

基于气水相渗曲线的低渗气藏有效厚度下限方法研究

——以东海西湖凹陷HY区为例

潘 威,何贤科,刘志霞,鹿克峰,汪文基

(中海石油(中国)有限公司上海分公司,上海 200335)

摘要:东海盆地西湖凹陷低渗砂岩气藏规模巨大,目前已逐渐成为开发主力。由于低渗气藏具有储层致密、物性差、孔渗关系复杂、电性响应不明显的特点,利用常规统计方法研究有效厚度下限具有一定的不确定性,有必要针对低渗气藏的特点进行下限研究。以测试层、生产层产能资料为基础,依据气水两相渗流理论,提出了利用相渗曲线评价下限的方法,通过建立产气量与气层厚度、渗透率、含水饱和度、生产水气比的函数关系,综合储量起算标准、生产水气比临界值确定各个参数的下限值,建立一个多参数综合表征下限的有效厚度下限标准。结果表明,西湖凹陷HY区气层厚度主要分布在20~30 m,渗透率 $3\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 及以上气藏含气饱和度下限为50%;渗透率 $(1\sim 3)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 气藏含气饱和度下限为60%,在含气饱和度低于60%时需要采用水平井开发;对于渗透率 $1\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以下、含气饱和度低于50%的气藏,需要进行储层改造才具有开发价值。实际生产井验证表明,该方法确定的有效厚度下限合理,更能综合表征产能及其影响因素,对储量评价中有效厚度下限的确定及探井测试选层均具有较强的指导意义。

关键词:相对渗透率曲线;低渗气藏;有效厚度下限;西湖凹陷;东海

中图分类号:TE328 文献标志码:A

Study on the lower limit of effective thickness for low permeability gas reservoirs based on gas-water relative permeability curves: Taking HY area of Xihu Sag, East China Sea as an example

PAN Wei, HE Xianke, LIU Zhixia, LU Kefeng, WANG Wenji

(Shanghai Branch of CNOOC (China) Co. Ltd., Shanghai 200335, China)

Abstract: The low permeability sandstone gas reservoirs in the Xihu Sag of the East China Sea Basin are huge in scale, and have gradually become the main force of development. Since low permeability gas reservoirs are characterized by dense reservoirs, poor physical properties, complex pore-permeability relationships, and inconspicuous electrical response, there is a certain uncertainty in studying the lower limit of effective thickness using conventional statistical methods, and it is necessary to conduct lower limit studies for the characteristics of low permeability gas reservoirs. Based on the production capacity data of the DST and production layers, and according to the gas-water two-phase seepage theory, it is proposed a method of evaluating the lower limit using phase seepage curves. By establishing the function relationship between gas production and gas formation thickness, permeability, water saturation, and production water-gas ratio, the lower limit value of each parameter is determined by integrating the standard of reserve calculation and the critical value of production water-gas ratio, and an effective thickness lower limit standard is established with a multi-parameter comprehensive characterization of the lower limit. The results show that the gas thickness in the HY area of the Xihu Sag is mainly distributed in the range of 20–30 m, the lower limit of gas saturation in gas reservoirs with permeability $3\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ and above is 50%, the lower limit of gas saturation in gas reservoirs with permeability $(1\sim 3)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ is 60%, and horizontal well development is required when the saturation is lower than 60%. For gas reservoirs with permeability below $1\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ and gas saturation below 50%, reservoir modification is required for development value. The validation of the actual production wells shows that the lower limit of effective thickness determined by this method is reasonable and more comprehensive in characterizing the production capacity and its influencing factors, which is a strong guiding significance for the determination of the lower limit of effective thickness in the reserve evaluation and the selection of exploratory well testing.

