

GAZY WÓD PODZIEMNYCH JAKO WSKAŹNIK ROPO- I GAZONOŚNOŚCI

UKD [543.27:556.314]:550.84.094:553.981.2/.982.2

W skałach zbiornikowych napotyka się gazy w stanie wolnym, w formie kondensatów, rozpuszczone w ropach naftowych lub w wodach podziemnych. W niniejszym artykule omówiono gazy rozpuszczone w wodach podziemnych, a przede wszystkim gazy zawierające metan i cięższe węglowodory. Tego rodzaju gazy ziemne są obecnie przedmiotem intensywnych badań ze względu na możliwość uzyskania w ten sposób cennych i w wysokim stopniu wiarygodnych informacji o występowaniu nagromadzeń ropy naftowej, kondensatów i węglowodorów gazowych.

Badania gazów wód podziemnych polegają na określeniu ich ilości w cm^3 gazu/l wody, składu chemicznego i ciśnienia. Wyróżnia się wody słabo gazonośne, gazonośne i silnie gazonośne.

Zasadnicze znaczenie ma badanie składu chemicznego gazów ziemnych wód podziemnych basenów ropo- i gazonośnych. Na podkreślenie zasługuje wzrost znaczenia oznaczeń izotopowego składu węglowodorów gazowych.

W poziomach wodonośnych pokrywy osadowej najczęściej występują następujące składniki chemiczne gazów: O_2 , N_2 , CO_2 , H_2S , CH_4 , cięższe węglowodory, H_2 i gazy szlachetne.

Tlen w stanie molekularno-dyspersyjnym występuje we wszystkich wodach powierzchniowych oraz w wodach podziemnych na niewielkich głębokościach. Obecność tlenu rozpuszczonego w wodach słodkich lub słabo zmineralizowanych świadczy o jego atmosferycznym pochodzeniu i pozwala na ustalenie strefy swobodnej wymiany wód, która zazwyczaj nie przekracza głębokości 1000 m. Brak tlenu w wodach podziemnych traktowany jest jako pośredni wskaźnik umożliwiający pozytywną ocenę prognoz ropo- i gazonośności (13).

Azot napotykany w wodach podziemnych może być pochodzenia atmosferycznego, biochemicznego i nieorganicznego. Małe odchylenie od wartości $\delta - 15$ N azotu atmosferycznego może świadczyć o atmosferycznym pochodzeniu azotu (2). Na większych głębokościach, zwłaszcza poza strefą wymiany wód podziemnych, stwierdza się obecność azotu „bezargonowego”, biochemicznego. Zawartość tego azotu w gazie charakteryzuje wielkość współczynnika Ar/N_2 mniejsza od 1,18 (18), podczas gdy dla powietrza ten stosunek wynosi 1,18. W trakcie procesów uwęglania wydziela się azot i jego związki. Znaczne ilości azotu mogą więc pochodzić z serii węglonośnych lub z serii macierzystych węglowodorów (2). Podkreślić także należy, że dużych ilości azotu mogły dostarczyć glony bogate w substancje białkowe. Należy także brać pod uwagę głębinowe pochodzenie azotu. Dowodzi tego na przykład obecność azotu w gazach wulkanów hawajskich (4). W poszczególnych przypadkach przy określaniu prognoz ropo- i gazonośności pomocne mogą być badania izotopowe i analiza występowania azotu na tle stosunku $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ w metanie, jeżeli występuje on wraz z azotem (2).

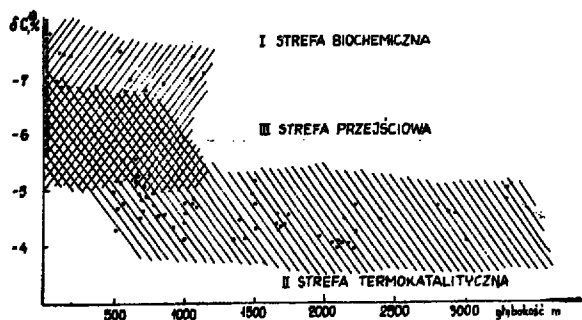
Występowanie CO_2 charakterystyczne jest dla wód powierzchniowych i podziemnych. Pochodzenie dwutlenku węgla może być różne i w zasadzie obec-

