

文章编号:1001-6112(2012)05-0535-04

元坝气田长兴组气藏有效储层物性下限标准研究

冯明刚, 严丽, 王雪玲, 田雨, 王昆, 程斯洁

(中国石油化工股份有限公司 勘探南方分公司 研究院, 成都 610041)

摘要:针对元坝气田长兴组碳酸盐岩储层孔隙结构复杂、非均质性强的特点,通过测试法、实验分析法、经验统计法等多种方法,对长兴组储层的有效孔隙度下限进行了综合研究,确定了元坝气田长兴组气藏有效孔隙度下限为2.0%,完成了元坝气田长兴组气藏第一期探明储量计算。

关键词:测试法;实验分析法;经验统计法;有效孔隙度下限;长兴组;元坝气田

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Lower limit for physical property of effective reservoir in Changxing Formation, Yuanba Gas Field

Feng Minggang, Yan Li, Wang Xueling, Tian Yu, Wang Kun, Cheng Sijie

(Research Institute of SINOPEC Exploration Southern Company, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: The carbonate gas reservoirs of the Changxing Formation in the Yuanba Gas Field are characterized by complex pore structure and strong heterogeneity. A comprehensive study has been taken through test, experimental analysis and experience statistical method for the lower limit of effective porosity of the Changxing Formation. The research result shows that the lower limit of effective porosity is 2.0%. The first stage of proven reserves has been calculated on this basis.

Key words: testing method; experimental analysis method; experience statistical method; lower limit of effective porosity; Changxing Formation; Yuanba Gas Field

元坝气田长兴组气藏属川东北地区长兴—飞仙关组台缘礁滩相气藏的一部分,相同类型已发现了普光气田长兴组、飞仙关组气藏和罗家寨飞仙关组气藏,储层均以溶孔白云岩为主,气藏平均埋深小于6 000 m。其中,普光气田长兴组气藏、飞仙关组气藏有效储层孔隙度下限以2.0%为标准,累计提交探明储量 $4\ 121.73 \times 10^8\ \text{m}^3$ 。元坝气田长兴组气藏平均埋深超过6 530 m,储层岩性以礁白云岩、灰质白云岩、云质灰岩为主,储层孔隙结构复杂,非均质性较强,与普光气田长兴组储层相比,既具有相似性,又有明显的差异性^[1-6],因而不能简单地类比普光气田的物性下限标准。如何合理确定有效储层的孔隙度下限标准,是元坝气田储量研究的关键。

1 长兴组储层特征

长兴组储层岩性以礁白云岩、灰质白云岩、云质灰岩为主,储层类型以孔隙型为主,裂缝—孔隙复合型次之。孔隙结构类型主要为晶间溶孔,约占

总孔隙的70.0%;溶洞及裂缝次之,约占总孔隙的25.0%^[7]。据岩心样品分析统计,储层孔隙度在0.74%~23.5%之间,平均值5.2%,孔隙度大于2.0%的样品占总样品数的86.2%;渗透率集中分布于 $(0.002 \sim 0.25) \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 和大于等于 $1 \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 2个区间,孔隙度与渗透率具有较好的正相关性,储层物性总体表现为中低孔—低渗、中孔—中高渗特征,为孔隙型、裂缝—孔隙型储层。

2 有效储层孔隙度下限研究

2.1 测试法

单层试气成果是储层物性、流体性质、流体在孔喉间渗流特征及测试工艺的综合反映。测试法即在大量取心分析资料条件下,统计单层储层孔隙度平均值,结合试气结论,绘制孔隙度与渗透率交会图,确定孔隙度下限值的方法^[8]。长兴组气藏取心井18口,试气14口/17层次,利用试气结论与物性条件绘制图版(图1)。

