

文章编号: 1001 - 6112(2006)02 - 0152 - 03

天然气运聚影响因素研究

朱华银^{1,2}, 李 剑², 李拥军^{1,3}

(1. 西南石油大学, 成都 610500; 2. 中国石油天然气股份有限公司 勘探开发研究院 廊坊分院, 河北 廊坊 065007; 3. 中国石油天然气股份有限公司 新疆油田分公司 采油一厂, 新疆 克拉玛依 834000)

摘要:运用长岩心实验装置在真实岩心中进行天然气运移模拟实验,研究了影响天然气运聚的因素。气体运移需要克服毛管压力的作用,优先进入输入层的大孔隙。输导层物性好、大孔隙多,聚集的气体就较多,否则气体向远处运移。气体运移速率快,基本不受时间影响,只要气源压力足够克服毛管压力,气体就可“瞬时”向前运移。受浮力影响,天然气更易向上运移,且效率高、距离远,相同条件下,上下运移所能到达的距离比约为 3 : 1。

关键词:影响因素;含气饱和度;模拟实验;天然气运移

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

烃类运移是一个复杂的地质过程,受许多因素控制。应用地球化学指标、地质演化事件与特征对烃类运移进行了大量研究^[1~8],用以追踪油气源及运移路径。本文运用长岩心实验装置,在真实岩心中进行模拟实验,研究了影响天然气运聚的一些“静态”因素。

1 实验分析方法

采用一套长岩心实验装置,可装入直径 2.5 cm 的柱塞岩心样品 0~80 cm 长。对预先完全饱和水的岩心柱充注天然气,然后分析岩心中的饱和度变化,即可分析天然气在岩心中的运聚情况^[8~10]。

每组岩心柱除端部(出口)用一块致密岩样做“封盖层”外,其余由渗透率相近的 9~10 块岩样组成,岩心柱总长一般为 76~78 cm。

2 天然气运聚影响因素分析

2.1 岩石物性的影响

对不同物性的岩心柱进行充气后分析发现,岩石物性改善对天然气运移的影响主要表现为气体

富集与运移距离的差异。随着岩心柱物性的改善,进入岩心柱的天然气量有所增加,然而气体前缘所能到达的距离(临界点距离)反而减小(表 1)。这是因为岩石物性较好时,大孔隙多,气体进入岩心柱后首先占据距气源最近的大孔隙^[11,12],而后再向远处运移,因而运移距离较短;而对于物性较差的岩心柱,同等尺寸的大孔隙较少,气体在克服相同毛管阻力的条件下能到达更远处的大孔隙中,因而运移距离较远。因此,在一定程度上说,天然气在物性较差的地层中运移,形成的连通通道较少,气体更易向远处运移。到达物性好的地层后,气体则相对富集,只有充满了有效的孔隙体积后,才向别处运移^[1,13]。

2.2 气源压力的影响

采用不同充气压力对同一组岩心进行注气,每一充气压力实验保持相同时间(均为 144 h),考察充气压力对天然气运聚的影响。充气压力越大,进入岩心柱的气量越多,岩心中含气饱和度增加越大(图 1),但运移距离并不随充气压力的增大而增加。从图 1 中可看出,不同充气压力下的临界点距

表 1 不同物性岩心柱中的运聚比较

Table 1 Comparison of gas migration and accumulation in cores with different physical characteristics

岩心柱 编号	岩心柱物性		充气压力/ MPa	运聚时间 /h	聚集气量 /mL	临界点 距离 ¹⁾ /cm
	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	孔隙度, %				
10	0.09~0.261	6.8~18.2	1.0	121.7	3.11	65.92
11	10.40~14.64	12.8~13.1	1.0	120.0	3.65	45.76
12	100.60~136.8	21.7~28.2	1.0	126.0	4.27	29.71

