

鄂尔多斯盆地古峰庄—王洼子地区长9油层组 流体过剩压力与油气运移研究

吴保祥, 段毅, 郑朝阳, 于文修

中国科学院地质与地球物理研究所气体地球化学重点实验室, 兰州, 730000

内容提要: 近几年,在鄂尔多斯盆地上三叠统长9油层组中不断有新的油气发现,因而对长9油层组石油运移的认识对进一步的勘探开发愈发重要。本文通过对古峰庄—王洼子地区延长组长7—长9油层组流体过剩压力的计算,并结合地球化学特征分析,对该地区长9油藏形成时的油气运移的动力特征进行了研究。结果表明,古峰庄—王洼子地区延长组长9油层组石油和长7油层组烃源岩具有相似的地球化学特征,长9原油可能主要来自于其上部长7油层组源岩。长7油层组源岩层具有远远大于长9油层的过剩压力分布,二者之间具有14 MPa以上过剩压力差值,成为长7油气向长9油层组储层运移的主要动力。

关键词: 鄂尔多斯盆地;古峰庄—王洼子地区;长9油藏;流体过剩压力;油气运移动力

鄂尔多斯盆地中生界上三叠统延长组长9油层组是鄂尔多斯盆地近几年新开发的油气目标层位。一直以来,长9油层组相对于其上部层位研究程度非常有限。由于钻探控制程度低和认识上的原因,长9油层组一直被认为是砂体不太发育,未将其看作主力储集层,因而亦未获得油气勘探方面的突破。直至2005年,在盆地西部的古峰庄—王洼子地区的峰2井和胡148井等获得工业油流后,对延长组长9油层组的勘探才取得了重大突破,对其石油地质特征的研究也逐渐得到了重视。长庆石油勘探开发研究院^①、杭州地质研究所^②等都先后对长9油层组进行了储层沉积相、成岩作用等的研究,划定了长9储层的分布范围,初步探讨了长9油藏的成藏模式。不过这些研究没有对鄂尔多斯盆地延长组长9油藏原油的成藏过程进行详细研究,而对油藏成藏过程的重要环节——油气运移特征也缺乏较为明确的认识。

目前,基于油源对比和原油极性化合物的油气运移地球化学研究方法在鄂尔多斯盆地中生界油藏中得到了很好的应用(段毅等,2006),解决了延长组长7油层组及以上层位,乃至侏罗系油藏中存在的一些油气运移问题,而对于较深部的长9油藏的油气运移研究并没有涉及。由于存在长9油藏发现时

间短,分布比较分散,数据难以采集的客观原因,难于较为系统的对其进行地球化学参数对比,未能明确长9油藏的来源、油气运移方向和驱动力性质。陈荷立等(1990)通过对鄂尔多斯盆地泥岩层压力分布以及演化过程的研究,发现该盆地延长组下部均发育稳定的欠压实带,并利用平衡深度法估算出一些地区油井中生代的地层在一定深度下均存在过剩压力。其后,通过地层流体过剩压力原理进行油气运移研究在鄂尔多斯盆地得到了探索和应用(席胜利等,2004,2005;杨飏等,2006),取得了很多研究成果和认识,对提高油气成藏规律的认识和指导油气勘探提供了重要的理论参考资料。但是,上述研究均没有对延长组长9油藏的油气运移方向和动力特征进行研究。

总而言之,对于较深部的长9油层组的母源性质和运移特征方面的认识不足,限制了对其的进一步勘探和开发。基于此,本文将通过近年发展的地层流体过剩压力研究理论和方法,对鄂尔多斯盆地典型的长9油层组油藏分布区——古峰庄—王洼子地区的长7—长9油层组流体的过剩压力发育情况加以计算,分析其分布特征,进行长9油藏油气运聚动力学特征的研究,为今后长9油藏石油的勘探提供有价值的科学研究资料。

注:本文为中国科学院“西部之光”博士资助项目、国家自然科学基金(编号40772069)和国家“973”项目(编号20052CB422105)联合资助成果。

收稿日期:2007-08-13;改回日期:2008-05-04;责任编辑:周健。

作者简介:吴保祥,男,1972年生。博士,主要从事油气地球化学研究工作。电话:0931-4960885;Email:wubaoxiang7241@sohu.com。

