgłebną $t_{wg} = 119$ °C.

Podczas prowadzenia testu złożowego wraz z przyływem ropy naftowej do otworu nastąpił przyływ gazu ziemnego, na który wskazuje wysoki wykładnik gazowy osiągający wartość $630 \text{ nm}^3/\text{m}^3$. Zarejestrowane ciśnienie złożowe na głębokości 3193 m wynosiło $P_{ds} = 414.2$ bara, zaś gradient ciśnienia $\nabla G_P = 0.1297$ bara/m.

Badania PVT (Pikulski 2005) na rekombinowanej próbce ropy naftowej dla przyjętych warunków ciśnienia $P = 415.44$ bara i temperatury $t = 128.3$ °C wykazały następujące wielkości: wykładnik gazowy złożowy $WG = 172.1 \text{ nm}^3/\text{m}^3$; ciśnienie nasycenia $P_{nas} = 415.44$ bara; współczynnik objętościowy ropy wynosi $\beta_o = 1.595 \text{ m}^3/\text{m}^3$; współczynnik ściśliwości ropy $c_o = 0.0025 \text{ 1/MPa}$; gęstość ropy w warunkach złożowych $\rho_{zl} = 0.627 \text{ g/cm}^3$, lepkość ropy w warunkach złożowych $\mu = 0.497 \text{ cP}$; temperatura początku wytrącania parafiny $t_p = 16.5$ °C. Przytoczone dane z analiz PVT wskazują, że do odwiertu Grotów 1 nastąpił dwufazowy dopływ ropy naftowej i gazu ziemnego. Zatem odwiert Grotów 1 w swoim profilu stwierdził istnienie czapy gazowej.

Grotów 2

Stropowa granica poziomu dolomitu głównego znajduje się na głębokości 3224 m, natomiast spągowa na głębokości 3258 m. Nasycenie węglowodorami obejmuje cały profil, a nasycenie nieredukowalną wodą związaną nie przekracza 10%.

Próbnikiem złoża opróbowano interwał 3222–3243 m, czyli 18.5-metrowy stropowy odcinek profilu dolomitu głównego, z którego uzyskano przyływ tylko ropy naftowej. Ciśnienie złożowe, zarejestrowane na głębokości 3199 m, wyniosło 422.4 bara, zaś gradient ciśnienia

$\nabla G_P = 0.132$ bara/m. Z kolejnego, otwartego interwału w głębokości 3240.6–3276 m uzyskano przypływ ropy naftowej. Zarejestrowane ciśnienie denne statyczne na głębokości 3236.5 m wynosiło 427.38 bara, gradient ciśnienia złożowego $\nabla G_P = 0.132$ bara/m.

Grotów 5

Poziom dolomitu głównego występuje na głębokości 3288–3371.5 m. W całym profilu zaznacza się znaczny udział obecności anhydrytu w postaci przewarstwień, gniazd i gruzeł. W interwale 3288–3342 m, czyli w górnej części profilu dolomitu głównego, znaczna jest zawartość wody złożowej. Intensywne nasycenie ropą naftową koncentruje się w interwałach: 3288–3289 m; 3291.5–3293.5 m; 3295–3315 m; 3320–3322.5 m; 3326.5–3332.5 m i 3334–3341 m. Pomiędzy wyróżnionymi głębokościowymi interwałami występują odcinki profilu wysycone tylko wodą ruchomą i wodą nieredukowalną.

Opróbowany w trakcie wiercenia interwał w głębokości 3280–3307 m, wykazał śladowy przypływ ropy naftowej. Zarejestrowane na głębokości 3259 m ciśnienie statyczne wyniosło $P_{ds} = 415.1$ bara, temperatura $t = 123.5^\circ\text{C}$, składowa pionowa gradientu ciśnienia -0.1274 bara/m.

W udostępnionym niższym interwale 3307–3342 m nie nastąpił przypływ do odwiertu. Wyinterpretowane z krzywej odbudowy ciśnienie na głębokości 3307.3 m wyniosło 426.2 bara, co przekłada się na wielkość gradientu ciśnienia $\nabla G_P = 0.1289$ bara/m. Temperatura na głębokości 3307.3 m była równa $t_{wg} = 126.5^\circ\text{C}$.

Dane z opróbowań rurowymi próbnikami złoża wskazują na brak pojemności porowej przestrzeni dolomitu głównego w otoczeniu odwiertu Grotów 5 w obrębie górnego 54-metrowego odcinka profilu, natomiast bezpośrednio nie rozpoznano rodzaju nasycenia pozostałej 29.5-metrowej jego spągowej części.

Grotów 6

W odwiercie Grotów 6 poziom dolomitu głównego został stwierdzony na głębokości 3300–3380 m. Cały profil jest w nieznacznym stopniu zailony. Od głębokości 3331 m aż do spagu zaznacza się obecność anhydrytu w formie gniazd, druz i przewarstwień.

