

文章编号: 0253-2697(2013)06-1040-09 DOI:10.7623/syxb201306002

鄂尔多斯盆地东部致密砂岩气成藏物性界限的确定

曹青¹ 赵靖舟¹ 刘新社² 胡爱平² 范立勇² 王怀厂²

(1. 西安石油大学地球科学与工程学院 陕西西安 710065; 2. 中国石油长庆油田公司 陕西西安 710021)

摘要: 为了研究鄂尔多斯盆地东部上古生界致密砂岩储层天然气充注成藏的物性界限,分析微观孔喉内天然气的受力状态,综合考虑了束缚水膜、浮力、毛细管阻力、异常超压和水动力等参数对天然气充注成藏所起的作用。将束缚水膜厚度作为天然气可充注进入致密储层的最小孔喉半径,核磁共振测试获得了岩心束缚水饱和度并据此计算了束缚水膜的厚度,综合分析得出孔喉半径下限为10 nm。利用浮力和毛细管阻力的平衡状态计算得出的临界孔喉半径作为最大孔喉半径,通过先确定主要含气层段在不同地质时期的气柱高度,据此计算得到的临界孔喉半径作为孔喉半径上限。通过常规压汞测试结果建立了孔喉中值半径与物性参数的拟合趋势,再将孔喉半径上、下限带入拟合趋势中推算得出相应的物性界限参数。物性界限推算结果为:下石盒子组八段成藏物性孔、渗参数下限分别为4%和0.1 mD,早白垩世末期储层孔、渗参数上限分别为13%和1.8 mD,现今储层孔、渗参数上限分别为14%和2.0 mD;山西组二段三亚段成藏孔、渗参数下限分别为2%和0.01 mD,早白垩世末期储层孔、渗参数上限分别为8%和1.0 mD,现今储层孔、渗参数上限分别为9%和1.4 mD;太原组成藏孔、渗参数下限分别为3.5%和0.02 mD,早白垩世末期储层孔、渗参数上限分别为11%和1.1 mD,现今储层孔、渗参数上限分别为12%和2.0 mD。

关键词: 致密砂岩储层;物性界限;束缚水膜厚度;气柱高度;鄂尔多斯盆地

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

Determination of physical property limits for the gas accumulation in tight sandstone reservoirs in the eastern Ordos Basin

CAO Qing¹ ZHAO Jingzhou¹ LIU Xinshe² HU Aiping² FAN Liyong² WANG Huaichang²

(1. School of Earth Sciences & Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China;

2. PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an 710021, China)

Abstract: To determinate physical property limits of natural gas accumulation in Upper Paleozoic tight sand reservoirs in the eastern Ordos Basin, natural gas stress condition was analyzed in micro pore throat, and irreducible water film, buoyancy, capillary resistance and abnormal high pressure and hydropower were considered for the effect of natural gas accumulation. Taking the thickness of irreducible water film as the minimum pore throat radius of tight reservoirs, it could be calculated irreducible water film and determined the lower limit of pore throat radius is equal to 10 nm based on the irreducible water saturation which measured by NMR. The maximum pore throat radius was calculated by critical pore throat radius according to equilibrium state of buoyancy and capillary resistance. To determine gas column height of main gas reservoirs at different geologic epoch, the upper limit of pore throat radius was calculated by critical pore throat radius. According to the results of mercury injection experiment, a matching tendency of the median pore throat radius and physical parameters could be established, and petrophysical limit parameters could be calculated based on generating the upper and lower limits into the tendency. The calculation results of petrophysical limits were: For the Member 8 of Lower Shihezi Formation, lower petrophysical limits of reservoir are 4% and 0.1 mD (porosity and permeability), upper petrophysical limits are 13% and 1.8 mD at the end of Early Cretaceous, and 14% and 2.0 mD at present; For 3rd sub Member of the Member 2 of Shanxi Formation, the corresponding values are, in order, 2% and 0.01 mD, 8% and 1.0 mD, 9% and 1.4 mD; For Taiyuan Formation, these are, in order, 3.5% and 0.02 mD, 11% and 1.1 mD, 12% and 2.0 mD.

Key words: tight sandstone reservoir; petrophysical limit; thickness of irreducible water film; gas column height; Ordos Basin

致密砂岩气储层最突出的特点就是致密(物性参数即孔隙度、渗透率明显低于常规储层),因而致密砂岩气被划分到非常规天然气中。通过近年来对致密砂岩气储层界限的研究可知,“致密”只是一个相对的概念,其划分标准和界限因不同国家、不同时期的资源状

况和技术条件差异而各异,故致密砂岩气目前尚未提出严格的界限标准。参考国内外对低渗透/致密气藏的成藏研究,可将气藏按照地面绝对渗透率大小分为3类:致密气藏,气层绝对渗透率小于1 mD;低渗透气藏(近致密气藏),气层绝对渗透率为1~10 mD;常规

基金项目:国家重大科技专项(2011ZX05007-004)和国家自然科学基金项目(No. 40902042)资助。

第一作者及通信作者:曹青,女,1979年7月生,2002年毕业于西北大学地质学专业,2005年获西北大学矿产普查与勘探专业硕士学位,现为西安石油大学讲师,主要从事油气成藏地质学研究。Email:cao.qing@foxmail.com

气藏,气层绝对渗透率大于 $10\text{ mD}^{[1]}$ 。笔者从致密砂岩储层微观孔喉内天然气受力平衡状态入手,通过分析计算浮力、毛细管阻力、异常超压和水动力在临界条件下天然气可充注孔喉的大小,从而建立了孔喉半径与物性参数之间的拟合关系,进而以孔喉界限参数推算相应的物性界限参数。

1 致密砂岩气研究进展

1.1 致密砂岩气藏的分布

至今全球已发现或推测发育致密砂岩气的盆地有 70 个,主要分布在北美、欧洲和亚太地区^[2]。近年来随着非常规天然气勘探开发技术水平的提高,全球致密砂岩气的资源量也由 $210\times 10^{12}\text{ m}^3$ 增长到了 $2\,037\times 10^{12}\text{ m}^3$ ^[3-5]。截至 2011 年底,中国发现了 16 个致密砂岩大气田,其探明的天然气地质储量为 $3.38\times 10^{12}\text{ m}^3$,占全国大气田总探明地质储量的 49.5%,年产量为 $222.5\times 10^8\text{ m}^3$,占 2011 年中国天然气总产量的 24.6%^[6]。

