

# 低孔低渗背景下砂体输导物性下限及其 对石油运聚的影响:以鄂尔多斯盆地胡尖山地区 延长组长4+5段和长6段为例

高岗<sup>1</sup>, 沈霞<sup>2</sup>, 韩永林<sup>3</sup>

(1. 中国石油大学 资源与信息学院, 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249;

2. 吉林油田分公司 勘探开发研究院, 吉林 松原, 138000; 3. 长庆油田公司 勘探开发研究院, 西安 710021)

**摘要:**以鄂尔多斯盆地胡尖山地区上三叠统延长组长4+5段和长6段为例,对砂体石油输导物性下限特征及其与石油聚集的关系进行了分析。砂岩的油气输导物性下限与砂岩的排替压力有关,在油气注入动力相近时,砂岩物性数值越高,油气越容易注入。同一地区、相近深度、相近层位油气能够注入的砂岩物性往往有一最低值(下限值),只有砂岩物性数值高于该值,油气才能注入;低于该值,油气因动力不足而不能注入砂层。排替压力与砂岩物性数值呈正相关,而物性随深度增加而降低。当深度变化较大时,砂岩的油气有效输导物性下限值随深度增加而降低。低孔低渗背景下,砂体在纵向与横向上都有较强的非均质性。在相近流体动力条件下,不同的砂体和同一砂体的不同部位因物性差异,油气输导物性下限和富集的程度不同。对胡尖山地区来说,深度主要变化于1 700~2 400 m,相应地,砂岩孔隙度和渗透率下限值分别变化于6%~3.2%和 $(0.062\sim0.019)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

**关键词:**孔隙度;渗透率;下限值;输导体系;鄂尔多斯盆地

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

文章编号: 1006-7493(2010)03-0351-07

## The Physical Properties' Lowest Limit Values in Sandstone Conducting System and Their Affections to Oil Accumulation in the Setting of Low Porosity and Permeability: Taking Chang(4+5) and Chang 6 Sections of Yanchang Formation in Hujianshan Area of Ordos Basin for Example

GAO Gang<sup>1</sup>, SHEN Xia<sup>2</sup>, HAN Yong-lin<sup>3</sup>

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting (China University of Petroleum, Beijing), Beijing 102249, China;

2. Exploration and Development Research Institute, Jilin Oilfield Company, Songyuan 38000, China;

3. Exploration and Development Research Institute of Changqing Oilfield Company, Xian 710021, China)

**Abstract:** Taking the layer Chang (4+5) and the layer Chang 6 of Yanchang Formation in Hujianshan area of Ordos basin for example, the authors analyze the oil-transporting petrophysical lowest limit values in sandstone conducting system and their affections to the oil migration and accumulation. These values are related to the displacement pressure. When the oil-driving force is similar, the higher the permeability and porosity of sandstones are, the easier the oil filling in them. In the same area, for

收稿日期: 2010-03-03; 修回日期: 2010-06-20

基金项目: 国家重点基础研究发展计划(973计划2007CB209503)资助

作者简介: 高岗, 1966年7月生, 男, 汉族, 陕西高陵人, 博士, 副教授, 从事油气勘探与开发的科研与教学工作;

E-mail: gaogang2819@sina.com

the similar depth and similar layer, there is a lowest value of sandstones' permeability and porosity at which oil can fill in them. Only when the permeability and porosity of sandstones are higher than their lowest limit values, the oil filling can be possible. Otherwise, the oil can't do so because of the higher resistance force. The displacement pressure is positively correlated to permeability and porosity properties of sandstones. Because the permeability and porosity of sandstones decrease while the depth increases, when the depth increases greatly, the permeability and porosity lowest limit values of effective transporting properties of sandstones would decrease by depth increasing. Generally, the sandstones have strong anisotropism both in vertical and horizontal directions. Under the similar dynamic conditions, there are different lowest limit values of porosity and permeability in different sandstones and different places of the same sandstone layer, and therefore, the oil accumulation degree would be different. For the Hujianshan area, the formation depth varies mainly from 1 700 m to 2 400 m. Correspondingly, the lowest limits of porosity and permeability of sandstones change from 6% to 3.2% and from  $0.062 \times 10^{-3} \mu \text{m}^2$  to  $0.019 \times 10^{-3} \mu \text{m}^2$ , respectively.