1 过剩压力计算

目前计算源岩层中流体过剩压力的方法中应用最为广泛和成熟的是平衡深度法 (Magara, 1968)。在具体计算源岩层中流体过剩压力的过程中,首先需要按照要求读取单井剖面中泥岩的声波时差 (Δt) 数据,在 Δt -深度剖面上恢复泥岩正常压实曲线,并建立该油井泥岩的正常压实曲线数学表达关系式,据此求取任意压实异常点对应的平衡深度。如图 1 中 A 点对应的地层深度 Z_e 即为平衡深度。地层流体异常压力通过 Magara (1968) 提出的表达式进行计算。而流体过剩压力为地层异常压力与静水压力的差值。

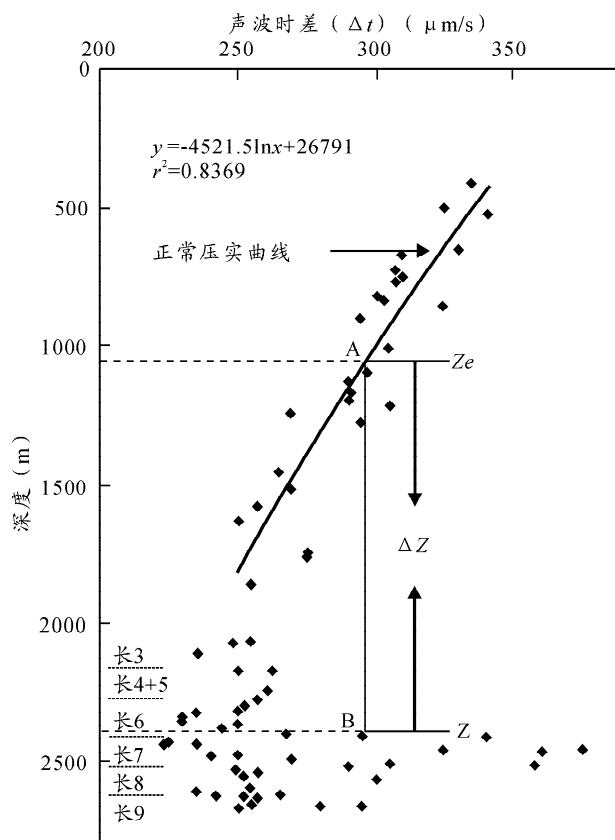


图 1 鄂尔多斯盆地胡 148 井泥岩压实曲线

Fig. 1 Compaction curve of mudstones in well Hu148 from the Ordos basin

需要说明的是:由于一些油井的声波测井资料不够完整,尤其缺失研究目标层段以上的部分,这给恢复该油井在生油时期的正常泥岩压实曲线带来了困难。研究资料表明,在早侏罗世末期,是鄂尔多斯盆地中生界油藏的主要生成期,也是中生代地层的最大埋藏期。根据地层埋藏史恢复结果来看,在研究地

区,这一最大埋藏深度的范围通常在 2700 m 左右(陈瑞银等,2006),与现今的埋藏深度相比稍大一些。考虑到该地区三叠纪末剥蚀泥岩压实作用受到多种地质因素的制约和影响,但是在较小的范围内,特别是受到同一构造因素控制的较小范围内,这些因素都比较接近(陈荷立等,1987),本次仍然视现今目标层以上层位的厚度代替早侏罗世末期目标层位以上地层厚度。同时尽量选取该井附近、资料相对完整的油井作为参考,进行地层流体过剩压力计算。

2 流体过剩压力分布特征

一般认为,鄂尔多斯盆地早白垩世末期地层沉积达到最大,烃源岩埋藏最深,因而也是盆地中生界石油的最大生烃时期。研究过程中,共采集到鄂尔多斯盆地古峰庄—王洼子地区超过 20 口代表性油井的声波时差曲线资料。结合前人在地层剥蚀厚度等研究成果和数据^[10],进行了早白垩世末期地层过剩压力的计算。计算的主要层位除长 9 油层组以外,也对与长 9 油藏原油的生成和运移具有密切关系的长 7 和长 8 油层组主要泥岩层段过剩压力进行了计算。