对于鄂尔多斯盆地内伊陕斜坡区大气田性质的认识,也从早期的岩性气藏逐渐转变为致密砂岩气藏(连续型气藏)^[7-11]。在鄂尔多斯盆地已发现苏里格、乌审旗、大牛地、神木和靖边 5 个探明储量超过千亿立方米的致密砂岩气田。根据最新的资源评价结果,鄂尔多斯盆地天然气总资源量为 $15.16\times 10^{12}\text{ m}^3$,其中致密砂岩气的资源量为 $10.37\times 10^{12}\text{ m}^3$ ^[11]。上古生界气藏形成与分布规律的研究成果也表明其类型为“准连续型气藏”(介于常规气藏与非常规气藏或不连续型与连续型天然气聚集之间的一种过渡类型)^[1,12-13]。由于鄂尔多斯盆地上古生界烃源岩的热演化在晚侏罗世到早白垩世已普遍进入成熟—高成熟阶段,并一直处于生排烃高峰期,生气强度大于 $15\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$ 的区块面积占盆地总面积的 70% 以上,故具有“广覆式生排烃”和“持续充注、累积聚气”的特征^[14-15]。

1.2 致密砂岩气藏的储层界限对比

Rogner 等^[3-4]对北美地区常规气藏和致密砂岩气藏分析对比后发现,同一沉积盆地内两种含气储层之间没有明确的物性界限,所以两种类型储层往往相互伴生出现。而对致密砂岩气藏储层物性界限的研究往往针对其下限条件。戴金星等^[16]根据物性参数下限描述内容的差异将其分为:①储集下限,强调具有储产油气能力的储层物性参数下限;②工业下限,强调在现有工艺技术及经济条件下能够产出并具有商业价值油气流的储层物性参数下限。针对气藏储层物性参数下限的研究成果通常利用经验统计法和最小孔喉半径法进行分析^[17-19](表 1)。目前国内外对致密砂岩气储层的上限参数尚未提出严格的界限标准,通常用经验统计法^[20-27]进行分析(表 2)。目前普遍认为致密储层的绝对渗透率小于 1 mD 。

表 1 致密砂岩储层下限参数对比
Table 1 Comparison of lower limit physical properties in tight sandstone reservoir

| 年份 | 孔隙度下限/% | 渗透率下限/mD | 溯源 |
|------|---------|----------|--------|
| 1999 | <2.5 | <0.01 | 文献[17] |
| 2008 | <3.5 | <0.1 | 文献[18] |
| 2011 | <3.5 | <0.1 | 文献[19] |

表 2 致密砂岩储层上限参数对比
Table 2 Comparison of upper limit physical properties in tight sandstone reservoir

| 年份 | 渗透率上限/mD | 孔隙度上限/% | 溯源 |
|------|----------|---------|----------|
| 1985 | 0.1 | | 文献[20] |
| 1995 | <1 | <12% | 文献[21] |
| 1996 | <0.5 | <10% | 文献[16] |
| 1997 | <1 | <12% | 文献[22] |
| 2006 | 0.1 | | 文献[23] |
| 2008 | <1 | <10% | 文献[24] |
| 2009 | <5 | <8% | 文献[25] |
| 2011 | <1 | <10% | 文献[26] |
| 2011 | 0.1 | | 文献[27] |
| 2012 | <1 | | 文献[1,13] |

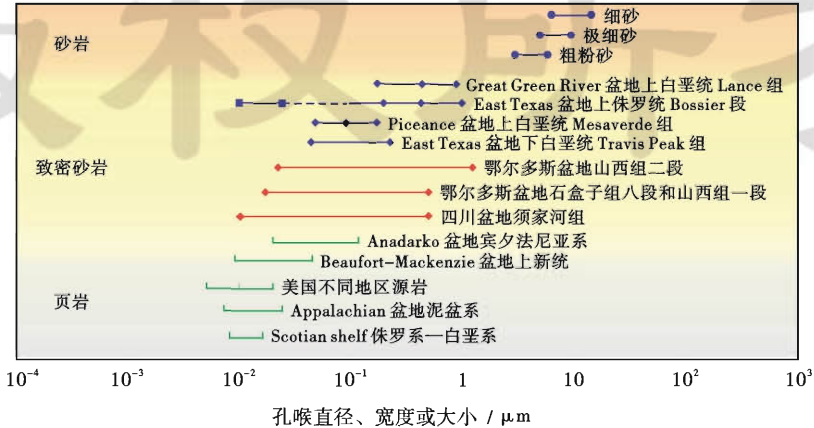


图 1 典型致密砂岩气藏孔喉参数对比(据文献[28]修改)
Fig. 1 Comparison of pore-throat parameters in typical tight gas sandstone(amended by reference[28])

Nelson^[28]从储层孔喉直径的角度分析了浮力对碎屑岩储层中流体分布的控制作用,提出常规油气藏和非常规油气藏之间的孔喉半径界限大约为 $1\sim 2\mu\text{m}$ 。与北美地区典型致密砂岩气藏孔喉直径相比,鄂尔多斯盆地上古生界和四川盆地须家河组孔喉直径分布范围相似(图 1),但考虑到气藏成藏条件的不同,孔喉半径作为界限标准必须更多地考虑其地质因素的差异性^[29]。

2 致密储层孔喉半径上、下限的确定

鄂尔多斯盆地东部榆林—神木地区上古生界储层具有大面积、多层系的含气特征,主要含气层段为石盒子组八段(简称盒八段)、山西组二段(简称山二段)和太原组。盆地东部盒八段和太原组整体以岩屑石英砂岩为主,而榆林地区山二段则以石英砂岩为主;盒八段、山二段和太原组气层段孔隙度介于 $4\%\sim 12\%$,绝对渗透率介于 $0.01\sim 10\text{mD}$;主要含气层段储层孔隙度均值分别为 8.4% 、 6.2% 和 8.3% ,渗透率中值分别为 0.58mD 、 1.21mD 和 0.59mD ,整体为致密砂岩储层。笔者在经验统计的基础上,从致密砂岩储层微观孔喉内天然气的受力状态入手,对盆地东部主要含气层段在不同地质时期的物性界限进行探讨。

2.1 致密砂岩储层孔喉半径下限的确定

为了恢复致密砂岩储层成藏物性参数下限孔喉半径原始状态,假定孔喉被束缚水封堵,与两壁束缚水膜厚度相等的中值喉道半径为天然气充注的喉道下限^[15],因此束缚水膜的厚度可作为天然气成藏的孔喉半径下限。由于束缚水膜厚度主要描述的是致密储层的储集下限,而赋存在该下限孔隙空间中的油气不参与流动,所以孔喉半径低于该下限值的孔隙空间对渗透率无贡献^[30]。根据土壤学中相关转换公式,并代入束缚水饱和度、比表面积和孔隙度等参数,便可求得岩石颗粒表面的束缚水膜厚度^[31],其中束缚水饱和度可

