

陕甘宁盆地上古生界天然气泥质岩 直接盖层的毛管压力封闭特征^①

刘文彬¹ 李节通¹ 伏万军²

1 (中国科学院兰州地质研究所, 兰州 730000)

2 (南海西部石油公司勘探开发科学研究院, 湛江 524057)

提 要 本文对陕甘宁盆地上古生界天然气泥质岩直接盖层的毛管压力曲线特征进行了研究。实验过程连续施加压力至 300 MPa, 所获孔喉中值直径、中值压力、变异系数、喉道半径、频率分布及其渗透率贡献等参数都表明, 泥质岩直接盖层具有中等以上的封闭天然气的的能力, 具有孔喉中值直径与最大进汞饱和度呈正比; 与中值压力和变异系数呈反比的特点。

关键词 毛管压力 天然气 泥质岩 直接盖层 陕甘宁盆地 上古生界

第一作者简介 刘文彬 男 60 岁 研究员 沉积学与油气地质学

陕甘宁盆地上古生界有多层天然气储层, 深入研究直接覆盖在储层之上泥质岩盖层的封闭特征, 对天然气资源的勘探与开发至关重要。笔者曾对该区天然气泥质岩直接盖层的浓度封闭、物性封闭^② 及毛管压力封闭等作了研究, 这里仅就毛管压力封闭特征进行剖析。

由细小颗粒组成的泥质岩的孔隙几何形态, 基本上可看作是由一系列狭小孔喉所构成的连通或孤立的不规则孔隙体系, 加以比表面积很大, 研究起来困难甚多^[1-2]。

利用汞对泥质岩样的非浸润性, 在不同压力的持续作用下, 使汞不断克服岩石中相对应的毛细管压力, 而不断进入孔喉之中, 从而获得泥质岩的毛管压力分布曲线, 便可揭示泥质岩的孔喉大小、分布及其数量等方面的状况, 为定量分析和评价天然气泥质岩类直接盖层提供非常宝贵的微观证据。此次压汞实验有 3 个样加压至 30 MPa, 有 7 个样加压至 300 MPa, 如此高的压汞试验在全国实属罕见, 它为泥质岩孔隙结构的研究提供了非常宝贵的资料。此项试验由长庆石油勘探开发研究院油田开发试验室协助完成, 高压试验分析结果示于表 1, 现就以下几个方面进行讨论。

1 天然气泥质岩类盖层的毛管压力曲线

1.1 孔喉中值直径(μm)

孔径大小是泥质岩类盖层评价中最实用的微观参数。根据前苏联众多的油气田的实测

^① 本文系甘肃省自然科学基金资助项目(91A24)研究成果的一部分。

^② 刘文彬等, 天然气地球科学, 1995 年 5 期和 1996 年 1 期。

资料, И. И. 涅斯捷洛夫(1971)曾提出, 根据盖层岩样的孔径大小对其进行分类评价, 他认为只有孔径 $<0.05 \mu\text{m}$ 的盖层才能作天然气藏的盖层, 而孔径为 $0.05-2 \mu\text{m}$ 的盖层只能作油藏盖层, 孔径 $>2 \mu\text{m}$ 者便不能作盖层; A. A. 哈宁(1972)认为具有 $0.01-0.05 \mu\text{m}$ 孔径的盖层为A级盖层。与以上数据类比, 研究区泥质岩的中值直径除12号样(绥2井, C_2b_1)为 $0.1073 \mu\text{m}$ 属油藏盖层外, 其他样品皆介于 $0.007-0.017 \mu\text{m}$, 应属天然气优质盖层^[3-5]。

表1 天然气直接盖层压汞法毛管压力试验分析数据

Table 1 Experimental and analytic data of the capillary pressure of direct cap rocks

井号	榆12井	榆12井	榆12井	镇川5井	米3井	米3井	绥2井
研究号	1	3	4	6	8	9	12
采样号	6005	6007	6008	6001	6003	6004	6015
井深(m)	1756	1770	1774	2018	2166	2173	2378.64
层位	P_{1s_1}	P_{1x_8}	P_{1s_1}	P_{1x_7}	P_{1x_7}	P_{1x_7}	C_2b_1
孔隙度(%)	1.59	1.3	0.87	3.15	2.11	1.5	0.68
渗透率(μm^2)	5.3×10^{-7}	7.6×10^{-7}	1.4×10^{-8}	1.9×10^{-8}	3.1×10^{-8}	1.73×10^{-6}	2.5×10^{-6}
岩石体积(cm^3)	11.57	11.69	12.65	11.91	11.63	11.37	11.53
孔隙体积(cm^3)	0.18	0.15	0.11	0.37	0.25	0.17	0.08
样品重量(g)	30.66	31.67	33.78	31.56	30.65	29.27	32.33
中值压力(MPa)	104.57	206.11	83.82	102.87	110.99	159.62	13.70
中值直径(μm)	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01	0.01	0.11
均值	15.13	9.05	14.00	14.76	11.74	10.93	9.02
歪度	-0.54	1.47	1.15	-0.11	1.23	1.32	1.27
分选系数	2.04	5.03	2.13	1.99	3.55	4.25	4.00
变异系数	0.13	0.56	0.15	0.13	0.30	0.39	0.44
最大进汞和度(%)	86.73	60.45	90.55	94.22	78.21	71.24	81.07
退汞效率(%)	42.58	63.84	49.45	30.35	28.08	69.91	34.05
孔隙面积/岩样重量(m^2/g)	1.73	0.81	0.74	3.09	1.39	1.26	0.14