ności CO_2 nie bierze się pod uwagę przy ocenie prognoz ropo- i gazonośności (13). W gazach wód powierzchniowych CO_2 może pochodzić z przeobrażenia materiału organicznego, a niekiedy także z rozpuszczalnych węglanów i działalności wulkanicznej. W wodach podziemnych pokrywy osadowej źródłem CO_2 są najczęściej procesy uwęglania materiału organicznego. Pochodzenie CO_2 może być wyjaśnione na podstawie analizy warunków geologicznych jego występowania, cennych informacji dostarczają również badania izotopowe. Na przykład badania izotopowe węgla z gazów ziemnych z Emsland (2) wskazują na biogeniczne pochodzenie CO_2 . Wartości δ wynoszą od -23 do -31% ; są one charakterystyczne dla biogenicznego CO_2 . W niektórych przypadkach duże ilości CO_2 mogą świadczyć o termicznym rozkładzie węglanów pochodzenia morskiego (wartości δ około 0%) lub wulkanicznego (wartości δ od -2 do -4%).

Obecność H_2S w wodach podziemnych traktowana jest jako umowny wskaźnik geochemiczny. Siarkowodor występuje w wodach podziemnych pokrywy osadowej na różnych głębokościach i w różnych strefach. W płytkich wodach podziemnych związanych z bagnami i torfami H_2S pochodzi z rozkładu związków siarkowo-białkowych przy udziale bakterii siarkowych (14). Źródłem dużych ilości siarkowodoru w wodach podziemnych są siarczany, które mogą ulegać redukcji przy udziale węgla pierwiastkowego zawartego w związkach organicznych, węglowodorach, lignicie itp. Siarkowodor powstaje także w czasie rozkładu siarczków metali, zwłaszcza bardzo pospolitego w skałach rozproszonego siarczku żelaza. W wodach podziemnych, związanych ze złożami ropy naftowej, występowanie siarkowodoru może być spowodowane procesami odsiarczania, zachodzącymi na kontakcie ropa-woda. Wykorzystanie obecności H_2S jako wskaźnika ewentualnych nagromadzeń węglowodorów musi być uzasadnione szczegółową analizą jego genezy i geologicznych warunków, w jakich on występuje (10). Nadmienić ponadto należy, że ilości H_2S rozpuszczonego w wodach podziemnych są niekiedy znaczne — dochodzą do kilkuset mg/l (14).

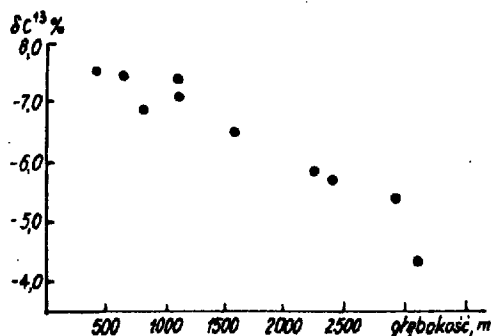
Metan towarzyszący wodom podziemnym może mieć różną genezę, np. znaczne jego ilości wydzielają się podczas procesów uwęglania, a także w trakcie powstawania ropy naftowej. Występuje w torfach, sapropelach, namulach organicznych itp., gdyż wydziela się dosyć obficie w wyniku procesów biochemicznych. Metan często spotykany jest także w gazach związanych z działalnością wulkaniczną (16). Pomocne w określeniu genezy metanu mogą być badania izotopowe, chociaż ich wyniki wymagają w każdym przypadku wnikliwego rozpatrzenia warunków geochemicznych i geologicznych.

Cięższe węglowodory są ogólnie związane z występowaniem złóż ropy naftowej i kondensatów, przy czym charakterystyczne jest w tym przypadku występowanie ciągłego szeregu ciężkich homologów metanu.



Ryc. 1. Zależność izotopowego składu węgla w metanie w zależności od głębokości występowania gazu ziemnego (1).