Nasycenie ropą naftową rozpoczyna się od głębokości 3307.5 m i jako ciągłe koncentruje się do głębokości 3339.5 m. W interwale wysyconym ropą naftową istnieje również nasycenie wodą ruchomą od kilku do kilkunastu procent i około 10-procentowe nasycenie nieredukowalną wodą związaną. Na głębokości 3340–3348 m ma miejsce niewielkie objętościowe nasycenie ropą naftową i duże – wodą złożową. Ten interwał, w sensie układu nasycień, odpowiada strefie przejściowej. Strop strefy przejściowej tworzy dolny kontur „złoża”. Poniżej głębokości 3348 m aż do spagu na głębokości 3380 m porową przestrzeń dolomitu głównego wypełnia woda wgłębna. Zatem w profilu odwiertu Grotów 6 uchwycono kontur ropa naftowa – wgłębna woda złożowa, tym samym dolne ograniczenie akumulacji ropnej.

Odsłonięty i udostępniony w czasie głębenia otworu interwał 3298–3326 m w czasie opróbowania dał przypływ 5 m^3 ropy naftowej. Oszacowany wykładnik gazowy WG wyniósł $192\text{ nm}^3/\text{m}^3$. W głębokości 3277 m zarejestrowano ciśnienie wgłębne $P_{ds} = 426.2$ bara, temperaturę wgłębną $t_{zt} = 128^\circ\text{C}$ oraz gradient ciśnienia $\nabla G_P = 0.130$ bara/m. Z kolejnego

interwału 3327–3380 m uzyskano przyływ zgazowanego filtratu płuczkowego. Rejestrowane w głębokości 3322 m ciśnienie statyczne $P_{zt} = 431.72$ bara, temperatura $t_{zt} = 127^{\circ}\text{C}$, gradient ciśnienia $\nabla G_p = 0.130$ bara/m.

Wyinterpretowany rozkład nasycień znajduje empiryczne potwierdzenie w rezultatach opróbowań. Z otwartego interwału 3298–3326 m, czyli z przedziału obejmującego ciągle nasycenie ropą, uzyskano przyływ 5 m^3 ropy naftowej, natomiast z interwału 3327–3380 m, czyli ze strefy przejściowej i zawodnionej, uzyskano przyływ zgazowanego filtratu i wody złożowej. Opróbowania sugerują, że do głębokości 3326 m porowa przestrzeń dolomitu głównego jest nasycona ropą naftową.

Lubiatów 1

Roponośny poziom dolomitu głównego znajduje się na głębokości 3242–3298 m. Profil reprezentują skały dolomitowe z niewielkim, kilkuprocentowym udziałem iłów. W spągowym odcinku profilu wyróżniają się trzy wkładki anhydrytów. Rozkład rodzaju nasycenia porowej przestrzeni skalnej wskazuje, że do głębokości 3293.5 m jest ropa naftowa. Spagowy odcinek profilu 3293.5–3298 m o grubości 4.5 m wypełniony jest wodą złożową.

Z opróbowanego interwału 3242–3260 m otrzymano przyływ ropy naftowej. Na głębokości 3224 m określono ciśnienie wgłębne $P_{ds} = 425.4$ bara; temperaturę wgłębna $t_{wg} = 126.9^{\circ}\text{C}$; gradient ciśnienia $\nabla G_p = 0.1319$ bara/m.

Z udostępnionego interwału 3280–3286 m podczas testu złożowego uzyskano przyływ ropy naftowej o zmiennym wykładniku gazowym WG w przedziale od $167\text{ nm}^3/\text{m}^3$ do $176\text{ nm}^3/\text{m}^3$. Ciśnienie wgłębne wyznaczone na głębokości 3255 m było równe $P_{ds} = 428.02$ bara, zaś gradient ciśnienia $\nabla G_p = 0.1315$ bara/m. Wyinterpretowana przepuszczalność w kierunku poziomym jest równa 13.94 mD, natomiast pionowym – 6.8 mD.

Nieznaczące różnice w wielkości ciśnienia wgłębego, interpretowanego tą samą metodą Hornera, pozwalają na stwierdzenie, że składowa pionowa gradientu ciśnienia $\nabla G_p = 0.1318$ bar/m odpowiada gradientowi ciśnienia adekwatnemu dla strefy wypełnionej ropą naftową.

Lubiatów 2

Utwory dolomitu głównego znajdują się na głębokości 3270–3317 m. Tworzy je sekwencja dolomitów i wapieni z niewielkim objętościowym udziałem materiału ilastego. Interpretowane nasycenie porowej przestrzeni węglowodorami występuje od stropu (3270 m) do głębokości 3311.5 m. Spagowy 5.5-metrowy odcinek profilu wysycony jest wodą ruchomą i wodą związaną.

Z opróbowanego stropowego interwału 3270–3283 m uzyskano przyływ ropy naftowej. Pomierzone na głębokości 3208 m termobaryczne parametry wynosiły: ciśnienie wgłębne $P_s = 424.06$ bara, temperatura wgłębna $t_{wg} = 125.7^{\circ}\text{C}$, gradient ciśnienia $\nabla G_p = 0.1322$ bara/m. Test złożowy dla otwartego interwału 3270–3304 m wykazał na głębokości 3254.6 m ciśnienie statyczne 426.74 bara, gradient ciśnienia $\nabla G_p = 0.1311$ bara/m i temperaturę $t = 126.1^{\circ}\text{C}$. Obserwacje i pomiary w czasie testu złożowego wykazały, że przestrzeń otworowa wypełniona była tylko ropą naftową. Towarzyszący ropie naftowej

gaz ziemny wymiarowany wielkością wykładnika gazowego WG zawierał się w przedziale od $171 \text{ nm}^3/\text{m}^3$ do $177 \text{ nm}^3/\text{m}^3$. Wyliczona uśredniona wielkość składowej pionowej gradientu ciśnienia $\nabla G_P = 0.1317 \text{ bara/m}$ odpowiada wielkości gradientu dla ropy naftowej.