**Key words:** permeability; porosity; lower limit values; conducting system; Ordos basin

许多学者都对油气的输导体系做了大量研究工作(张厚福和张万选, 1989; 付广等, 1999, 2001; 胡建武和姜建群, 2000; 姜素华等, 2006), 认为输导体系主要由断层、渗透性岩层和不整合等组成, 不同的输导要素可以组成不同的输导网络系统, 并且与构造、沉积、岩性、成岩作用等因素有关(罗建强和何忠明, 2008; 罗静兰等, 2006; 赵靖舟等, 2006a)。而作为油气重要的横向运移输导要素的砂体的输导性能与砂岩的沉积环境、物源、矿物组成、颗粒大小、成岩作用、孔渗高低、埋藏深度等因素有关(时保宏等, 2007; 唐海发等, 2007; 赵靖舟等, 2006b), 在这些影响因素中, 孔隙度和渗透率是最终的决定因素。砂岩的孔隙度和渗透率一般都具有较好的正相关关系, 孔渗数值越高, 油气输导能力越强。实际上, 孔隙度和渗透率往往又受多种因素的影响, 由此会导致不同砂层的渗透性差异(Thomas et al, 1995; 杨华等, 2003), 或者同一砂体的不同部位渗透性也不同, 这样就造成了不同砂体或砂体不同部位的输导能力不同, 从而影响油气的运移和聚集, 最终使得同一地层中不同砂岩层和同一砂体不同部位的油气聚集程度有差异。在岩屑与岩芯录井剖面上经常会发现, 相同构造条件的同一套地层不同砂层的油气显示特征不同, 有的油气显示非常明显, 有的则基本没有油气显示(杨华等, 2007)。有油气显示的说明油气进入砂体并发生了运移, 没有显示的则表明油气未进入砂体。然而, 影响砂体输导油气能力的因素、砂岩物性与油气聚集的关系等都有待进一步研究。本文将以鄂尔多斯盆地胡尖山地区

上三叠统延长组长4+5段和长6段为例, 分析砂体有效输导物性下限及其对原油聚集特征的影响。

## 1 基本石油地质特征

胡尖山地区位于鄂尔多斯盆地中部陕北斜坡中西部靠近天环坳陷的构造部位(图1)。陕北斜坡带占据着盆地中部的广大范围, 呈向西倾斜的平缓单斜, 平均坡降10 m/km(杨华等, 2007)。

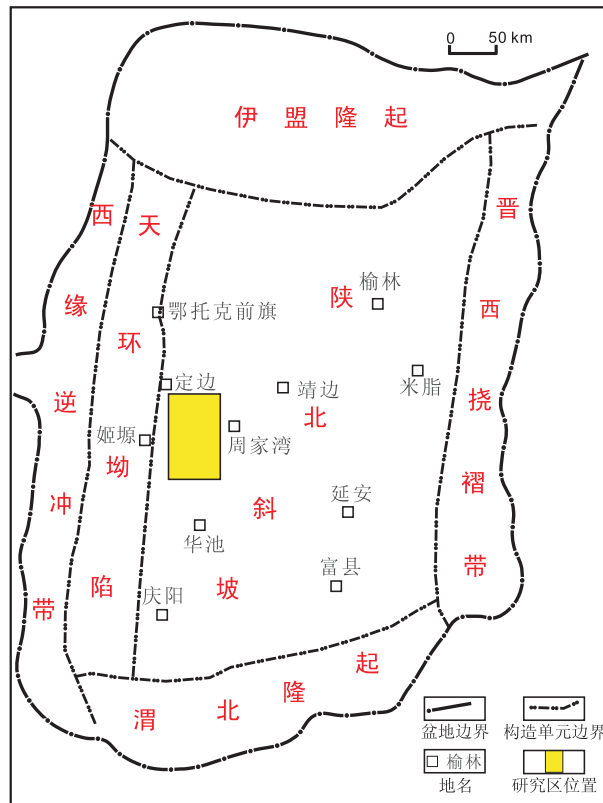


图1 鄂尔多斯盆地构造区划与胡尖山研究区位置图

Fig.1 Sketch map showing structural unit division of Ordos basin and location of Hujianshan area

