

**SPOSÓB POSTĘPOWANIA W OBLICZANIU ZASOBÓW
ZŁÓŻ ROPY NAFTOWEJ NIEDOSYCONEJ, Z CZAPĄ
GAZOWĄ I ZŁÓŻ GAZU ZIEMNEGO METODAMI
OBJĘTOŚCIOWYMI**

OPRACOWALI:

**DR INŻ. KAZIMIERZ SŁUPCZYŃSKI
DR INŻ. ADAM ZUBRZYCKI**

PROF. DR HAB. INŻ. MAREK NIEĆ

Kraków 2008

Wprowadzenie

Dokumentowanie złoża węglowodorów, obejmującego nagromadzenie w pułapce złożowej:

- ropy niedosyczonej gazem (brak czapy gazowej);
- ropy nasyconej gazem (ropno – gazowe, gazowo – ropne);
- gazu ziemnego,

wymaga poznania i określenia parametrów charakteryzujących taki obiekt geologiczny.

Każde złożo węglowodorów znajdujące się w przestrzeni skalnej poziomu zbiornikowego jest otwartym układem dynamicznym (K.Słupczyński), złożonym z dwóch odrębnych składników:

- ciała skalnego tworzącego naturalny zbiornik węglowodorów, którego forma zależna od warunków sedymentogenezy i rozwoju geostrukturalnego obszaru zapewnia istnienie złoża oraz wielkość jego zasobów geologicznych,
- płynnych kopalin, wypełniających porowatą lub porowo – szczelinową przestrzeń zbiornika, posiadających określone właściwości fizyczne i chemiczne charakteryzujące dany typ i jakość kopaliny będącej przedmiotem wydobycia,

oraz energii wewnętrznej skupionej w płynach, którą determinują wielkości wgłębnych ciśnień i temperatur, a utożsamianej z systemem energetycznym złoża. Warunkuje on procent końcowego sczerpania zasobów geologicznych, czyli wielkości zasobów wydobywalnych (uzyskiwanych bez stosowania wtórnych metod eksploatacji).

Te współwystępujące elementy uwzględniane są w równaniu metody objętościowej, służącej do określenia wielkości zasobów geologicznych złoża.

Dla oceny zasobów należy, z możliwie największą do osiągnięcia dokładnością, rozpoznać budowę geologiczną złoża, tzn. kształt i wielkość pułapki złożowej, położenie głębokościowe konturu złożowego, litofację zbiornika skalnego determinującą jego pojemność określoną przez wielkość porowatości efektywnej oraz rozkład nasycenia węglowodorami i wodą ruchomą. Niezbędne jest zmierzenie parametrów energetycznych: ciśnienia i temperatury złożowej.

Za pomocą badań laboratoryjnych należy określić charakterystykę fizyczno-chemiczną płynów złożowych zarówno dla warunków powierzchniowych, jak i wgłębnych lub ocenić wielkość niektórych z nich, szczególnie wielkości współczynników objętościowych dla warunków wgłębnych.

Istnieje szereg sposobów określania parametrów geologiczno-złożowych, które się wzajemnie uzupełniają i są ze sobą zgodne. W zależności od ich rodzaju są one mierzone bezpośrednio, wyznaczone za pomocą procedur interpretacyjnych np. na podstawie wyników pomiarów geofizyki wiertniczej lub określane metodami kartografii wgłębnej z wykorzystaniem danych rozpoznania sejsmicznego i wiertniczego danego obszaru złożowego.

Podstawowe znaczenie ma określenie wielkości średniego ciśnienia złożowego, które wyznacza się albo jako wielkość ciśnienia przeliczonego w odniesieniu do hipsometrycznej powierzchni przechodzącej przez połowę miąższości strefy nasyconej ropą lub gazem albo jako średnią ważoną dla cząstkowych objętości złoża, w strefach oddziaływania poszczególnych odwiertów - osobno dla części ropnej i gazowej. W analogiczny sposób określa się średnią temperaturę złoża wykorzystując np. wielkość gradientu temperaturowego.

Stosowanie średniej arytmetycznej dla tych parametrów z wykorzystaniem pomiarów wykonanych w różnych odwiertach i na różnej głębokości jest nieprawidłowe i niedopuszczalne w opracowaniach dokumentacji geologiczno – złożowych.

