

1011 GIAC

GIAC
1011
1965

CALCOLO DELLE RISERVE DI GAS IN GIACIMENTO

METODO VOLUMETRICO

Il calcolo delle riserve di gas in giacimento col metodo volumetrico si applica generalmente per giacimenti appena scoperti (a volte dopo il solo pozzo n. 1) o quando il giacimento stesso è appena entrato in regime di produzione. In questa fase non si conosce ancora l'andamento della curva di declino delle pressioni, elemento base per il calcolo delle riserve col metodo di "material balance".

I dati necessari per l'applicazione del metodo volumetrico comprendono quelli della roccia serbatoio (volume, porosità e saturazione in acqua) e quelli termodinamici del gas (pressione, temperatura e fattore di comprimibilità a condizioni di giacimento).

Per il calcolo volumetrico del gas in giacimento può essere applicata una delle seguenti formule che si equivalgono in pratica.

Formula n. 1

$$G = \frac{V \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}{B_g}$$

dove

G = riserve di gas in giacimento espresse in mc. di gas a condizioni standard (0°C e 760 mm Hg)

V = volume della roccia serbatoio

ϕ = porosità media della roccia serbatoio

S_w = saturazione in acqua

B_g = fattore volume del gas

Il fattore volume del gas (B_g) rappresenta fisicamente il volume occupato, a pressione e temperatura di giacimento, da 1 mc di gas misurato in superficie, in condizioni standard (1 atm e 0°C).

Esso è dato dalla formula:

$$B_g = \frac{1.033}{P_g} \cdot \frac{T_g}{273} \cdot Z_g \quad (\text{mc/mc})$$

dove

T_g = Temperatura di giacimento ($^{\circ}$ K)

P_g = Pressione di giacimento (Kg/cmq abs)

$Z_g = Z_g(P_g, T_g)$ - fattore di comprimibilità del gas

Adoperando il reciproco di B_g la formula n. 1 potrà essere così espressa:

$$G = V \cdot \phi \cdot (1 - S_w) \cdot \frac{1}{B_g}$$

Formula n. 2

$$G = V \cdot \phi \cdot (1 - S_w) \cdot \frac{P_g}{1.033} \cdot \frac{273}{T_g} \cdot \frac{1}{Z_g}$$

dove

G = Riserve di gas in giacimento espresso in mc di gas a 0°C
(273° K) e 760 mm Hg (1.033 Kg/cmq)

V = Volume della roccia serbatoio in mc

ϕ = Porosità media della roccia serbatoio

S_w = Saturazione in acqua

P_g = Pressione di giacimento in Kg/cmq

T_g = Temperatura di giacimento $^{\circ}\text{K}$ (gradi Kelvin).

Z_g = Fattore di comprimibilità del gas a condizioni di giacimento

Esempio di calcolo

Siano dati:

$V = \text{mc } 184.340.000$

$\phi = 24\%$

$S_w = 20\%$

$P_g = 159 \text{ Kg/cmq}$

$T_g = 48^{\circ} \text{ C} = 321^{\circ}\text{K}$

$Z_g = 0,870$

quindi:

$$G = mc \ 184.340.000 \times 0,24 \times 0,80 \times \frac{159}{1.033} \times \frac{273}{321} \times \frac{1}{0,870}$$

$$G = mc \ 5.325.414.000$$

Il gas recuperabile effettivo del giacimento, come è noto, rappresenta una percentuale, più o meno grande, del gas originariamente in giacimento (G).

Tale percentuali dipende dal meccanismo di spinta che agisce sul gas (giacimenti a spinta d'acqua o a regime volumetrico) e dalla pressione di abbandono del giacimento.

Supponendo di avere un giacimento la cui spinta sia dovuta alla semplice espansione del gas e la cui pressione di abbandono (dettata da criteri economici) sia di 20 Kg/cmq avremo che:

$$159 \text{ Kg/cmq: } G = (159 - 20 \text{ Kg/cmq}): G_p$$

dove G_p = gas recuperabile dal giacimento fino alla pressione di 20 Kg/cmq.

quindi

$$G_p = mc \ 5.325.414.000 \times \frac{159 - 20}{159}$$

$$G_p = mc \ 4.655.000.000$$

CALCOLO DELLE RISERVE DI OLIO IN GIACIMENTO

METODO VOLUMETRICO

La formula generale per il calcolo dell'olio in giacimento espresso in mc a condizioni standard è la seguente:

$$G_o = \frac{V \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}{B_o}$$

dove

G_o = riserve di olio in giacimento espresse in mc a condizioni standard

V = volume della roccia serbatoio in mc.

ϕ = porosità

S_w = saturazione in acqua

B_o = "Formation volume Factor" (mc/mc) ($\sim 1,1 - 1,2$)

Il "Formation Volume Factor" dell'olio rappresenta il volume di olio di giacimento (in mc) che, fatto espandere a pressione e temperatura di separatore, dà origine a 1 mc di olio di stoccaggio.