收稿日期:2012-05-17;修订日期:2012-07-31。

作者简介:冯明刚(1972—),男,高级工程师,从事油气储量研究工作。E-mail:fmg707207@tom.com。

基金项目:国家科技重大专项课题(2011ZX05005-003)资助。

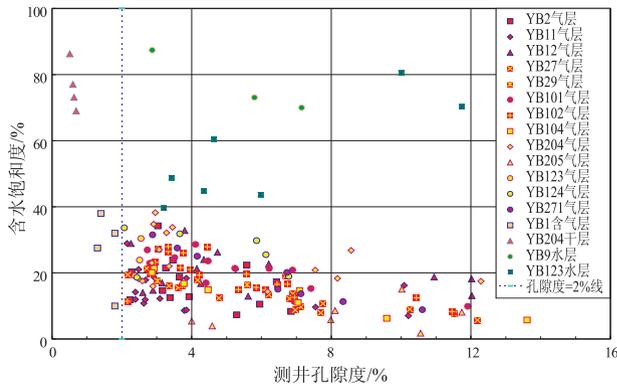


图 1 元坝气田长兴组储层试气成果与孔隙度、饱和度图版

Fig. 1 Gas testing result vs. porosity and saturation, Changxing Formation, Yuanba Gas Field

从图 1 中资料点分布情况来看,低孔隙度区资料点较少,孔隙度下限为一个区域值,含气层和干层(含气)孔隙度值集中在 2.0% 以下;气层、水层孔隙度均在 2.0% 以上。

长兴组储层进行 2 口井的下层测试。YB1 井长兴组测试井段 7 081.0 ~ 7 150.0 m,测井解释孔隙度 1.3% ~ 1.8%,产气量为 3 001 m³/d,无水,测试结论为含气层。YB204 井长兴组测试井段 6 713.0 ~ 6 740.0 m,测井解释单层平均孔隙度为 0.51% ~ 0.69%,试气结论为干层(含气)。通过以上分析确定长兴组储层有效厚度的孔隙度下限区域值为 1.5% ~ 2.0%。

2.2 实验分析法

2.2.1 水膜厚度法

最小喉道半径是指在亲水油(气)层中,在气水两相存在的条件下,能够允许油(气)通过而进入孔隙的最小喉道半径。在孔隙及喉道壁上有一层吸附能力很强的束缚水膜,水膜在生产压差下都难以运移出去。据前人研究^[9-10],与两壁束缚水膜厚度相等的中值喉道半径(R_{50})为产气的喉道下限,即最小喉道半径(R_{min})。利用压汞资料测得的中值喉道半径(R_{50})与孔隙度的相关性较好,通过该方法确定有效储集层孔隙度下限值。

本项研究中,采取长兴组井下岩心样,在实验室采用吸附法,应用前苏联学者计算水膜厚度的公式计算出岩心表面覆着的最小水膜厚度^[11-12],将此值作为最小喉道半径(R_{min})值。

水膜厚度(H)公式:

$$H = KW_0 / (S_b W_1 \rho)$$

式中: K 为系数,常数; W_0 为饱和流体后岩石重量, g; W_1 为岩石重量, g; S_b 为岩石比表面, m²/g; ρ 为

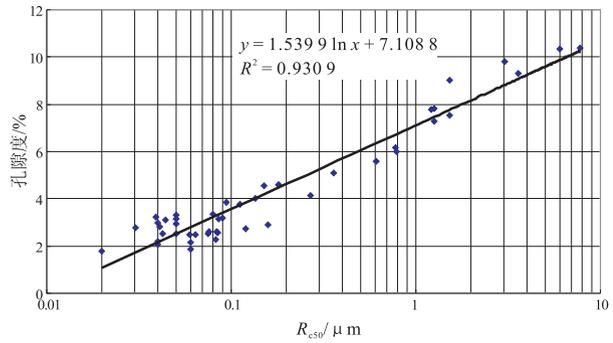


图 2 元坝气田长兴组储层喉半径中值与孔隙度关系
Fig. 2 R_{c50} vs. Φ , Changxing Formation, Yuanba Gas Field

岩石密度, g/cm³。采用上述方法,在实验室测得长兴组水膜厚度为 0.038 6 ~ 0.034 2 μ m,平均 0.036 9 μ m,表示 0.036 9 μ m 的喉道半径是油气可以通过的喉道半径的下限值,即长兴组储层的最小喉道半径(R_{min})为 0.036 9 μ m。