Metoda objętościowa w obliczaniu zasobów geologicznych złóż węglowodorów.

Metoda objętościowa określania wielkości zasobów złóż węglowodorów – ropy naftowej i/lub gazu ziemnego jest metodą uniwersalną tzn. można ją stosować na dowolnym etapie rozpoznania złóż węglowodorów. Jej dokładność wzrasta w miarę jak rośnie ilość poznanych parametrów odkrytego złoża. Metoda ta polega na wyznaczeniu parametrów geometrycznych złoża, pojemności przestrzeni porowej/szczelinowej skały zbiornikowej nasyconej węglowodorami (ropą naftową i/lub gazem ziemnym), stopnia nasycenia tej przestrzeni węglowodorami, jak też warunków termobarycznych złoża.

Podstawowe równanie metody objętościowej sprowadza się do prostej formuły (Selley R.C.):

$$Q = F \cdot h_{ef} \cdot \Phi_{ef} \cdot (1 - S_w) / B \text{ [m}^3\text{]}$$

gdzie: **Q** – całkowita ilość węglowodorów w m³ zawarta w złożu w przeliczeniu na warunki standardowe czyli ciśnienia 960 mm Hg = 1 atm = 0,101325 MPa = 14,65 psia i temperatury 15°C = 288 K = 60°F;

F – powierzchnia złoża [m²] lub [ha · 10 000];

h_{ef} – średnia miąższość efektywna strefy nasycenia [m];

Φ_{ef} – średnia porowatość efektywna strefy nasycenia [ułamek dziesiętny];

S_w – zawartość wody związanej w skałe zbiornikowej lub (1 – S_w) nasycenie, [ułamek dziesiętny];

B – współczynnik objętościowy (FVF - *formation volume factor*) umożliwiający przeliczenie objętości węglowodorów z warunków złożowych na warunki standardowe ciśnienia i temperatury, czyli warunki powierzchniowe, przy czym dla ropy jest to **B_r**, a dla gazu **B_g** [bezwym.]

Ogólnie można zapisać: $Q = V_w / B \text{ [m}^3\text{]}$

gdzie: **V_w = F · h_{ef} · Φ_{ef} · (1 – S_w)** czyli objętość przestrzeni porowej wypełnionej węglowodorami w warunkach temperatury i ciśnienia panującego w złożu.

B – jak wyżej.

W zależności od istniejących warunków termobarycznych układ faz węglowodorów istniejący w złożu można sprowadzić do 3 prostych przypadków:

- A - złoża ropy naftowej z rozpuszczonym w ropie gazem – gdy ciśnienie złożowe przewyższa ciśnienie nasycenia gazu w ropie (złoża ropy niedosyczonej);
- B - złoża ropy naftowej z czapą gazową – gdy ciśnienie złożowe jest niższe od ciśnienia nasycenia;
- C - złoża gazu ziemnego.

Obliczanie wielkości zasobów geologicznych metodą objętościową dla tych przypadków polega zawsze na określeniu objętości przestrzeni porowo-szczelinowej **V_w**, a następnie sprowadzeniu jej do warunków standardowych oraz uwzględnieniu gęstości kopaliny.

Przy opracowaniu dokumentacji geologicznych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce metodę tę stosuje się do określenia zasobów geologicznych (*początkowych zasobów w złożu*) ropy naftowej w **t** i gazu ziemnego w **m³** .

Sposób obliczania zasobów złóż ropy naftowej zależy od układu faz (głównie węglowodorów płynnych i gazowych) zdeterminowanych warunkami termobarycznymi istniejącymi w złożu, co warunkuje relacja ciśnienia złożowego do ciśnienia nasycenia gazu w ropie.

Ciśnienie gazu, przy którym w ropie rozpuszcza się maksymalna jego ilość tj. przy którym gaz znajduje się w termodynamicznej równowadze z ropą nosi nazwę ciśnienia nasycenia (*bubblepoint pressure*). Gdy ciśnienie nasycenia jest niższe od ciśnienia złożowego ropa będzie niedosycona gazem, a w złożu będzie istnieć tylko jedna faza ciekłej ropy.