通过核磁共振测试方法获得。

束缚水膜厚度计算公式为^[31]

$$d_i = \frac{71.42\phi S_{wi}}{A\rho} \quad (1)$$

式中: d_i 为束缚水膜厚度, nm; ϕ 为岩心孔隙度, %; S_{wi} 为束缚水饱和度, %; A 为岩心比表面积, m^2/g ; ρ 为岩心密度, kg/m^3 。

选取盆地东部不同层段的含气砂岩,钻取直径为 2.5cm 的岩心柱,首先清洗烘干测试其气测渗透率,然后抽真空饱和地层水计算其孔隙度,随后再对饱和地层水的标准岩心柱进行核磁共振测试。测试结果显示:砂岩样品的孔隙度主体介于 $6\%\sim 14\%$,均值为 8.6% ;束缚水饱和度主体介于 $30\%\sim 80\%$,均值为 57% ;部分岩心的比表面积值主体介于 $0.6\sim 3.3\text{m}^2/\text{g}$,均值为 $1.7\text{m}^2/\text{g}$,岩屑石英砂岩比表面积约是石英砂岩的 $2\sim 3$ 倍。

计算得到研究区致密砂岩束缚水膜厚度介于 $3\sim 18\text{nm}$ 。其中,盒八段束缚水膜厚度主体介于 $6\sim 17\text{nm}$;山二段束缚水膜厚度主体介于 $4\sim 10\text{nm}$ (山二段测点较少,厚度范围有待进一步补充确认)。盆地东部主要含气层段砂岩的束缚水膜厚度均值为 10.2nm ,盒八段厚度均值为 10.8nm ,因此以厚度均值(10nm)作为主要含气层段(盒八段和山二段)孔喉半径下限的取值,即 $0.01\mu\text{m}$ (图 2,表 3)。

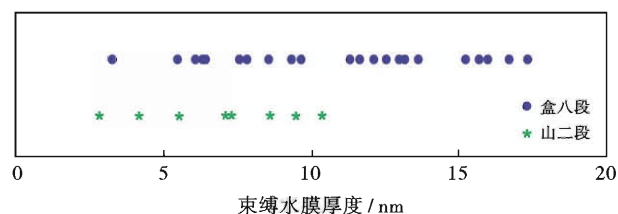


图 2 鄂尔多斯盆地东部不同层段束缚水膜厚度趋势

Fig. 2 Comparison of irreducible water film thickness in different layers of eastern Ordos Basin

表 3 不同层段束缚水膜参数及计算结果

Table 3 Irreducible water film parameters and calculation results in different layers

| 层段 | 统计数量/个 | 岩心孔隙度/% | | | 束缚水饱和度/% | | | 束缚水膜厚度/nm | | |
|-----|--------|---------|------|-----|----------|------|------|-----------|------|------|
| | | 最小值 | 最大值 | 平均值 | 最小值 | 最大值 | 平均值 | 最小值 | 最大值 | 平均值 |
| 盒八段 | 50 | 3.1 | 16.7 | 7.8 | 34.1 | 83.2 | 64.4 | 4.2 | 22.1 | 10.8 |
| 山二段 | 9 | 3.6 | 12.4 | 8.6 | 15.4 | 71.1 | 42.2 | 3.1 | 10.5 | 7.2 |

2.2 致密砂岩储层孔喉半径上限的确定

对致密砂岩储层孔喉半径上限的推算,综合考虑了微观孔喉内水动力、浮力、毛细管阻力和异常超压的状态。在微观孔喉内天然气受力临界状态下,毛细管阻力克服浮力、水动力和异常超压的作用,使得储层内天然气为受到限制、无法自由上浮的状态,所以该临界孔喉

半径为常规储层和致密储层的孔喉界限。当存在上述受力情况时,微观孔喉内天然气受力临界状态即毛细管阻力等于浮力 \pm 水动力 \pm 异常超压,其受力平衡状态为

$$\frac{2\sigma}{r} = Z(\rho_w - \rho_g)g \pm Z \frac{dp}{dz} \pm p \quad (2)$$

式中: σ 为界面张力, mN/m ; r 为孔喉半径, μm ; Z 为气

柱高度, m ; $\rho_w - \rho_g$ 为地层条件下气水密度差, kg/m^3 ; g 为重力加速度, $9.8 m/s^2$; $Z \frac{dp}{dz}$ 为高度 Z 气柱上受到的水动力, MPa ; p 为异常超压, MPa 。

2.2.1 临界孔喉半径的最小值

在确定地层条件下的气水密度差和界面张力参数之后,孔喉半径主要受气柱高度、水动力和异常超压等变量的影响。孔喉半径与气柱高度、水动力和异常超压等变量之和为反比关系。假设在浮力、水动力和异常超压同时存在的受力状态下,计算得到的临界孔喉半径为最小值,即天然气受浮力、水动力和异常超压共同作用所能充注进入的最小孔喉半径。

水动力产生的原因是由构造高差导致的,其强度受水势梯度的影响而变化。SPE、AAPG 和 SPEE 将“连续型矿藏”定义为遍布于广大地区的并且不受水动力显著影响的油气聚集^[32],因此对鄂尔多斯盆地东部盒八段顶面早白垩世末期古构造及现今构造的形态分析发现,不同时期坡降主体介于 $4 \sim 9 m/km$,此类构造平缓状态下的水动力可忽略不计。烃类向致密储层中运移通常不是由水动力引起,地层的异常超压是油气充注运移的主要动力^[26,32-34]。在水动力忽略不计的条件下,异常超压的作用方向可与浮力同向也可与其异向。假设微观孔喉内天然气受力平衡,其平衡临界状态即毛细管阻力等于浮力 \pm 异常超压。

$$2\sigma/r = Z(\rho_w - \rho_g)g \pm p \quad (3)$$

并可进一步推导为

$$r = \frac{2\sigma}{Z(\rho_w - \rho_g)g \pm p} \quad (4)$$

不同温压条件下甲烷气水界面张力和气水密度差均有所变化^[35],且地表实验室条件、主成藏期地层条件和现今地层条件都存在一定温压差异,因此在计算过程中须根据不同地质时期的实际温压状态调整相关参数。