Fig. 1. Dependence of isotopic content of coal from methane on depth of earth gas occurrence (1).



Ryc. 2. Zmiany izotopowego składu węgla w metanie w zależności od głębokości na przykładzie regionu stawropolskiego (1).

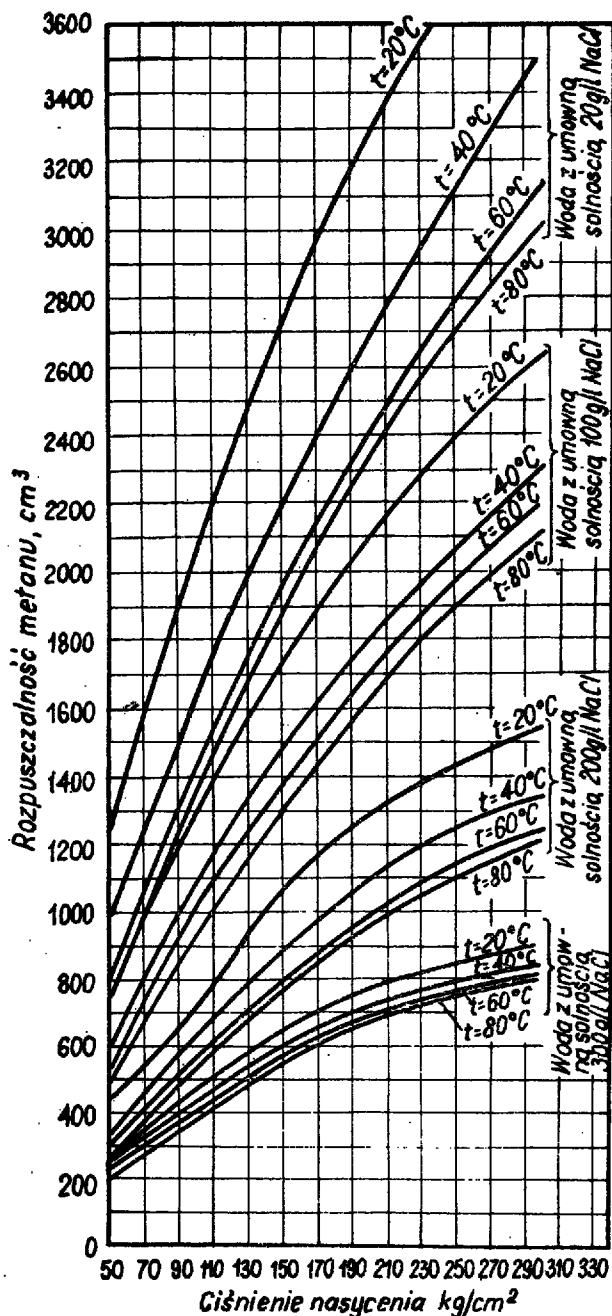
Fig. 2. Changes in isotopic content of coal from methane in dependence on depth of occurrence, illustrated on the example of gases from the Stavropol region (1).

Wodór uważa się raczej za składnik gazów skał magmowych, ale znacznie większe jego ilości spotyka się dosyć często w gazach złóż soli i tzw. gazach rozpuszczonych. Niekiedy małe ilości wodoru występują w złóżkach gazu ziemnego i ropy naftowej. W tym przypadku często występuje on łącznie ze znaczącymi ilościami helu i azotu.

Hel i gazy szlachetne traktowane są często jako wskaźniki pochodzenia gazów, np. w gazach powierzchniowych stosunek helu do argonu jest mniejszy od 0,4, a w typowo głębinowych większy od 4 (13). Można więc między innymi stosować te wskaźniki w celu odróżniania gazów błotnych od głębinowych. Wskaźniki stosunku helu do argonu mogą także dostarczyć pośrednich informacji o wieku wód podziemnych, w których te gazy są rozpuszczone (16). Zawartość helu na ogół wzrasta proporcjonalnie do czasu przebywania wody w skałach.