Lubiatów 4

Utwory dolomitu głównego występują w interwale 3222.5–3268 m, przy czym na głębokości 3255–3268 m występuje skała dolomitowo-anhydrytowa zupełnie pozbawiona cech zbiornikowych. Z interpretacji profilowań geofizyki wiertniczej wynika, że ta sekwencja dolomitowo-anhydrytowa jest nieporowata i nieprzepuszczalna. W całym interwale od 3223.5 m do 3255 m ma miejsce nasycenie porowej przestrzeni węglowodorami.

Z makroskopowego opisu rdzeni wynika, że w profilu dolomitu głównego występuje system makro- i mikrospekań o różnym kącie nachylenia, do pionowego włącznie (Szczawińska 2005).

Dla nieorurowanego interwału, obejmującego dolny odcinek profilu anhydrytu podstawowego Z2 i cały profil skał dolomitu głównego, po uprzednio wykonanym zabiegu kwasowania przeprowadzono test naftowy. W rezultacie testu określono na głębokości 3218 m: ciśnienie wgłębne statyczne $P_{ds} = 422.55 \text{ bara}$; temperaturę wgłębną $t_{wg} = 126.4^\circ\text{C}$ i wartość składowej pionowej gradientu ciśnienia $\nabla G_P = 0.1313 \text{ bara/m}$. W trakcie testu nastąpił przypływ do otworu dwóch odrębnych faz: gazu ziemnego z czapy gazowej i ropy naftowej wraz z rozpuszczonym w niej gazem ziemnym. Wskazuje na to wielkość wykładnika gazowego WG zmieniająca się od $272 \text{ nm}^3/\text{m}^3$ do $321 \text{ nm}^3/\text{m}^3$. Badaniami PVT ustalono, że ilość gazu rozpuszczonego w ropy naftowej, a więc rzeczywisty wykładnik gazowy WG , jest równa $201.5 \text{ nm}^3/\text{m}^3$. Rezultat testu złożowego wykazał jednoznacznie, że w profilu otworu Lubiatów 4 ma miejsce nad poziomem ropy naftowej akumulacja gazu ziemnego w postaci czapy gazowej. Z krzywej spadku ciśnienia podczas próbnej eksploatacji określono: na głębokości 3219 m ciśnienie wgłębne równe 425.75 bara i gradient ciśnienia $\nabla G_P = 0.1323 \text{ bara/m}$. Wartość tego gradientu odpowiada ciśnieniu panującemu w dole czapy gazowej.

Wyniki opróbowania złożowych, oraz rezultaty interpretacji rozkładu nasycień węglowodorami, w odwiertach Lubiatów 1 i Lubiatów 2 wskazują, że cały profil utworów dolomitu głównego jest nasycony ropą naftową. W profilu otworu Lubiatów 4 istnieje, oprócz ropy, czapa gazowa.

Sowia Góra 1

Poziom dolomitu głównego znajduje się na głębokości 3214–3261.5 m. W interwale 3214–3261.5 m występuje zespół skał wapienno-dolomitycznych z nieznaną ilością ilów. Na głębokości 3253–3261.5 m, a więc w spagowej partii, profil wapienno-dolomitowy jest wzbogacony o znaczną zawartość anhydrytów. Interpretowane nasycenie węglowodorami jest duże i pełne aż do głębokości 3253 m.

W trakcie opróbowania stropowego profilu dolomitu głównego 3214–3235 m uzyskano przypływ zgazowanej ropy naftowej. Na głębokości 3213 m zarejestrowano ciśnienie statyczne $P_{ds} = 423.28 \text{ bara}$ i gradient ciśnienia $\nabla G_P = 0.1317 \text{ bara/m}$. W kolejno opróbowanym interwale 3234–3256.8 m otrzymano przypływ ropy naftowej. Pomierzono na głą-

bokości 3230 m ciśnienie statyczne $P_{ds} = 424.6$ bara, temperaturę wgłębną $t_{wg} = 126^{\circ}\text{C}$. Wartość pionowej składowej gradientu ciśnienia $\nabla G_P = 0.1315$ bara/m. Wyinterpretowane wielkości przepuszczalności na obszarze strefy przyotworowej wynoszą: przepuszczalność pozioma równa 1.48 mD, natomiast przepuszczalność pionowa – 3.58 mD. Wyższa wartość przepuszczalności pionowej wskazuje na istnienie pionowych mikroszczelin w wapienno-dolomitowym górotworze.

Podczas testu złożowego z całego profilu dolomitu głównego uzyskano dwufazowy przypływ ropy i gazu. Określono na głębokości 3208 m: ciśnienie $P = 418.47$ bara i temperaturę $t = 123.8^{\circ}\text{C}$, wielkość gradientu ciśnienia $\nabla G_P = 0.1305$ bara/m. Wykładnik gazowy WG wyniósł $540 \text{ nm}^3/\text{m}^3$ i wskazuje na dwufazowy dopływ ropy naftowej i wolnego gazu ziemnego. Tym samym potwierdza, że w profilu dolomitu głównego przebitego odwiertem Sowia Góra 1 istnieje czapa gazowa. Badania PVT (Szczawińska 2005) wykazały, że ilość gazu rozpuszczonego w ropie WG wynosi $190.5 \text{ nm}^3/\text{m}^3$.

