

毛管压力曲线在确定砂岩气藏气水界面中的应用

何云峰, 张 艾

(中国石化 西北油田分公司 雅克拉采气厂, 新疆 库车 842017)

摘要: 由于位于大涝坝2号构造苏维依组上气层边部的S45井未钻遇气水界面, 在储量计算中取该井上气层砂层底界为气水界面, 导致气水界面取值存在较大误差, 严重影响了储量的真实性。根据毛管压力原理, 采用逆向思维, 根据含气饱和度计算含气高度, 确定气藏的气水界面。应用该方法计算的大涝坝2号构造苏维依组下气层气水界面位置与实际情况较为吻合, 用此方法计算了苏维依组上气层的气水界面, 并据此计算了上气层储量。

关键词: 毛管压力; 气水界面; 储量计算

中图分类号: TE343

文献标识码: A

Capillary pressure curves to determine gas-water contact in sandstone reservoirs

He Yunfeng, Zhang Ai

(Yakela Gas Production Plant, SINOPEC Northwest Company, Kuqa, Xinjiang 842017, China)

Abstract: In the drilling of well S45, which is on the edge of the Upper Suweiyi Formation in Dalaoba-2 structure, we did not find the gas-water contact, and took the sand bottom boundary of this well as gas-water contact in reserve calculation, which led to a big error and seriously affected the authenticity of reserves. This paper, based on the principle of capillary pressure, used reverse-thinking, and calculated the height of gas by gas saturation, and then determined the gas-water contact for gas reservoir. Using this method, we calculated the gas-water contact for the Lower Suweiyi Formation of Dalaoba-2 Structure, and it was nearly the same as the actual gas-water contact. We also calculated the gas-water contact for the Upper Suweiyi Formation, and then predicted reserve.

Key words: capillary pressure; gas-water contact; reserve calculation

含气面积在储量计算中具有非常重要的意义, 气水边界线是含气面积的常见边界线之一, 它是气藏在纵向上产气层段与水层接触面的水平面上的投影。准确确定气水界面是正确划分气水边界线的基础。在实际生产中主要有以下几种确定气水界面的方法: ①利用试油资料确定气水界面; ②利用测井资料和岩心分析资料, 通过综合分析测井和岩心分析中获得的各个深度点的孔隙度、渗透率、水饱和度等资料估算出气水界面位置; ③利用相渗曲线^[1]确定流体界面的位置; ④利用试井所测的静压和压力梯度来确定气藏气水界面^[2]; ⑤利用气藏的第一口产油气井和外边水井的地层原始压力测试资料及地层条件下气、水密度资料预测气藏气水界面; ⑥应用动态资料对气水边界进行确定。本文根据毛管压力原理, 采用逆向思维, 根据含气饱和度计算含气高度, 确定气藏的气水界面。

1 大涝坝凝析气藏概况

大涝坝凝析气田位于库车坳陷与沙雅隆起雅克拉断凸的交界处, 受亚南断裂控制, 属于典型的断背斜构造(图1)、孔隙型砂岩、层状边水凝析气藏(图2)。主要含油气层位为古近系苏维依组上、下气层。沉积相为浅湖亚相的近岸砂坝、远岸

