

## METODY ILOŚCIOWEJ OCENY ZASOBÓW PERSPEKTYWICZNYCH GAZU ZIEMNEGO I ROPY NAFTOWEJ

UKD 550.8:553.042"313":553.981:553.982.551.24(438)

Zasoby perspektywiczne gazu ziemnego i ropy naftowej są ilościową oceną perspektyw ropy i gazowości całych basenów sedymentacyjnych lub ich wydzielonych części. Ocena ta umożliwia poprawne określenie potencjalnych możliwości rozwoju wydobycia ropy i gazu z obszarów będących przedmiotem oceny prognoz, po wykonaniu w ich obrębie prac poszukiwawczych w zakresie niezbędnym dla przeprowadzenia zasobów perspektywicznych w zasoby odkryte (rozpoznane).

Potrzeba oceny perspektywicznych (prognostycznych) zasobów ropy i gazu wynika w wielu krajach, a w pierwszym rzędzie w ZSRR (1, 3, 5) i USA (13), w związku z opracowywaniem perspektywicznych planów rozwoju przemysłu naftowego i gazowniczego na długie okresy (tzw. generalna perspektywa). Okazało się bowiem, że dla poprawnego planowania generalnej perspektywy przemysłu naftowego i gazowniczego główne znaczenie ma obliczenie perspektywicznych zasobów ropy i gazu. Należy jednak mieć na uwadze, że zasoby perspektywiczne różnią się zasadniczo od zasobów kategorijskich (zasoby A, B, C<sub>1</sub> i C<sub>2</sub>), a zwłaszcza od zasobów A, B, C<sub>1</sub> i w mniejszym już stopniu od zasobów C<sub>2</sub>. Zasoby perspektywiczne nie są bowiem jeszcze zasobami konkretnymi. Ze względu na to zasobów perspektywicznych nie można sumować z zasobami kategorijskimi przy różnego rodzaju rozważaniach, dotyczących rozwoju przemysłu naftowego i gazowniczego.

W literaturze (1) jest spotykane jeszcze często pojęcie „zasoby potencjalne” ropy względnie gazu. Pod tym pojęciem rozumie się sumę zasobów rozpoznanych, wydobytych i perspektywicznych. Zasoby „potencjalne” można więc uważać za pierwotne zasoby perspektywiczne.

W Polsce stosuje się cztery kategorie dokładności poznania zasobów złoża kopaliny: kategoria C<sub>2</sub>, C<sub>1</sub>, B i A. Warunkiem zaliczenia zasobów złoża ropy naftowej i gazu ziemnego do:

- kategorii C<sub>2</sub> jest ustalenie budowy geologicznej złoża oraz rodzaju i ilości kopaliny dla struktur, których obecność stwierdzono w obrębie ropy i gazonośnych basenów sedymentacyjnych i zawierających horyzonty, których produktywność ustalono na sąsiednich złożach; zalicza się tu też zasoby ropy i gazu w odkrytych już złożach w oddzielnych blokach tektonicznych i horyzontach, których produktywność jest spodziewana na podstawie danych geologicznych i geofizycznych;
- kategorii C<sub>1</sub> jest ustalenie budowy geologicznej złoża oraz rodzaju, jakości i ilości ropy lub gazu, jak też ustalenie występowania kopaliny towarzyszących na podstawie wyników badań geofizycznych

i wierceń, przy czym co najmniej w jednym otworze na nowej strukturze lub w nowym horyzoncie powinna być otrzymana przemysłowa produkcja ropy lub gazu; jakość ropy i gazu oraz właściwości fizyczne kolektora powinny być wstępnie ustalone badaniami laboratoryjnymi lub geofizycznymi;

— kategorii B jest ustalenie budowy geologicznej złoża, rodzaju, jakości i ilości ropy lub gazu na podstawie wyników wierceń, przy czym przemysłowa produkcja ropy lub gazu powinna być uzyskana co najmniej w dwóch otworach z tego samego horyzontu; jakość ropy i gazu oraz właściwości fizyczne kolektora powinny być określone badaniami laboratoryjnymi;

— kategorii A jest ustalenie danych określonych, jak dla kat. B na podstawie wierceń, którymi złożo lub jego część powinna być okonturowana; do kategorii A zalicza się również zasoby otworów eksploatacyjnych.