1.2 中值压力(MPa)

中值压力是盖层评价的又一重要参数, 若盖层中值压力 $>$ 气藏压力, 天然气不易逸散, 若盖层中值压力 $<$ 气藏压力, 则天然气易逸散。本研究区样品除12号样的中值压力为13.7048 MPa外(因裂隙所致), 其他样品的中值压力为83.97—159.6238 MPa, 远远大于其下紧邻储集层的气藏压力, 从而使得天然气藏得以保存。

另外中值直径与中值压力呈负相关趋势(图1), 即中值直径愈小, 则中值压力越大。

1.3 变异系数

变异系数指分选系数(标准偏差)与均值的比值,它也是评价天然气盖层孔喉特征的重要参数之一,研究区样品的变异系数为0.1345—0.5561,平均0.3016,且变异系数愈大,中值直径愈小(图2),最大进汞饱和度也就愈低,与之相应,中值压力则愈大(图3)。可见变异系数愈大,盖层的封盖层能力就会愈强。

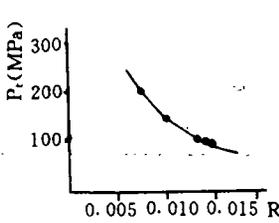


图1 中值直径(R)与中值压力(Pt)关系图
Fig.1 Plot of the median diameter (R) and the median perssure (Pt)

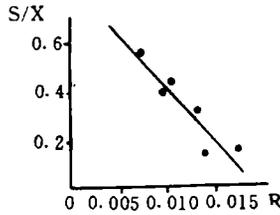


图2 中值直径(R)与变异系数(S/X)关系图
Fig.2 Plot of the median diameter (R) and the change coefficient (S/X)

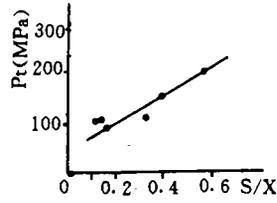


图3 变异系数(S/X)与中值压力(Pt)关系图
Fig.3 Plot of the change coefficient (S/X) and the median pressure (Pt)

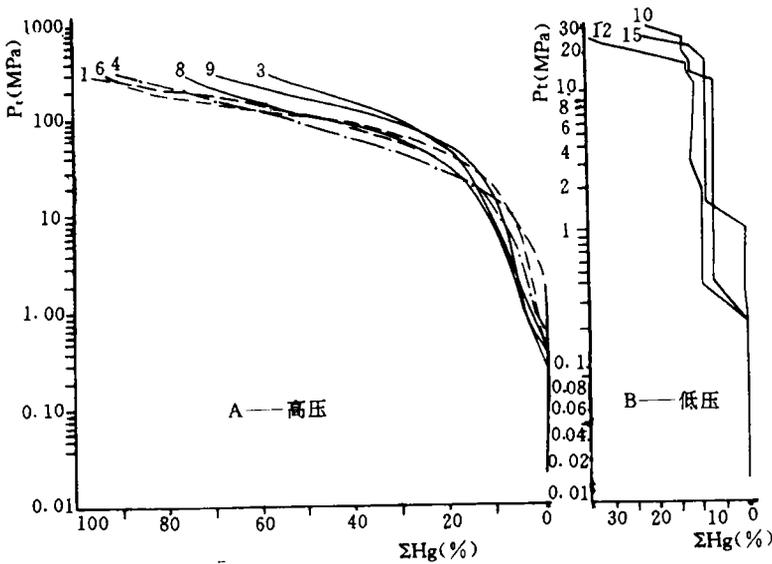


图4 毛管压力曲线分布特征
Fig.4 Characteristics of the capillary pressure curves

1.4 毛管压力曲线特征

由于泥质岩类致密,压汞法毛管压力曲线的进汞曲线便远离横坐标,紧靠纵坐标,除12号样因裂隙影响略呈斜线外,其它各样品的曲线特征则基本类似,孔径愈小,累计进汞量越少,则突破压力便愈高,毛管压力曲线就愈靠近纵坐标。各样品毛管压力曲线如图4所示。