Key words: relative permeability curves; low permeability gas reservoir; lower limit of effective thickness; Xihu Sag; East China Sea

收稿日期:2022-08-30;改回日期:2022-09-29。

第一作者简介:潘威(1987—),硕士,工程师,主要从事油气田开发地质和储量评价方面的生产研究工作。E-mail:panwei6@cnooc.com.cn。

基金项目:“十三五”国家科技重大专项“东海低渗-致密天然气勘探开发技术”(2016ZX05027-004)和有限公司综合科研“西湖凹陷在生产油气田中后期综合调整关键技术研究与实践”(编号:CNOOC-KJ 135 ZDXM 39 SH03)课题联合资助。

1 问题的提出

有效厚度物性下限值是指现有经济技术条件下产量能够达到储量起算标准储层的孔隙度、渗透率、饱和度等参数的下限值。目前有效厚度下限的确定方法很多,归纳起来主要有岩心分析法(基于岩心资料)和测试分析法(基于测试资料)两大类,这两大类方法都是通过岩心资料和试油成果统计分析、构建关系图来确定下限值。岩心分析法主要是根据实验室测量的岩心物性参数确定一个门槛值作为下限,确定的物性下限相对比较乐观,适用于测试资料较少的勘探阶段;测试分析法通过统计产能与物性参数的关系来确定物性下限,确定的结果相对更接近真实,适合开发阶段^[1-6]。

由于现有有效厚度确定方法来源于常规气藏,对低渗气藏的应用存在一定的不足,主要表现在以下两个方面:1)对于低渗气藏来说,由于其孔喉结构比较复杂,孔渗相关性差,孔渗关系的拐点并不明显,采用岩心分析法确定下限容易带有较强的主观性,结果存在较大不确定性。2)生产实践表明,低渗气藏的产量不仅与物性成正比,厚度、生产压差、含水饱和度对产量的影响也非常大,利用常规测试统计法统计无阻流量与渗透率之间的关系来确定渗透率下限相对片面。针对这一问题,通过利用测试层产能数据、相渗曲线、半渗透隔板毛管压力数据,深入研究了气藏产能与生产压差、物性、饱和度和气层厚度的关系,并在此基础上对有效厚度下限进行了探讨。

2 基于相渗曲线的有效厚度下限确定方法

根据达西公式,气井产量与物性、气层厚度、生产压差等有关,对于气井而言,物性越好、厚度越大、生产压差越大,产气量越高。对于物性差的气藏,如果要达到一定产气量需提高生产压差,当生产压差增大到一定程度时,气藏容易产水,一旦产水超过气井临界携液量,气井将会水淹关停^[7-9],因此在保证一定产量的同时,临界产水量之下的各个参数即气藏的有效厚度下限值。

具体做法如下:①建立产气量与厚度、生产压差、含气饱和度的关系;②结合相渗曲线、分流方程计算不同渗透率、不同饱和度下的初始水气比(产水量);③结合本地区气井生产临界水气比值建立下限图版,根据探井测试和生产井数据对建立的下限图版进行验证,并依据图版确定各个参数的下限。

2.1 产气量与厚度、有效渗透率的关系

海上石油天然气储量估算规范(DZ/T 0252-2020)规定,气井的单井稳定产量要达到储量起算标准,试气井可用试气稳定产量折算(不大于原始地层压力10%压差下)的产量替代,或用20%~35%的天然气无阻流量代替。从图1可以看出,HY-1井和HY-2井无阻流量均在 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 左右,但是相同生产压差下产气量差异较大。为了更加精细地表征气井产能,采用单位压差单位厚度下的产气量来衡量气井产能。