Sowia Góra 2K

W kierunkowym otworze Sowia Góra 2K poziom dolomitu głównego znajduje się na głębokości 3312–3359 m. W odniesieniu do stropu dolomitu odchylenie od pionu wynosi $201.98 \text{ m} \approx 202 \text{ m}$ o azymucie 105.79° . W przeliczeniu na linię pionową głębokość stropowej powierzchni skał dolomitu wynosi 3281.5 m. Nasycenie węglowodorami (ropą naftową) jest wysokie, rzędu 90% od stropowej powierzchni do głębokości 3354 m, czyli 5 m powyżej spagu profilu Ca2.

Z opróbowanego interwału 3312–3337 m otrzymano przypływ ropy naftowej. Wyinterpretowane na głębokości 3258.05 m (odniesionej do pionu) ciśnienie wgłębne $P_{wg} = 431.62$ bara, gradient ciśnienia $\nabla G_P = 0.1325$ bara/m, temperatura jest $t = 126.7^{\circ}\text{C}$.

W wyniku opróbowania kolejnego interwału w głębokości 3338–3375 m, stwierdzono przypływ ropy naftowej. Ciśnienie w głębokości pionowej 3300.96 m wyniosło $P = 429.7$ bara, gradientu ciśnienia wgłębnego – $\nabla G_P = 0.1302$ bara/m.

Sowia Góra 4

W profilu wiercenia Sowia Góra 4 dolomit główny znajduje się na głębokości 3307–3352 m. Profil tworzy zespół skał dolomitowo-wapiennych z niewielkim dodatkiem, do 3% objętości, substancji ilastej. Dużą zawartość wapieni stwierdzono w stropowej części 3307–3319 m, oraz w części spagowej 3346–3352 m. W tej wapiennej części profilu zailenie jest wyższe niż w dolomitowej części środkowej. Nasycenie porowej przestrzeni skalnej węglowodorami jest zróżnicowane. W partii stropowej 3307–3317.5 m wyróżniają się trzy przekładki o grubości 1.5 m bez nasycenia węglowodorami. Duże, przekraczające 80%, nasycenie węglowodorami oraz niewielkie nasycenie wodą ruchomą występuje tylko w interwale 3317.5–3330.5 m. Począwszy od głębokości 3330.5 m, nasycenie węglowodorami profilu stopniowo się zmniejsza aż do głębokości 3349 m. Wraz ze spadkiem nasycenia węglowodorami wzrasta nasycenie ruchomą wodą złożową. Strefa od głębokości 3330.5 m do 3349 m, mająca grubość 18.5 m, odpowiada strefie przejściowej ropa naftowa – woda złożowa.

Interpretowany rozkład nasyceń ropą naftową i wodą węglaną potwierdzają obserwacje poczynione w trakcie wydobywania rdzeni wiertniczych (dokumentacja wynikowa wiercenia Sowia Góra 4). W całości rdzenia wydobytego z interwału 3321–3331 m stwierdzono lampą Wooda świecenie, a w spękanych partiach rdzenia obserwowano wysięki zielonożółtej ropy naftowej. Natomiast na powierzchniach rdzeni na głębokości 3334–3336.5 m i 3336.5–3341 m obserwowano tylko punktowe świecenie.

Rezultaty rozkładu nasyceń węglowodorami i wodą wskazują, że w profilu odwiertu Sowia Góra 4 został stwierdzony kontur ropa – woda (OWC) wraz z grubością strefy przejściowej ropa naftowa – woda. Górna granica (poziom) strefy przejściowej jest na głębokości 3335 m, czyli –3283 m ppm. Płaszczyzna pozioma występująca na tej głębokości wyznacza dolną granicę akumulacji ropy naftowej.

W czasie opróbowania stropowego odcinka na głębokości 3307–3321 m stwierdzono wypływ ropy naftowej. Zarejestrowane na głębokości 3267.5 m ciśnienie statyczne było równe $P_{ds} = 423.57$ bara, co przekłada się na gradient ciśnienia $\nabla G_P = 0.1296$ bara/m, zaś temperatura węglana $t_{wg} = 127.5^\circ\text{C}$. Z kolejnego opróbowania próbnikiem złoża interwału 3318–3334 m otrzymano przyływ ropy naftowej. Ciśnienie węglane na głębokości 3313.5 m wynosi $P_{wg} = 426.99$ bara, co daje gradient $\nabla G_P = 0.1289$ bara/m. Temperatura węglana $t = 127.5^\circ\text{C}$.

Opróbowanie interwału 3332–3359 m dało przyływ ropy naftowej oraz wody złożowej o ciężarze właściwym $\gamma = 1.21$ g/cm³. Na głębokości 3326.5 m ciśnienie złożowe wynosiło $P = 430.41$ bara, co przekłada się na gradient równy $\nabla G_P = 0.1294$ bara/m. Temperatura $t = 126.3^\circ\text{C}$. Ten wynik opróbowania potwierdza udostępnienie dla przepływu strefy przejściowej ropa naftowa – woda złożowa.

Wartości parametrów ciśnienia węglanego, odniesione do głębokości względnej, są podstawą do wyznaczenia kontaktu gaz – ropa (GOC) w obszarze całej strefy akumulacji LMG.