Tak sformułowane kategorie zasobów A, B, C<sub>1</sub> i C<sub>2</sub> stanowią, w zależności od stopnia poznania czyli kategorii, podstawę do planowania wieloletniej i rocznej produkcji ropy i gazu (A+B), planowania oraz projektowania inwestycji związanych z eksploatacją i zagospodarowaniem złoża (A+B i w przypadkach uzasadnionych względami geologicznymi i ekonomicznymi C<sub>1</sub>) oraz wykonywania wieloletnich planów rozwoju gospodarczego (C<sub>2</sub>). Stwierdzić należy, że zasoby kategorii C<sub>2</sub> różnią się w sposób zasadniczy swoją niższą konkretnością od zasobów kategorii C<sub>1</sub>, gdyż mogą być obliczone z danych częściowo przyjętych na podstawie analogii i nie wymagają potwierdzenia otworem z przemysłowym przyływem ropy lub gazu.

Ilościowy szacunek perspektywicznych zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej oparty jest na wynikach prac geologiczno-geofizycznych regionalnych, poszukiwawczych i rozpoznawczych ze szczególnym uwzględnieniem otworów stratygraficznych, parametryczno-strukturalnych, poszukiwawczych i rozpoznawczych, a także na analizie geologicznych warunków występowania złóż ropy i gazu (4, 7, 8).

Zasoby perspektywiczne gazu ziemnego i ropy naftowej zgodnie z zasadami, których stosowanie zaleciła Stała Komisja Przemysłu Naftowego i Gazowniczego RWPG, dzielą się na podgrupy D<sub>1</sub> i D<sub>2</sub> (2).

Zasoby perspektywiczne D<sub>1</sub> — to zasoby już stwierdzonych lub naukowo uzasadnionych poziomów, będących obiektami poszukiwań. Parametry poziomów (porowatość, przepuszczalność itp.) są określane na podstawie posiadanych materiałów faktycznych i ich interpolacji dla tej części obszaru, gdzie nie ma wierceń. Liczba struktur, z którymi mogą być zwią-

zane pułapki (zamknięcia) złożowe jest ustalana na podstawie materiałów faktycznych i interpolacji możliwego ich rozwoju w rejonach niedostatecznie zbadanych z punktu widzenia wyjaśnienia zalegania poziomów produktywnych. Taka metoda podnosi stopień pewności zasobów prognostycznych  $D_1$ . Jednakże, jak wynika z doświadczeń radzieckich (1), prognozowanie regionów, w których nie są jeszcze znane prawidłowości rozwoju form strukturalnych poziomów produktywnych i nie opracowano skutecznych metod ich badania, ocena zasobów perspektywicznych  $D_1$  jest bardzo trudna.

Zasoby podgrupy  $D_1$  w istocie są najbliższą rezerwą przygotowania zasobów kategorii  $C_1$  i  $C_2$ . Z tego powodu dla regionów, gdzie zasoby  $D_1$  nie mogą być taką rezerwą, należy wykazywać ostrożność w ich szacowaniu. Perspektywy gazu i roponośności powinny wówczas opierać się na zasobach  $D_2$ .

Zasoby prognostyczne podgrupy  $D_2$  są bardzo ważnym wskaźnikiem oceny perspektywiczności poszczególnych obszarów. Do tej podgrupy zalicza się przede wszystkim zasoby gazu możliwych produktywnych poziomów, które z powodu słabego zbadania jeszcze nie zostały wykryte w momencie dokonywania obliczeń.

Szacunek zasobów podgrupy  $D_2$  jest bardzo skomplikowany. Obecnie główną metodą oceny jest porównawcza analiza geologiczna. Na podstawie tej metody przeprowadzana jest ocena wszelkich możliwych zasobów gazu i ropy w seriach budujących dany region, odejmując od uzyskanych wielkości liczbowych zasoby kateryjne i zasoby perspektywiczne podgrupy  $D_1$ . Przy tym często ilość zasobów perspektywicznych węglowodorów jest określana za pomocą wskaźnika zasobności jednostkowej. Prognozy perspektywiczności opracowane na podstawie metody porównawczej analizy geologicznej uzyskały wiele razy potwierdzenie.