在早白垩世末期地层温压条件下,当异常超压大于 $5 MPa$ 时,天然气可在异常超压和浮力共同推动下充注进入孔喉半径大于 $0.01 \mu m$ 的储层内,即所有孔喉未被束缚水完全封堵的储层内[图 3(a)]。在现今地层温压条件下,当异常超压大于 $6.5 MPa$ 时,天然气可在异常超压和浮力共同推动下充注进入孔喉半径大于 $0.01 \mu m$ 的储层内,即所有孔喉未被束缚水完全封堵的储层内[图 3(b)]。当异常超压大于 $1 MPa$ 时,气柱高度(浮力)对可充注孔喉半径的影响程度明显降低。

在不考虑水动力作用而气柱高度为定值的条件下,异常超压强度越大天然气能充注进入致密储层的孔喉半径越小,异常超压强度达到一定程度时就可将天然气充注进入任何未被束缚水封堵的储层内,即天

然气在浮力和异常超压的共同推动下可充注进入的最小孔喉半径,但其不能推测临界孔喉半径的最大值。

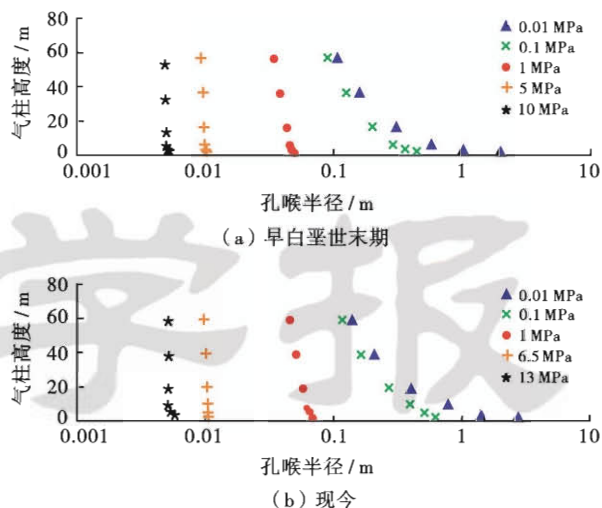


图3 不同时期异常压力、气柱高度及其临界孔喉半径
Fig. 3 Comparison of overpressure, gas column height and pore-throat radius in different epoch

2.2.2 临界孔喉半径的最大值

当假设存在浮力而无其他动力参与的受力状态下,临界孔喉半径与气柱高度之间为反比关系,因此计算得到的临界孔喉半径为最大值,即天然气受浮力作用能充注进入的最大孔喉半径。假设微观孔喉内天然气受力平衡,其平衡状态即毛细管阻力等于浮力。

$$2\sigma/r = Z(\rho_w - \rho_g)g \quad (5)$$

并可进一步推导为

$$r = \frac{2\sigma}{Z(\rho_w - \rho_g)g} \quad (6)$$

在确定地层条件下的气水密度差和界面张力参数之后,临界孔喉半径大小主要受气柱高度影响。因此要准确求取鄂尔多斯盆地东部上古生界储层内的气柱高度,通常采用气藏连井剖面测量和气层宽度折算两种方法来推算。鄂尔多斯盆地上古生界致密砂岩气藏连井剖面显示井间砂体连通,但其内气层经开发井验证并不完全连通,所以根据连井剖面估算的气柱高度相对偏大,因而采用将气层宽度以地层倾角折算的方法推算气柱高度。通过地质模型评价和开发井验证^[36-38],苏里格地区盒八段内气层 SN 向长度多介于 $800 \sim 1600 m$,其中约 80% 的气层宽度小于 $1200 m$,因而计算取值为 $1200 m$;气层 EW 向长度多介于 $400 \sim 800 m$,其中约 85% 的气层宽度小于 $600 m$,因而计算中取值为 $600 m$ 。同理统计了榆林地区山二段和神木地区太原组内气层宽度(表 4),盒八段、太原组气层宽度(SN 向、EW 向)分别为 $1200 m$ 和 $600 m$,山二段三亚段气层宽度(SN 向、EW 向)分别为 $3000 m$ 和 $2000 m$ 。

表 4 不同层段不同地质时期的气层宽度和折算气柱高度

Table 4 Gas layer width and equivalent gas column height in different formations and geological periods

| 层段 | 早白垩世末期 | | | 现今 | | |
|--------|----------|------------|-------------|----------|------------|-------------|
| | 折算气柱高度/m | SN 向气层宽度/m | 气层宽度范围/m | 折算气柱高度/m | EW 向气层宽度/m | 气层宽度范围/m |
| 盒八段 | 10 | 1 200 | 800~1 600 | 5 | 600 | 400~800 |
| 山二段三亚段 | 26 | 3 000 | 2 500~3 500 | 17 | 2 000 | 2 000~3 000 |
| 太原组 | 10 | 1 200 | 800~1 600 | 5 | 600 | 400~800 |

针对不同地质时期储层构造形态的研究成果,现今构造面貌对气藏分布无明显相关性,而早白垩世末期(成藏关键时期)的构造形态与气藏分布呈一定的相关性^[12]。通过多种方法恢复研究区早白垩世末期的古构造形态并与现今构造进行对比,虽然早白垩世末期与现今地层倾角均近似为 0.5°,但其倾斜方向存在差异:早白垩世末期古构造倾向与储层砂体延伸方向均为近 SN 向;现今构造方向为近 EW 向且与储层砂体延伸方向垂直。假设早白垩世之后天然气散失较小所以气柱高度维持不变,早白垩世末期研究区古构造地层倾向为近 SN 向,该时期气柱高度以气层 SN 向宽度计算,现今研究区古构造地层倾向为近 EW 向,现今气柱高度以气层 EW 向宽度计算。气柱高度的计算公式为

$$Z = L \tan \alpha \tag{7}$$

式中: α 为地层倾角, (°); L 为气层宽度, m。

在确定气层宽度和地层倾角的条件下,盒八段、太原组气柱高度(早白垩世末期和现今)分别为 10 m 和 5 m,山二段三亚段气柱高度(早白垩世末期和现今)分别为 26 m 和 17 m(表 4)。

部分研究成果显示研究区白垩系—第四系之间地层剥蚀厚度介于 1 200~1 600 m^[39-40],所以早白垩世末及现今主要含气层所处地层条件的计算参数存在一定变化。结合埋藏史可以确定不同地层条件下气水密度差、气水界面张力和气柱高度参数,并可分别求取不同层段在不同时期临界孔喉半径,反映不同时期致密储层的孔喉半径上限大小(表 5):早白垩世末期储层条件下,盒八段、太原组孔喉半径上限为 0.61 μm,山二段三亚段则为 0.25 μm;现今储层条件下,盒八段、太原组孔喉半径上限为 1.55 μm,山二段三亚段则为 0.46 μm。