STATYCZNY MODEL UKŁADU ZŁOŻOWEGO

Na diagramie (Fig. 2) ciśnienie węglane – głębokość względna pomiaru, $P = f(h)$, odwzorowano rozkład pomierzonego ciśnienia statycznego w różnych interwałach pionowego profilu strefy złożowej LMG. Punkty pomiarów ciśnienia statycznego w poszczególnych odwiertach wyróżniono symbolami, oddzielnie dla: strefy wysyczonej kondensatowym gazem ziemnym w Międzychodzie, przestrzeni zajętej przez nasyconą ropę naftową w Grotowie, Lubiatowie i Sowiej Górze oraz interwałów, z których uzyskano dwufazowy dopływ gazu i ropy w Grotowie i Lubiatowie.

Rozkład punktów $P = f(h)$ dla ropy naftowej, niezależnie od ich umiejscowienia w poszczególnych strefach akumulacyjnych, wykazuje liniowy trend zależności. Aproksymuje go prosta

$$h = 13.81 P - 2690.2.$$

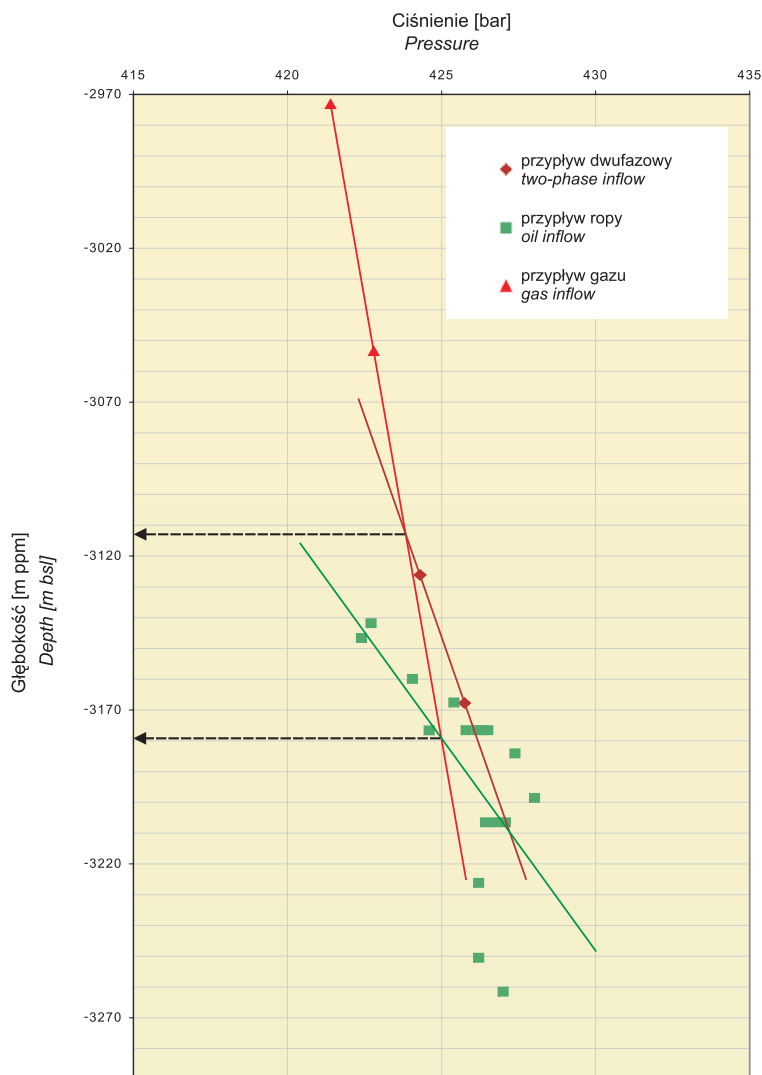


Fig. 2. Głębokościowy rozkład ciśnień węgłnych w strefie LMG

Fig. 2. Hypsometric distribution of reservoir pressures in the LMG zone

Istniejące fluktuacje w pionowym rozkładzie wielkości ciśnień statycznych prawdopodobnie spowodowane są nie w pełni zachowanymi warunkami technologii pomiaru rejestrowanego manometrami węgłnymi w czasie opróbowania i testów złożowych. Umiejscowiony w przewodzie wiertniczym manometr rejestrujący znajdował się w każdym przypadku powyżej górnej granicy udostępnionego dla przepływu interwału złożowego. Wielkości dennego ciśnienia statycznego interpretowane metodą Hornera mogą być zaniżone na skutek niepełnej odbudowy rejestrowanego ciśnienia do warunków statycznych.