SKŁAD CHEMICZNY GAZÓW POKRYWY OSADOWEJ

Gazy wód powierzchniowych mają skład chemiczny w wysokim stopniu różnorodny (13). W wodach jezior głównym składnikiem jest zazwyczaj N₂, którego zawartość może dochodzić do 98%. Zawierają one także znacznie większe ilości — do kilkudziesięciu procent — O₂ i CH₄ oraz do kilku procent CO₂. W śladowych ilościach spotyka się Ar, Kr i Xe, a niekiedy także minimalne ilości Ne, He i H₂S. W wodach lagun i limanów występują gazy o nieco od-



Ryc. 3. Wykres rozpuszczalności metanu w solankach na podstawie badań eksperymentalnych (11).

Fig. 3. Diagram of dissolvability of methane in brines drawn on the basis of experimental studies (11).

miennym składzie aniżeli w jeziorach. Przede wszystkim zdecydowanie mniej jest w nich tlenu. Zawartość jego dochodzi co najwyżej do kilku procent, ilość dwutlenku węgla — do 10%. Węglowodory cięższe zdarzają się w ilościach 0,01—0,1%, H₂S zaś napotyka się w ilościach śladowych.

Gazy błotne i torfowe charakteryzuje duża koncentracja CH₄, wynosząca średnio 50—70%, przy czym cięższe węglowodory występują w ilościach rzędu setnych i tysięcznych części procentu. Poza CH₄ głównym składnikiem gazów jest N₂, którego zawartość dochodzi niekiedy do 50%. Natomiast ilość CO₂ nie przekracza 10%.

Gazy wulkanów błotnych, znanych chociażby ze Związku Radzieckiego (16) i Iranu (10), składają się głównie z CH₄, którego ilość przekracza zazwyczaj

KLASYFIKACJA GAZÓW NATURALNYCH WEDŁUG W. A. SOKOŁOWA

Rodzaj gazu według warunków występowania	Skład chemiczny			Pochodzenie gazu
	główne składniki stale występujące w gazie	składniki nie zawsze występujące w znacznych koncentracjach	Mikroskładniki	
I. Atmosferyczne	N ₂ , O ₂ , Ar, CO ₂	—	O ₃ , NO ₂ , N ₂ O, H ₂ , gazy szlachetne	Mieszana gazów pochodzenia chemicznego, biochemicznego i radioaktywnego
II. Powierzchnia ziemi:				
— glebowe	CO ₂ , (N ₂ , O ₂ , Ar — z atmosfery)	—	CH ₄ , N ₂ O, CO, H ₂ , H ₂ S, lotne substancje organiczne (eter i inne), gazy szlachetne (z atmosfery);	Gazy głównie pochodzenia biochemicznego z domieszką gazów pochodzenia chemicznego (obecne jest także powietrze)
— błotne, torfowe	CH ₄ , N ₂ , CO ₂	O ₂	CO, H ₂ , N ₂ O, NH ₃ , gazy szlachetne (z atmosfery);	J. w., niekiedy obecne jest powietrze
III. Pokrywa osadowa:				
— złoża ropy	CH ₄ , ciężkie węglowodory	N ₂ , CO ₂ , H ₂ S, He	H ₂ , gazy szlachetne;	Gazy pochodzenia chemicznego i biochemicznego z domieszką gazów pochodzenia radioaktywnego i atmosferycznego
— złoża gazu	CH ₄	N ₂ , ciężkie węglowodory, CO ₂ , H ₂ S, He	j. w.	
— złoża węgla	CH ₄	CO ₂ , N ₂ , H ₂ , H ₂ S, NH ₃	Ciężkie węglowodory, gazy szlachetne;	
— złoża soli	N ₂ , H ₂ , CO ₂ , CH ₄	H ₂ S, ciężkie węglowodory	Gazy szlachetne;	
— rozproszone	N ₂ , CH ₄ , CO ₂	H ₂ , ciężkie węglowodory, H ₂ S	j. w.	
IV. Skały metamorficzne	N ₂ , CO ₂	CH ₄ , ciężkie węglowodory, H ₂ S, H ₂	j. w.	Gazy pochodzenia chemicznego i atmosferycznego oraz radioaktywnego
V. Skały magmowe:				
— wulkaniczne	CO ₂ , N ₂	CO, H ₂ , CH ₄ , H ₂ S, C _n H _{2n} , SO ₂ , SO ₃ , HCl, HF, B(OH) ₃ , NH ₃ , i inne	Ciężkie węglowodory i gazy szlachetne;	Gazy pochodzenia chemicznego z domieszką gazów pochodzenia radioaktywnego
— ostygniętych skał magmowych	N ₂ , CO ₂ , CH ₄	H ₂ , He, H ₂ S, CO	j. w.	