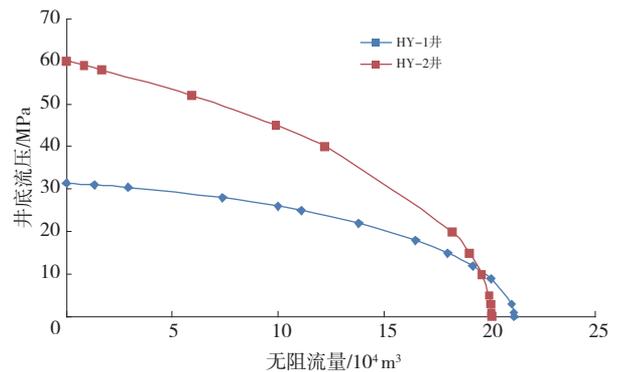


图1 HY区两口井无阻流量曲线

选取西湖凹陷HY区探井的测试资料,建立单位压差单位厚度下产气量与渗透率的关系。对测试层位的选择和数据处理原则如下:①单层测试的层位;②测试比较稳定的,能利用二项式求取产能;③产能结果统一取表皮系数校正到5时的数据。通过回归计算得到本地区单位压差单位厚度下产气量与渗透率的关系(见图2)见式(1),横坐标为气层有效渗透率,纵坐标为单位压差单位厚度下产气量,即1 m气层在1 MPa生产压差下的产气量。

$$q = 0.088K^{0.7261} \quad (1)$$

式中, q 为单位压差单位厚度下的产气量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; K 为试井解释(有效)渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

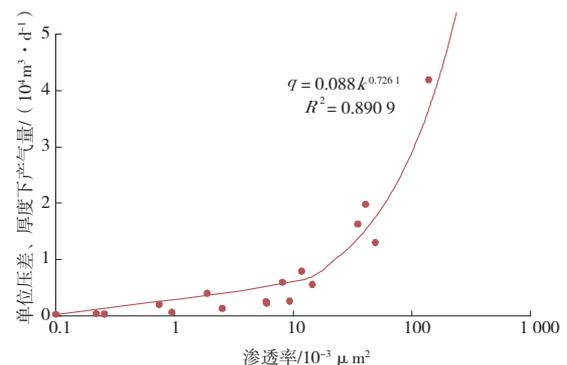


图2 单位压差单位厚度下产气量与试井解释渗透率关系

西湖凹陷HY区主要含气层分布在3 000~4 000 m,原始地层压力30~40 MPa,根据海上石油

天然气储量估算规范,天然气起算标准为 $2.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。根据式(1),如果要达到 $2.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的产气量(海上3 000~4 000 m埋深气藏产量起算标准),在3 MPa生产压差(原始地层压力10%压差)的条件下, $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的气层需要0.3 m, $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的气层需要1.8 m, $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的气层需要9.5 m, $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的气层需要50.4 m,可以看出,渗透率越低,厚度对产能影响较大,特别是低渗气藏中厚度对产量的影响很大(见图3),因此在下限标准中不应忽略厚度参数。

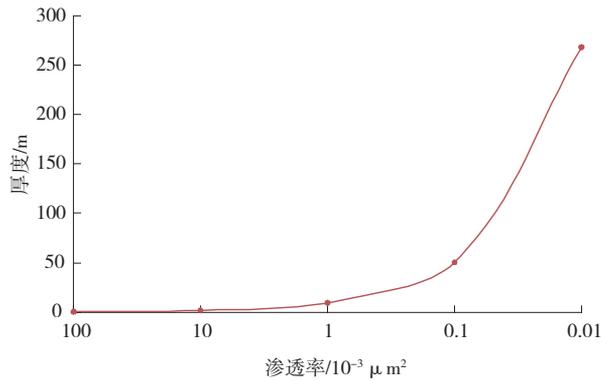


图3 不同渗透率气层达到 $2.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 所需要的厚度 (3 MPa生产压差)

2.2 有效渗透率与绝对渗透率、含水饱和度的关系

对于低渗气藏,由于产能和含气饱和度较低,为了提高产量,往往增大生产压差。生产实验表明,增大生产压差往往导致束缚水转变为可动水,随着含水饱和度的增大,气相渗透率逐渐降低,在

高于临界含水饱和度后气相渗透率会迅速减小,从而影响产气量,甚至导致水淹关井^[10-12]。相渗曲线可以表征有效渗透率与绝对渗透率、含水饱和度的关系,从而建立产气量与绝对渗透率、含水饱和度和厚度的关系^[13-15]。