Wyższe, średnio o 0.008 bara/m, wielkości ciśnienia statycznego w gazowej strefie Międzychodu (Fig. 2) spowodowane są nadmiernym ciśnieniem sprężenia gazu w porowej przestrzeni. Zjawisko to jest znane dla przestrzeni czap gazowych zajętych przez gaz kondensatowy (Dake 1993, *SPE Review* 2004). Zatem teza, że akumulacja kondensatowego gazu ziemnego Międzychodu mająca miejsce w hipsometrycznie najwyższej strefie ośrodka porowego jest czapą gazową, i posiada fizyczne uzasadnienie. Liniowy trend $P = f(h)$ dowodzi, że w czasie statycznej równowagi złoża od uformowania do rozwiercenia doszło do ustalenia segregacji grawitacyjnej odrębnych faz, a na granicy rozdziału – ich równowagi ciśnieniowej. Ograniczenia facjalno-mięższościowe i hipsometryczne nie tworzą pełnych barier hydraulicznych. Stanowią semiprzepuszczalne ograniczenie komercyjnych pól zasobowych. W obrębie rozgraniczających stref występują liczne szczeliny litogeniczne, tektoniczne oraz nie w pełni zabliźnione stylolity (zob. opisy rdzeni). Szczeliny litogeniczne cechuje nieznaczna długość i nierównomierny przebieg. Szczeliny tektoniczne utworzone w wyniku naprężeń trójosiowych w zlityfikowanym górotworze posiadają znaczną długość i nachylenie powyżej 45°. System tych dwóch rodzajów szczelin w obrębie semiprzepuszczalnych stref o małej, poniżej 15 m, mięższości, nie tylko nie tworzy bariery hydraulicznej, ale umożliwia łączność pomiędzy przestrzeniami węglanowego ośrodka wypełnionego węglowodorami. Negatywny wynik testu interpretacyjnego w odwiertach Sowie Góra 4 i Międzychód 5, zlokalizowanych w rejonach słabych własności filtracyjnych, nie wyklucza łączności hydraulicznej pomiędzy akumulacjami nasyconej ropy naftowej w Sowiej Górze i kondensatowej czapy gazowej w Międzychodzie.

Punkt przecięcia linii rozkładu ciśnienia statycznego fazy ropnej z linią rozkładu ciśnienia statycznego fazy gazowej wypada na głębokości –3179 m ppm. Określa równowagę ciśnieniową gazu i ropy, tym samym najniższą granicę ich rozdziału w całej strefie akumulacyjnej. Fizycznie odpowiada hipsometrii występowania ciśnienia nasycenia (ang. *bubble point*), zwanego ciśnieniem pęcherzykowania, określającego dolną powierzchnię strefy przejściowej ropa – gaz. Nad tą powierzchnią istnieje przestrzeń międzyfazowa obejmująca stan dwufazowy ropy i gazu o wzrastającym wykładniczo ku górze, zgodnie z krzywą nasycenia S (Pomianowski 2007), objętościowym udziale nadmiarowego gazu ziemnego aż do zupełnego zaniku nasycenia ciekłą ropą na głębokości –3113 m ppm. Głębokość –3113 m ppm wyznacza punkt przecięcia linii ciśnienia w strefie gazowej z prostą przechodzącą przez punkty przepływu dwufazowego. Powyżej hipsometrycznej płaszczyzny –3113 m ppm porowa przestrzeń wypełniona jest tylko jedną fazą nadmiarowego gazu ziemnego.

Rezultaty pomiarów ciśnienia nasycenia – prowadzonych na rekombinowanych próbkach ropy naftowej w strefie LMG – są przybliżone i nie w pełni odzwierciedlają wartości rzeczywiste. Ich wielkości różnią się o rząd 50 barów. Dla próby ropy z otworu Grotów 1 podano wielkość 415.44 bara, natomiast dla ropy z otworu Grotów 2 wartość 364.14 bara (Pikulski 2005). Z kalkulacji autorów wynika, że wartość ciśnienia nasycenia zawiera się w przedziale 421–422 barów, co odpowiada głębokościom od –3124 do 3138 m ppm.

W wyznaczeniu hipsometrii granicy rozdziału fazowego gaz – ropa (GOC) dla uproszczenia założono, że jest ona płaszczyzną poziomą występującą w 1/3 dwufazowej (międzyfazowej) przestrzeni gazowo-ropnej, czyli na głębokości względnej –3157 m ppm. Jej hipsometria, odwzorowana na trójwymiarowym modelu strukturalnym, okonturowała strefy zawierające nadmiarowy gaz ziemny reprezentujące czapy gazowe (Fig. 3).