研究区断裂不发育, 主要发育一些因构造作用而形成的高角度裂缝, 这些裂缝对油气的垂向运移与调整具有重要作用(曾联波, 2007)。中生界在纵向上存在上三叠统和侏罗系的多套储盖组合。上三叠统延长组主要发育湖盆河流-三角洲沉积体系(杨华等, 2003)。从整个晚三叠世湖盆的发育过程来看, 经历了长10期—长8期形成、长7期扩张、长6期萎缩、长4+5期再扩张、长3期—长1期再萎缩的演变过程, 从而在纵向上发育长8段—长7段、长6段—长4+5段、长3段—长1段三大套砂泥储盖组合(杨华等, 2007)。本次研究目的层主要为长6—长4+5段储盖组合。该层位油水分布关系复杂, 原油呈块状与水相间分布, 水层大面积连片。

## 2 砂岩孔渗性与石油运移关系

研究区的储集层岩性主要为细砂岩和粉砂岩, 孔渗特征主要表现为低孔低渗、特低孔特低渗, 不同岩性的孔渗性有一定差异, 因而对于油气运移的作用不同。从不同岩性、不同级别油气显示砂岩孔隙度和渗透率分布(图2)来看, 油斑细砂岩物性数值分布范围最宽, 油斑粉砂岩物性数值分布范围比细砂岩窄, 孔隙度和渗透率高值均低于细砂岩, 但仍主要分布在中高值区域。油迹细砂岩、油迹粉砂岩孔隙度和渗透率数值范围总体分布于中低值区域。油浸细砂岩物性分布也主要偏向中低值范围。具有油气显示的砂岩孔隙度和渗透率关系(图2)表明了油气可以进行运移的砂岩渗透率最低为 $0.009 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右, 孔隙度最低为2.5%左右; 但油气可以运移的主要渗透率最低值在 $0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右, 孔隙度最低在5%左右。

将具有油气显示的砂岩孔渗性进行频率统计

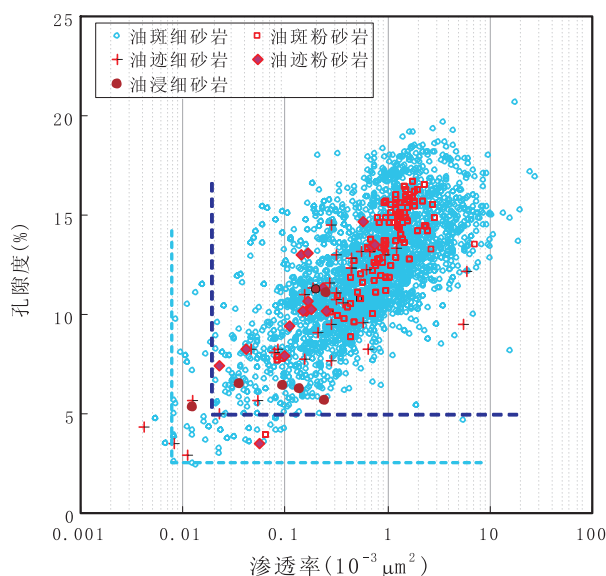


图2 油气显示砂岩孔隙度-渗透率关系图

Fig. 2 Relation of porosity vs. permeability for sandstones with hydrocarbon showing

分析, 可以了解孔隙度和渗透率高于某一数值的样品数在所有油气显示分析样品中所占的比例(图3)。如对于孔隙度来说, 孔隙度值高于5%的样品比例占到所有样品数的98%, 高于6%的样品所占比例为97%, 高于7%的样品所占比例为94%; 渗透率值高于 $0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品比例为98%, 高于 $0.04 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品所占比例为97%, 高于 $0.065 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品所占比例为94%(图3)。油气运移孔渗下限值的意义应该是指油气运移过程中能够通过的最小孔渗数值, 其他参数如泥质含量、颗粒粒径、胶结物含量、平均孔喉半径等也都可以作为下限标准。

在分析的样品中, 有的样品孔隙度和渗透率非常低(图2和图3), 这些样品应该不是油气运移的有效输导层, 而可能是相对高孔渗砂层与临近上、下泥岩之间的过渡砂层, 泥质含量升高或