图 2 展示了在鄂尔多斯盆地古峰庄—王洼子地区延长组长 7 油层组—长 9 油层组的流体过剩压力平面分布特征。不难看出,长 7 油层组的流体过剩压力普遍在 14 MPa 以上。沿古峰庄—王洼子一带,总体呈现出北西—南东向分布的一个高的过剩压力集中区,其核心区过剩压力值最高甚至超过 20 MPa(图 2a)。相对而言,长 8 油层组的过剩压力在研究区范围内一般分布于 6~12 MPa 之间,呈现自北西向南东方向逐渐增高的趋势,至王洼子以东地区,其最高值达到 12 MPa 以上(图 2b)。长 9 油层组的过剩压力主要的分布范围在 4~14 MPa 之间,分布特征体现在具有由古峰庄向王洼子方向逐渐增大的趋势,这与长 8 油层组的过剩压力变化有些相似,而其过剩压力的最高值超过 14 MPa(图 2c)。通过过剩压力的平面分布特征对比发现,长 7 与长 8、长 9 油层组相比,过剩压力的分布特征明显不同,主要体现在长 7 油层组泥岩具有普遍较高的过剩生成强度,甚至在研究的大部分地区,长 8 和长 9 油层组的最高过剩压力也仅仅达到了长 7 油层组过剩压力的最低值。

而造成上述不同层位之间过剩压力差别的主要原因可能与各自的烃源岩的性质和分布特征的不同。研究认为,通常厚度大、生烃能力强的泥岩层具有较大的流体过剩压力(李明诚,2004)。通过对长

表 1 长 9 油藏原油的油源对比地球化学参数

Table 1 Geochemical parameters of Chang 9 crude oils for oil-source rock correlation

井号	样品类型	层位	C ₂₁ -/C ₂₂ ⁺	Pr/Ph	Pr/nC ₁₇	Ph/nC ₁₈	规则甾烷相对含量(%)			重排甾烷/ 规则甾烷	4-甲基甾烷/ 规则甾烷	C ₂₉ 20S/ (20S+20R)	C ₂₉ ββ/ (αα+ββ)
							C ₂₇	C ₂₈	C ₂₉				
峰 2	原油	长 9	1.24	1.58	0.38	0.24	32	27	41	0.29	0.16	0.55	0.54
峰 12		长 9	1.16	1.65	0.40	0.25	29	29	42	0.23	0.16	0.50	0.52
元 152		长 9	0.98	1.50	0.40	0.27	28	29	42	0.16	0.15	0.56	0.55
元 108		长 9	1.04	1.48	0.55	0.37	31	29	40	0.20	0.11	0.53	0.56
元 159		长 9	1.01	1.56	0.40	0.27	30	28	42	0.17	0.12	0.54	0.57
池 38		长 9	1.08	1.53	0.46	0.31	24	26	50	0.41	0.14	0.56	0.53
黄 39	长 9	1.03	1.60	0.39	0.26	29	26	45	0.16	0.18	0.57	0.53	
元 153	源岩	长 7 ³	1.79	2.52	0.50	0.29	27	21	52	0.38	0.18	0.50	0.55
午 61		长 7 ³	1.21	1.79	0.11	0.27	31	29	40	0.32	0.14	0.41	0.57
午 61		长 7 ²	1.06	1.44	0.44	0.39	33	27	39	0.41	0.15	0.58	0.53
白 210		长 7 ²	1.69	1.27	0.33	0.28	—	—	—	—	—	—	—
新 63		长 7 ³	1.37	1.56	0.34	0.23	—	—	—	—	—	—	—
元 153	源岩	长 9 ¹	2.15	3.21	1.11	0.40	32	20	48	0.51	0.50	0.55	—
白 251		长 9 ¹	2.34	2.26	0.27	0.12	—	—	—	—	—	—	—
庄 46		长 9 ¹	1.33	1.22	0.55	0.49	29	27	44	0.07	0.36	0.41	—