80—90%. Koncentracja cięższych węglowodorów dochodzi do kilku procent, CO₂ zaś do kilku i nawet kilkunastu procent. Zawartość N₂ nie przekracza na ogół kilku procent. Niekiedy spotyka się w nich także H₂S i gazy szlachetne.

Charakterystycznym składem chemicznym odznaczają się gazy zagłębi węglowych (15, 16). Przeważa w nich CH₄, którego zawartość wynosi 80—99,5%. Azot występuje w ilościach 18—20% i niekiedy większych, H₂ mogą być śladowe ilości i czasem aż 10—18%, CO₂ — od śladowych ilości do kilku i więcej procent. Rzadko spotyka się w nich większe ilości cięższych węglowodorów, chociaż w pojedynczych przypadkach może ich być do kilkunastu procent. Nie występują one jednak w formie ciągłego szeregu, jak to jest charakterystyczne dla gazów serii ropo- i gazonośnych. W przypadku większych ilości azotu gazy zagłębi węglowych mogą zawierać także znaczniejsze ilości azotu i gazów szlachetnych (15).

Znaczniejsze ilości gazów o specyficznym składzie towarzyszą często złożom soli. Zazwyczaj głównymi ich składnikami są CH₄, N₂ i CO₂ (16), napotyka się w nich dosyć często także większe ilości cięższych węglowodorów, H₂S i gazów szlachetnych. Bardzo często zawartość H₂ dochodzi w nich do kilku i nawet kilkadziesiąt procent (4).

Skład gazów złóż ropy naftowej i gazu ziemnego odznacza się dużym zróżnicowaniem (7, 8, 10), znacznie większe zróżnicowanie składu stwierdzono w gazach rozpuszczonych w wodach serii ropo- i gazonośnych (13, 18). Zazwyczaj głównym ich składnikiem jest metan (CH₄) i cięższe węglowodory, jak etan

(C₂H₆), propan (C₃H₈), butan (C₄H₁₀), pentan (C₅H₁₂) i heksan (C₆H₁₄), a niekiedy także heptan (C₇H₁₆), oktan (C₈H₁₈) i nonan (C₉H₂₀). W gazach złóż ropy naftowej zawartość ciężkich węglowodorów może dochodzić do 40% i więcej, gdy w gazach złóż gazu ziemnego ciężkich węglowodorów jest zwykle 2—3%. Gazy złóż gazowo-kondensatowych, zwanych także złożami kondensatów, zawierają znacznie większe ilości cięższych węglowodorów. Za podstawową cechę gazów serii ropo- i gazonośnych uważa się ogólnie większą koncentrację cięższych węglowodorów (13).

Wodór wolny w gazach węglowodorowych stwierdza się rzadko i raczej w minimalnych ilościach (4, 10). Hel i inne gazy szlachetne występują na ogół w minimalnych ilościach. Większe koncentracje helu, dochodzące do kilku procent, są rzadkością i napotyka się je tylko w pewnych strefach niektórych prowincji ropo- i gazonośnych, jak na przykład obecność do 8% He w gazie ze złoża Rattlesnake, New Mexico — USA (10). Za powszechne natomiast uważa można występowanie azotu, chociaż zawartość jego waha się od ilości śladowych do kilkadziesiąt procent, przy czym niekiedy dochodzi do prawie 100% (10). Szczególnie duże ilości azotu spotyka się w gazach niektórych złóż północnoeuropejskiej prowincji gazo- i ropo- i gazonośnej (2, 5). Zmieniać się także może w dużych granicach zawartość CO₂ — od śladowych ilości do kilkadziesiąt procent. Ten składnik gazu ziemnego spotyka się znacznie rzadziej aniżeli azot, a większe jego ilości są charakterystyczne dla niektórych stref (2, 16). Jeszcze rzadziej zdarzają się znaczniejsze koncentracje H₂S, przy czym ilość jego