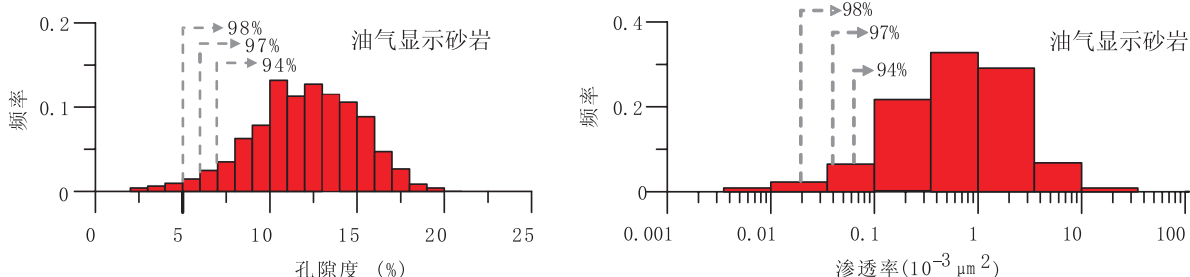


图3 油气显示砂岩孔隙度和渗透率频率分布图

Fig. 3 Frequency distribution diagrams of porosity and permeability for sandstones with hydrocarbon showing

者位于砂层顶部或内部的碳酸盐胶结的砂岩,导致孔隙度和渗透率降低,其油气显示主要是临近孔渗性好的砂层油气运移过程中浸染的结果。所以,综合考虑到油气运移中优先通过较大孔隙的实际状况,油气能够运移的输导层砂岩的平均渗透率和平均孔隙度下限值分别定为 $0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和5%较为合理(图2)。

上面主要是对所有油气显示砂岩样品的分析结果,未考虑深度因素。实际上,随深度增加,地层温度和压力逐渐升高,流体流动的动力和阻力也相应增大。油气在一定的动力作用下只能进入某一孔喉半径以上的孔隙中,孔喉半径过小时,由于毛管阻力大于油气运移的动力,油气就不能进入其中,也就不能进一步运移、聚集。所以,一定的流体动力对应于一定的孔喉半径下限,也就对应于一定孔隙度和渗透率值。研究区油层深度变化范围不大,但油气显示砂岩的孔隙度和渗透率随深度增加仍有降低的总趋势(图4中粗短线),相应地,油气运移砂岩的孔隙度和渗透率下限也应有降低趋势。不同深度段各种油气显示级别的储集层孔隙度和渗透率都有一定的变化范围,考虑到在油气通过砂体运移过程中,同一砂体的高孔隙度和渗透率部位最容易运移,邻近较低孔隙度和渗透率的部位则可能受到侵染也具有油气显示;基于此,考虑不同油气显

示砂岩样品所占相对比例(图3和图4),在相近深度,以超过某一孔隙度和渗透率值的大致98%以上样品的最低值作为砂岩油气输导物性下限值(图4中带箭头细线和表1)。可见,砂岩储集层孔隙度和渗透率下限值总体随深度增加而降低,这一孔隙度和渗透率下限值应该主要适用于研究区及其邻近地区。

### 3 砂岩物性控制下的石油差异聚集特征

低孔低渗背景下的典型储集层特征就是非均质性特别强,在三维空间上储集层物性的变化非常频繁,渗透率高值部位流体流动能力强,低值部位流动能力差。对于不同砂层储集层、同一砂层储集层纵向和横向上渗透率都有高低的不同,最高渗透率与最低渗透率值的比值称为级差。级差越大,储集层的非均质性越强,流体越容易通过高渗透率部位运移。不同深度砂岩储集层在原油注入时都有一启动压力,启动压力与毛细管力有密切关系,一般,毛细管力越大,启动压力越高;反之启动压力越低。而毛细管力与储集层岩石颗粒大小、孔隙喉道大小等有关,在岩石颗粒大小接近时,物性越好,孔隙喉道越大,毛细管力越低,启动压力越低;反之启动压力越高。在油气运移过程中,油气将优先充注渗透率最高、