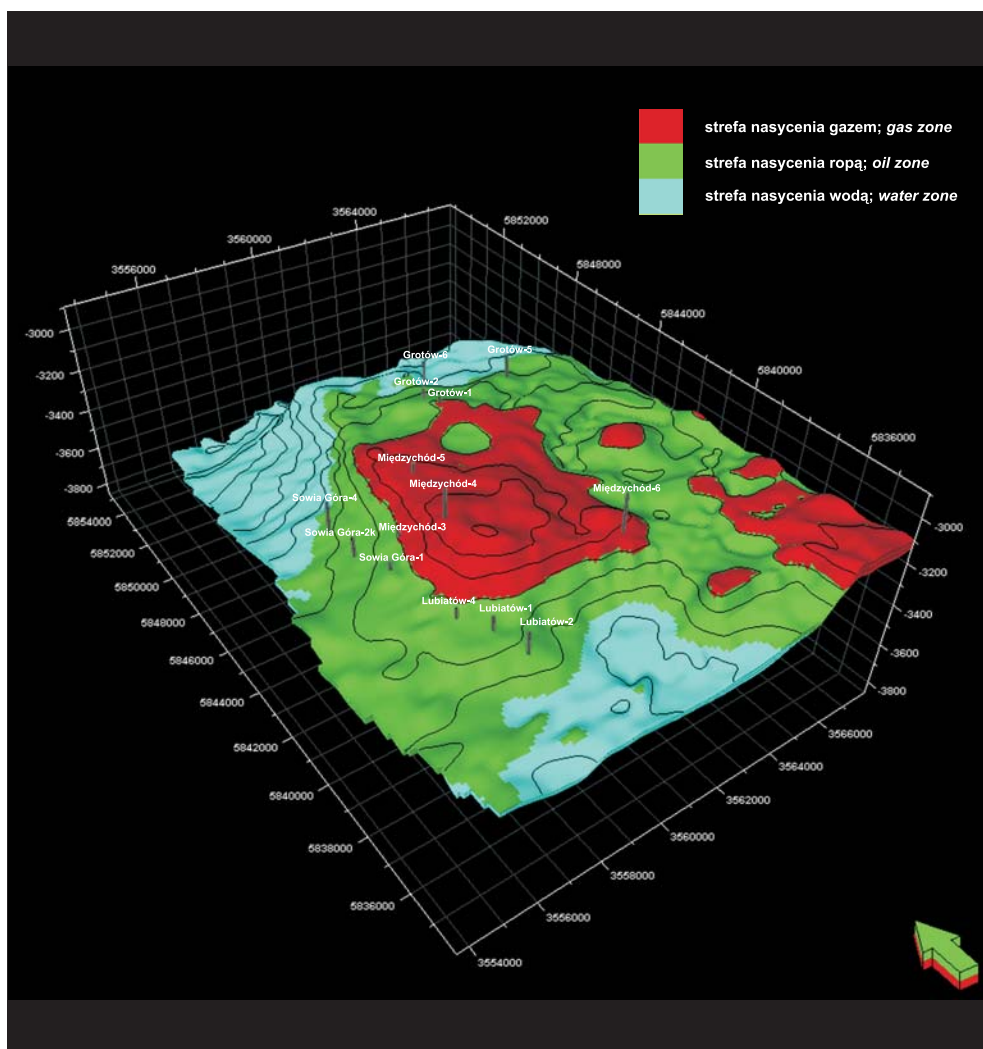


Fig. 3. Strefy występowania faz węglowodorowych na obszarze akumulacji LMG

Fig. 3. Zones of occurrence of hydrocarbon phases in the LMG accumulation area

KONKLUZJA

Celem autorów było przedstawienie, odmiennego od standardowego, podejścia do ustalenia układu faz węglowodorowych w zróżnicowanej petrofizycznie strukturze złożowej. Proponowane rozwiązania modelu złoża, w tym przestrzennego rozkładu faz gazowej i ciekłej, oparte na kryteriach równowag statyki w zamkniętym naturalnym zbiorniku skalnym, wydają się najbardziej adekwatne do rzeczywistości przyrodniczej.

Zagadnienie łączności, czy też odrębności wyróżnionych złóż naftowych, rozwiązywano w projekcie badawczym 4 T 12B 01427 DBN Ministerstwa Nauki i Informatyzacji pt. „Charakterystyka zmienności parametrów petrofizycznych dolomitu głównego w rejonie Międzychodu” realizowanego w Katedrze Surowców Energetycznych Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska Akademii Górniczo-Hutniczej, pod kierunkiem dr. inż. Romana Semyrki (2007).

Rezultaty szczegółowej analizy geologiczno-złożowej akumulacyjnej strefy LMG, wykonanej przez autorów w rozdziale V wymienionego projektu są przedmiotem niniejszego artykułu. Dane złożowo-geologiczne, na których oparto układ faz węglowodorowych w akumulacyjnej strefie dolomitu głównego, pochodzą z dokumentacji wyników odwiertów poszukiwawczo-rozpoznawczych opracowanych przez zespoły specjalistów górnictwa naftowego w Pile i Zielonej Górze, natomiast rozkłady nasycień w odnośnych złożowych odcinkach profilu z niepublikowanego opracowania Andrzeja Goneta et al. (2007).

Do realizacji artykułu i ww. grantu wykorzystano pakiet programów do interpretacji i modelowania Petrel 2005 przekazany WGGiOŚ AGH na cele dydaktyczne i badawcze przez firmę Schlumberger Logelco Inc.

Autorzy serdecznie dziękują mgr. inż. Julianowi Krachowi za tłumaczenia angielsko-polskie i uwagi edytorskie.

LITERATURA

- Berg R.R., 1975. Capillary pressures in stratigraphic traps. *AAPG Bulletin*, 59, 939–956.
- Czarny I.A., 1963. *Podziemna hydrogeologia i dynamika*. Gostoptechizdat, Moskwa, 1–432.
- Dahlberg E.C., 1995. *Applied hydrodynamics in petroleum exploration*. Second Edition, Springer-Verlag, 1–295.
- Dake L.P., 1993. *Fundamentals of reservoir engineering*. Elsevier, Amsterdam – London – New York – Tokyo, 1–443.
- Gonet A., Nagy S., Zawisza L., Gądek W. & Nowak J., 2007. *Wykonanie modeli symulacyjnych dla złóż ropy naftowej Grotów – Międzychód – Lubiatów – Sowie Góra*. Archiwum PGNiG SA, Warszawa.
- Hubbert M.K., 1953. Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions. *AAPG Bulletin*, 37, 8, 1954–2026.
- 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. *Przegląd Geologiczny*, 55, 12/1, 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. *Przegląd Geologiczny*, 55, 12/1, 1025–1036.