表 5 不同层段古今临界孔喉半径的对比

Table 5 Comparison of ancient and modern critical pore-throat radius in different formations

| 层段 | 早白垩世末期 | | | | 现今 | | | |
|--------|--------------------------------|---------------------------------|------------|---------------|--------------------------------|---------------------------------|------------|---------------|
| | 界面张力/ (mN·m ⁻¹) | 气水密度差/ (kg·m ⁻³) | 气柱 高度/m | 临界孔喉 半径/μm | 界面张力/ (mN·m ⁻¹) | 气水密度差/ (kg·m ⁻³) | 气柱 高度/m | 临界孔喉 半径/μm |
| 盒八段 | 25 | 790 | 10 | 0.61 | 33 | 832 | 5 | 1.55 |
| 山二段三亚段 | | | 26 | 0.25 | | | 17 | 0.46 |
| 太原组 | | | 10 | 0.61 | | | 5 | 1.55 |

3 致密砂岩储层成藏物性界限的确定

3.1 不同层段孔喉半径与物性的相关性

盆地东部主要含气层段的常规压汞实验测试结果显示,盒八段孔喉中值半径多介于 0.01~0.20 μm,山二段和太原组孔喉中值半径多介于 0.1~1.0 μm,而同深度段岩心恒速压汞实验的测试结果显示孔隙半径多介于 60~200 μm,喉道半径均值多介于 0.1~1.5 μm,三种不同类型的半径数值相差较大。将鄂尔多斯盆地东部主要含气层段常规压汞测试获得的孔喉中值半径、恒速压汞测试获得的孔隙半径均值和喉道半径均值与岩心气测渗透率进行拟合可知:岩心孔隙半径均值、喉道半径均值与渗透率之间无明显相关性,孔喉中值半径与渗透率相关性较为明显(图 4)。

Newsham 通过对北美地区致密砂岩压汞实验的测试研究了砂岩孔喉半径与物性参数之间的相关性,

其结果表明致密砂岩气藏的有效孔隙度、覆压渗透率和孔喉直径之间具有相关性^[41]。研究区主要含气层段孔隙度和渗透率数据交汇后呈现条带状分布,尤其山二段三亚段物性数据较为离散而整体相关性不好[图 5(a)]。结合常规压汞测试结果,将物性参数以孔

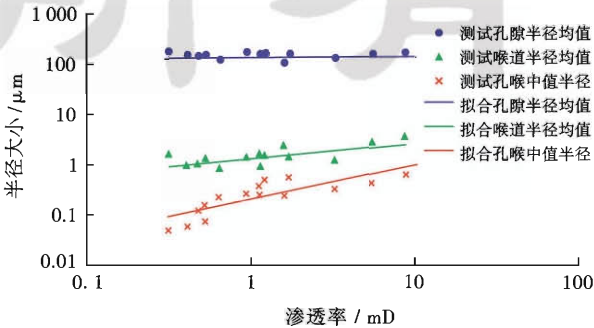


图 4 不同半径均值与渗透率关系

Fig. 4 Relationship between different average radius and permeability

渗中值半径大小进行区分后发现,不同孔喉范围内的物性参数具有一定的相关性;孔喉中值半径小于 0.2 μm 的物性参数较为离散,拟合结果较差;孔喉中值半径大于 0.4 μm 的物性参数整体拟合趋势较好[图 5(b)、图 5(c)]。上述拟合结果与 Newsham 致密砂岩常规

压汞分析结果相似,表明砂岩孔喉中值半径大小能从一定程度上反映其致密程度。

因此可通过常规压汞测试结果确定孔喉中值半径与物性参数之间的拟合关系,再将孔喉半径上、下限带入拟合趋势中推算出相应的物性界限参数。

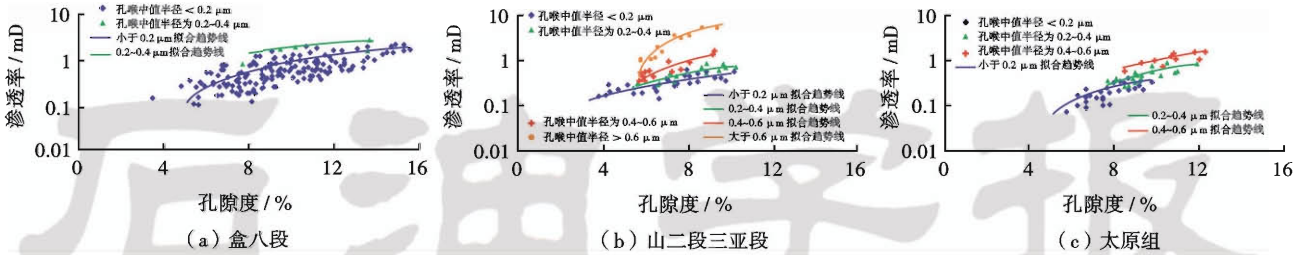


图 5 不同层段孔隙度渗透率交汇图及其孔喉中值半径区间分类

Fig. 5 Relationship of porosity, permeability and it's distinction by median pore-throat size in different layers

3.2 致密储层成藏物性的上、下限

假设束缚水厚度在盆地抬升剥蚀期间无变化,因此不同地质时期储层致密下限不变,而古今储层在气水密度差、界面张力和气柱高度等方面仍存在变化,所以不同地质时期的致密上限状态略有变化。在储层孔喉中值半径较小的范围内(小于 0.2 μm)物性数据的相关性整体较差(图 6),以单一趋势线方式推算物性

