

深部碳酸盐岩油气生成和保存的特征 及其模拟实验研究^①

范善发 周中毅 解启东

(中国科学院广州地球化学研究所, 广州 510640)

提 要 塔里木盆地具有地温梯度低和油气藏埋藏深度大的特点,深埋引起的高压利于油藏保存,7 000 m 的地层温度 $< 165^{\circ}\text{C}$,低于通常认为石油形成温度上限,油藏保存的深可以达到 7 000m。铁岭灰岩高温高压模拟实验表明,高压抑制油向气转化。塔里木盆地古生界海相碳酸盐岩晚期二次生烃使生油窗延伸至 R_o 1.5%。

关键词 深部油气生成和保存 高地层压力 晚期二次生烃 古生界碳酸盐岩 塔里木盆地

分类号 P 618.13Q 1/P 578.6

第一作者简介 范善发 男 53岁 研究员 有机地球化学

全世界 21个盆地中发现了 75个埋深大于 6 000 m 的工业油藏,在一些地区的深部,地温高于 200°C ,甚至在 $300\sim 315^{\circ}\text{C}$ 的地温条件下找到油藏^[1]。在深部盆地中,高压能延缓有机质的演化,抑制油向气转化^[2,3]。克拉通盆地普遍存在二次生烃现象^[4,5]。塔里木盆地古生界为克拉通盆地,可能存在晚期二次生烃^[6]。塔里木盆地地温梯度低,古生界海相生油岩埋藏深度大,大部分油气资源分布在 4 500 m 以下。已有的成油理论不能解释塔里木盆地深部油气的生成和分布,需要研究深部油气演化的特征以及温度和压力对油气生成和保存的影响。

1 塔里木盆地深部油气层相态分布与地层温度和地层压力的关系

1.1 深部油气层的地层温度和地层压力

塔里木盆地油气层具有埋深大的特点,从古生界至第三系都找到埋深大于 5 000 m 的油气层。已发现的深部油气层主要分布在奥陶系、石炭系和白垩系中。在已测试的 150多个油气层中,埋超过 5 000 m 的油气层约占 40%。

油气层的地层压力与埋藏深度有关。塔北隆起奥陶系和石炭系的油气层埋深较大,具有较高的地层压力,分别为 $43\sim 65\text{ MPa}$ 和 $41.3\sim 79.2\text{ MPa}$ 。三叠系以上地层的油气层埋深较浅,具有较低的地层压力。塔中隆起奥陶系和石炭系的油气层埋深最浅,地层压力最低,分别为 $41.6\sim 43.6\text{ MPa}$ 和 $32.7\sim$

49.4 MPa

塔里木盆地各含油层系的地层温度在 $94\sim 145.5^{\circ}\text{C}$ 之间。其中,奥陶系的地层温度最高 ($116\sim 145.5^{\circ}\text{C}$),石炭系次之 ($98\sim 145^{\circ}\text{C}$),三叠系最低 ($91\sim 133.8^{\circ}\text{C}$)。由于埋深大,塔北隆起油气层的地层温度比塔中隆起的油气层高。但在地层温度相同的情况下,塔中隆起油气层的埋深普遍要比塔北隆起低得多。例如,塔中隆起 $3\ 200\sim 3\ 800\text{ m}$ 的地层温度为 $100\sim 115^{\circ}\text{C}$,相当于塔北隆起 $3\ 900\sim 4\ 900\text{ m}$ 的地层温度。

1.2 深部油气层的相态分布与地层温度和地层压力的关系

图 1表明,随着地层压力的增加,塔里木盆地奥陶系、石炭系和中新生界油气层的地层温度相应增加。凝析气主要分布在中新生界层系中,地层温度的范围为 $70\sim 100^{\circ}\text{C}$,地层物范围为 $43\sim 53\text{ MPa}$ 。