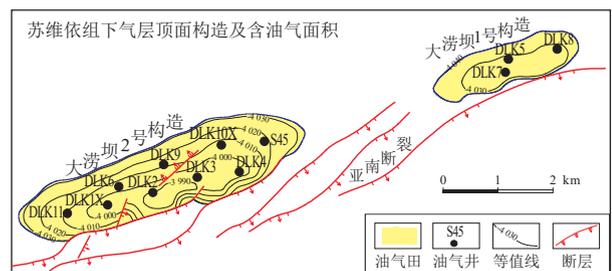


图1 大涝坝凝析气田构造位置

Fig.1 Tectonic location of Dalaoba condensate gas reservoir

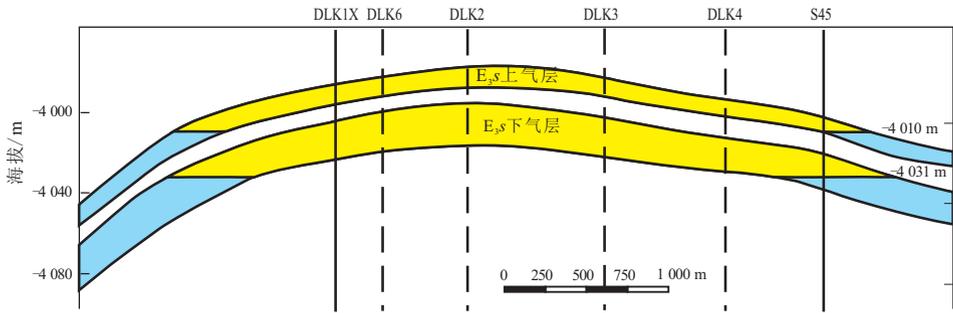


图 2 过 DLK1X-DLK6-DLK2-DLK3-DLK4-S45 井气藏剖面

Fig.2 Gas reservoir profile crossing wells DLK1X-DLK6-DLK2-DLK3-DLK4-S45

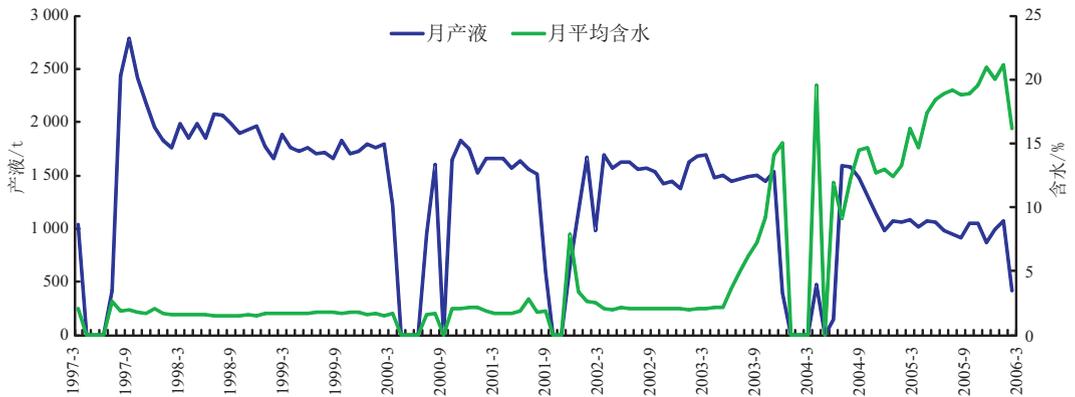


图 3 S45 井月度产液-含水曲线

Fig.3 Monthly fluid production and water cut curves in well S45

砂坝和浅湖泥微相。岩石粒度较细,以粉-细粒砂岩为主。岩石类型主要为长石英砂岩和岩屑长石英砂岩,磨圆度为次圆-次棱角状,分选中等,颗粒支撑,孔隙式或接触-孔隙胶结。其中上气层的平均孔隙度为 15.68%,平均渗透率为 $59.74 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,地层水密度为 $1.166 \text{g}/\text{cm}^3$ 。下气层平均孔隙度为 17.36%,平均渗透率为 $49.70 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,地层水密度为 $1.175 \text{g}/\text{cm}^3$ 。

由于 S45 井未钻遇气水界面,储量计算时使用 S45 井上气层砂层底界 4 982 m (海拔-4 010 m) 为上气层的气水界面,根据该井测井数据确定下气层气水界面为-4 031 m,但是在开发中存在以下矛盾:(1)苏维依组上气层采用衰竭式开发方式,方案预测 2020 年末,天然气采出程度为 53.05%,凝析油采出程度为 27.03%。截止 2010 年 5 月,在仅有 2 口井(S45、DLK6)进行试采和生产的条件下,天然气采出程度达 31.85%,凝析油采出程度达 27.59%,与方案预测存在矛盾。(2)位于构造边部的 S45 井于 1997 年 3 月开始试采苏维依上气层,截止 2003 年 12 月前,含水均在 5% 以下,无水采油气期为 1996 d (图 3),按照气水界面-4 010 m 计算,其避水高度为 0.7 m,与实际生产情况不符。因此储量计算中采用 S45 井上气层砂底为上气层的