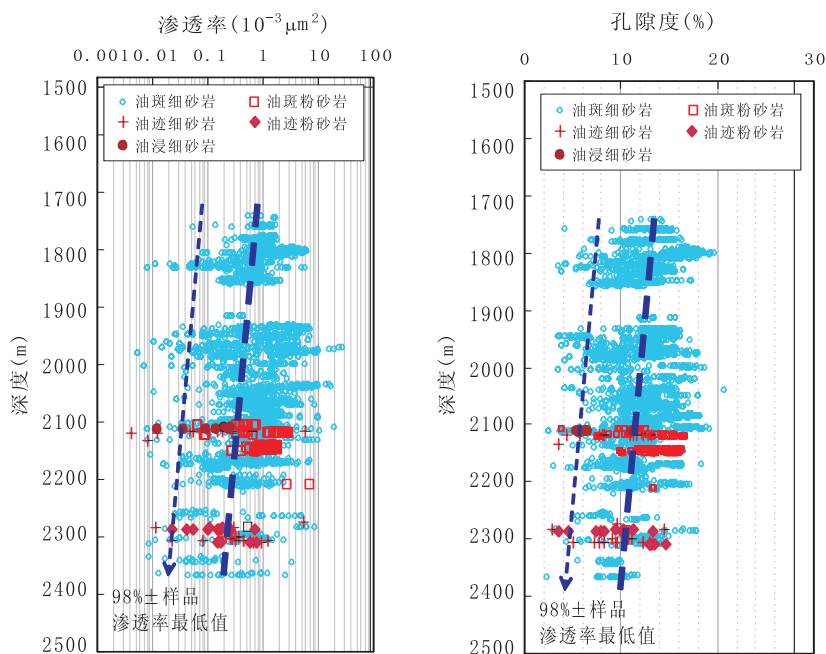


图4 不同油气显示砂岩物性-深度关系图

Fig. 4 Relation of porosity and permeability vs. depth for sandstones with hydrocarbon showing



表1 砂岩油气运移有效物性下限 – 深度数据表  
Table 1 Data of porosity and permeability lowest limit values vs. depth for sandstones with hydrocarbon showing

深度范围 (m)	渗透率下限 ( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	孔隙度下限 (%)
1 700–1 800	0.062	6.0
1 800–1 900	0.055	5.5
1 900–2 000	0.048	5.1
2 000–2 100	0.041	4.6
2 100–2 200	0.034	4.1
2 200–2 300	0.026	3.6
2 300–2 400	0.019	3.2

阻力–启动压力最小的砂层，由于层间非均质性，低于启动压力砂层无油气充注或仅有石油侵染。

原油物性输导下限可以较好地解释同一砂体输导的差异性。如胡151井长4+5<sub>2</sub>段上段和下段各有一次取芯（图5）。测井曲线与物性分布显示，上段单砂体厚度大，沉积为反韵律，物性总体较好，砂体底部与上部都有油气显示；下段单砂体厚度小，沉积为正韵律，物性总体相对较低，只在砂体下部有油气显示，中上部因物性偏低，而无油气显

示。上下两个不同砂体不同油气显示级别砂层的孔隙度和渗透率交会（图6）显示，具有油气显示的砂岩和没有油气显示的砂岩分布区域截然不同，前者物性数值总体偏高，后者物性总体偏低。这正是物性下限对原有运移输导控制作用的体现。

从整个目的层段砂泥岩空间配置及其与烃源岩的关系来看，主要烃源岩长7段泥岩位于目的层之下，与其上覆储集层之间总是有泥岩层相隔，石油垂向运移主要靠裂缝，砂层在横向的叠加仅起到局部垂向调整油气的作用。由于研究区区域地层倾角不到1°，所以，石油以近距离垂向运移为主，横向长距离运移的趋势不明显。研究区目的层段裂缝很发育，在岩芯中经常观察到裂缝的存在（图5），并且裂缝主要为高角度裂缝，裂缝面也可以见到明显的原油侵染，是石油通过裂缝运移的直接证据。这样的裂缝一般垂向延伸高度也不是无限增加的，而是主要穿过部分层段，并且这些裂缝不是孤立分布，而是多条裂缝分布，在一条裂缝消失的岩层，其附近再发育另一条裂缝。这样，进行