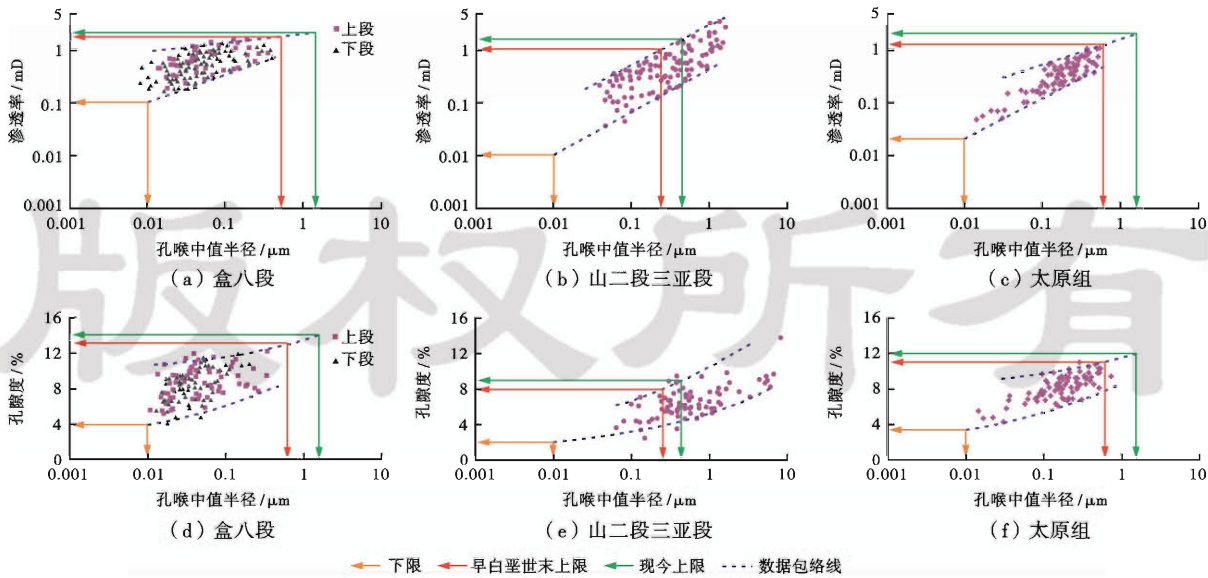
结果的误差较大,所以笔者对于致密储层物性界限的推算是根据整体数据的包络线范围。

常规压汞实验建立孔喉中值半径和物性参数之间拟合关系,利用束缚水膜厚度作为孔喉半径下限,不同地质时期气柱高度估算的临界孔喉半径作为孔喉半径上限,分别推算致密砂岩储层成藏物性参数的上、下限(图 6,表 6)。

表 6 不同层段不同地质时期致密储层成藏物性界限对比

Table 6 Comparison of formation petrophysical limit for tight reservoir in different formations and geological periods

| 层 段 | 成藏物性参数下限 | | 早白垩世末成藏物性参数上限 | | 现今成藏物性参数上限 | |
|--------|----------|--------|---------------|--------|------------|--------|
| | 孔隙度/% | 渗透率/mD | 孔隙度/% | 渗透率/mD | 孔隙度/% | 渗透率/mD |
| 盒八段 | 4.0 | 0.10 | 13.0 | 1.8 | 14.0 | 2.0 |
| 山二段三亚段 | 2.0 | 0.01 | 8.0 | 1.0 | 9.0 | 1.4 |
| 太原组 | 3.5 | 0.02 | 11.0 | 1.1 | 12.0 | 2.0 |



注:黄色线条代表孔喉半径下限及其推算的物性参数下限,其与数据包络线下边缘部分交汇处对应的物性参数为推算结果;红色线条代表早白垩世末期孔喉半径上限,其与数据包络线上边缘部分交汇处对应的物性参数为推算结果;绿色线条代表现今孔喉半径上限,其与数据包络线上边缘部分交汇处对应的物性参数为推算结果。

图 6 不同层段不同地质时期致密储层成藏物性界限的推算结果

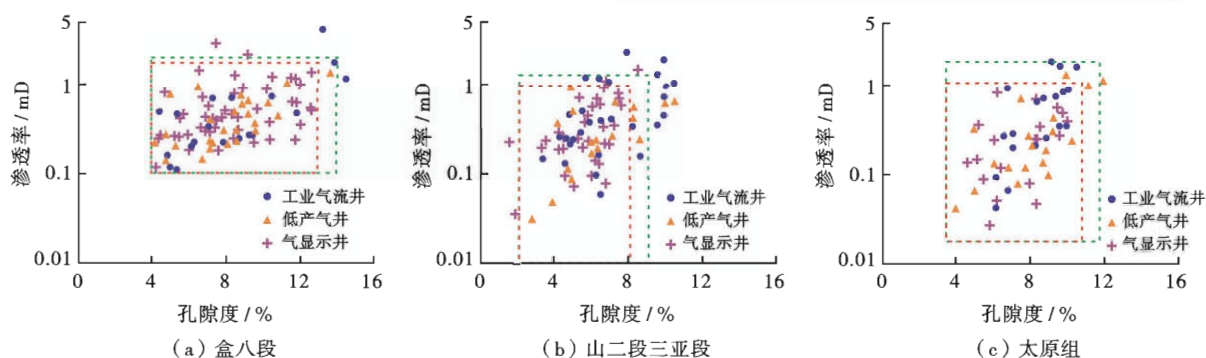
Fig. 6 Calculated results of formation petrophysical limit for tight reservoir in different formations and geological periods

鄂尔多斯盆地东部主要含气层段致密上限有一定的变化范围,其数值大于对致密砂岩气储层渗透率上限的观点,同 Nehring 提出的根据实际地质情况将储层渗透率小于 5 mD 视为致密气的观点一致^[42],所以对于非常规致密砂岩气的界定需考虑更多的地质因素,而不应一概而论。

3.3 研究区上古生界储层的状态特征

储层物性是储层的岩性、粒度、孔隙结构、孔隙类型和成岩作用等因素的综合反映,因此必须将气井产量和致密界限相结合对储层致密状态进行对比。通过气层物性统计结果可以看出(图 7):山二段三亚段孔隙度主体介于 3%~9%,盒八段和太原组孔隙度主体

介于 4%~12%;盒八段气层渗透率主体介于 0.1~1.0 mD,山二段三亚段和太原组气层渗透率主体介于 0.05~1.00 mD。依据试气的日产气量对气井进行分类:试气产量小于 $0.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的气井标定为气显示井;试气产量介于 $(0.5 \sim 2) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的气井标定为低产气井;试气产量大于 $2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的气井标定为工业气流井。在对产气量进一步标定的基础上,参考致密储层物性界限范围可以看出,不同储层的气层段物性整体特征相对较为致密:山二段三亚段内 95% 气显示井物性为致密状态,约 60% 工业气流井和低产气井物性为致密状态;盒八段和太原组内约 95% 的气井物性为致密状态。



注:红色虚线框代表早白垩世末期致密砂岩储层物性的界限;绿色虚线框代表现代致密砂岩储层物性的界限;数据点为气层段的孔隙度、渗透率中值。

图 7 不同产量的气层物性对比

Fig. 7 Comparison of gas reservoir physical properties in different productions

4 结 论

(1) 从致密砂岩微观孔喉内天然气的受力状态入手,综合考虑束缚水膜、水动力、异常超压、气柱高度等参数对天然气充注的影响,研究了鄂尔多斯盆地东部上古生界致密砂岩天然气成藏的界限。由于不同地质时期储层温压条件的变化,同一含气层在早白垩世末期和现今的致密物性上限略有不同,推算结果显示鄂尔多斯盆地东部盒八段、山二段和太原组砂岩储层整体较为致密。