油气层相态分布与地层温度和地层压力有关。相同地层压力下,气藏分布区的地层温度要比油藏分布区地层温度要高。在 $40\sim 55\text{ MPa}$ 的地层压力范围内,大部分密度为 $0.8\sim 0.9\text{ g/cm}^3$ 油层分布在地层温度更高的区域,地层温度可以达到 140°C 。在地层压力大于 55 MPa 的下部热动力带中,随着地层压力增加,奥陶系和石炭系都出现油层和气层交替分布的现象。地层压力达到 63 MPa 时,奥陶系的气层温度达到 145°C ,石炭系的油层温度也达到 145°C 。地层压力进一步增加,油气层的地层温度反而降低。

高地层压力可能是深部油气藏保存的重要原

^① 国家自然科学基金资助项目 (49070110, 49572125)
收稿日期: 1996-09-12

因。美国墨西哥湾第三系碎屑岩中华盛顿湖的油藏的埋深达到 6 540 m, 地层压力达到 130 MPa, 异常高的地层压力使油藏在 200℃ 的地温条件下仍能保存。塔里木盆地油气层的埋深大, 深埋引起的高地层压力会抑制油向气转化, 利于油藏的保存。由于高地层压力, 在塔里木盆地深部不但可以找到轻质油藏和气藏, 也可以找到正常密度的油藏。尤其在塔西南坳陷, 应注意高地层压力对油气藏分布的影响。

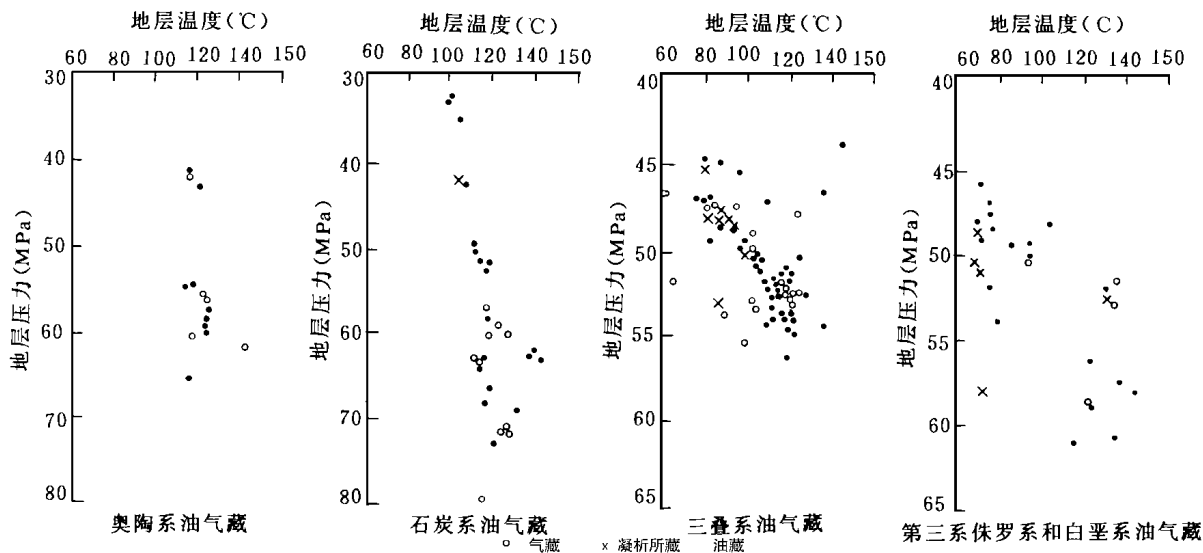


图 1 塔里木盆地油气层的地层压力和地层温度的关系

Fig. 1 Geopressure versus geotemperature for oil and gas pools of the Tarim Basin

2 深部碳酸盐岩的晚期二次生烃

2.1 晶包有机质的生烃贡献

沥青含量包括沥青 A 和沥青 C 的含量, 沥青 C 也称为晶包有机质。由图 2 可见, 大部分古生界碳酸盐岩样品的成熟度达到高一过成熟阶段。高过成熟碳酸盐岩生油的下限值分别为, 有机碳 0.1%, 沥青 0.005% 和烃含量 0.004%。古生界碳酸盐岩样品中, 沥青 C/沥青 A 的比值为 0.2~3.1。显然, 沥青