2.2.1 相渗曲线的处理

气水相对渗透率曲线是表征气水两相渗透率的理论基础,不同含水饱和度下的气水两相相对渗透率可以采用幂函数计算。

$$K_{rg} = K_{rg}(S_{wi}) \times \left(\frac{1 - S_w - S_{gr}}{1 - S_{wi} - S_{gr}} \right)^m \quad (2)$$

$$K_{rw} = K_{rw}(S_{gr}) \times \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{gr}} \right)^n \quad (3)$$

式中, K_{rg} 为气相相对渗透率,f; $K_{rg}(S_{wi})$ 为束缚水下气相相对渗透率,f; S_{wi} 为束缚水饱和度,%; S_{gr} 为残余气饱和度,%; S_w 为含水饱和度,%; K_{rw} 为水相相对渗透率,f; $K_{rw}(S_{gr})$ 为残余气下水相相对渗透率,f; m 、 n 分别是气相和水相相对渗透率曲线常数。根据上式可以求取气水两相在不同饱和度下的渗透率。

以下是HY区的8条相渗曲线(见表1),通过对6个参数进行回归分析,发现 $K_{rw}(S_{gr})$ 、 $K_{rg}(S_{wi})$ 、 $1 - S_{wi} - S_{gr}$ 分别与 K 、 S_{wi} 具有较好的相关性。具体关系如下:

$$K_{rw}(S_{gr}) = 0.0308 \ln K + 0.0741 \quad (4)$$

$$K_{rg}(S_{wi}) = 7.33S_{wi}^{-0.739} \quad (5)$$

$$1 - S_{wi} - S_{gr} = 1.718 \ln K + 37.153 \quad (6)$$

表1 采用稳态法测量的气水相渗曲线参数

样品编号	$\Phi/\%$	$K/10^{-3} \mu\text{m}^2$	$S_{wi}/\%$	$S_{gr}/\%$	$K_{rg}(S_{wi})/f$	$K_{rw}(S_{gr})/f$
H-1	9.97	1.59	32.10	30.70	0.57	0.09
H-2	8.40	0.34	42.70	32.40	0.46	0.04
H-3	13.51	132.16	27.90	27.50	0.64	0.22
H-4	12.20	0.50	31.50	32.10	0.55	0.05
H-5	14.95	2.64	27.30	30.60	0.62	0.11
H-6	9.18	0.30	38.90	29.80	0.49	0.04
H-7	11.06	0.60	32.60	30.10	0.58	0.05
H-8	11.14	0.31	34.40	29.60	0.54	0.04
平均值	11.30	17.31	33.43	30.35	0.56	0.08

将式(4)、(5)、(6)带入式(2)、(3),即可建立气水两相渗透率的计算公式(式(7)、式(8))。在已知

渗透率和束缚水饱和度的情况下,即可计算任一含水饱和度下的气相和水相渗透率。

$$K_{rg} = 7.33S_{wi}^{-0.739} \times \left(\frac{1.718 \ln K + 37.153 + S_{wi} - S_w}{1.718 \ln K + 37.153} \right)^{2.86} \quad (7)$$

$$K_{rw} = (0.0308 \ln K + 0.0741) \times \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1.718 \ln K + 37.153} \right)^{2.32} \quad (8)$$

2.2.2 束缚水饱和度的确定

束缚水饱和度的获取有多种,常用的方法主要有离心、气驱水、毛管压力分析等,不同的方法测量标准不同。离心法针对不同物性采用不同的离心值(0.69, 1.38, 2.87 MPa)来确定束缚水饱和度,这三个参数是通过实验和经验总结出来的。半渗透隔板毛管压力法是最接近真实地层成藏过程的实验,本次采用半渗透率隔板资料建立束缚水饱和度。