注:白 210 井、新 63 井和白 251 井源岩地球化学资料据杭州地质研究所^①。

别。这也反映出长 9 油藏石油和长 9 油层组泥岩可能不具有亲缘关系。

事实上,长 7 油层组沉积早期是鄂尔多斯盆地的最大湖泛时期,此期间古峰庄—王洼子及其以南地区是整个盆地中较大的湖盆沉积区,沉积的最大泥岩厚度超过 100 余米,长 7 油层组下部最有效的烃源岩厚度最大超过 40 m^①。在该地区长 7 烃源岩有机质类型属于腐殖-腐泥型,有机碳含量绝大部分都在 1.5% 以上,研究地区的新 63 井长 7 烃源岩有机质含量超过 6.0%^①。同时,有机质已经达到了生烃门限的热成熟演化程度, R_o 值在 0.5%~1.0% 之间(陈荷立等,1990;陈安定,1999;付金华等,2004)。因此,长 7 烃源岩厚度大,分布稳定,成熟度较高,具有较高的生烃能力。长 8 油层组沉积期古峰庄—元城地区普遍发育河流三角洲沉积,未发育较好的泥岩以及缺乏保存有机质的有利条件。长 9 油层组沉积期在定边附近发育较厚泥岩沉积,最大厚度超过 10 m^①。目前已有的资料显示,在研究区范围内,有关这套泥岩的生烃潜能较为有限^①。因而长 8 和长 9 油层组泥岩对长 9 油藏石油的贡献均相对较小。也由此得出,古峰庄—王洼子一带长 9 油藏石油的主要来源可能是长 7 烃源岩。

3.2 过剩压力是长 9 石油运移的主要驱动力

研究表明,石油天然气运移受到地层中多种动力的作用和影响,浮力、水动力、毛细管力、流体压力、构造应力和热力均是直接或间接影响着油气运移的重要动力。目前提出的鄂尔多斯盆地驱动油气

运移的主要驱动力包括浮力、构造应力和异常流体压力(席胜利等,2004)。其中浮力在石油从长 7 油层组向长 9 油层组运移的过程中起到了阻碍的作用,而由于鄂尔多斯盆地构造以稳定性而著称,在寻找构造应力和热力对油气运移的直接证据方面资料有限,难度较大(赵文智等,2003;席胜利等,2004,2005)。一般情况下,人们认为研究地区对油气的运移起主要作用的驱动力为地层流体异常压力,即过剩压力。

图 2 中长 7—长 9 油层组过剩压力的分布特征表明,长 7 和长 9 油层组之间具有巨大的过剩压力差,在平面上沿古峰庄—王洼子地区表现最为明显(图 3),最大的差值甚至在 14 MPa 以上,在该地区已有长 9 油层组产油井位分布的区域内,长 7 和长 9 油层组之间过剩压力普遍大于 8 MPa。剖面上,从长 7 到长 9 油层组之间过剩压力的分布差别体现更加明显(图 4)。从郭 6 井至元 160 井,其长 7 泥岩层大于 20 MPa 的流体过剩压力主要分布于下部。该分布带自 NW—SE 向绵延超过 145 km,厚度较大,连续性较好,在剖面 SE 段元 160 井和剖 2 井之间尖灭。长 8 和长 9 油层组过剩压力的分布范围集中于 10 MPa 以下,最低甚至小于 5 MPa,这在剖面除剖 2 井之外的所有油井都非常显著。这些均说明该地区长 7 至长 9 油层组之间具有较高的流体过剩压力梯度,是流体(油气)从长 7 向长 9 油层组运移的重要动力基础。

总之,长 7 和长 9 油层组之间,长 7 烃源岩的良好发育是前提和保障,二者巨大过剩压力差异的存

在是流体运移的动力。由此表明在古峰庄—王洼子地区,长9油藏石油可能主要来自于长7烃源岩。

需要说明的是,长8油层组作为连接长7和长9油层组的层位,是长7石油进入长9层位最先经过的层位,应优先储集来自长7的石油,而目前并没有发现这一现象。根据现有的资料,在一些单井的剖面上进行的长9和长8油层组之间砂岩的物性对比,发现长9具有较好的物性条件。另外,越来越多的证据显示,鄂尔多斯盆地中,断层相关褶皱分布较为广泛(张进等,2004),断裂及其派生的构造裂缝系统构成了长9石油运移的通道,这也会使得油气向长9油层组的运移易于进行。但是,在这一地区,长8油层组能否成藏以及在平面上的分布特征等都有待在今后的深入的研究工作中加以解决。