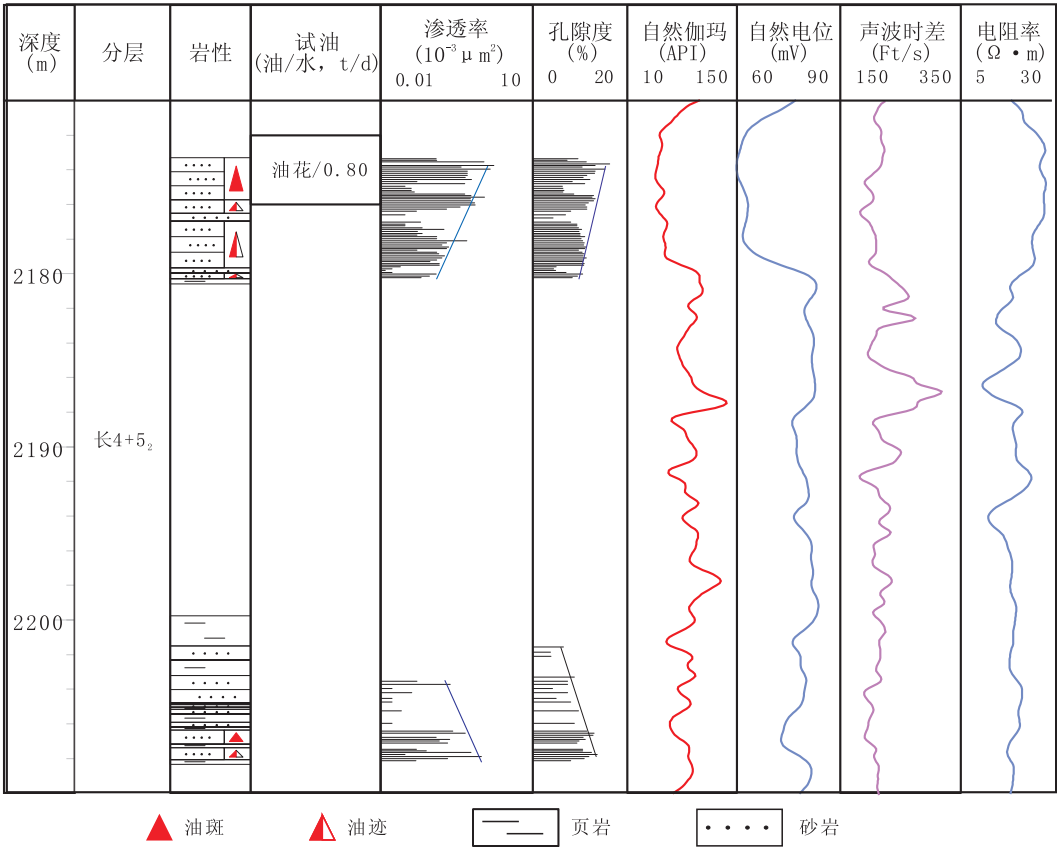


图5 胡151井油气显示综合柱状图  
Fig. 5 Hydrocarbon showing column of well 151

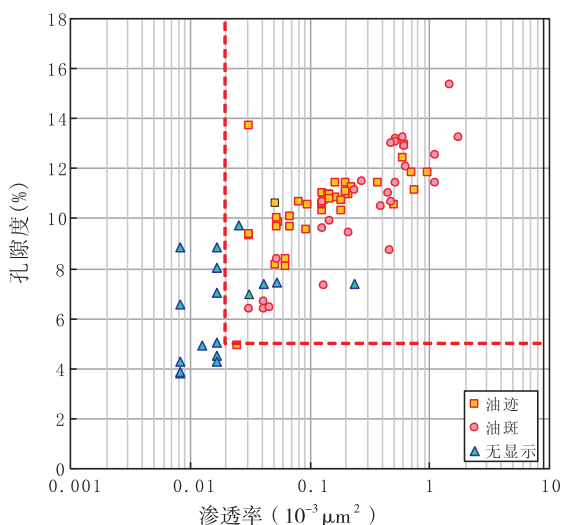


图6 胡151井不同油气显示砂岩物性关系图

Fig. 6 Relation of porosity vs. permeability for hydrocarbon showing sandstones in well 151

石油垂向调整的裂缝可以切割、连通多个砂层，从而可以将多个砂层与烃源岩沟通，但不一定可以向

各砂层提供油气，这与运移的动力、不同砂层的物性差异等因素有关（图7）。

研究区储盖互层特征显著，在油气垂向运移过程中可以遇到各种不同粒级、不同岩性的砂体，有的厚度大，有的厚度小，有的分布范围广，有的分布范围小，但无论为何种砂体，只有运移动力大于其砂层的毛细管阻力时，油气才可能进入砂体进行横向调整，油气运移动力小于砂层的毛细管阻力时，则油气难以进入砂层。所以，在断层沟通烃源岩与储集层情况下，物性好的砂层油气容易进入形成油藏，物性稍差的砂层油气难以进入，主要为水层（图6）。油气一旦进入砂体即进行横向调整，由于砂体尖灭附近物性会变差，毛细管阻力大，地层水很难被驱替，因而在油层上倾尖灭附近会出现含水层或油水层，甚至出现水层（图8）。