Tabela II
WIELKOŚĆ CHARAKTERYSTYCZNYCH WSPÓLCZYNNIKÓW
DLA RÓŻNYCH TYPÓW ZŁÓŻ

Typ złoża	$\frac{CH_4}{N_2}$	Suma wę- glowodorów $\frac{N_2}{N_2}$	$\frac{CH_4}{\text{suma}} \frac{CH_4}{\text{ciężkich}} \frac{CH_4}{\text{węglowo-}} \frac{CH_4}{\text{dodorów}}$
Gazowe	18—612	18—613	18—300
Gazowo-ropne	14—410	15—420	8—180
Ropne	1—7	1—10	1—35
Brak złóż	0,1—9	0,1—9	45

sięga w pojedynczych przypadkach do kilkunastu i nawet kilkudziesięciu procent.

Od szeregu lat przypisuje się duże znaczenie badaniu izotopowego składu szeregu elementów gazów ziemnych i to takich, jak stabilne izotopy węgla, wodoru, tlenu, siarki i innych pierwiastków. Szczególną uwagę zwraca się na badania izotopowego składu węgla (1), zwłaszcza węgla w metanie, będącym najbardziej stabilnym związkiem ze wszystkich węglowodorów naftowych. W gazach pochodzenia biochemicznego charakterystyczną cechą metanu jest najwyższa ze spotykanych w przyrodzie zawartość lekkiego izotopu ^{12}C , a więc ^{13}C do $-9,0$. W stosunku do wyjściowej substancji organicznej wzbogacenie izotopem ^{12}C dochodzi do 5%. W gazach pochodzenia termokatalitycznego (ryc. 1, 2), tworzących się na głębokościach ponad 1500 m, gdzie powstaje nie tylko metan wraz z cięższymi homologami i ropą naftową, izotop ^{12}C jest więcej o 2—3% w porównaniu z wyjściowym materiałem organicznym. Spowodowane jest to efektem izotopowo-kinetycznym (16). Na izotopowe frakcjonowanie przy procesach migracji dodatkowy wpływ mogą wywierać procesy dyfuzji, sorpcji, rozpuszczania gazów (ryc. 3), degazacji i przejścia fazowe (1, 17). Dyfuzja może na przykład wpływać na efekt zwiększenia zawartości izotopu ^{12}C ku górze w złożach z wieloma poziomami gazu ziemnego (1). Przy rozpuszczaniu się gazu i migracji poprzez wodę następuje wzbogacanie w cięższy izotop ^{13}C , a przy degazacji — w lekki izotop ^{12}C . Gaz sorbowany przez węgiel wzbogacony jest średnio o 1,5% w izotop ^{13}C . Szczeliny i strefy zaburzeń tektonicznych nie powodują izotopowego rozdziału migrującego przez nie gazu. Gaz wydzielający się z ropy naftowej zawiera więcej izotopu ^{12}C aniżeli gaz rozpuszczony w ropie naftowej.

Ogólnie w utworach osadowych wyróżniane są obecnie trzy strefy charakteryzujące się różnicami składu izotopowego węgla w metanie: 1 — strefa biochemiczna od powierzchni ziemi do głębokości 800—1000 m, 2 — strefa przejściowa od 800—1000 m do 1500—2000 m, 3 — strefa termokatalityczna poniżej głębokości 1500—2000 m. Stwierdzono wzrost zawartości izotopu ^{13}C w metanie do głębokości 1500—2000 m, a poniżej 1000 m skład izotopowy jest już dosyć stabilny (ryc. 1). W przypadku gazów raczej syngenetycznych (1) stosunki są nieco odmiennie (ryc. 2). Równoległe do określania składu izotopowego gazów wskazane jest wykonywanie badań izotopowych wód podziemnych im towarzyszących, gdyż można w ten sposób uzyskać cenne wskaźniki dotyczące ich genezy (6), przy czym zasadnicze znaczenie ma badanie zawartości deuteru (13).