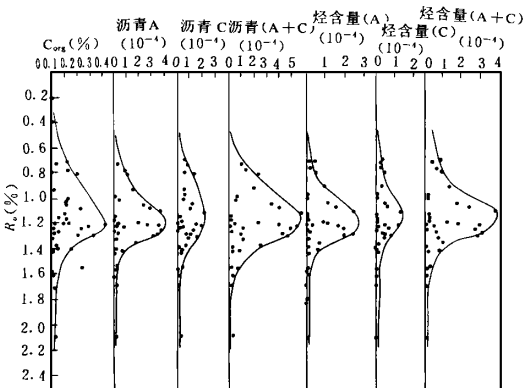


图 2 塔里木盆地古生界碳酸盐岩的有机碳、沥青和烃含量随成熟度的变化

Fig. 2 Change of organic carbon, bitumen and hydrocarbon contents with maturity for Paleozoic carbonate rocks of the Tarim Basin

C 的生烃贡献不容忽视。由于沥青 C 的生烃贡献, 沥青含量和沥青的烃含量增加, 可以扩大生油岩的范围和提高生油等级。据中一好生油岩生油标准, 有机碳 > 0.13%, 沥青 > 0.02%, 烃含量 > 0.008%, 图 2 中约 36% 的样品可达中一好生油岩标准。

2.2 晚期二次生烃的地球化学特征

从图 2 中可以看出, 有机碳含量、沥青含量和烃含量的分布均与 R_o 值有关。 R_o 为 1.2% 时, 有机碳含量的峰值为 0.4% 左右, 沥青 A 含量和沥青 C 含量的峰值分别为 0.037% 和 0.021%, 而沥青 A 和沥青 C 的烃含量的峰值分别为 0.024% 和 0.013%。 $R_o > 1.5%$ 后, 有机碳含量、沥青含量和烃含量分别小于 0.1%、0.005% 和 0.004%, 低于高成熟碳酸盐岩的生油下限。

塔里木盆地地下古生界早期生成的油藏, 由于多期构造运动, 大部分被破坏, 不易保存下来, 大部分下古生界油气藏是在中生代时形成的。塔里木盆

地下生界生成的油气具有晚期二次生烃的高成熟特征。据有机碳、沥青和烃含量,塔里木盆地地下古生界碳酸盐岩晚期二次生烃高峰时的 R_o 为 1.2% 左右,生油窗的下限可以推迟到 R_o 为 1.5% 左右。

3 碳酸盐岩二次生烃模拟实验研究

3.1 铁岭灰岩模拟实验

样品为河北平泉中一晚元古界铁岭灰岩,有机碳含量为 0.17%,据沥青反射率换算的 R_o 为 0.84%。模拟实验的温度分别为 300 350 400 450 和 500°C,压力为 73.65 和 196.1 MPa 两个系列。模拟时间均为 48 h。上述模拟实验条件可以用来模拟高温和高压对碳酸盐岩二次生烃演化的影响。

由图 3 可见,铁岭灰岩的产气率、产油率和 R_o 与模拟温度和模拟压力有关,模拟温度增加,铁岭灰岩的产气率增加,而产油率减少。300~400°C 之间,压力对产气率的影响不大。400~500°C 之间,高压时的产气率比低压时要低。300~500°C 之间,高压时的产油率比低压力时高得多。模拟温度增加,铁岭灰岩模拟产物的 R_o 值增加。在 300~400°C 温度范围内,高压的 R_o 值比低压时要低。400°C 以上,高压和低压的 R_o 差别不大。

模拟温度 300~400°C 相当于生油阶段后期。在该温度范围内,随着模拟温度的增加,热演化程度相应增加,生气能力增加,而生油能力降低。在此阶段,高压会抑制油向气转化。高压条件下产油能力比低