统计分析长兴组 202 个压汞资料,建立中值喉道半径(R_{c50})与孔隙度关系式(图 2),得到相关式:

$$\Phi = 1.5399 \ln R_{c50} + 7.1088$$

式中: Φ 为孔隙度, %; R_{c50} 为中值喉道半径, μ m。其最小喉道半径(R_{min})值为 0.036 9 μ m,对应的孔隙度为 2.0%,确定长兴组储层有效孔隙度下限为 2.0%。

2.2.2 饱和度—气水毛管压力法

采用半渗透隔板气水毛管压力、相渗透率资料,确定有效储层的含水饱和度上限,建立束缚水饱和度与孔隙度的相关性,其含水饱和度上限值所对应的孔隙度值,即为孔隙度下限值。

1) 含水饱和度上限的确定

本次研究中,含水饱和度上限值的确定,应用了毛管压力及储层岩石中任意一相流体的相渗透率是含水饱和度的函数理论。据前人研究^[13-14],气水毛管压力首尾过渡点,正好位于束缚水饱和度(S_{wi})与临界水饱和度(S_{cd})之间,它是水驱气过程中,水形成连续相而开始流动的起始点,也是水处于似动非动状态的水饱和度点。当地层水饱和度小于该点值时,气体在地层开始渗流,有气体产出,而在该气柱高度以上的地层中全都可生产纯气,因此使地层产纯气并具有工业产能的水饱和度应低于临界水饱和度(S_{cd}),由此可采用气水毛管压力的首尾过渡点的含水饱和度值作为产工业气流的含水饱和度上限值。

对于两相相对渗透率曲线,气水两相流动快慢的过渡点,正好对应于气水毛管压力曲线的首尾过渡点,当含水饱和度小于曲线拐点含水饱和度时,

气相渗流速度远远大于水相渗流速度,地层产纯气,且有一定的产能,通常将该点作为工业气下限的临界值,即含水饱和度的上限值。但该点在曲线段难以确实,它离两相的等渗点相近,一般取等渗点对应的含水饱和度值为含水饱和度上限值。

对长兴组储层岩心样品开展半渗透隔板气水毛管压力及相对渗透率实验分析,气水毛管压力实验分析得到含水饱和度上限为64%~58%,平均为61%,相对渗透率曲线分析得到含水饱和度上限为66.8%~63.3%,平均为64.6%(表1)。考虑到长兴组气藏测试尚未见到水,为严格划分有效储层厚度,选取61%作为长兴组气藏的含水饱和

表1 元坝气田长兴组含水饱和度上限

Table 1 Upper limit of water saturation, Changxing Formation, Yuanba Gas Field

分类	井号	样号	孔隙度/%	含水饱和度和/%	含水饱和度平均值/%
气水毛管压力	YB123	H20112145	2.38	64	61
	YB27	H20114935	3.11	60	
	YB27	H20114938	3.83	58	
相对渗透率	YB123	H20112133	2.64	66.8	64
	YB205	H20112201	2.66	65	
	YB102	H20112726	3.68	63.3	
	YB102	H20114936	3.25	64.2	
	YB27	H20114938	3.83	65.1	
	YB102	H20114939	4.19	63.6	

度上限值。

2)有效储层孔隙度下限的确定

根据半渗透隔板气水毛管压力与相渗透率曲线实验分析资料,建立束缚水饱和度(S_{wi})与孔隙度(Φ)的数学关系式(图3)。当储层中含水饱和度达到上限值61%时,对应的孔隙度分别为2.06%和2.14%。由此确定长兴组有效储层孔隙度下限为2.0%。

半渗透隔板法气水毛管压力资料建立的束缚水饱和度与孔隙度关系式:

$$S_{wi} = -34.293 \ln \Phi + 85.799, R = 0.9754$$

气水两相渗透率资料建立的束缚水饱和度与孔隙度的关系式:

$$S_{wi} = -38.13 \ln \Phi + 89.374, R = 0.9592$$

2.2.3 孔隙结构分类法

根据储层段岩心压汞实验所得的饱和度中值毛管压力(P_{c50})和排驱压力(P_d)资料,建立中值压力与孔隙度、排驱压力与孔隙度的交会图,利用中值压力、排驱压力评价储层与非储层的突变点,定性评价有效储层孔隙度下限^[15]。