Drugi kierunek w opracowaniu metodyki oceny zasobów prognostycznych  $D_2$  opiera się na współczesnych poglądach o pochodzeniu ropy naftowej i gazu ziemnego. Obecnie główna metoda opracowana z tych pozycji w ZSRR (10) jest znana pod nazwą metody objętościowo-genetycznej.

Obliczenie ilości zasobów perspektywicznych oparte jest zawsze o analizę podstawowych materiałów geologicznych, przy czym — przede wszystkim — uwzględniać należy faktyczne dane dotyczące:

- litologiczno-facjalnego wykształcenia osadów i ich stratygraficznej przynależności;
- obecności i własności skał zbiornikowych i serii skał uszczelniających;
- charakterystyki bezpośrednich objawów ropy i gazu oraz ich przestrzennego rozmieszczenia i formy występowania, jak też danych o złożach węglowodorów, o ile są już odkryte;
- charakterystyki głównych elementów strukturalnych oraz danych o lokalnych strukturach, z którymi mogą być związane złoża ropy i gazu;
- hydrogeologicznej charakterystyki regionu;
- geochemicznej charakterystyki osadów.

W szerokim zakresie należy uwzględnić materiały z regionów dobrze zbadanych z odkrytymi już i eksploatowanymi złożami ropy i gazu, z których dane wykorzystuje się do obliczeń. Dokładność obliczeń zależy, jak to już podkreślono, od stopnia poznania budowy geologicznej oraz ropo i gazonośności regionu względnie basenu.

Ilość wykonanych prac poszukiwawczych charakteryzuje tzw. wskaźnik gęstości wierceń poszukiwawczych, który wyraża liczbę metrów bieżących wierceń poszukiwawczych, przypadających na 1 km<sup>2</sup> obszaru perspektywicznego. Dla dobrze poznanych regionów ze znaczną liczbą odkrytych złóż wartość tego wskaźnika wynosi od kilkudziesięciu do kilkuset metrów bieżących na 1 km<sup>2</sup>. Wspomniany wskaźnik określa więc stopień poznania budowy oraz roponośności i gazonośności poszczególnych regionów.

Obliczone zasoby perspektywiczne ropy i gazu są zasobami geologicznymi. Zasoby perspektywiczne ro-

py, które będą możliwe do wydobycia po ich odkryciu i przeprowadzeniu do kategorii  $C_1 + B + A$  wlicza się, przyjmując średni współczynnik wydobycia, którego wartość może się wahać w granicach 0,2—0,4. W związku z postępem w technice eksploatacji złóż ropy istnieje tendencja, by ten współczynnik zwiększyć do 0,5 i nawet 0,6. Nadmienić należy, że procent wydobycia ropy ze złóż jest zależny także od warunków geologicznych. W przypadku złóż gazu współczynnik wydobycia jest znacznie większy i może osiągać wartość 0,97, a więc praktycznie 1,0. Najczęściej wynosi on 0,8—0,9. Tego rodzaju współczynnik powinny być stosowane przy obliczaniu wydobywalnych zasobów geologicznych, w zależności od warunków geologicznych występowania złóż gazu.

Aktualnie są stosowane 3 główne metody obliczania perspektywicznych zasobów ropy i gazu:

- 1 — porównawczej analizy geologicznej,
- 2 — oceny zasobów wg struktur,
- 3 — objętościowo-genetyczna.

Metoda porównawczej analizy geologicznej polega na wylczeniu przypuszczalnej ilości ropy i gazu przypadających na 1 km<sup>2</sup> (metoda objętościowo-sta-tyczna) skał osadowych względnie na 1 km<sup>2</sup> obszarów perspektywicznych w basenie z ustaloną lub prawdopodobną ropogazonością, albo w części takiego basenu. W basenie sedimentacyjnym lub jego części określa się objętość perspektywicznych skał osadowych w km<sup>3</sup>. Następnie przyjmuje się współczynnik produktywności, to jest zasoby ropy i gazu przypadające na 1 km<sup>3</sup> skał osadowych w obszarach o ogólnie analogicznej budowie geologicznej, dobrze rozpoznanych pod względem ropogazoności.