气水界面,导致气水界面取值偏高,储量计算偏小。

2 毛管压力确定气水界面的原理

根据毛管压力求取含气饱和度的原理,采用逆向思维,即利用含气饱和度,反推含气高度,根据取心位置即可求出岩心所在气藏的自由水面高度,即气水界面深度^[3]。

根据相关文献^[1],在生产中常使用公式(1)确定气水界面:

$$H = \frac{100\sigma_R(P_c)_L}{(\rho_w - \rho_g)\sigma_L \cos\theta_L} \quad (1)$$

式中: H 为气藏含气高度,m; $(P_c)_L$ 为实验室条件下毛管力,MPa; σ_L 为实验室条件下的两相流体的表面张力,mN/m; θ_L 为实验室条件下的两相流体的接触角; σ_R 为气藏条件下的气水界面张力,mN/m; ρ_w 、 ρ_g 为地层条件下地层水和凝析气的密度, g/cm^3 。

由于 $(P_c)_L = F(S_w)$,当含气饱和度取岩心对应含气饱和度时,计算的含气高度即为岩心所在位置的含气高度,根据取心位置即可求出相应自由水面,即气水界面。

3 地层条件下凝析气密度计算

地层条件下凝析气密度计算主要是求取 1 摩

尔凝析气在地层条件下的体积,在生产中常使用公式(2)确定地层条件下天然气的体积:

$$V_{地} = \frac{P_{地} T_{标}}{Z P_{标} T_{地}} \quad (2)$$

式中: $V_{地}$ 为地层条件下天然气的体积, m^3 ; $P_{地}$ 为气藏原始地层压力,MPa; $T_{地}$ 为气藏原始地层温度,K; Z 为气藏原始地层条件下的压缩因子; $P_{标}$ 为标准状况下的压力,MPa; $T_{标}$ 为标准状况下的温度,K。

大涝坝凝析气田苏维依组上气层原始地层压力为 55.55 MPa,原始地层温度为 410 K,压缩因子为 1.288; 苏维依下气层原始地层压力为 56.93 MPa,原始地层温度为 416 K,压缩因子为 1.386。

根据公式(2),计算得出苏维依组上气层 1 摩尔凝析气在地层条件下的体积为 72.6 cm^3 ; 苏维依组下气层 1 摩尔凝析气在地层条件下的体积为 77.4 cm^3 。根据 S45 井、DLK6 井苏维依上气层和下气层 PVT 资料中的井流物组成(表 1),可得出 1 摩尔凝析气的质量。通过计算,苏维依组上气层 1 摩尔凝析气的质量为 27.5 g,在地层条件下的密度为 0.379 g/cm^3 ; 苏维依组下气层 1 摩尔凝析气的质量为 31 g,在地层条件下的密度为 0.401 g/cm^3 。

4 应用实例

DLK3 井进行了取心并做了压汞实验,上气层实验岩心的孔隙度为 17.07%,渗透率为 31.86 $\times 10^{-3} \mu m^2$,含气饱和度为 70%; 下气层实验岩心的孔隙度为 17.83%,渗透率为 48.77 $\times 10^{-3} \mu m^2$,含气

饱和度为 70%,实验岩心资料基本能够代表上、下气层的地质状况。

4.1 苏维依组下气层

首先将 DLK3 井的实验室毛管压力数据转换为气藏毛管压力数据,其中气藏条件下的气水界面张力^[4] σ_R 与实验室条件下的水银-空气系统的界面张力 σ_L 采用理论值 34 mN/m、480 mN/m; 水银-空气系统的接触角 θ_L 采用 140°。根据所得数据作出平均毛管压力曲线图(图 4),然后根据式(1),将气藏条件下的毛管压力换算为气柱高度,根据所得数据做出含气高度和含气饱和度曲线图(图 5)。

岩心的含气饱和度为 70%,计算对应的含气高度为 27.24 m。根据岩心深度 4 976.73 m 减去补心海拔 973.44 m,求出岩心的深度为 -4 003.29 m,再结合对应的含气高度 27.24 m,求出气水界面海拔为