1) 临界点距离指含气饱和度变化为 0 的点。

收稿日期: 2005 - 11 - 11; 修订日期: 2006 - 02 - 20。

作者简介: 朱华银(1967—),男(汉族),重庆市人,博士生、高级工程师,主要从事天然气开发与实验研究。

基金项目:“九五”国家重点科技攻关项目(99-110-01-03)。

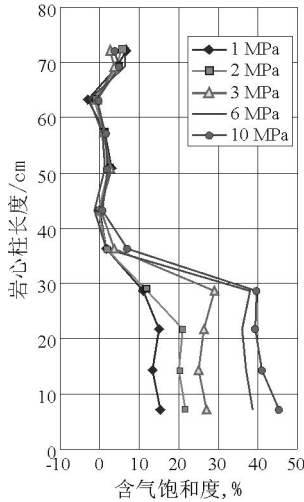


图 1 不同充气压力下岩心柱含气饱和度变化

Fig. 1 Changes of gas saturation in cores in different supply pressure tests

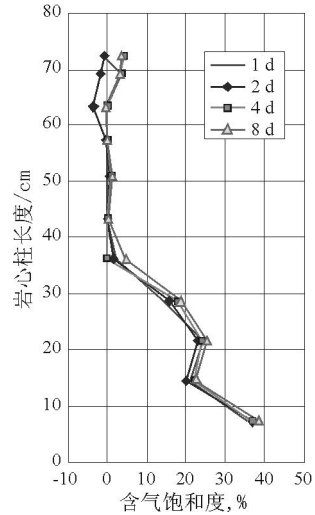


图 2 充气时间对运移的影响

Fig. 2 Effect of time on natural gas migration

离都在 36 cm 处,说明随着气源压力的增大,天然气能克服更小孔隙的毛管压力而运移,但其能量损耗较大,因而运移距离有限。

2.3 时间的影响

在其他条件一致的情况下,观测充气时间长短对天然气运聚的影响。结果发现在很短的时间内,岩心柱内的气水置换即可达到平衡,延长充气时间,岩心柱中的含气饱和度和总的充注气量都几乎不变(图 2)。因此可以说气体运移是“瞬时”完成的,即气体在一定压力下运聚占据了相应的大孔隙后,如果气体压力不增大,只是延长时间,那么气体是不能进入更小的孔隙的。

2.4 运移方向上的差异性

从理论上说,孔隙大小和流体介质确定后,毛管压力即确定^[14]。由于孔隙大小不均一,当气体压力足以克服相应大小孔隙的毛管阻力时,气体就进入孔隙;而对于更小的孔隙,毛管压力增大,气体压力不足以克服时,气体就不能进入这些孔隙^[11]。

2.4 运移方向上的差异性

由于气体的浮力作用,在上方没有遮挡层的条件下,天然气以垂向运移为主^[2,13]。以岩心柱中间为进气口,上下两端岩心按渗透率从大到小对称排列(图 3a),在充气压力 0.5 MPa 的条件下经过 120 h 的运移实验,整个岩心柱的含气饱和度都有所增加,但上下两段的变化存在明显的差别。以进气口为原点,分别计算岩心柱不同横截面上通过的气量(图 3b),图中 V_g 表示通过岩心柱相应长度横截面的气量。可见在相同距离的横截面上,向上运移的气量大于向下运移的气量,且向下运移的气体主要集中在进气口处,运移距离较小。

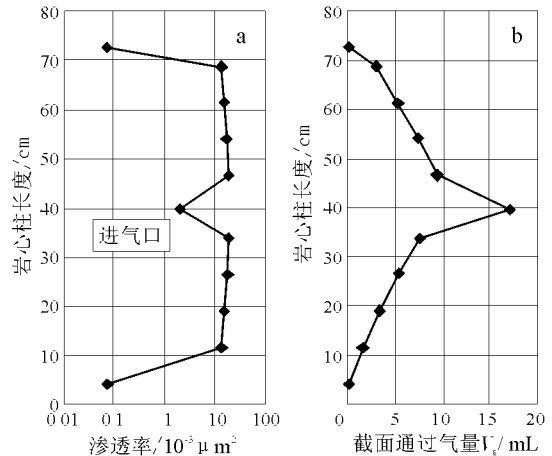


图 3 中间进气口的岩心柱运聚模拟

Fig. 3 Experiment of gas migration and accumulation with gas filled from the middle of core plug