Szczególnie bogate materiały porównawcze zebrali i zestawili geolodzy w USA (A. J. Levorsen, L. G. Weeks, F. I. Fohs i inni) oraz Francji (A. Perrodon). Według A. J. Levorsena (6) dla różnych roponośnych basenów w USA wskaźnik ten, przy uwzględnieniu dotychczasowego wydobycia i wydobywalnych zasobów, wynosi od 335 do 11150 t ropy/km<sup>2</sup> osadów, a średnią wartość tego wskaźnika można przyjąć w wysokości 2800 t ropy/km<sup>2</sup> osadów. W wyniku rozważań i wylczeń znany geolog L. G. Weeks zaproponował przyjęcie tego wskaźnika w wysokości 11750 t ropy/km<sup>2</sup> osadów. Geolog amerykański F. J. Fohs (11) wylczył natomiast następujące zasoby ropy w tonach na 1 km<sup>2</sup> osadów do głębokości 6100 m: baseny Michigan i Kentucky — 200, Illinois — 1100, Gulf Coast — 1900, Oklahoma — 2300, Texas — 1200. Z wysokowydajnych części basenów ropogazonośnych uzyskuje się jednak w wielu przypadkach większe ilości ropy względnie gazu.

Zasoby perspektywiczne gazu wylicza się w podobny sposób, albo także ze stosunku ropa/gaz. Dotychczasowe dane z różnych basenów roponośnych pozwalają na stwierdzenie, że średnio na 1 t ropy przypada 1000 m<sup>3</sup> gazu. Oczywiście są baseny lub części basenów wybitnie gazośne i w ich obrębie ten stosunek będzie się kształtował inaczej. W każdym przypadku powinna być wykonana analiza materiałów geologicznych.

Można również obliczać zasoby perspektywiczne ropy i gazu przez określenie ich ilości przypadających na 1 km<sup>2</sup> obszarów perspektywicznych. Metoda ta została zastosowana po raz pierwszy na dużą skalę w 1956 r. przez geologów z Bureau of Mines (4) do obliczenia zasobów perspektywicznych gazu w USA. Przy ogólnym obszarze perspektywicznych obszarów USA, wynoszącym około 5 mln km<sup>2</sup>, zasoby gazu przypadające na 1 km<sup>2</sup> określono na 5,5 mln m<sup>3</sup>. Metoda ta jest obecnie stosowana, jako jedna z podstawowych również w Związku Radzieckim i w krajach RWPG. Nieco ją jednak zmodyfikowano, wprowadzając daleko idące zróżnicowanie „gęstości” zasobów węglowodorów, a więc ich ilości w tonach przypadających na 1 km<sup>2</sup> w różnych basenach ropogazonośnych w zależności od stopnia perspektywiczności i miąższości perspektywicznej serii osadowej (9). Przyjęto, że 1 t ropy = 1000 m<sup>3</sup> gazu. Stosunek gaz/ropa określa się na podstawie analizy materiałów geo-

logicznych i analogii. Warunkiem podstawowym poprawności wszelkich obliczeń przy tej metodzie jest starannie wykonana analiza geologiczna obszaru, dla którego obliczamy zasoby perspektywiczne i obszarów, z których bierzemy dla obliczeń wskaźniki.

**Metoda oceny zasobów perspektywicznych na uśrednioną strukturę** jest oparta o zbadanie budowy geologicznej poszczególnych regionów perspektywicznych i analizę ogólnej liczby struktur. Pod „strukturą” rozumie się przy tym wszystkie „formy strukturalne”, a więc zamknięcia — pułapki złożowe (15), sprzyjające nagromadzeniu się w nich i zachowaniu ropy i gazu. Obliczanie zasobów rozpoczyna się od wyliczenia średniego rozmiaru i średniej zasobności złoża. Wielkość liczbowa wyrażająca średnią zasobność złoża spełnia rolę podstawowego parametru przy obliczaniu zasobów perspektywicznych metodą uśrednionej struktury. Ogólną liczbę struktur określa się dzieląc powierzchnię całego obszaru przez powierzchnię przypadającą na 1 strukturę wg danych z dobrze zbadanych regionów, których budowa geologiczna jest analogiczna z obszarami, dla jakich przeprowadzane jest obliczenie ilości zasobów perspektywicznych.