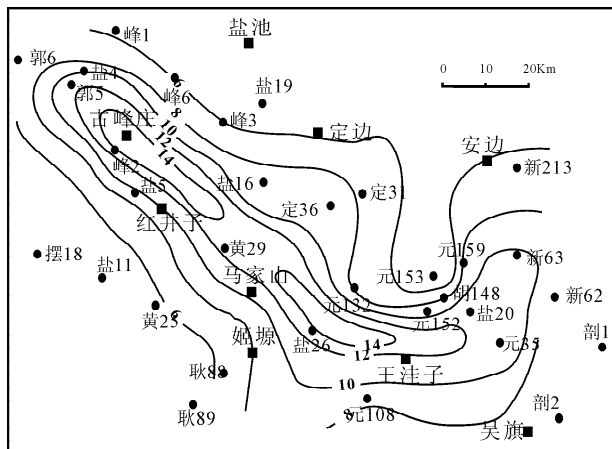


图3 古峰庄—王洼子地区长7与长9油层组流体过剩压力差(MPa)分布特征

Fig. 3 Distribution of fluid overpressure difference (MPa) between Chang 7 and Chang 9 Members in Gufengzhuang—Wangwazi area

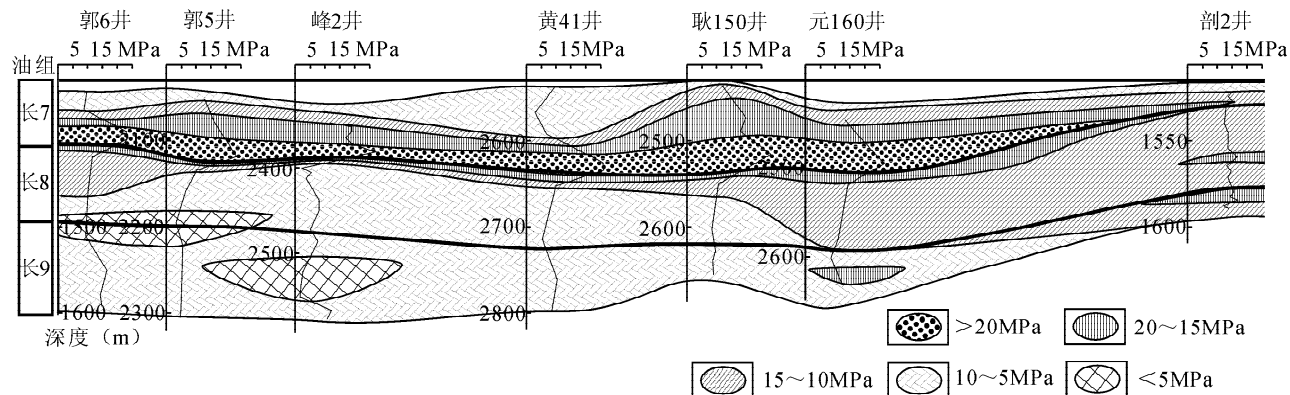


图4 古峰庄—王洼子地区长7—长9油层组流体过剩压力分布剖面

Fig. 4 Profile distribution of fluid overpressure of Chang 7—Chang 9 Members in Gufengzhuang—Wangwazi area

4 结论

古峰庄—王洼子地区是目前已经发现长9油藏的主要地区。长9油层组不仅埋藏深度较大,而且已经发现的长9原油分布分散,数据较少。这使得主要通过地球化学方法在对长9石油气运移的研究中受到很大的局限。本文通过研究泥岩压实特征,分析地层流体的异常压力分布特征,进而判别长9石油的运移,成为有效补充研究鄂尔多斯盆地中生界油藏油气运移的有效途径和方法。通过原油和源岩地球化学特征的研究,认为长9石油主要来源于长7烃源岩。在研究地区,长7油层组形成一个高的过剩压力集中区,而长9油层组则存在较低的过剩压力分布。烃源岩生烃作用对地层过剩压力的产

生具有一定的控制作用,过剩压力的高值区与长7烃源岩的分布区高度吻合。长7和长9油层组之间形成巨大的过剩压力差,最高超过14 MPa。该过剩压力差成为长7石油向下部长9储层运移的动力。

注释

- ① 长庆石油勘探开发研究院. 2006. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长9油层组成藏特征研究及勘探目标优选. 研究报告.
- ② 杭州地质研究所. 2006. 鄂尔多斯盆地延长组下组合(长7—长10)层序地层与岩性油气藏预测研究. 成果汇报.
- ③ 罗晓容. 2006. 陇东地区延长组6~8段石油运聚规律及成藏特征研究. 研究报告.