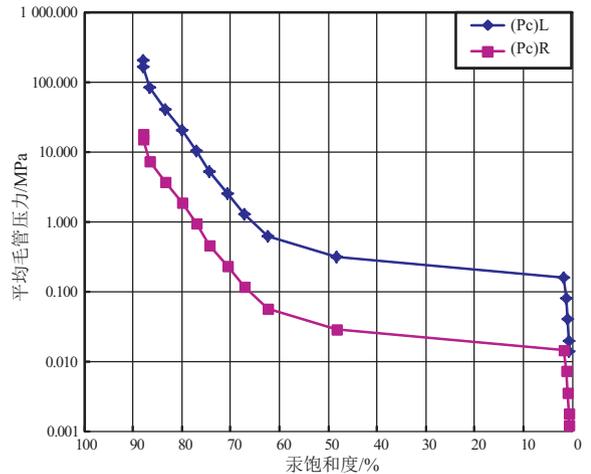


图 4 DLK3 井苏维依组下气层平均毛管压力曲线

Fig.4 Average capillary pressure curves of Lower Suweiyi Formation in well DLK3

表 1 S45、DLK6 井井流物统计

Table 1 Statistical table of flows in wells S45 and DLK6

组分	分子量	摩尔数/(mol%)	
		S45 井	DLK6 井
CO ₂	44.01	0.61	0.74
N ₂	28.013	2.65	4.27
C ₁	16.043	79.18	77.44
C ₂	30.07	7.42	6.5
C ₃	44.097	2.4	1.93
iC ₄	58.124	0.64	0.54
nC ₄	58.124	0.69	0.79
iC ₅	72.151	0.36	0.36
nC ₅	72.151	0.34	0.36
C ₆	86.178	0.55	0.59
C ₇	100.205	0.92	0.48
C ₈	114.232	0.96	0.95
C ₉	128.259	0.52	0.51
C ₁₀	142.286	0.35	0.35
C ₁₁ ⁺	232.49	2.41	4.19

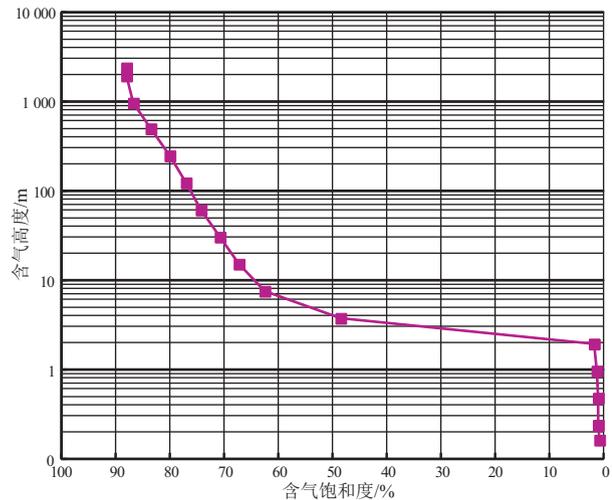


图 5 DLK3 井苏维依组下气层含气高度与含气饱和度关系

Fig.5 Relationship between gas height and gas saturation of Lower Suweiyi Formation in well DLK3