Ocenę zasobów prowadzi się drogą zestawiania rozmiarów i charakterystyki jeszcze nierozpoznanych struktur z rozmiarami zasobów złóż już odkrytych. Określa się średni zasób ropy lub gazu, przypadający na jedno złożo i tę uśrednioną wartość mnoży się przez liczbę znanych i możliwych do wykrycia struktur. Sumę wykrytych i możliwych do wykrycia struktur mnoży się następnie przez tzw. współczynnik pozytywności w celu określenia liczby struktur, które mogą być produktywne. Pod współczynnikiem pozytywności rozumie się stosunek liczby odkrytych złóż do ogólnej liczby struktur zbadanych głębokimi wierceniami na danym obszarze. W rejonach, gdzie prace poszukiwawcze nie były jeszcze prowadzone, współczynnik pozytywności przyjmuje się jako równy lub mniejszy od faktycznie osiągniętego w geologicznie podobnych regionach, których budowa geologiczna oraz roponośność i gazonośność jest dobrze poznana. Zwykle współczynnik ten jest rzędu 0,2.

Stosowana jest jeszcze niekiedy w odniesieniu do lepiej pod względem ropogazoności poznanych regionów objętościowa metoda obliczania zasobów na każdą strukturę i produktywny poziom oddzielnie. Wylicza się w tym przypadku zasoby ropy i gazu oddzielnie dla każdej struktury. Jest to oczywiście możliwe tylko w obrębie obszarów z już odkrytymi złożami węglowodorów i z ustalonymi zamkniętymi wyniesieniami, gdzie przewiduje się występowanie złóż głównie typu strukturalnego i strukturalno-litologicznego. Zasoby ocenia się metodą objętościową dla każdego produktywnego poziomu i każdej struktury oddzielnie. Uwzględnia się przy tym faktyczne dane o warunkach zalegania i właściwościach rozprzestrzenienia produktywnych poziomów, litologiczno-petrograficznej charakterystyce skał zbiornikowych, charakterze ropogazoności i inne, które umożliwiają zastosowanie wzoru metody objętościowej:

$$V_0 = F \cdot h \cdot n \cdot P \cdot a \cdot f$$

gdzie:

- $V_0$  — pierwotne zasoby gazu ziemnego w  $m^3$ ;
- $F$  — powierzchnia gazonośności w  $m^2$ ;
- $h$  — miąższość porowatej części poziomu gazonośnego w  $m$ ;
- $n$  — współczynnik porowatości;
- $P$  — ciśnienie złożowe w  $atm$ ;
- $a$  — poprawka na odchylenie od prawa Boyle-Mariotte'a;
- $f$  — poprawka na temperaturę.

Wszystkie parametry wchodzące w powyższy wzór przyjmuje się wg analogii geologicznych z sąsiednimi dobrze poznanymi złożami, gdzie one są określone

specjalnymi badaniami laboratoryjnymi. Zasoby gazu rozpuszczonego w ropie są zwykle obliczane przez pomnożenie wykładnika gazowego przez ilość zasobów ropy.

Geologiczne zasoby ropy naftowej można natomiast obliczać wzorem (14):

$$Q_g = F \cdot h \cdot m \cdot \mu \cdot \gamma \cdot \eta$$

gdzie:

- $Q_g$  — geologiczne zasoby ropy w  $t$ ;
- $F$  — powierzchnia roponośności w  $m^2$ ;
- $h$  — miąższość roponośnej części poziomu produktywnego w  $m$ ;
- $m$  — współczynnik efektywnej porowatości;
- $\mu$  — współczynnik masycecia ropy;
- $\gamma$  — ciężar właściwy odgazowanej ropy w  $t/m^3$ ;
- $\eta$  — przeliczeniowy współczynnik dla przeprowadzenia ropy z warunków złożowych w powierzchniowe.