首先根据压力-饱和度关系建立烃柱高度-饱和度关系,含水饱和度随着压力(烃柱高度)增大而逐渐减小。对于物性较好的气藏,达到一定压力(高度)后,含水饱和度几乎不再变化,该点可作为束缚水饱和度,对于物性较差的气藏,含水饱和度随压力增加不断增加,没有明显的直线段,考虑本地区主力气藏的高度为50~80 m,对应实验室条件下地层压力为0.7~0.8 MPa,选择0.7 MPa毛管压力对应的含水饱和度作为束缚水饱和度(见图4),建立束缚水饱和度与孔隙度和渗透率的关系(见图5)。

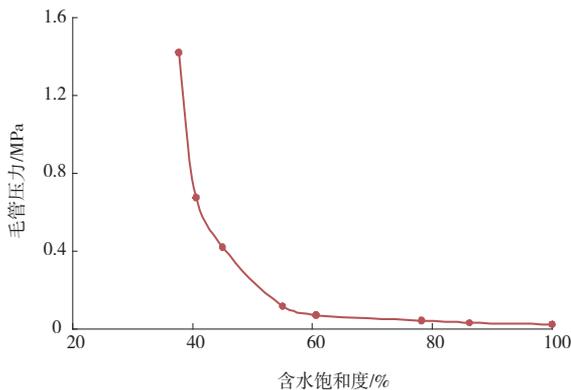


图4 半渗透隔板毛管压力资料确定束缚水饱和度
(样品 $\phi=14.6\%$, $K=9.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)

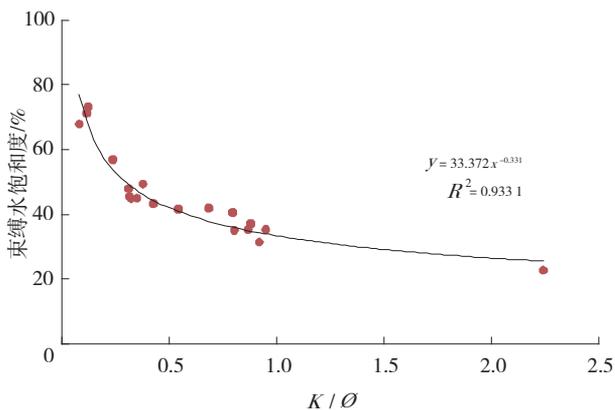


图5 束缚水饱和度与 K/ϕ 的关系式

从半渗透隔板法和相渗曲线确定的束缚水饱

度和对比看,后者明显高于前者,考虑到三个方面:①相渗实验驱替压差较高,远大于成藏浮力;②半渗透隔板是先将岩心饱和水,采用气逐步驱替水,和成藏过程相似,而相渗实验岩心中饱和流体顺序和成藏过程相反;③实验表明,采用不同驱替压差进行相渗曲线实验,曲线整体偏左移动,随着压差增大,束缚水饱和度变小,气相渗透率曲线会随之左移(见图6),但是气相、水相渗透率和束缚水饱和度、含水饱和度的相关函数关系式是基本不变的^[16-17]。故采用半渗透率隔板实验确定的束缚水来计算相对渗透率。

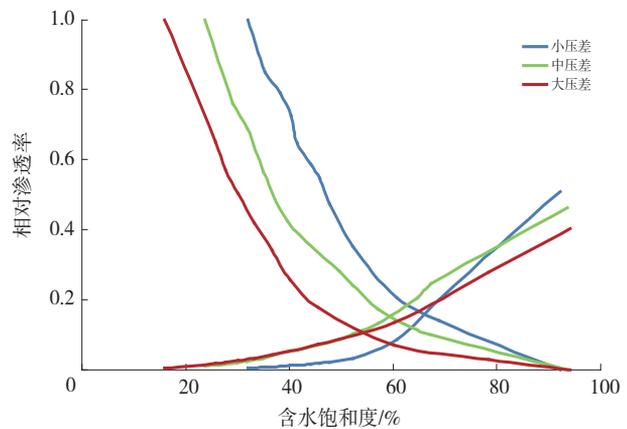


图6 不同驱替压差下的相渗曲线

2.3 水气比计算

水相分流量(产水量与总流量之比)可以根据气水两相达西公式推导,即

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{K_{rg} \mu_w}{K_{rw} \mu_g}} \quad (9)$$