**PROGNOZOWANIE POSZUKIWAŃ ZŁÓŻ
ROPY NAFTOWEJ I GAZU ZIEMNEGO
NA PODSTAWIE SKŁADU CHEMICZNEGO
GAZÓW WÓD PODZIEMNYCH**

Skład gazów w złożach ropy naftowej i gazu ziemnego oraz gazów rozpuszczonych w wodach podziemnych (11) im towarzyszących jest w wysokim stopniu różnorodny (9, 18). Badania wykazują jednak

Tabela III
CHARAKTERYSTYCZNE WSPÓLCZYNNIKI DLA
OKREŚLENIA TYPU STRUKTUR I SPÓDZIEWANYCH
W NICH ZŁÓŻ

Typ struktury	Suma węglowodorów N_2	CH_4 C_2H_6+ + wyższe	CH_4 C_3H_8+ + wyższe
Zawodnione i nie zawierające złóż ropy i gazu	< 10	> 35	> 180
Zawierające tylko złoża ropy	< 10	< 35	< 180
Zawierające złoża gazu lub złoża ropno-gazowe	> 10	> 8	

istnienie prawidłowości, które można wykorzystywać do określania prognoz i ukierunkowywania poszukiwań (12). W formie uogólnionej prawidłowości te podane są w tabelach II i III (13). Oczywiście istnieje konieczność korygowania ogólnych prawidłowości dla każdej badanej prowincji, subprowincji i strefy ropo- i gazonośnej, a także dla gazów towarzyszących wodom kontaktującym się bezpośrednio ze złożami ropy naftowej i gazu ziemnego. Analiza powinna być przeprowadzana z uwzględnieniem geologicznych i hydrogeologicznych warunków występowania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego (7, 14, 18). Zasadnicze znaczenie ma ustalenie dla danego regionu ropo- i gazonośnego lub perspektywicznego strefowości występowania różnych typów gazów rozpuszczonych w wodach podziemnych, zwłaszcza strefy gazów tzw. węglowodorowych, czyli składających się głównie z węglowodorów z domieszką innych gazów. Wyniki badań analitycznych powinny być zestawione na profilach, przekrojach i mapach. Podstawowe znaczenie mają mapy składów chemicznych gazów rozpuszczalnych w wodach podziemnych, mapy gazowej strefowości i mapy ciśnień gazów. Perspektywy ropo- i gazonośności na podstawie składu chemicznego gazów wód podziemnych należy określać przy uwzględnianiu hydrogeologicznych warunków danego basenu lub jego części i charakteru gazowej strefowości wód podziemnych oraz zmian.

Regionalny wskaźnik pozytywnej oceny perspektyw ropo- i gazonośności danego regionu i poziomu skał zbiornikowych stanowi niewątpliwie obecność w gazach wód podziemnych znacznie większej ilości metanu i cięższych węglowodorów występujących w ciągłym szeregu. W każdym przypadku niezbędne jest prowadzenie kompleksowej analizy wyników badań analitycznych, ponieważ stwierdzono duże zróżnicowanie w składzie gazów poszczególnych obszarów ropo- i gazonośnych.

LITERATURA

1. Aleksiejew F. A., Lebiediew W. S., Kryłowa T. A. — Izotopnyj sostaw ugleroda gazoobraznyh uglewodorodow i usłowija obrazowanija zależej prirodnoho gaza. Sow. Geol. 1972, nr 4.
2. Boigk H., Stahl W. — Zum Problem der Entstehung nordwestdeutscher Erdgaslagerstätten. Erdöl und Kohle — Erdgas — Petrochemie nr 6, 1969.
3. Depowski S. — Znaczenie bezpośrednich śladów ropy naftowej i gazu ziemnego dla oceny perspektyw ropo- i gazonośności obszarów poszukiwawczych. Wiad. naft. 1962, nr 10.
4. Depowski S. — Wodór w gazach ziemnych Niżu Polskiego w świetle ogólnych warunków występowania wolnego wodoru. Kwart. geol. 1966, nr 2.
5. Depowski S. — Występowanie węglowodorów w utworach permu. Biul. Inst. Geol. 252, 1972.