Jeżeli ciśnienie nasycenia jest wyższe od ciśnienia złożowego to nadmiar gazu, który nie rozpuści się w ropie utworzy czapę gazową. Wartość ciśnienia nasycenia może być wyznaczona za pomocą standardowej analizy PVT w laboratorium dla określonych warunków złożowych lub można go wyznaczyć za pomocą nomogramów przedstawionych poniżej.

Równanie określające wielkość zasobów węglowodorów można podzielić na dwa stałe człony, z których pierwszy określa objętość przestrzeni porowo-szczelinowej zajętej przez węglowodory: $V_w = F \cdot h_{ef} \cdot \Phi_{ef} \cdot (1 - S_w)$ w **m³**, a drugi określany jako **B_r** lub **B_g** jest współczynnikiem objętościowym, odpowiednio dla ropy naftowej i gazu ziemnego, uwzględniający warunki termobaryczne płynów w złożu.

Wprowadzenie do pierwszego członu równania gęstości ropy w warunkach powierzchniowych - ρ_{rp} umożliwia określenie wielkości zasobów geologicznych ropy naftowej w tonach.

Przy obliczaniu zasobów złóż ropy naftowej charakteryzujących się warunkami produkowania w postaci gazu rozpuszczonego w ropie, czyli przy ciśnieniu złożowym większym od ciśnienia nasycenia (*solution gas drive*) oraz czapy gazowej (*gas cap expansion*), kluczowym zagadnieniem jest prawidłowe określenie współczynnika objętościowego dla ropy – **B_r** .

Ze względu na podane niżej empiryczne nomogramy do wyznaczania współczynnika objętościowego **B_r** (*oil FVF – formation volume factor*), opracowane w jednostkach niemetrycznych , podaje się dokładne formuły przeliczenia jednostek wg SI Metric System of Units and SPE Metric Standard (Bradley H.B.):

$$\begin{aligned} & \text{°API } 141,5 / (131,5 + \text{°API}) = \text{g} \cdot \text{cm}^{-3} \\ & \text{atm} \times 1,013\ 250 \quad \text{E}+05 = \text{Pa} \\ & \text{bar} \times 1,0 \quad \text{E}+05 = \text{Pa} \\ & \text{ft} \times 3,048 \quad \text{E}-01 = \text{m} \\ & \text{ft}^3 \times 2,831\ 685 \quad \text{E}-02 = \text{m}^3 \\ & \text{° F } (\text{°F} - 32) / 1,8 \quad = \text{°C} \\ & \text{° F } (\text{°F} + 459,67) / 1,8 \quad = \text{K} \\ & \text{psi} \times 6,894\ 757 \quad \text{E}+00 = \text{kPa} \\ & 1 \text{ bbl} \times 1,589\ 873 \quad \text{E}-01 = \text{m}^3 \end{aligned}$$

A. Obliczanie zasobów geologicznych złóż ropy naftowej z rozpuszczonym gazem ziemnym w warunkach ciśnienia złożowego większego od ciśnienia nasycenia.

Równanie metody objętościowej w rozszerzonej wersji ma w tym przypadku postać:

$$Q_{gr} = F \cdot h_{ef} \cdot \Phi \cdot (1 - S_w) \cdot \rho_{rp} / B_r \quad [t],$$

gdzie:

Q_{gr} – zasoby geologiczne ropy naftowej [t];

$V_r = F \cdot h_{ef} \cdot \Phi \cdot (1 - S_w)$ – objętość ropy naftowej w złożu [m^3];

ρ_{rp} – gęstość ropy w warunkach powierzchniowych [$g \cdot cm^{-3}$];

B_r – współczynnik objętościowy ropy (współczynnik skurczu ropy).

Współczynnik objętościowy ropy B_r , jako wartość bezwymiarowa, oznacza stosunek objętości 1 m^3 lub 1 baryłki ropy (*STB – stock tank oil barrel*) wraz z rozpuszczonym w niej gazem w warunkach złożowych (danego ciśnienia i temperatury) do tej samej objętości, ale w warunkach powierzchniowych (standardowych). Wielkość tego współczynnika zależy od składu ropy i gazu, lecz praktycznie określa się go poprzez wartość wykładnika gazowego – $WG [m^3/m^3]$ lub [m^3/t], czyli ilości rozpuszczonego gazu w 1 m^3 lub 1 tonie ropy.