压条件下要高。铁岭灰岩模拟实验表明,深部高压作用不容忽视,深埋引起的高压有利于油藏保存。生油阶段的后期,深埋引起的高压对产气率的影响不大。

模拟温度 400~500°C 相当于生气阶段,随着演化程度的增加,铁岭灰岩的产气能力相应增加,而产油能力降低。在此阶段,高压作用比生油阶段后期更强。深埋引起的高压抑制油向气转化,与低压相比,高压更有利于油藏保存。高压使油生成和保存的温度增加。由此可以认为,相当于生油阶段后期的模拟温度范围应延伸至 450°C,相对应的 R_o 值可达到 1.5% 左右。

高压条件下,模拟温度从 400°C 增加到 450°C,产油率明显增加。除了高压抑制油向气转化外,碳酸盐岩中干酪根、沥青质和晶包有机质的成烃释放也是产油率增加的重要因素。在深埋条件下,碳酸盐岩会发生晚期二次生烃,晶包有机质、高成熟干酪根和沥青质能释放出大量烃类,高压则有利于晚期二次生烃的释放,也有利于液态烃的保存。

铁岭灰岩的 R_o 与温度和压力的关系表明,地温梯度较低时,深埋时的地温仍较低,但深埋引起的高压使碳酸盐岩的 R_o 值会降低。地温增高, $R_o > 1.2%$ 以后,地层压力对 R_o 值的影响逐渐消失。

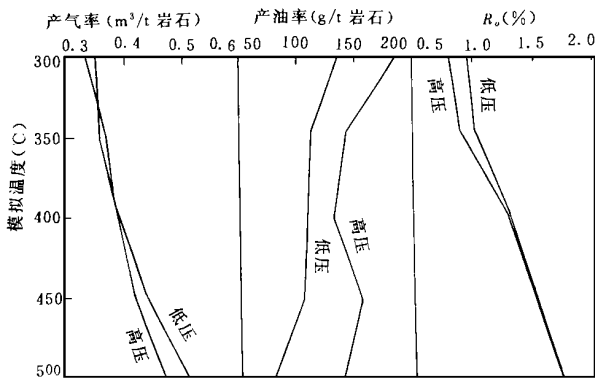
4 塔里木盆地深部油气的前景

4.1 用地温场预测油气的最大埋藏深度

塔里木盆地 5 000 m, 8 000 m 和 7 000 m 深的地温分别为 110~120°C、125~135°C 和 135~150°C^①。7 000 m 深的地温场分布表明,隆起区地温较高,塔北隆起、孔雀河斜坡以及塔西南的部分地区的地温为 145~155°C,而塔中隆起地温最高,可达 165°C。盆地边缘地区为低地温分布区,一般为 115~120°C。

油气藏的埋藏深度与地温场有关。塔里木盆地 7 000 m 深的地温低于通常认为石油形成的下限温度(150~200°C)。6 000~7 000 m 深的地层仍有利于油气保存。英买力地区 YM2 井奥陶系 6 049~6 062 m 内幕油藏的地温为 124°C,该地区地温增加较慢,油气藏保存的深度可能达到 7 000 m。

凹陷区地温比隆起区要低,与塔北隆起区和塔中隆起区比,满加尔凹陷深部的地温要低 10~



高压 196.1 MPa 低压 73.6 MPa

图 3 铁岭灰岩模拟实验产气率、产油率和反射率随温度和压力的变化

Fig. 3 Change of gas yield, oil yield and reflectance with temperature for the simulation products of the Tieling limestone

① 王钧等. 塔里木盆地地温场的研究及温压关系的初步分析. 1994.