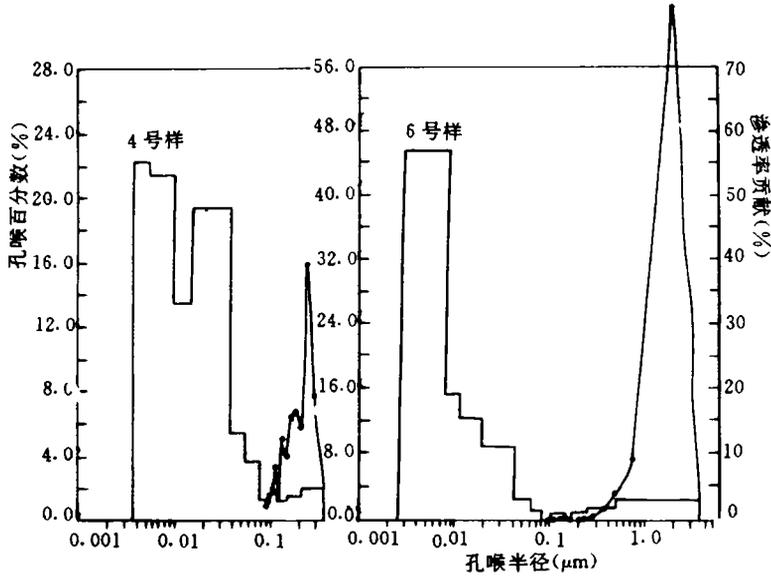


图5 泥质岩盖层孔喉半径频率分布与渗透率贡献关系图

Fig. 5 Map showing relationship between the frequency distribution of pore throat radius and the permeability contribution of argillaceous cap rocks

表2 泥质岩盖层参数表

Table 2 Experimental and analytic parameters of argillaceous cap rocks

样品号	1	3	4	6	8	9	12
渗透率贡献(%)	13.57	36.97	19.80	80.09	81.65	29.38	33.72
喉道半径(μm)	0.7315	1.6302	0.2421	1.4749	1.4702	14.7349	
毛管压力(MPa)	1.0048	0.5505	3.0353	0.4995	0.4983	0.4999	0.0499
累计进采量(%)	1.80	0.60	1.24	0.69	2.07	1.41	1.33

1.5 喉道半径频率直方分布与渗透率贡献

由图5可见,各样品的喉道半径频率直方图各不相同,样品14为一种类型,属W型,3、6、8、9为一种类型,属V型,喉道半径分布范围为0.004—4.0μm,但大都集中在<0.05μm以下,且所占百分比很高,这种盖层封闭性能很好;另一种类型为12号样,喉道半径范围为0.03—11μm,且>0.1μm的孔喉所占百分比很高,属封闭能力差的盖层。

根据泥质岩中不同喉道所提供的渗透率的百分数,也可判断盖层的封闭性能。各样品渗透率贡献最大百分频率与其他参数间的关系如表2,由表可知12号样品的封闭能力差。

2 结 论

孔隙结构是指孔隙与喉道的组合,压汞法是研究泥质岩盖层微观毛管孔隙的重要手段,所得各项参数可用来揭示很多岩石学微观特征,进而定量评价泥质岩盖层的优劣。

(1)泥质岩的累计进汞曲线紧靠纵坐标,孔喉愈小,则进汞量愈少,突破压力便愈高。

(2)泥质岩的孔喉中值直径介于 $0.007-0.017\ \mu\text{m}$,远低于天然气泥质岩盖层 $0.05\ \mu\text{m}$ 的孔喉直径下限值。

(3)泥质岩盖层的中值直径与中值压力和变异系数呈负相关。

(4)泥质岩不同喉道半径所提供的渗透率贡献百分比有差异。

总之,通过泥质岩压汞试验研究证明,陕甘宁盆地上古生界天然气直接盖层具有中等以上的封盖能力,另外压汞法可为泥质岩微观特征的研究提供很多宝贵的资料。

整个研究工作得到长庆石油勘探局勘探开发研究院和徐安新、郑承先等高级工程师的大力支持和协助,在此表示衷心感谢。

收稿日期:1995-2-2

参 考 文 献

- [1] 张博全,王岫云编,油(气)层物理学,武汉:中国地质大学出版社,1989。
- [2] Hans. R. Grunau, A worldwide look at the cap-rock problem: Jour, Petrol. Geol, 1987, 10(3):245—366.
- [3] Н. А. Еременко, Справочник по геологии нефти и газа, М. "недра", 1984.
- [4] М. К. Калинин, Геология и геохимия нефтяных залежей, М. "недра", 1987.
- [5] В. М. Добрынин, Физические глинистые пород-экранов залежей УВ, Геология нефти и газа, , 1989, 5.

The Seal Characteristics of Capillary Pressure of Direct Argillaceous Cap Rocks for Natural Gas from Paleozoic in Shanganning Basin

*Liu Wenbin*¹ *Li Jietong*¹ and *Fu Wanjun*²

¹ (Lanzhou Institute of Geology, Chinese Academy of Sciences, Lanzhou 730000)

² (Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Nanhai West oil Corp., Zhanjiang 524057)

Abstract

Study on the characteristics of capillary pressure curves of direct argillaceous cap rocks for natural gas from paleozoic in shanganning Basin was carried out in this paper. The parameters, which have been obtained in the process of experiment, show that the direct argillaceous cap rock has above medium power to seal natural gas. Those parameters are the pore throat median diameter, median pressure, change coefficient of the frequency distribution of pore throat and the permeability contribution. The results also show that the pore throat median diameter is proportional to the maximum mercury saturation, but disproportional to the median pressure and the change coefficient.

Key Words cappillary pressure natural gas argillaceous rock direct cap rock
Shanganning Basin Paleozoic