Wielkość przypuszczalnych powierzchni produkcyjnych poszczególnych poziomów w perspektywicznych strukturach można obliczać posługując się wzorem M. A. Żdanowa (14):

$$\psi = \frac{S}{S_1} \cdot 100$$

gdzie:

- $\psi$  — stosunek powierzchni ropo i gazonośności do powierzchni struktury w zbadanym złożu;
- $S$  — powierzchnia ropo i gazonośności poziomu produktywnego;
- $S_1$  — powierzchnia struktury w konturze najniższej zamkniętej izobaty.

Przy tej metodzie należy oczywiście także stosować odpowiednio obliczane współczynniki pozytywności struktur w skali regionalnej (2).

**Metoda objętościowo-genetyczna** oparta jest na pracach naukowo-badawczych, umożliwiających ocenę zasobów perspektywicznych na podstawie genetycznej. Prace tego rodzaju w dużym zakresie wykonymano zwłaszcza w Związku Radzieckim (12) i USA (11). Określa się i analizuje substancję organiczną zawartą w skałach perspektywicznych serii lub też w całej pokrywie osadowej, współczynniki przejścia rozproszonej w skałach substancji organicznej w węglowodory ciekłe i lotne, mechanizm i skalę migracji węglowodorów itp. Większość badaczy przyjmuje, że powstawanie ropy i gazów zachodzi dzięki migracji najbardziej zredukowanych składników bitumicznych rozproszonej substancji organicznej z serii macierzystych do skał zbiornikowych. Z powodu niejasności przebiegu procesu migracji węglowodorów od skał macierzystych do miejsc nagromadzeń w pułapkach — zamknięciach złożowych, w zależności od różnych poglądów opartych na wynikach badań i studiów, są stosowane różne współczynniki dla przejścia od wyjściowej ilości materiału organicznego do tych możliwych zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego, które powstały dzięki przeobrażeniom tego materiału.

Kierunkowi genetycznemu przypisuje się duże znaczenie. Ocena zasobów perspektywicznych ropy i gazu na podstawie genetycznej została przeprowadzona, m. in. w Związku Radzieckim, dla szeregu basenów ropo-gazonośnych (10). Jednakże dotychczas tego problemu nie można uznać za rozwiązany w takim stopniu, aby wyniki oceny zasobów perspektywicznych, opartej na tych podstawach, mogły być uznane za dostateczne i wyjątkowe. Dlatego w regionach ze skomplikowanymi geologicznymi warunkami występowania złóż ropy i gazu obliczenia perspektywicznych zasobów ropy i gazu są wykonywane wszystkimi możliwymi do zastosowania, w warunkach rozpatrywanych obszarów, metodami w celu zapewnienia możliwie jak największej ich wiarygodności.

W Polsce dla szeregu regionów perspektywicznych wykonano badania geologiczne i geochemiczne w za-

kresie, który teoretycznie umożliwiłby stosowanie metody objętościowo-genetycznej. Fakt, że nie są to jednak dające się w całości wyodrębnić baseny, a tylko ich części, ogranicza możliwość stosowania omawianej metody, która w dodatku wymaga jeszcze dopracowania.

Z dotychczasowych doświadczeń przy przeprowadzaniu ilościowej oceny zasobów perspektywicznych ropy i gazu w Polsce wynika, że przy aktualnym stanie geologicznego zbadania kraju zasoby perspektywiczne  $D_1$  powinny być obliczane metodą oceny zasobów wg struktur z tym, że zalecić można stosowanie metody porównawczej analizy geologicznej dla kontroli realności wyliczeń. Natomiast zasoby perspektywiczne  $D_2$  należy obliczać stosując metodę porównawczej analizy geologicznej w różnych modyfikacjach.