15℃, 满加尔凹陷的 6 000~ 7 000 m 的斜坡带是油气保存的有利于地区。

4.2 深部油气生成的前景

古生界海相克拉通盆地除具有晚期二次生烃特征外, 油气聚集受古隆起和斜坡控制。斜坡区不但是油气聚集的有利地区, 也是油气生成的有利地区。在满加尔凹陷的斜坡区, 奥陶系海相碳酸盐岩和泥岩的有机质丰度较高, 埋深为 8 000 m 时, 地温达到 170℃, 在第四纪期间奥陶系烃源岩释放出大量残余烃, 并向邻近的隆起区提供大量烃类^[7]。

塔里木盆地地温梯度较低, 一般为 1.8~ 2.5℃/100 m, 再加上后期快速沉降, 第三系时沉积了 3 000~ 7 000 m 红层, 使生油层进一步深埋。塔里木盆地深部古生界生油层具有地层压力高和地层温度较低的特点。深部油气分布和高温高压模拟实验已证明, 高压抑制油向气转化, 有利于油的生成和保存, 深埋引起的高压使油藏保存的温度增加。

5 结 论

(1) 塔里木盆地地温梯度较低, 油气藏的埋藏深度大, 深埋造成地层压力较高, 高压抑制油向气转化, 而且利于油藏保存。深埋造成的高压使油藏保存的温度进一步增加。塔里木盆地油气藏的埋深达到

7 000 m 是可能的。

(2) 塔里木盆地古生界海相碳酸盐岩具有晚期二次生烃的特征, 生油窗的下限可以延伸至 R_o 1.5% 左右, 晚期二次生烃对深部油气藏的形成和保存具有重要意义。

参 考 文 献

- [1] Ки́рюхин Л. Г., Лоджевская М. И. Свех глубокое бурение и провоз нефти вazonности. Сов. Геология, 1991, (8): 37~ 43.
- [2] Price L. C., Wenger L. M. The influence of pressure on petroleum generation and maturation as suggested by aqueous pyrolysis. In Advances in Organic Geochemistry 1991 (Edited by Eckardt C. B., Maxwell J. R., Larter S. R. and Manning D. A. C.). Org. Geochem, 1992, 19(1-3): 141~ 159.
- [3] 范善发, 周中毅, 韩林林. 压力对盆地深部有机质演化影响的模拟实验研究. 全国第五届有机地球化学学术讨论会论文集, 南京: 江苏科学技术出版社, 1994, 375~ 380.
- [4] Tissot B. P. Recent advances in petroleum geochemistry applied to hydrocarbon exploration. AAPG Bull, 1984, 88(5): 545~ 583.
- [5] Johnson M. J. et al. Thermal maturity patterns in Alaska implications for tectonic evolution and hydrocarbon potential. AAPG Bull, 1993, 77(11): 1874~ 1803.
- [6] 周中毅, 盛国英. 塔里木盆地古地温与深部找油(气)前景. 地球化学, 1985, (3): 236~ 241.
- [7] 范善发, 周中毅, 解启东等. 塔里木盆地地下古生界高成熟干酪根生烃潜力的评估. 地球化学, 1996, 25(5): 112~ 120.

Characteristics and Simulation Experimental Study of Generation and Conservation of Deep Carbonate Oils and Gases

Fan Shanfa Zhou Zhongyi and Xie Qidong

(Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640)

Abstract

The buried depth of oil and gas reservoirs is deep and over half of it is distributed in the depth of > 4 500 m in the Tarim Basin. Deep burial causes high geopressure which is beneficial to the conservation of oil and gas reservoirs. The geotemperature at 7 000 m depth in the Tarim Basin is lower than 165℃ below the lower limit of oil-generating temperature, so the conservation depth of oil and gas reservoirs can reach to 7 000 m.

The Paleozoic craton basin of the Tarim Basin is characterized by the late secondary hydrocarbon generation, which is important to the oil and gas reservoirs from the Paleozoic source rocks of the Tarim Basin. The R_o value of oil-generating high peaks is about 1.2% and the range of the oil-generating window can be extended to R_o 1.5%.

The Tieling limestone simulation experiment with high temperature and pressure demonstrated that high pressure is beneficial to the conservation of liquid hydrocarbons in carbonate rocks and retards the change of oil to gas. The simulation experiment also indicated that in the deeply buried condition the late secondary hydrocarbon generation can take place in carbonate rocks because of high temperature and pressure.

Key Wores generation and conservation of deep oil and gas high geopressure late secondary hydrocarbon generation Paleozoic carbonate rock Tarim Basin