统计长兴组储层200多个岩心压汞分析资料,建立饱和度中值毛管压力和排驱压力与孔隙度交会图(图4)。饱和度中值压力、排替压力划分储层与非储

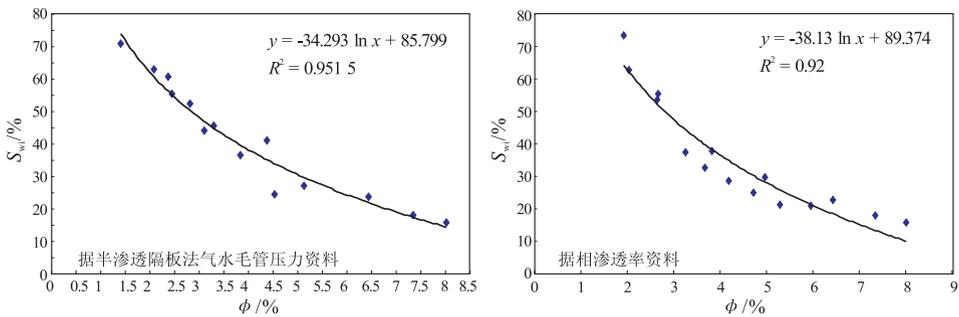


图3 元坝气田长兴组束缚水饱和度与孔隙度关系

Fig.3 S_{wi} vs. Φ , Changxing Formation, Yuanba Gas Field

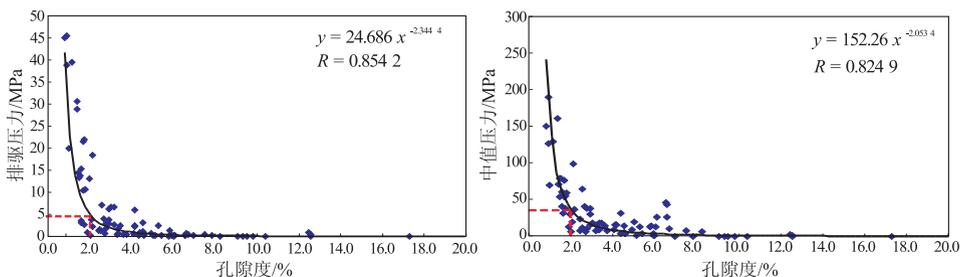


图4 元坝气田长兴组储层压汞中值压力和排替压力与孔隙度关系

Fig.4 P_{c50}, P_d vs. Φ , Changxing Formation, Yuanba Gas Field

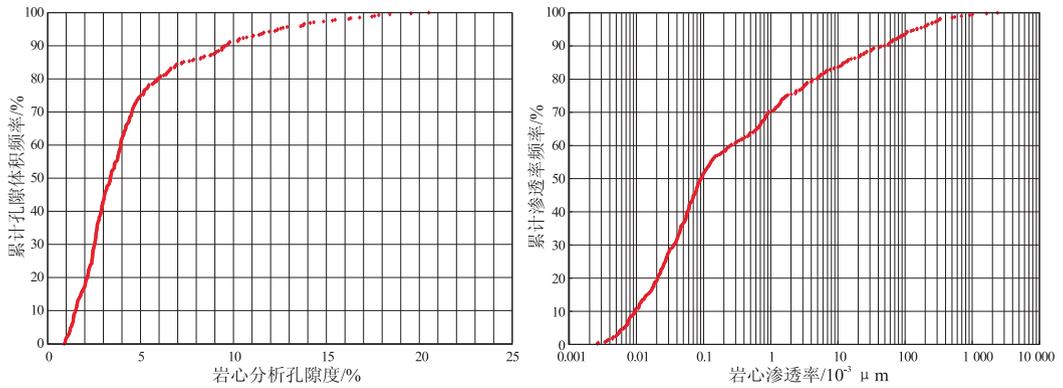


图5 元坝气田长兴组岩心分析孔隙度体积累积频率、渗透率累积频率分布

Fig.5 Cumulative frequency of porosity and permeability, Changxing Formation, Yuanba Gas Field