#### LITERATURA

1. Awrow W. J., Blinnikow I. A., Brod I. O. i in. — Prognoz gazonosnosti SSSR. Leningrad 1963.
2. Bujalow N. I., Wasilew W. G., Jelin N. D. i in. — Metodika ocienki riesursow prirodnogo gaza i niefti. „Gieologija niefti i gaza”. 1961, nr 1.
3. Bujalow N. I. — O mietodikke podsczota prognoznych zapasow niefti i gaza i ich rol w piensplektivnom planirowanii. Razw. i ochrana miedr. 1961, nr 8.
4. Depowski S. — Perspektywiczne zasoby ropy i gazu oraz ich znaczenie dla oceny prognoz ropo i gazonosności basenów sedimentacyjnych. Prz. geol. 1963, nr 10.

#### SUMMARY

The article presents 3 main methods of quantitative evaluation of perspective oil and gas reserves: comparative geological analyse, evaluation of reserves according to structures, and volumetric-genetical analyse. Moreover, there is discussed also the division of the perspective reserves into subgroups  $D_1$  and  $D_2$ . Based on the previous experiences in evaluation of the perspective reserves of oil and gas, the authors are of the opinion that under conditions of the real state of geological reconnaissance of the country, the perspective reserves  $D_1$  should be calculated by means of the method of evaluation according to structures. They suggest the application of the method of comparative geological analysis to control the reality of computations. Perspective reserves  $D_2$  should be calculated by means of the method of the comparative geological analysis in various modifications. It seems to be valuable to continue the researches having in view the application of the volumetric-genetical method which, at present, cannot be thought to be satisfactory in general use.

5. Keczek G. A. — O podsczotie prognoznych zapasow niefti i gaza. Gieol, niefti i gaza. 1962, nr 3.
6. Levorsen A. J. — Geology of Petroleum. San Francisco 1958.
7. Malyszew J. J. — O mietodikke ocienki riesursow prirodnogo gaza i niefti. Ibidem. 1961, nr 8.
8. Owaniessow G. P., Nadiežkin A. D. — O mietodikke podsczota prognoznych zapasow niefti i gaza. Ibidem 1962, nr 4.
9. Perrodon A. — Esquisse geologique et petroliere de l'Europe occidentale. Revue de l'Institut Francais du Petrole. 1963, vol. 18, nr 2.
10. Rodionowa K. F. — K woprosu ob ocienkie prognoznych zapasow niefti objemno-gienietičeskim mietodom. Gieol, niefti i gaza. 1964, nr 12.
11. Russel W. L. — Principles of Petroleum Geology. New York — Toronto — London, 1960.
12. Wasilew W. G. — Prognoznye riesursy prirodnogo gaza SSSR. Gazowaja promyslennost. 1967, nr 1.
13. Weeks L. G. — Concerning estimates of potential oil reserves. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol. 1950, nr 10.
14. Zdanow M. A., Griszin F. A., Gordinskij E. W. — Osnovy promyslowoj gieologii niefti i gaza. Moskwa 1966.
15. Zdanow M. A. — Osnownyje napravlenija w razrabotkie naucznoj mietodiki ocienki prognoznych zapasow niefti i gaza. Naucznaia Konferencija Nieftianych Gieologow Stran SEW. Warszawa 1966.
16. Zytka J. — W sprawie metodyki poszukiwań i rozpoznawania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Prz. geol. 1967, nr 8.

#### РЕЗЮМЕ

В статье представлены три метода количественной оценки перспективных запасов нефти и природного газа: сравнительного геологического анализа, оценки запасов по структурам и объемно-генетической оценки. Описывается также подразделение перспективных запасов на подгруппы  $D_1$  и  $D_2$ . Исходя из опыта количественной оценки перспективных запасов нефти и газа авторы приходят к выводу, что при современном состоянии изучения страны перспективные запасы  $D_1$  следует определять методом оценки по структурам. Рекомендуется применение сравнительного геологического анализа для проверки достоверности расчетов. Перспективные запасы  $D_2$  должны определяться методом сравнительного геологического анализа в различных модификациях. Поддерживается целесообразность продолжения исследований для создания условий применения объемно-генетического метода, применение которого в широком масштабе в настоящее время невозможно.