式中, f_w 为水相分流量, f ; μ_w 为地层条件下水的黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; μ_g 为地层条件下气的黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。

同时,水相分流量也可以根据生产数据计算,即

$$f_w = \frac{WGR \times B_w}{WGR \times B_w + B_g} \quad (10)$$

式中, WGR 为水气比, $\text{m}^3/10^4 \text{m}^3$, B_w 为地层水体积系数, m^3/m^3 , B_g 为天然气体积系数, m^3/m^3 。

结合上式,可以计算出生产水气比与气水两相渗透率之间的关系式,即

$$WGR = \frac{\mu_g B_g K_{rw}}{\mu_w B_w K_{rg}} \quad (11)$$

因此,基于水气的相对渗透率曲线便可计算任

何含水饱和度下的初始生产水气比。其中本地区主力层原始状态下气相的黏度和体积系数分别为0.02 mPa·s和0.003 3 m³/m³,水相的黏度和体积系数分别为0.2 mPa·s和1.02 m³/m³。

3 不同物性条件下有效动用下限图版的建立与应用

基于以上方法,选取渗透率为(0.5, 1, 3, 5, 10, 50)×10⁻³ μm²分别计算本地区达到2.5×10⁴ m³/d产气量下的含气饱和度、气层厚度和水气比,建立多参数评价图版。

如图7所示,下横轴为气层厚度,上横轴为渗透率,纵轴为含气饱和度,蓝色虚线为初始水气比为1的分界线,分界线以下为达到2.5×10⁴ m³/d产气量的有效厚度下限的参数标准,可以看出,渗透率越大,对气层厚度和含气饱和度的要求越低,反之亦然。对于渗透率为10×10⁻³ μm²的气层,在水气比小于1m³/10⁴ m³的条件下,气饱为60%时,需要厚度达到3 m,气饱为50%时,需要厚度达到10 m;对于渗透率为5×10⁻³ μm²的气层,在水气比小于1 m³/10⁴ m³的条件下,气饱为60%时,需要厚度达到10 m,气饱为50%时,需要厚度达到20 m;对于渗透率为1×10⁻³ μm²的气层,在水气比小于1 m³/10⁴ m³的条件

下,气饱为60%时,需要厚度达到25 m,气饱为50%时,需要厚度达到50 m。

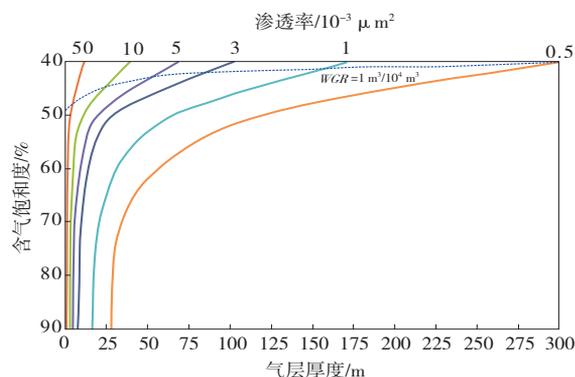


图7 饱和度-渗透率-厚度-水气比下限图版

由于HY区主力气层厚度为20~30 m,总体来讲,3×10⁻³ μm²及以上气藏含气饱和度下限为50%,(1~3)×10⁻³ μm²气藏气饱下限为60%,在饱和度低于60%时需要采用水平井开发。对于1×10⁻³ μm²以下、含气饱和度低于50%的气藏,需要采用水平井开发或储层改造才具有开发价值。

图8是本地区A气田的C1气藏,气层厚度20 m,渗透率(4~6)×10⁻³ μm²,测井解释含气饱和度60%,符合5×10⁻³ μm²气层(厚度20 m,气饱50%即可,或者气饱60%,厚度5 m即可)的标准。探井在该层进行了三开三关的DST测试,日产气17.7×10⁴ m³,日产油7.2 m³,达到储量起算标准。