层突变点相对应的孔隙度值均在 2.0% 左右,由此确定长兴组有效储层的孔隙度下限为 2.0%。

2.3 经验统计法

长兴组气藏取心井 18 口,收获率 89%,岩心物性分析 417 项,其中系统取心井 2 口。以长兴组储层大量的孔、渗化验分析资料为基础,以低孔渗段累积储渗能力丢失占总累积的 5% 左右为界限^[16],确定合理的有效储层物性下限(图 5)。由图 5 观察可知,当孔隙体积丢失率占总累积的 5% 时,对应的孔隙度为 1.27%;当孔隙度下限定为 2% 时,孔隙体积的丢失率为 17.03%。与前面几种方法的研究结果相一致。

3 结论

1) 试气结论与物性资料统计分析有效储层物性下层的测试,确定长兴组有效储层孔隙度下限的区域范围为 1.5% ~ 2.0%;实验分析、经验统计法等多种综合研究,明确了长兴组有效储层孔隙度下限标准为 2.0%。

2) 通过长兴组有效储层孔隙度下限标准的确定,结合储层“四性关系”研究,应用测井资料可求取储层有效厚度、有效孔隙度及含气饱和度等储量计算的关键参数,同时对提高储层预测精度、实现气藏高效勘探开发具有重要意义。

参考文献:

[1] 王正和,郭彤楼,谭钦银,等. 四川盆地东部长兴组—飞仙关组各沉积相带储层特征[J]. 石油与天然气地质,2011,28(4):458-465.

[2] 王恕一,蒋小琼,管宏林,等. 川东北普光气田下三叠统飞仙关组储层成岩作用与研究[J]. 石油实验地质,2010,32(4):366-372.

[3] 刘殊,唐建明,马永生,等. 川东北地区长兴组—飞仙关组礁滩相储层预测[J]. 石油与天然气地质,2006,27(3):332-347.

[4] 郭川,李国蓉,杨莹莹,等. 川东南地区长兴组层序地层与沉积相特征[J]. 断块油气田,2011,18(6):722-725.

[5] 管宏林,蒋小琼,王恕一,等. 普光气田与建南气田长兴组、飞仙关组储层对比研究[J]. 石油实验地质,2010,32(2):130-135.

[6] 毛立华,钟建华,李卫兵,等. 普光气田层序地层格架与储层发育特征[J]. 断块油气田,2010,17(3):312-315.

[7] 马永生,傅强,郭彤楼,等. 川东北地区普光气田长兴—飞仙关气藏成藏模式与成藏过程[J]. 石油实验地质,2005,27(5):455-461.

[8] 杨通佑,范尚炯,陈元千,等. 石油与天然气储量计算方法[M]. 北京:石油工业出版社,1990.

[9] 曲志浩. 最小喉道半径在油藏评价中的应用[J]. 石油学报,1983,4(4):37-46.

[10] 郭睿. 储层物性下限值确定方法及其补充[J]. 石油勘探与开发,2004,31(5):140-144.

[11] Anderson W G. Wettability literature survey[J]. Journal of Petroleum Technology,1987,39(11):1453-1468.

[12] 石京平,赵国忠,杨清彦,等. 根据水膜稳定性研究储层润湿性[J]. 石油实验地质,2008,30(3):311-315.

[13] 周文,庄阿龙,费怀义. 四川盆地川东地区石炭系储层下限标准的确定方法[J]. 矿物岩石,1999,19(2):31-36.

[14] 蔡正旗,郑永坚,刘云鹤,等. 确定碳酸盐岩油气层有效孔隙度下限值的新方法[J]. 西南石油学院学报,1993,15(1):10-15.

[15] 靳秀菊,姜贻伟,刘志远,等. 礁滩相碳酸盐岩气藏气层下限标准研究[J]. 断块油气田,2010,17(5):571-574.

[16] 焦翠华,夏冬冬,王军,等. 特低渗砂岩储层物性下限确定方法[J]. 石油与天然气地质,2009,30(3):379-383.