对同一组岩心柱,先模拟气体向上运移,然后再将岩心柱倒过来,以同样条件模拟气体向下运移,结果见表 2。向下运移时,靠近进气口处的第一块岩心含气饱和度增加较大,但它后面的岩心含气饱和度迅速降低,很快到达零点,即气体向下运移效率低、距离短。气体向上运移时,岩心柱中的含气饱和度逐渐减小,但气体前缘运移的距离(即临界点距离)较远,约为向下运移距离的 3 倍,且向上运移的总气量也大于向下运移的总气量(约为 1.40 ~ 2.93 倍)。

引起天然气在上下方向上的差异性运聚的原因主要是运移动力的变化^[3]。气体向上运移时,气体浮力作为运移动力促进气体向上运移,因此运移效率较高;而当气体向下运移时,气体浮力反而成了运移的阻力,只能靠气源压力推动气水向下运移,

表 2 不同运移方向的比较

Table 2 Comparison between gas migrations in different directions

岩心柱 编号	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	运移 方向	充气 压力/MPa	运聚 时间/h	聚集 气量/mL	临界点 距离/cm	上下聚集 气量比	上下运移 距离比
C	13.01 ~ 41.69	向上	1.0	169.7	3.33	44.01	1.40	3.00
		向下	1.0	171.0	2.38	14.65		
D	0.090 ~ 0.261	向上	1.0	121.7	3.11	65.92	2.93	2.98
		向下	1.0	120.0	1.06	22.14		

因此运移距离较近,气体容易在靠近气源处的“输导层”中富集。

3 天然气富集规律分析

由于润湿性的差异,天然气进入含水岩层后,首先占据大孔隙,逐渐形成连通的运聚通道。如果岩层物性好、大孔隙较多,则气体很容易将水排挤出去,占据所有的大孔隙,形成较高的含气饱和度;如果岩层物性较差、大的连通孔隙少,则气体进入后只能占据有限的大孔隙,形成运移通道,而大量的微小孔隙仍被水占据。所以,天然气在物性较好的“输导层”中运移时,容易产生气体富集,气源有限时气体前缘所达距离较短;而在物性较差的“输导层”中运移时,气体只能形成有限的运移通道,“输导层”中含气饱和度增加不会很大,但气体前缘可以到达更远的储集层。

4 结论与认识

通过长岩心运聚物理模拟实验,较直观地研究了影响天然气运聚的因素,并得到如下认识:

- 1) 在一定的气源压力下,物性好的“输导层”容易使气体产生就地聚集,物性差的“输导层”则只提供少量运移通道使气体向远处运移。
- 2) 天然气运移速率快,基本不受时间控制。
- 3) 天然气向上和向下运移差异较大,相同条件下向上运聚的气量大于向下运聚的气量,上下运移所能到达的距离比约为 3 : 1。

参考文献:

- 1 蒋有录,张一伟,冉隆辉等. 川东地区志留系—石炭系含气系统天然气运移聚集机理[J]. 石油学报,2001,22(1):25~30
- 2 程军,刘崇禧,赵克斌等. 油气垂向微运移的证据及特点[J]. 石油与天然气地质,2000,21(3):236~240
- 3 李明诚. 石油与天然气运移[M]. 第2版. 北京:石油工业出版社,1994.90~178
- 4 王捷,关德范. 油气生成运移聚集模型研究[M]. 北京:石油工业出版社,1999.51~170
- 5 曾溅辉,金之钧. 油气二次运移和聚集物理模拟[M]. 北京:石油工业出版社,2000.10~49
- 6 孙樯,谢鸿森,郭捷等. 构造应力与油气藏生成及分布[J]. 石油与天然气地质,2000,21(2):99~103
- 7 史基安,孙秀建,王金鹏等. 天然气运移物理模拟实验及其组分分异与碳同位素分馏特征[J]. 石油实验地质,2005,27(3):293~298
- 8 马立元,张晓宝,李剑等. 地层条件下天然气扩散过程中地球化学组分变化的模拟实验研究[J]. 石油实验地质,2004,26(4):365~369
- 9 李剑. 中国大中型气田天然气成藏物理化学模拟研究[M]. 北京:石油工业出版社,2001.147~163
- 10 朱华银. 天然气运移物理模拟实验研究[A]. 见:梁狄刚编. 有机地球化学研究新进展[C]. 北京:石油工业出版社,2002.387~390
- 11 朱华银,周娟,万玉金等. 多孔介质中气水渗流的微观机理研究[J]. 石油实验地质,2004,26(6):571~573
- 12 马新华,王涛,庞雄奇等. 深盆气高孔渗富气区块成因机理物理模拟实验与解析[J]. 石油实验地质,2004,26(4):383~388
- 13 谢泽华. 天然气成藏模式与勘探方法——以川西天然气藏为例[J]. 石油与天然气地质,2000,21(2):144~147
- 14 何更生. 油层物理[M]. 北京:石油工业出版社,1994.192~215

INFLUENTIAL FACTORS IN NATURAL GAS MIGRATION AND ACCUMULATION

Zhu Huayin^{1,2}, Li Jian², Li Yongjun^{1,3}

- (1. Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. Langfang Branch, Research Institute of Petroleum Exploration and Development, CNPC, Langfang, Hebei 065007, China;
3. No.1 Production Plant, Xinjiang Oil Field Company, CNPC, Karamay, Xinjiang 834000, China)

(to be continued on page 161)

Abstract : In order to know the formation surroundings of the Ordovician dolostone that is Lower Paleozoic reservoir of natural gas in the Ordos Basin , the relationship between its genetic type and carbon and oxygen isotope is studied. Carbon and oxygen isotope of penecontemporaneous dolostone is heavy , whose ^{13}C value varies from 0.639 ‰ to - 2.2 ‰ and ^{18}O value does from - 0.2 ‰ to - 8.668 ‰. The penecontemporaneous dolomite rock forms in saline water body. ^{13}C value of diagenetic dolostone varies from 0.9 ‰ to - 3.2 ‰ and ^{18}O does from - 1.7 ‰ to - 7.067 ‰. The diagenetic dolostone forms in high-magnesian saline water body. Carbon and oxygen isotope of immersed dolostone is light , whose ^{13}C value varies from 0.580 ‰ to - 3.7 ‰ and ^{18}O value does from - 6.88 ‰ to - 9.97 ‰. The formation surrounding of immersed dolostone is higher temperature , lower salinity and lower-magnesium. ^{13}C value of carbonate vein in dolostone most is from - 1.00 ‰ to - 5.66 ‰, while that in limestone most is from - 1.30 ‰ to - 8.65 ‰. Oxygen isotope of carbonate vein is lighter with narrow ranges , whose value varies from - 10.66 ‰ to - 18.91 ‰, and its Z value most is 100 and 110. Those indicate there was fresh-water leaching during formation of carbonate vein.

Key words : carbon and oxygen isotope ; dolostone ; Ordovician ; the Ordos Basin

(continued from page 154)

Abstract : The factors influencing gas migration are studied by simulating natural gas migration in natural core , using long-core experimental installation. Natural gas migration is related to the physical characteristics of rock and the pressure of gas source. Gas migrates first into large pores of migration formations after overcoming the influence of capillary pressure. If migration formations have good physical properties and much larger pores , much more gas will be accumulated , otherwise it will migrate far away. It does not depend on time because the rate of gas movement is fast. When the pressure of gas resource is large enough to overcome capillary pressure , gas can migrate forward transiently. The differences between migrating upwards and downwards are great because of the buoyancy force. It is easy and high efficient to migrate upwards. The distance of gas migration upwards is three times of that of downwards in the same conditions.

Key words : influential factors ; gas saturation ; simulation experiment ; natural gas migration