(2) 致密砂岩物性界限推算过程中参数的变化对结果会产生一定影响:盆地东部主要含气层段束缚水测点较少,其范围有待进一步补充确认,不同层段的变化趋势有待深入分析解释;虽然储层物性与孔喉中值半径的拟合相关性较好,但整体趋势需进一步测试补充完善;孔喉中值半径、主流喉道半径同物性的相关性分析应进一步对比,确定是否存在其他类型的拟合方式。

(3) 非常规致密砂岩气的地质研究思路应充分考

虑地质因素的差异性。本文在以往经验统计法的基础上,更多考虑了实际地质条件的独特性,其致密上限推算结果大于目前对致密砂岩气的普遍认识,更适用于对鄂尔多斯盆地东部上古生界含气层段致密状态的评价。

致谢 感谢中国石油长庆油田公司及中国石油长庆油田公司勘探开发研究院的大力支持。西安石油大学地球科学与工程学院硕士研究生陈莹、赵升枫和崔琳等参与部分基础研究工作,在此表示衷心的感谢。

参 考 文 献

- [1] 赵靖舟. 非常规油气有关概念、分类及资源潜力[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(3): 393-406.
Zhao Jingzhou. Conception, classification and resource potential of unconventional hydrocarbons[J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(3): 393-406.
- [2] Law B E, Curtis J B. Introduction to unconventional petroleum systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1851-1852.
- [3] Rogner H H. An assessment of world hydrocarbon resources [J]. Annual Review of Energy and the Environment, 1997, 22:

- 217-262.
- [4] Kawata Y, Fujita K. Some predictions of possible unconventional hydrocarbon availability until 2100[R]. SPE 68755, 2001.
- [5] Dong Z, Holditch S A, McVay D A, et al. Global unconventional gas resource assessments[R]. SPE 148365, 2011.
- [6] 李剑, 魏国齐, 谢增业, 等. 中国致密砂岩大气田成藏机理与主控因素——以鄂尔多斯盆地和四川盆地为例[J]. 石油学报, 2013, 34(增刊 1): 257-264.
Li Jian, Wei Guoqi, Xie Zengye, et al. Accumulation mechanism and main controlling factors of large tight sandstone gas field in China: cases study on Ordos Basin and Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(Supplement 1): 257-264.
- [7] 付金华, 魏新善, 石晓英. 鄂尔多斯盆地榆林气田天然气成藏地质条件[J]. 天然气工业, 2005, 25(4): 9-11.
Fu Jinhua, Wei Xinshan, Shi Xiaoying. Gas reservoir Formation geological conditions of Yulin field in E'Erdsos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(4): 9-11.
- [8] 付金华, 魏新善, 任军峰. 伊陕斜坡上古生界大面积岩性气藏分布与成因[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(6): 664-667.
Fu Jinhua, Wei Xinshan, Ren Junfeng. Distribution and genesis of large-scale Upper Palaeozoic lithologic gas reservoirs on Yi-Shaan slope[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(6): 664-667.
- [9] 邹才能, 陶士振, 袁选俊, 等. 连续型油气藏形成条件与分布特征[J]. 石油学报, 2009, 30(3): 324-331.
Zou Caineng, Tao Shizhen, Yuan Xuanjun, et al. The formation conditions and distribution characteristics of continuous petroleum accumulations[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(3): 324-331.
- [10] 胡朝元, 钱凯, 王秀芹, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界多藏大气田形成的关键因素及气藏性质的嬗变[J]. 石油学报, 2010, 31(6): 879-884.
Hu Chaoyuan, Qian Kai, Wang Xiuqin, et al. Critical factors for the formation of an Upper Paleozoic giant gas field with multiple gas reservoirs in Ordos Basin and transmutation of gas reservoir properties[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(6): 879-884.
- [11] 杨华, 付金华, 刘新社, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界致密气成藏条件与勘探开发[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3): 295-303.
Yang Hua, Fu Jinhua, Liu Xinshe, et al. Accumulation conditions and exploration and development of tight gas in the Upper Paleozoic of the Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 295-303.
- [12] 赵靖舟, 王力, 孙兵华, 等. 鄂尔多斯盆地东部构造演化对上古生界大气田形成的控制作用[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(6): 875-881.
Zhao Jingzhou, Wang Li, Sun Binghua, et al. Effect of structural evolution on the formation and distribution of Upper Paleozoic giant gas fields in the east Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(6): 875-881.
- [13] 赵靖舟, 付金华, 姚涇利, 等. 鄂尔多斯盆地准连续型致密砂岩大气田成藏模式[J]. 石油学报, 2012, 33(增刊 1): 37-52.
Zhao Jingzhou, Fu Jinhua, Yao Jingli, et al. Quasi-continuous accumulation model of large tight sandstone gas field in Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(Supplement 1): 37-52.
- [14] 任战利, 张盛, 高胜利, 等. 鄂尔多斯盆地构造热演化史及其成藏成矿意义[J]. 中国科学 D 辑: 地球科学, 2007, 37(增刊 1): 23-32.
Ren Zhanli, Zhang Sheng, Gao Shengli, et al. Tectonic thermal history and its significance on the formation of oil and gas accumulation and mineral deposit in Ordos Basin[J]. Science in China Series D: Earth Sciences, 2007, 50(Supplement 2): 27-38.
- [15] 刘新社, 周立发, 侯云东. 运用流体包裹体研究鄂尔多斯盆地上古生界天然气成藏[J]. 石油学报, 2007, 28(6): 37-42.
Liu Xinshe, Zhou Lifa, Hou Yundong. Study of gas charging in the Upper Paleozoic of Ordos Basin using fluid inclusion[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(6): 37-42.
- [16] 戴金星, 裴锡古, 戚厚发. 中国天然气地质学: 卷二[M]. 北京: 石油工业出版社, 1996: 66-73.
Dai Jinxing, Pei Xigu, Qi Houfa. Natural gas geology in China: Vol. 2[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996: 66-73.
- [17] 万玲, 孙岩, 魏国齐. 确定储集层物性参数下限的一种新方法及其应用——以鄂尔多斯盆地中部气田为例[J]. 沉积学报, 1999, 17(3): 454-457.
Wan Ling, Sun Yan, Wei Guoqi. A new method used to determine the lower limit of the petrophysical parameters for reservoir and its application: a case study on Zhongbu gas field in Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1999, 17(3): 454-457.
- [18] 李幸运, 郭建新, 张清秀, 等. 气藏储集层物性参数下限确定方法研究[J]. 天然气勘探与开发, 2008, 31(3): 33-38.
Li Xingyun, Guo Jianxin, Zhang Qingxiu, et al. Determining method for the lower limit of physical-property parameters in gas reservoirs[J]. Natural Gas Exploration & Development, 2008, 31(3): 33-38.
- [19] 黎菁, 杨勇, 王少飞, 等. 苏里格气田东区致密砂岩储层物性下限值的确定[J]. 特种油气藏, 2011, 18(6): 52-56.
Li Jing, Yang Yong, Wang Shaofei, et al. Determination of the lower limits of the physical properties of consolidated sandstone reservoirs in eastern Sulige gas field[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2011, 18(6): 52-56.
- [20] Spencer C W. Geologic aspects of tight gas reservoirs in the Rocky Mountain region[J]. Journal of Petroleum Technology, 1985, 37(7): 1308-1314.
- [21] 关德师, 牛嘉玉. 中国非常规油气地质[M]. 北京: 石油工业出版社, 1995: 60-85.
Guan Deshi, Niu Jiayu. Unconventional oil and gas geology in China[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1995: 60-85.
- [22] Surdam R C. A new paradigm for gas exploration in anomalously pressured "tight gas sands" in the Rocky Mountain Laramide Basins[M]// Surdam R C. Seals, traps, and the petroleum system. Tulsa: AAPG, 1997.
- [23] Holditch S A. Tight gas sands[J]. Journal of Petroleum Technology, 2006, 58(6): 86-93.
- [24] 张峭楠. 致密天然气砂岩储层: 成因和讨论[J]. 石油与天然气地质, 2008, 29(1): 1-10.