Wielkość B_r uzyskuje się zazwyczaj wykonując standardową analizę PVT w laboratorium dla określonych warunków złożowych lub posługując się empirycznym nomogramem opracowanym przez M.B.Standinga.

W przypadku tym wielkość współczynnika objętościowego B_r jest funkcją wiążącą parametry WG , γ_r , γ_g i T w postaci zależności:

$$B_r = 0,972 + 0,000147 \cdot F^{1,175},$$

gdzie $F = WG \cdot (\gamma_g / \gamma_{rp})^{0,5} + 1,25 T$

WG – wykładnik gazowy – (*solution gas – oil ratio*) w CFB;

γ_g – ciężar właściwy gazu w stosunku do powietrza, bezwymiarowy;

γ_{rp} – ciężar ropy w °API w warunkach powierzchniowych (*tank oil gravity*);

T – temperatura złożowa w °F.

Prezentowany na fig.1 nomogram jest graficznym rozwiązaniem powyższego równania.

Korzystanie z niego wymaga przeliczenia wartości pomierzonych w jednostkach metrycznych na jednostki niemetryczne stosowane w nomogramie. Sposób korzystania pokazują strzałki w następującej kolejności: WG (gas/oil ratio w CFB) $\rightarrow \gamma_g$ (gas gravity/air) $\rightarrow \gamma_r$ (tank oil gravity ° API) \rightarrow temperature [°F] $\rightarrow B_r$.

Przeliczenie na jednostki metryczne:

$1\text{CFB (ft}^3/\text{bbl)} = 0,178 \text{ m}^3/\text{m}^3$ czyli $1 \text{ m}^3/\text{m}^3 = 5,618 \text{ CFB}$ – wykładnik gazowy

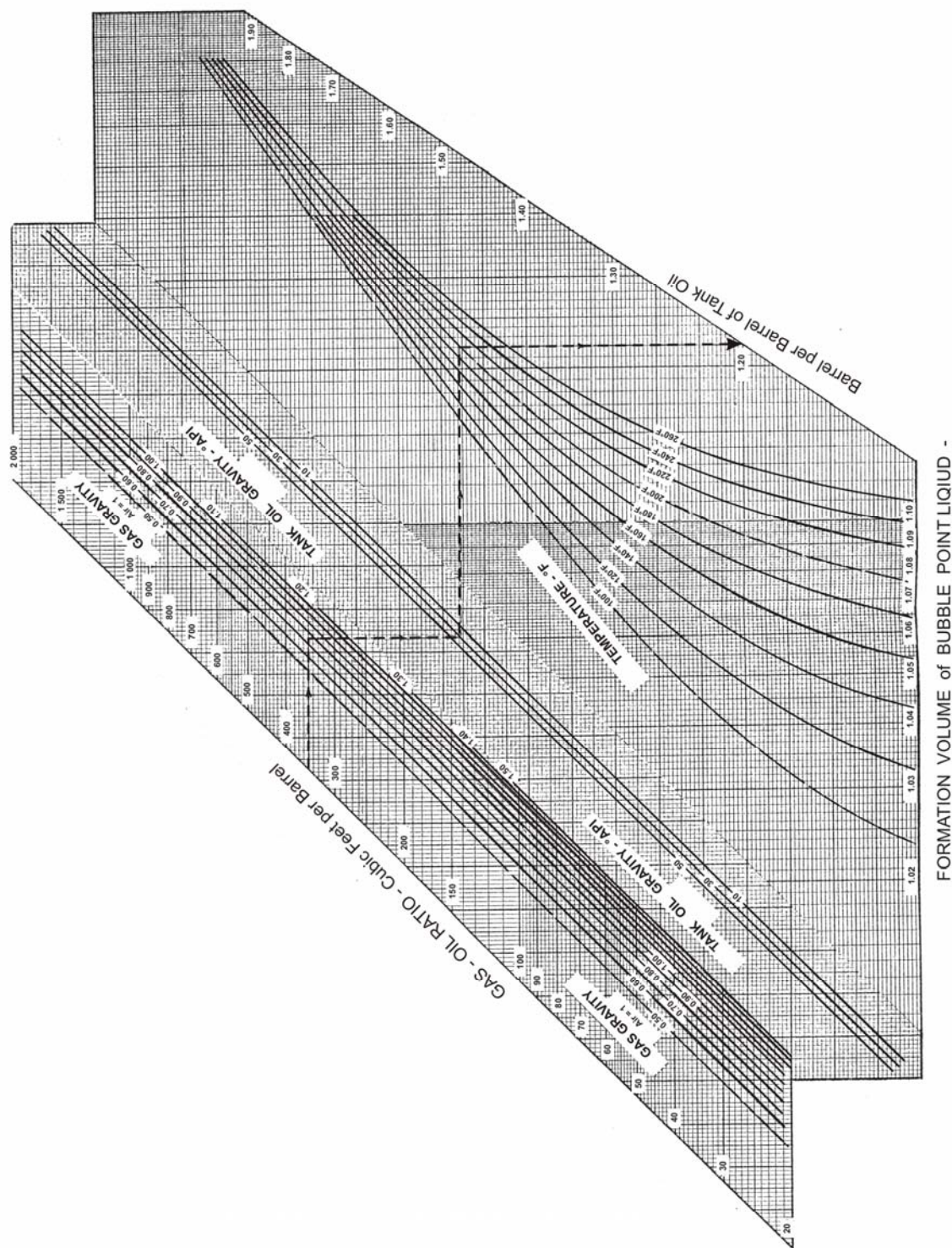
$^\circ \text{API} = (141,5 / \gamma_r) - 131,5$ czyli $\rho_r [g \cdot cm^3] = 141,5 / (131,5 + ^\circ \text{API})$ – wielkość zbliżona