6. Dowgiałło J. — Studium genezy wód zmineralizowanych w utworach mezozoicznych Polski północnej. Biul. geol. Wyd. Geol. UW 1971, t. 13.
7. Habitat of Oil, edited by Levis G. Weeks; A Symposium Conducted by the American Association of Petroleum Geologists. Tulsa — Oklahoma, 1958.
8. Karnkowski P. — Występowanie węglowodorów naftowych w zapadlisku przedkarpackim. Prz. geol. 1968, nr 4.
9. Korcensztejn W. N. — Metodika gidrogeologicznych iissledowanij nieftiegazonosnych rajonow. Gostoptiechizdat. Moskwa, 1963.
10. Levorsen A. I. — Geology of Petroleum. San Francisco and London, 1967.
11. Long G., Chierici G. — Solubility of Natural Gas in Brines of Reservoir Temperatures and Pressures. Academia del Lincei, Atti del Convegno di Milano, 1957.
12. Metodyka ustalania rejonów perspektywicznych przy zastosowaniu kompleksowych metod geologicznych, geofizycznych, geochemicznych, petrograficznych i innych. Praca zbiorowa pod kierunkiem S. Depowskiego. Arch. Inst. Geol. Warszawa, 1970.
13. Nieftiepoiskowye gidrogeologiczeskoje kriterii. Pod red. W. A. Krotowej. Trudy WNI-GRI, wyp. 277. Leningrad, 1969.
14. Pazdro Z. — Hydrogeologia ogólna. Wyd. Geol. Warszawa, 1964.
15. Roseman J. — Geneza gazu w południowej części GZW. Prz. gór. 1968, nr 4.
16. Sokołow W. A. — Geochemija gazow ziemnoj kory i atmosfery. Niedra, Moskwa, 1961.
17. Stevenson D., Wagner C., Beeck O., Otvos I. — Isotope effect in the thermal cracking of propane -I-C¹³. Journ. Chem. Phys. v. 16, nr 10, 1948.
18. Suchariew G. M. — Gidrogeologija nieftianych i gazowych miestorożdienij. Niedra, Moskwa, 1971.

SUMMARY

In the present paper, chemical components of gases from groundwaters, and chemical compositions of gases from sedimentary cover, and particularly gases occurring in oil- and gas-bearing series are discussed. Principles of optimization of oil and earth gas accumulations prospecting on the basis of chemical analysis of composition of groundwater gases are given. The studies show that gases from oil- and gas-bearing series are sometimes highly differentiated in chemical composition. Occurrence of gases containing remarkable amounts of methane and continuous series of heavier hydrocarbons in groundwater may be treated as undoubtful positive index of perspective of occurrence of oil and gas accumulations. However, it is advisable to carry out a complex analysis of the results obtained, taking into account geological and hydrogeological setting of oil and gas accumulations. Isotope studies and determinations of gas content in groundwaters and groundwater pressure are of great help here.

РЕЗЮМЕ

В статье рассматривается химический состав газов в подземных водах и осадочных породах, с особенным учетом газов, распространенных в нефтегазоносных свитах. Представлены принципы прогнозирования в поисках нефти и природного газа на основании химического состава газов в подземных водах. Как показывают исследования, нефтегазоносные породы часто характеризуются весьма разнообразным химическим составом газов. Присутствие в подземных водах повышенного количества метана и тяжелых углеводородов в непрерывном ряду можно принимать в качестве положительной предпосылки, указывающей на присутствие нефти и газа. Рекомендуется, однако, проводить комплексный анализ с учетом геологических и гидрогеологических данных. Важное значение имеют исследования изотопов, определение содержания газов в подземных водах и определенные напоры.