- Zhang Shaonan. Tight sandstone gas reservoirs; their origin and discussion[J]. *Oil & Gas Geology*, 2008, 29(1): 1-10.
- [25] 胡文瑞. 低渗透油气田概论[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009: 1-21.
- Hu Wenrui. Theory of low-permeability reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009: 1-21.
- [26] 邹才能, 陶士振, 侯连华, 等. 非常规油气地质[M]. 北京: 地质出版社, 2011: 50-92.
- Zou Caineng, Tao Shizhen, Hou Lianhua, et al. Unconventional petroleum geology[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2011: 50-92.
- [27] 国家能源局. SY/T 6832—2011 致密砂岩气地质评价方法[S]. 北京: 石油工业出版社, 2011.
- National Energy Administration. SY/T 6832—2011 Geological evaluating methods for tight sandstone gas[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.
- [28] Nelson P H. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales[J]. *AAPG Bulletin*, 2009, 93(3): 329-340.
- [29] Camp W K. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales; discussion [J]. *AAPG Bulletin*, 2009, 95(8): 1443-1447.
- [30] 李道品. 低渗透砂岩油田开发[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997.
- Li Daopin. Oil field development with low permeability sandstone [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997.
- [31] 向阳, 向丹, 羊裔常, 等. 致密砂岩气藏水驱动态采收率及水膜厚度研究[J]. 成都理工学院学报: 自然科学版, 1999, 26(4): 389-391.
- Xiang Yang, Xiang Dan, Yang Yichang, et al. Study of gas recovery and water film thickness in water drive for tight sandstone gas reservoir[J]. *Journal of Chengdu University of Technology: Science and Technology Edition*, 1999, 26(4): 389-391.
- [32] SPE, AAPG, WPC, et al. Petroleum Resource Management System[R/OL]. [2011-07-06] http://www.spe.org/spe-app/spe/industry/reserves/Petroleum_Resource_Management_System.pdf
- [33] Schenk C J. Geologic definition and resource assessment of continuous(unconventional) gas accumulation; the U. S. experience [EB/OL]. [2012-05-15]. <http://www.searchanddiscovery.com/documents/abstract/cario2002/schenk.htm>.
- [34] 李明诚, 李剑. “动力圈闭”——低渗透致密储层中油气充注成藏的主要作用[J]. 石油学报, 2010, 31(5): 718-722.
- Li Mingcheng, Li Jian. “Dynamic trap”: a main action of hydrocarbon charging to form accumulations in low permeability-tight reservoir[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2010, 31(5): 718-722.
- [35] 包茨. 天然气地质学[M]. 北京: 科学出版社, 1988: 216-218.
- Bao Ci. *Geology of natural gas*[M]. Beijing: Science Press, 1988: 216-218.
- [36] 王国勇, 刘天宇, 石军太. 苏里格气田井网井距优化及开发效果影响因素分析[J]. 特种油气藏, 2008, 15(5): 76-79.
- Wang Guoyong, Liu Tianyu, Shi Juntao. Pattern well spacing optimization and analysis of factors affecting development effect in Sulige gas field[J]. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 2008, 15(5): 76-79.
- [37] 何东博, 王丽娟, 冀光, 等. 苏里格致密砂岩气田开发井距优化[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(4): 458-464.
- He Dongbo, Wang Lijuan, Ji Guang, et al. Well spacing optimization for Sulige tight sand gas field, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(4): 458-464.
- [38] 李易隆, 贾爱林, 何东博. 致密砂岩有效储层形成的控制因素[J]. 石油学报, 2013, 34(1): 71-82.
- Li Yilong, Jia Ailin, He Dongbo. Control factors on the formation of effective reservoirs in tight sands[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(1): 71-82.
- [39] 赵孟为, Behr H J. 鄂尔多斯盆地三叠系镜质体反射率与地热史[J]. 石油学报, 1996, 17(2): 15-23.
- Zhao Mengwei, Behr H J. Vitrinite reflectance in Triassic with relation to geothermal history of Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 1996, 17(2): 15-23.
- [40] 陈瑞银, 罗晓容, 陈占坤, 等. 鄂尔多斯盆地埋藏演化史恢复[J]. 石油学报, 2006, 27(2): 43-47.
- Chen Ruiyin, Luo Xiaorong, Chen Zhankun, et al. Restoration of burial history of four periods in Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2006, 27(2): 43-47.
- [41] Newsham K E, Rushing J A, Lasswell P M, et al. A comparative study of laboratory techniques for measuring capillary pressures in tight gas sands[R]. SPE 89866, 2004.
- [42] Nehring, R. Growing and indispensable; the contribution of production from tight-gas sands to U. S. gas production. [EB/OL]. [2013-01-05]. http://www.searchanddiscovery.com/documents/abstracts/2005hedberg_vail/abstracts/short/nehring.htm.

(收稿日期 2013-05-01 改回日期 2013-08-03 编辑 王培玺)