$^\circ \text{C} = (^\circ \text{F} - 32) / 1,8$ czyli $^\circ \text{F} = 1,8 \cdot ^\circ \text{C} + 32$ - temperatura

Przykład:

Parametr	Jednostki metryczne	Jednostki niemetryczne wg nomogramu
Wykładnik gazowy WG	$267 \text{ m}^3 / \text{m}^3$	1500 CFB
Gęstość ropy - ρ_{rp}	$0.835 \text{ g} \cdot \text{cm}^3$	38° API
Temperatura	89°C	192,2° F

Podana metodyka wyznaczania współczynnika objętościowego B_r jest rekomendowana do stosowania przy sporządzaniu dokumentacji geologiczno – złożowych, w ich częściach dotyczących obliczenia zasobów metodą objętościową.



FORMATION VOLUME of BUBBLE POINT LIQUID -

Fig.1 Nomogram do wyznaczenia współczynnika objętościowego ropy Br-(oil FVF) w warunkach nasycenia (wg Standing M.B.)

Na podstawie obliczonych zasobów geologicznych ropy naftowej określa się ilość gazu ziemnego zawartego w ropie mnożąc ich wielkość przez wartość wykładnika gazowego:

$$Q_{gg} = Q_{gr} \cdot WG \text{ [m}^3\text{]}$$

gdzie: Q_{gg} – zasoby geologiczne gazu ziemnego [m³];

Q_{gr} – zasoby geologiczne ropy naftowej [t];

WG – wykładnik gazowy [m³/t].

B. Obliczanie zasobów geologicznych złóż ropy naftowej z czapą gazową.

Obliczenie zasobów złóż tego typu wykonuje się stosując formułę metody objętościowej, osobno dla czapy gazowej i osobno dla części ropnej. Ilość gazu w czapie gazowej wylicza się identycznie jak zasoby złóż gazowych (pkt. C), przy czym za dolną granicę czapy gazowej przyjmuje się uśrednioną głębokość powierzchni konturu gaz – ropa.

Wielkość zasobów części ropnej złoża określa się stosując formułę metody objętościowej jak w pkt. A, ale wartość parametru B_r musi być określona z wykorzystaniem nomogramu prezentowanego na fig.2, w którym dodatkowo uwzględniono ciśnienie złożowe.