参考文献

陈安定. 1999. 鄂尔多斯盆地论文集. 北京:石油工业出版社.
 陈荷立,罗晓容. 1987. 泥岩压实曲线研究与油气运移条件分析. 石

- 油与天然气地质, 8(3):233~242.
- 陈荷立, 刘勇, 宋国初. 1990. 陕甘宁盆地延长组地下流体压力分布及油气运聚条件研究. 石油学报, 11(4):8~16.
- 陈瑞银, 罗晓容, 陈占坤, 王兆明, 周波. 2006. 鄂尔多斯盆地中生代地层剥蚀量估算及其地质意义. 地质学报, 80(5):685~692.
- 段毅, 张辉, 吴保祥, 郑朝阳, 王传远. 2004. 鄂尔多斯盆地西峰油田原油含氮化合物分布特征与油气运移. 石油勘探与开发, 31(5):17~20.
- 段毅, 吴保祥, 张辉, 郑朝阳, 王传远. 2006. 鄂尔多斯盆地西峰油田原油地球化学特征及其成因. 地质学报, 80(2):301~310.
- 付金华, 罗安湘, 喻建, 毛明陆. 2004. 西峰油田成藏地质特征及勘探方向. 石油学报, 25(2):25~29.
- 李明诚. 2004. 石油与天然气运移(第三版). 北京:石油工业出版社, 19~25.
- 席胜利, 刘新社, 黄道军, 王欣, 张清. 2004. 鄂尔多斯盆地中生界石油二次运移动力条件分析. 低渗透油气田, 9(2):1~6.
- 席胜利, 刘新社. 2005. 鄂尔多斯盆地中生界石油二次运移通道研究. 西北大学学报(自然科学版), 35(5):628~631.
- 杨颀, 郭正权, 黄锦绣, 杜金良. 2006. 鄂尔多斯盆地西南部延长组过剩压力与油藏的关系. 地球科学与环境学报, 28(2):49~52.
- 张进, 马宗晋, 任文军. 2004. 鄂尔多斯西缘逆冲褶皱带构造特征及其南北差异的形成机制. 地质学报, 78(5):600~611.
- 赵文智, 胡素云, 汪泽成. 2003. 鄂尔多斯盆地基底断裂在上三叠统延长组石油聚集的控制作用. 石油勘探与开发, 30(5):1~5.
- Magara K. 1968. Compaction and migration of fluids in Miocene mudstone, Nagaoka Plain, Japan. Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, 52: 2466~2501.

Fluid Overpressure and Migration of Oil and Gas from Chang 9 Member in Gufengzhuang—Wangwazi Area, Ordos Basin

WU Baoxiang, DUAN Yi, ZHENG Zhaoyang, YU Wenxiu

Key Laboratory of Gas Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Lanzhou, 730000

Abstract

In recent years, new oil reservoirs have been discovered gradually in Chang 9 member of the upper Trias Yanchang Formation in the Ordos basin. It is important to understand the migration of Chang 9 oil and gas for further exploration and exploitation. By calculation of the fluid overpressure from Chang 7 to Chang 9 members of upper Trias Yanchang Formation and the analysis for the geochemistry of crude oil and resources, migration dynamics of the Chang 9 oil and gas was studied during the formation of Chang 9 oil reservoirs in Gufengzhuang—Hujianshan area. There are similar geochemical characters between Chang 9 crude oils and Chang 7 source rocks in studied area, which reflects that Chang-9 crude oils are likely derived from the upper Chang 7 source rocks. Chang 7 member have a very higher overpressure than Chang 9 member so that a significant overpressure difference (>14 MPa) has occurred between them. Such an overpressure difference offers energy of migration from Chang 7 oil and gas to Chang 9 reservoir bed.

Key words: Ordos basin; Gufengzhuang—Wangwazi area; Chang-9 oil reservoir; fluid overpressure; migration of oil and gas