- Landau L. & Lifszic E., 1960. *Mechanika ośrodków ciągłych*. PWN, Warszawa, 1–720.
- Matyasik I., Leśniak G. & Such P., 2007. Mixed wet carbonate reservoir: origin of mixed wettability and affected reservoir properties. *MAPG Marakesz*, 195–196.
- Mayer-Gürr A., 1976. *Petroleum Engineering. Geology of petroleum*. Stuttgart, 1–208.
- Mirzadzhanzade A.Ch., 1967. *Razrabotka gazokondensatnykh mestorozhdenij*. Niedra, Moskwa, 1–356.
- Mirzadzhanzade A.Ch. & Stiepanowa G.S., 1977. *Matematyčeskaja teorija eksperimenta w dobytche nefti i gaza*. Niedra, Moskwa, 1–182.
- Namiot A.J., 1976. *Fazowyje rawnowiesija w dobytche nefti*. Niedra, Moskwa, 1–96.
- Pikulski L. (gł. dokumentator), 2003a. *Dokumentacja geologiczna złoża gazu ziemnego Międzychód*. Archiwum PGNiG SA, Piła, Warszawa.
- Pikulski L. (gł. dokumentator), 2003b. *Dokumentacja geologiczna złoża ropy naftowej Lubiaków*. Archiwum PGNiG SA, Piła, Warszawa.
- Pikulski L. (gł. dokumentator), 2005. *Dokumentacja złoża ropy naftowej Grotów w kategorii C*. Archiwum PGNiG SA – Ośrodek Północ w Pile.
- Pikulski L., 2004. Analiza paleogeograficzna utworów dolomitu głównego (Ca₂) w rejonie Lubiaków – Międzychód – Grotów w aspekcie poszukiwania złóż. *Nafta – Gaz*, 9.
- Pomianowski A., 2007. *Obszary międzyfazowe. Zagadnienia wybrane*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław.
- Pychaczew G.B. & Isajew R.G., 1973. *Podziemna gidraulika*. Niedra, Moskwa, 1–360.
- Słupczyński K., 2003. *Koreferat do Dokumentacji geologicznej złoża gazu ziemnego Międzychód*. Archiwum Komisji Zasobów Kopalin – Ministerstwo Środowiska, Warszawa.
- Słupczyński K., Biedrzycki W. & Krach J., 1981. Zastosowanie metody hydrodynamicznej w poszukiwaniach złóż ropy naftowej w dolomicie głównym Pomorza Zachodniego. *Konferencja Naukowo-Techniczna „Perspektywy odkrycia i zagospodarowania złóż węglowodorów w węglanach cechsztynu w Polsce zachodniej”*, Piła, 129–141.
- Such P., 2006. Mieszana zwilżalność w złożach na Niżu Polskim. *Szejk*, 3, Zielona Góra.
- Szczawińska J. (gł. dokumentator), 2005. *Dodatek nr 1 do Dokumentacji geologicznej złoża ropy naftowej Lubiaków w kategorii C*. Archiwum PGNiG SA, Piła, Warszawa.
- SPE Review, 2004. Well test analysis in gas/condensate reservoirs. March.
- Wagner R., 2004. Paleogeografia dolomitu głównego – Platforma Gorzowa i N część Platformy Wielkopolskiej, 1 : 200 000. W: Wagner R. & Kotarba M. (ed.), *Algowe skały macierzyste dolomitu głównego i ich potencjał węglowodorowy jako podstawa dla genetycznej oceny zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie Gorzowa Międzychodu. Cz. I. Charakterystyka geologiczna*, Archiwum PGNiG SA, Warszawa.

Summary

In the heterogeneous structure of a carbonate platform and its foreland in the Zechstein Main Dolomite unit, apparently separate hydrocarbon deposits occur: the Lubiaków, Sowia Góra and Grotów oil fields and the Międzychód gas accumulation (Fig. 1). It results from the

structural and post-sedimentary pattern of this carbonate buildup that gas has accumulated in the most elevated part of the structure, and oil in lowered zones. The hypsometrically diversified zones of the carbonate barriers are separated by narrow zones of lithofacial and thickness reduction of the Main Dolomite strata below 15 m.

The distribution of hydrocarbon phases, determined by volume fraction of gaseous and liquid hydrocarbon constituents and associated non-hydrocarbon admixtures, was determined by the thermobaric state in the porous-fractured space of the platform.

To solve the problem of the communication between the Międzychód gas accumulation and the Lubiaków, Sowia Góra and Grotów oil accumulations, graphical analysis of reservoir pressure for the gas and oil zones was carried out. Depth to the gas-oil contact (GOC) was determined from hypsometric distribution of contour lines for reservoir pressure in zones filled with gas and oil and in the interfacial space characterized by two-phase flow (Fig. 2).

Criteria of stable equilibrium of gaseous and liquid hydrocarbon phases in rock medium argue that these separate phases represent one common, hydraulically connected reservoir system which forms one oil reservoir with gas cap (Fig. 2). Apart from the Międzychód zone, small areas of occurrence of separate gas caps can be distinguished within the area of the gas phase (Fig. 3). Their existence results from the hypsometric structural position (Fig. 3).

The obtained solution for the model of the LMG oil and gas field has enlarged the rock-space volume filled with natural gas and crude oil.