Sposób korzystania z nomogramu pokazują strzałki w następującej kolejności:

WG (gas/oil ratio w CFB) → γ_g (gas gravity/air) → tank oil gravity [° API] → temperature [°F] → pressure [lbf/in² – psi] → B_r

Przeliczenia na jednostki metryczne:

$1 \text{ CFB} = 0,178 \text{ m}^3/\text{m}^3$ czyli $1 \text{ m}^3/\text{m}^3 = 5,618 \text{ CFB}$ – wykładnik gazowy

$^\circ \text{ API} = (141,5 / \gamma_r) - 131,5$ czyli $\rho_r [\text{g}\cdot\text{cm}^3] = 141,5 / (131,5 + ^\circ \text{API})$ – wielkość zbliżona

$^\circ \text{ C} = (^\circ \text{F} - 32) / 1,8$ czyli $^\circ \text{F} = 1,8 \cdot ^\circ \text{C} + 32$

$1 \text{ psi (lbf/in}^2\text{)} = 6.894 \text{ 757} \cdot 10^{-3} \text{ MPa}$ czyli $1 \text{ MPa} = 1,450 \text{ 377} \cdot 10^2 \text{ psia (lbf/in}^2\text{)}$

Przykład:

Parametr	Jednostki metryczne	Jednostki niemetryczne wg nomogramu
Wykładnik gazowy WG	534 m ³ / m ³	3000 CFB
Gęstość ropy - ρ_{rp}	0.857 g·cm ³	33,6 ° API
Temperatura	112° C	233,6° F
Ciśnienie	27,0 MPa	3916 psia

Należy podkreślić, że podawane czasem w literaturze uproszczone sposoby określania współczynnika objętościowego ropy B_r oparte na prostej jego zależności od WG lub jako stosunek ciężaru właściwego ropy na powierzchni i w złożu są sposobami dalece uproszczonymi. Ich stosowanie w obliczeniach wielkości zasobów geologicznych ropy naftowej w dokumentacjach geologiczno – złożowych jest niedopuszczalne, gdyż obciąża wyniki obliczeń błędem systematycznym.