元98井2200.89 m深度



元154井2205.4~2205.7 m深度

图7 岩芯裂缝面含油岩芯照片

Fig. 7 Core photos of oil-bearing rocks in fractures' surfaces

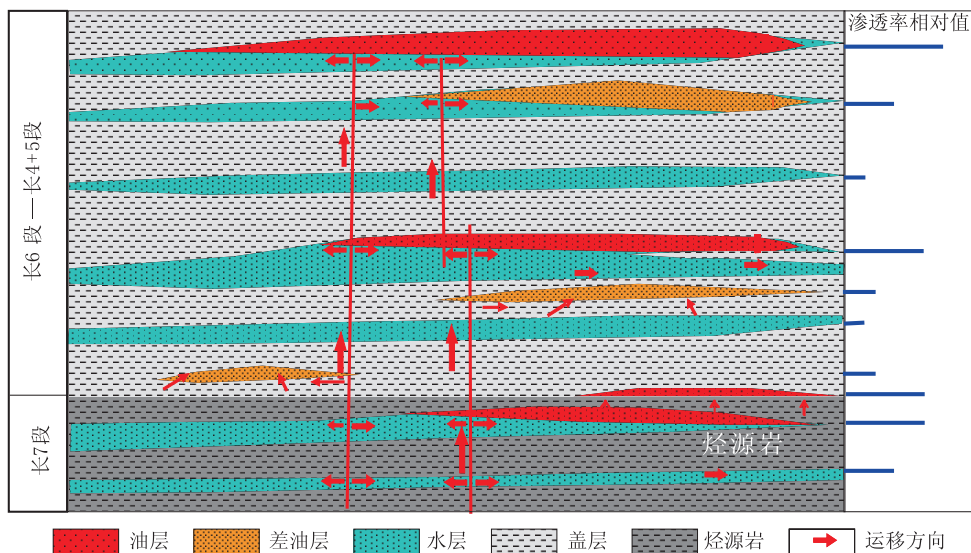


图8 储盖配置关系、砂岩物性与石油运聚模式图

Fig. 8 Model diagram of petroleum migration and accumulation, with physical properties of sandstones and spatial relation of reservoirs and cap rocks

## 4 结论

砂岩能够输导油气的物性下限与油气注入的启动动力、排替压力大小有关, 而排替压力与砂岩的孔喉直径有关, 孔喉直径越大, 孔隙度和渗透率越高, 排替压力越低, 油气越容易注入砂岩层。同一地区、相近深度, 相近层位的砂岩油气能够注入的物性往往有一最低下限, 只有砂岩物性数值高于该值, 油气才能注入, 低于该值, 油气因动力不足而不能注入砂层。在陆相三角洲沉积背景上, 砂体在纵向与横向上都有较强的非均质性。在相近动力条件下, 不同砂体和同一砂体的不同部位因物性差异, 油气能够输导的下限不同, 进而油气富集的程度也不同。当深度变化较大时, 砂岩的油气有效输导物性下限随深度增加而降低。

## References:

- Fu Guang, Xue Yongchao and Fu Xiaofei. 2001. On oil-gas migration systems and their control over the formation of reservoir [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 22(1): 24–27. (in Chinese with English abstract)
- Fu Guang, Lv Yanfang, Xue Yongchao, et al. 1999. Oil-gas migration pathway and their control over the formation of reservoir [J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 4(3): 24–31. (in Chinese with English abstract)
- Hu Jianwu and Jiang Jianqun. 2000. A study on fluid migration systems in oil and gas bearing basin analysis [J]. *World Geology*, 19(2): 144–148.
- Jiang Suhua, Li Tao and Jiang Yu. 2006. The simulation test for effects of changes in sandstone thickness and quality on hydrocarbon accumulation [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 27(1): 82–85. (in Chinese with English abstract)
- Luo Jinglan, Liu Xiaohong and Lin Tong. 2006. Impact of diagenesis and hydrocarbon emplacement on sandstone reservoir quality of the Yanchang Formation (Upper Triassic) in the Ordos Basin [J]. *Acta Geologica Sinica*, 80(5): 664–673. (in Chinese with English abstract)
- Luo Jianqiang and He Zhongming. 2008. Tectonic evolution and oil-gas distribution in the Mesozoic Ordos Basin [J]. *Geology and Resources*, 17(2): 135–138. (in Chinese with English abstract)
- Shi Baohong, Zhao Jingzhou, Yan Yunkui, et al. 2007. Basic characteristics of the Chang-6 reservoir in the southwest area of Chuankou Oilfield and their main control factors [J]. *Journal of Xi'an Shiyu University (Natural Science Edition)*, 22(5): 14–17. (in Chinese with English abstract)
- Tang Haifa, Peng Shimi, Zhao Yanchao, et al. 2007. Analysis of main control factors of the physical property of tight sandstone reservoir [J]. *Journal of Xi'an Shiyu University (Natural Science Edition)*, 22(1):