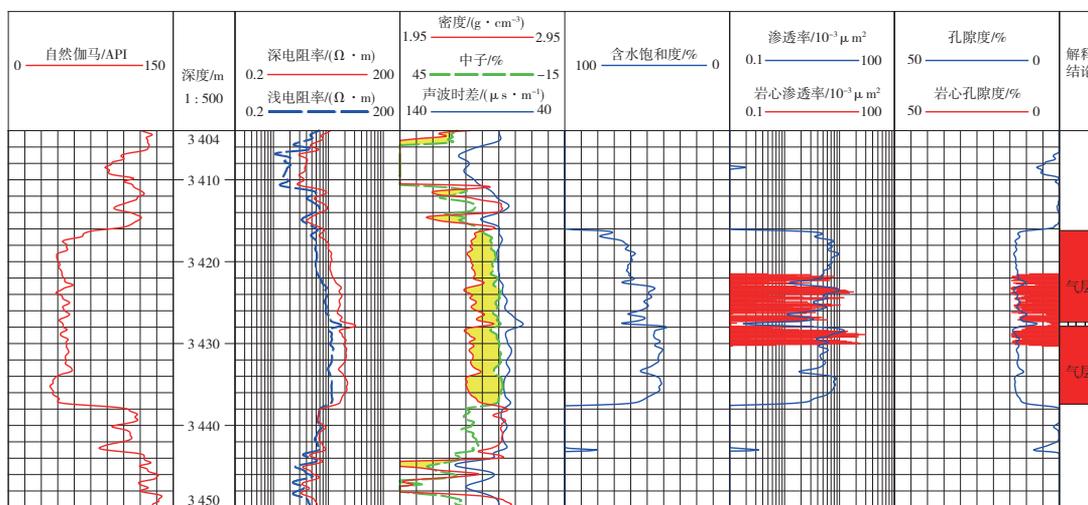


图8 A气田C1气层测井解释

图9是本地区B气田的C2气藏,气层渗透率(5~10)×10⁻³ μm²,气层厚度17.5 m,含气饱和度40%。根据下限图版,该层17.5 m厚度下,含气饱和度需要达到48%产气量才能达到储量起算标准。

对上部两个气层射孔进行DST测试,在10%压降下,日产气11.2×10⁴ m³,日产水1.2 m³,随着压降增加,产气量和产水量同时增加,该层是一个典型的界限层。