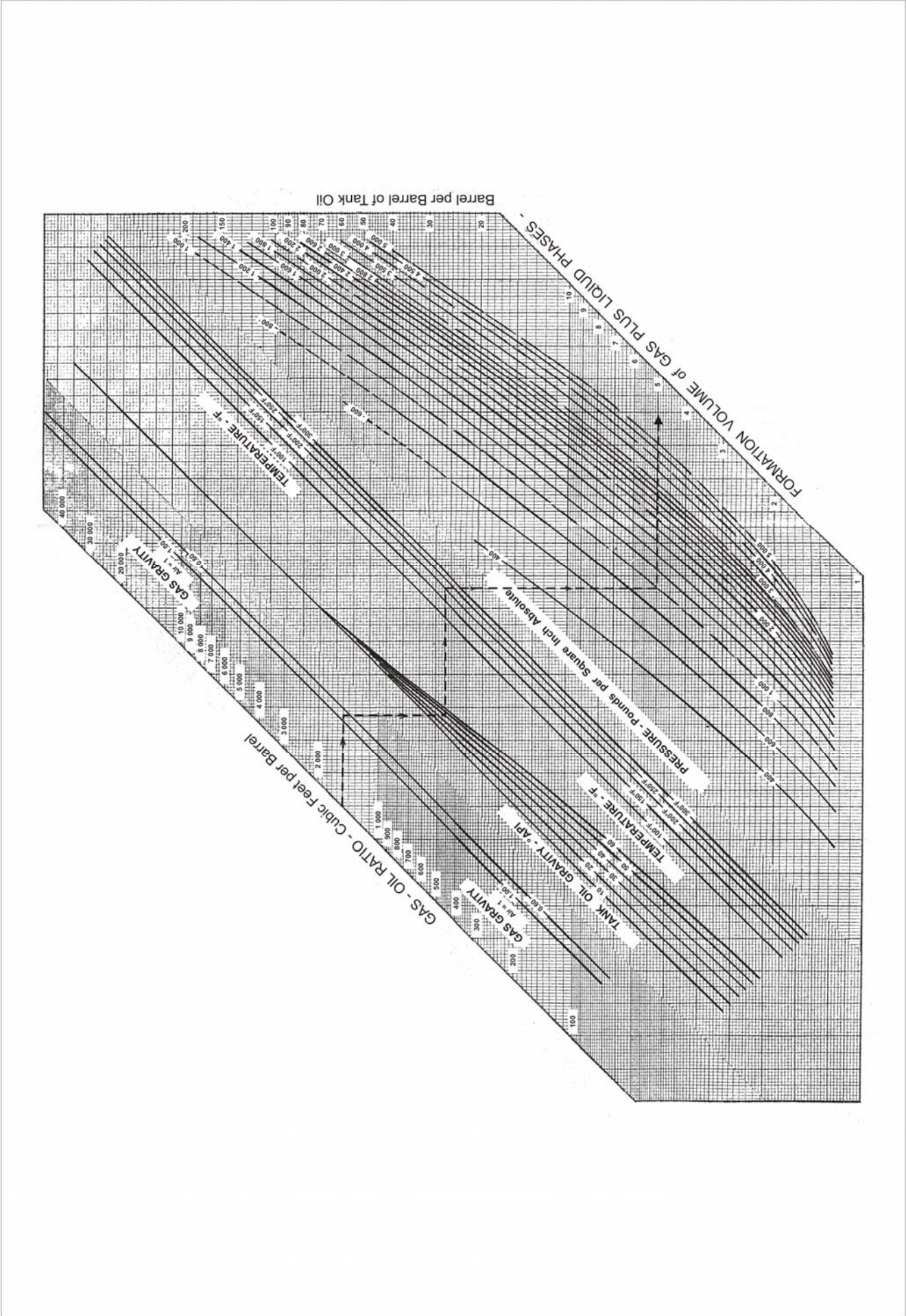


Fig.2 Nomogram do wyznaczenia współczynnika objętościowego ropy Br-(oil FVF) dla ziół ropno-gazowych z czapą gazową (wg Standing M.B.)

C. Obliczanie zasobów geologicznych złóż gazu ziemnego (bez kondensatu).

Równanie metody objętościowej do obliczania zasobów geologicznych gazu ziemnego ma postać:

$$Q_{gg} = F \cdot h_{ef} \cdot \Phi \cdot (1 - S_w) / B_g \text{ [m}^3\text{]},$$

gdzie: Q_{gg} – zasoby geologiczne gazu ziemnego [m³];

$F \cdot h_{ef} \cdot \Phi \cdot (1 - S_w) = V_g$ – objętość gazu ziemnego zawartego w przestrzeni porowo-szczelinowej poziomu zbiornikowego [m³].

B_g – współczynnik objętościowy gazu, bezwymiarowy.

Wielkość współczynnika objętościowego dla danego złoża gazu określa następujące równanie:

$$B_g = z \cdot T_{zł} \cdot P_o / T_o \cdot P_{zł} ,$$

gdzie: P_o – ciśnienie standardowe = 1 atm = 101 kPa = 0,101 325 MPA = 960 mm Hg

T_o – temperatura standardowa [K], czyli 15°C = **288 K** (w Polsce stosuje się nieprawidłowo 0°C = 273,15 K);

$T_{zł}$ – temperatura złożowa [K];

z – współczynnik odchyłki gazu rzeczywistego od gazu doskonałego (współczynnik ściśliwości gazu o uśrednionym składzie chemicznym danego złoża dla $T_{zł}$ i $P_{zł}$);

$P_{zł}$ – ciśnienie złożowe w jednostkach takich jak dla P_o .

Wielkość współczynnika ściśliwości gazu ziemnego z zależy od jego składu chemicznego oraz warunków ciśnienia i temperatury złożowej. Wyznacza się go za pomocą formuły addytywnej, uwzględniającej zawartość poszczególnych składników węglowodorowych oraz ewentualnie azotu, siarkowodoru i dwutlenku węgla. Do tego celu wykorzystać można odpowiednie nomogramy lub procedury komputerowe.

Literatura wykorzystana:

1. Bradley H.B. editor - Petroleum Engineering Handbook – SPE, Richardson, 1992.
2. Selley R.C. – Elements of Petroleum Geology – Academic Press, N.York –1985.
3. Standing M.B. – Volumetric and phase behavior of oil field hydrocarbon systems. N.York-1952.
4. Biedrzycki W., Słupczyński K.– Metodyka reinterpretacji wyników pomiarów hydrodynamicznych w złożach gazu ziemnego. Gosp. Sur. Min.– PAN, Kraków 1992.