59–63. (in Chinese with English abstract)

- Thomas M M and Clouse J A. 1995. Scaled physical model of secondary migration [J]. *AAPG Bulletin*, 79: 19–59.
- Yang Hua, Fu Jinhua and Yu Jian. 2003. Oil reservoir enrichment patterns of large delta systems and application of exploration techniques in Shanbei area [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 24(3): 6–10. (in Chinese with English abstract)
- Yang Hua, Fu Qiang and Fu Jinhua. 2007. *Sedimentary Sequence and Oil-Gas Accumulation of the Late Triassic in the Ordos Basin* [M]. Beijing: Geological Publishing House. (in Chinese)
- Zeng Lianbo. 2007. Characteristics and origin of fractures in the extra low-permeability sandstone reservoirs of the Upper Triassic Yanchang Formation in the Ordos Basin [J]. *Acta Geologica Sinica*, 81(2): 174–180. (in Chinese with English abstract)
- Zhao Jingzhou, Wang Xiaomei, Wang Zhenliang, et al. 2006. A study on hydrocarbon migration and accumulation in Yanchang area of the Ordos basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 17(4): 485–489. (in Chinese with English abstract)
- Zhao Jingzhou, Wu Fuli and Yan Shike. 2006. Regularity of Triassic petroleum accumulation and distribution in the east part of North Shaanxi Slope [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 27(5): 24–27. (in Chinese with English abstract)
- Zhang Houfu and Zhang Wanxuan. 1989. *Petroleum Geology* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press. (in Chinese)

## 参考文献:

- 付广, 吕延防, 薛永超, 等. 1999. 油气运移通道及其对成藏的控制[J]. *海相油气地质*, 4(3): 24–31.
- 付广, 薛永超, 付晓飞. 2001. 油气运移输导体系及其对成藏的控制[J]. *新疆石油地质*, 22(1): 24–27.
- 胡建武, 姜建群. 2000. 含油气盆地分析中流体输导体系的研究[J]. *世界地质*, 19(2): 144–148.
- 姜素华, 李涛, 姜雨. 2006. 砂岩厚度和物性变化对油气成藏影响的模拟实验[J]. *新疆石油地质*, 27(1): 82–85.
- 罗静兰, 刘小洪, 林潼, 等. 2006. 成岩作用与油气侵位对鄂尔多斯盆地延长组砂岩储层物性的影响[J]. *地质学报*, 80(5): 664–673.
- 罗建强, 何忠明. 2008. 鄂尔多斯盆地中生代构造演化特征及油气分布[J]. *地质与资源*, 17(2): 135–138.
- 时保宏, 赵靖舟, 严云奎, 等. 2007. 川口油田西南区长6油层组储层特征及其主控因素分析[J]. *西安石油大学学报*, 22(5): 14–17.
- 唐海发, 彭仕宓, 赵彦超, 等. 2007. 致密砂岩储层物性的主控因素分析[J]. *西安石油大学学报*, 22(1): 59–63.
- 杨华, 付金华, 喻建. 2003. 陕北地区大型三角洲油藏富集规律及勘探技术应用[J]. *石油学报*, 24(3): 6–10.
- 杨华, 傅强, 付金华. 2007. 鄂尔多斯晚三叠世盆地沉积层序与油气成藏[M]. 北京: 地质出版社.
- 曾联波. 2007. 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组特低渗透砂岩储层裂缝特征及成因[J]. *地质学报*, 81(2): 174–180.
- 赵靖舟, 王晓梅, 王震亮, 等. 2006a. 鄂尔多斯盆地延长矿区油气运移成藏研究[J]. *天然气地球科学*, 17(4): 485–489.
- 赵靖舟, 武富礼, 闫世可, 等. 2006b. 陕北斜坡东部三叠系油气富集规律研究[J]. *石油学报*, 27(5): 24–27.
- 张厚福, 张万选. 1989. *石油地质学*[M]. 北京: 石油工业出版社.