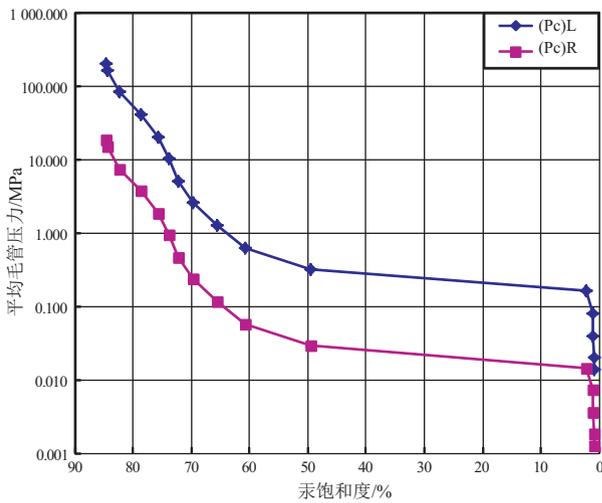


图 6 DLK3 井苏维依组上层平均毛管压力曲线

Fig.6 Average capillary pressure curves of Upper Suweiyi Formation in well DLK3

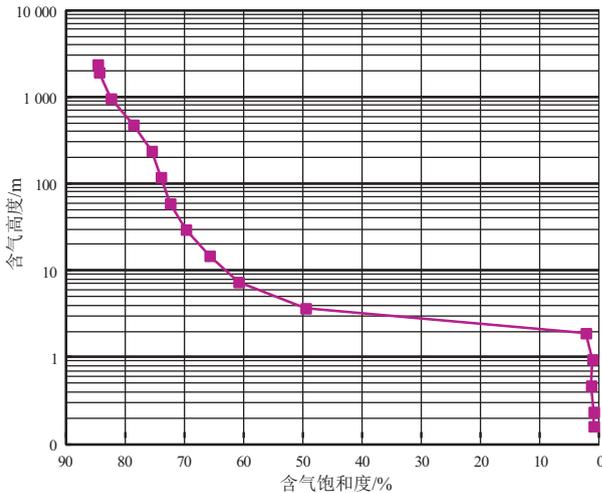


图 7 DLK3 井苏维依组上层含气高度与含气饱和度关系

Fig.7 Relationship between gas height and gas saturation of Upper Suweiyi Formation in well DLK3

-4 030.53 m, 与 S45 井测井解释的气水界面误差 0.47 m, 基本满足精度要求。

4.2 苏维依组上层

应用此方法对苏维依组上层的气水界面进行了计算(图 6,7)。岩心的含气饱和度为 70%, 计算可得对应的含气高度为 33.78 m。根据岩心深度 4 953.78 m 减去补心海拔 973.44 m, 求出岩心的深度为 -3 980.34 m, 再结合对应的含气高度 33.78 m, 求出气水界面海拔为 -4 014.12 m。利用 S45 井上层砂层底界计算的气水界面为 -4 010 m, 和毛管压力曲线计算的气水界面相差 4.12 m, 储量计算偏小。

表 2 大涝坝 2 号构造苏维依组上层储量复算对比
Table 2 Gas reserve recalculation table of the Upper Suweiyi Formation in Dalaoba-2 Structure

来源	含气面积/ km ²	凝析气/ 10 ⁸ m ³	天然气/ 10 ⁸ m ³	凝析油/ 10 ⁴ t	
开发 方案	纯气区	2.8	8.29	7.5	49.6
	过渡带	1.6	2.4	2.17	14.3
	合计	4.4	10.68	9.67	63.9
本次 复算	纯气区	3.81	11.28	10.22	67.54
	过渡带	1.54	2.31	2.09	13.85
	合计	5.35	13.59	12.31	81.39
差值	0.95	2.91	2.64	17.49	

根据毛管压力曲线计算的气水界面 -4 014.12 m, 重新计算了苏维依组上气层的含气面积(其余储量计算参数不变), 并进行了地质储量复算(表 2)。由于气水界面较开发方案低 4.12 m, 含气面积增加了 0.95 km², 凝析气地质储量增加了 2.91 × 10⁸ m³, 天然气地质储量增加了 2.64 × 10⁸ m³, 凝析油地质储量增加了 17.49 × 10⁴ t。按照复算的地质储量, 截至 2010 年 5 月, 天然气采出程度为 25.02%, 凝析油采出程度为 21.66%, 数据相对合理。

5 结论

(1) 根据毛管压力原理, 采用逆向思维, 根据含气饱和度计算含气高度, 确定气藏的气水界面。

(2) 应用该方法对大涝坝 2 号构造苏维依组下气层气水界面位置进行了计算, 较实际气水界面高 0.47 m, 与实际情况较为吻合。应用此方法计算了苏维依组上气层的气水界面, 较储量申报时的气水界面低 4.12 m, 并重新计算了上气层的地质储量, 凝析气地质储量增加了 27.29%。

(3) 使用该方法计算气水界面时, 要求岩样资料能够代表整个气藏的地质状况。

参考文献:

[1] 何更生. 油层物理[M]. 北京: 石油工业出版社, 1994: 206-207.
 [2] 伍藏原. 利用试井数据确定凝析气藏气水界面位置[J]. 油气井测试, 2004, 13(3): 16-17.
 [3] 魏兴华. 压采资料在确定油水界面中的应用[J]. 新疆石油天然气, 2005, 1(2): 29-34.
 [4] 彭彩珍. 流纹岩类储层压汞毛管压力曲线测定和应用[J]. 钻采工艺, 2005, 28(4): 51-54.

(编辑 叶德燎)