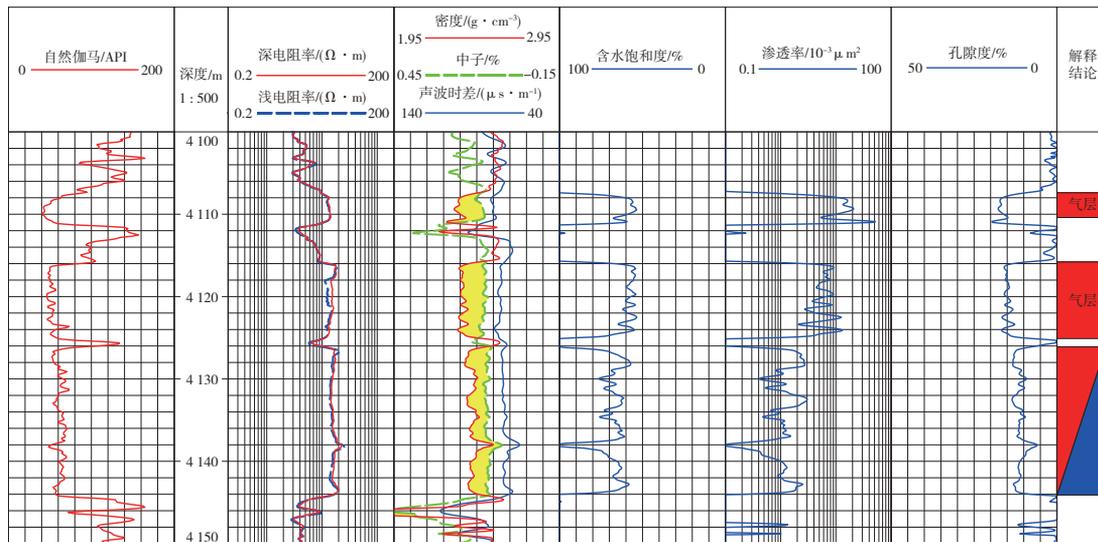


图9 B气田C2气层测井解释

4 结论

(1)通过测试、相渗曲线等资料建立“渗透率-饱和度-厚度-水气比”有效厚度下限图版,和传统图版相比,增加了厚度和水气比参数,更加直观、多维度判断气层是否达到储量起算标准,对储量精细评价和分类具有较大意义。

(2)西湖凹陷HY区主力气层厚度20~30 m, $3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 及以上气藏含气饱和度下限为50%, $(1 \sim 3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 气藏气饱下限为60%,在饱和度低于60%时需要采用水平井开发。对于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以下、含气饱和度低于50%的气藏,需要采用水平井开发或储层改造才具有开发价值。

参考文献:

[1] 杨通佑,范尚炯,陈元千,等.石油及天然气储量计算方法[M](第2版).北京:石油工业出版社,1998:64-69.
 [2] 路智勇,韩学辉,张欣,等.储层物性下限确定方法的研究现状与展望[J].中国石油大学学报(自然科学版),2016,40(5):32-42.
 [3] 黎菁,赵峰,刘鹏.苏里格气田东区致密砂岩气藏储层物性下限值的确定[J].天然气工业,2012,32(6):31-35.
 [4] 李焯,司马立强,闫建平,等.低孔、低渗致密砂岩储层物性下限值的确定——以川中P地区须二段气藏为例[J].天然气工业,2014,34(4):52-56.
 [5] 张春,蒋裕强,郭红光,等.有效储层基质物性下限确定方法[J].油气地球物理,2010,8(2):11-16.
 [6] 张安达,王成,乔睿.致密砂岩储层物性下限确定新

方法及系统分类[J].岩性油气藏,2014,26(5):5-8.
 [7] 叶礼友,高树生,杨洪志,等.致密砂岩气藏产水机理与开发对策[J].天然气工业,2015,35(2):41-46.
 [8] 廖恒杰,杨志兴,李元生,等.西湖凹陷气藏出水规律及控制因素[J].岩性油气藏,2017,29(6):135-141.
 [9] 汪周华,王子敦,郭平,等.地层压力和产水对低渗透气藏气井产能的影响[J].地质科技情报,2016,35(4):133-138.
 [10] 朱华银,徐轩,高岩,等.致密砂岩孔隙内水的赋存特征及其对气体渗流的影响——以松辽盆地长岭气田登娄库组气藏为例[J].天然气工业,2014,34(10):54-58.
 [11] 张杰,李熙喆,高树生,等.致密砂岩气藏产水机理及其对渗流能力的影响[J].天然气地球科学,2019,30(10):1519-1530.
 [12] 朱华银,徐轩,安来志,等.致密气藏孔隙水赋存状态与流动性实验[J].石油学报,2016,37(2):230-236.
 [13] 陈元千.相对渗透率曲线和毛管压力曲线的标准化方法[J].石油实验地质,1990,12(1):64-70.
 [14] 黄大敏,唐仲禹,葛传鼎,等.稳定法测低渗透率岩心的气水相对渗透率[J].天然气工业,1984,4(2):25-31.
 [15] 鹿克峰,蔡华,王理,等.中国东海气区初始产水评价图版的建立[J].天然气工业,2019,39(5):63-70.
 [16] 李宁,孙雷,潘毅,等.油水相渗曲线归一化新方法研究[J].复杂油气藏,2015,8(1):38-40,51.
 [17] 王文举.致密砂岩气藏气水两相渗流特征实验研究[D].北京:中国石油大学(北京),2017.

(编辑 谢 葵)