

文章编号: 1000-0550(2013)04-0683-10

# 鄂尔多斯盆地延长组长8油层组石油成藏机理及成藏模式<sup>①</sup>

楚美娟<sup>1 2</sup> 李士祥<sup>1 2</sup> 刘显阳<sup>1 2</sup> 邓秀芹<sup>1 2</sup> 郭正权<sup>1 2</sup>

(1. 中国石油长庆油田公司勘探开发研究院 西安 710018; 2. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室 西安 710018)

**摘要** 鄂尔多斯盆地延长组长8油层组在不同地区其勘探成果和油藏规模存在明显的差异,为了分析其原因,对长8油层组油藏的油源、成藏期古物性特征、毛细管力、浮力和过剩压力等进行了研究,得出了过剩压力远大于毛细管力、源储压差能够克服相应储层的毛细管力从而运移成藏的认识。在此基础上,根据姬塬、陇东和陕北三个地区烃源岩和储层发育特征、物性及运移通道的特征,构建了三种不同的成藏模式。具体表现为:姬塬地区的双向排烃、复合成藏模式:即长7段优质烃源岩异常发育,生烃增压作用强烈,使得生成的烃类流体在过剩压力的驱动下向上覆的长6—长4+5地层和下伏的长8地层中双向排烃,在多层系富集成藏;陇东地区的上生下储、下部成藏模式:长7烃源岩发育,存在较高过剩压力,下伏的长8油层组储层物性明显的要优于上覆的长6油层组储层物性,利于烃类大规模向下运移,在长8聚集集成藏;陕北地区的侧向运移、上部成藏模式:长7段烃源岩在该区不发育,且上覆长6储层物性远优于下伏长8储层物性,烃类优先在长6成藏,长8油藏规模有限。这三种成藏模式代表了以长7为主要烃源岩的油藏的主要成藏机理,三者油气分布规律上存在明显的差异。

**关键词** 成藏机理 成藏模式 过剩压力 长8油层组 鄂尔多斯盆地

**第一作者简介** 楚美娟 女 1980年出生 工程师 石油地质 E-mail: chumj\_cq@petrochina.com.cn

**中图分类号** TE122.3 **文献标志码** A

鄂尔多斯盆地晚三叠世延长期为典型的大型内陆拗陷湖盆,具有湖盆宽缓,沉积范围大,坡度平缓,以及多物源,水体较浅,构造稳定等特征。盆地发育晋西挠褶带、伊陕斜坡、天环拗陷、西缘逆冲带、伊盟隆起、渭北隆起等六大构造单元,现今已发现的长8油层组油藏分布伊陕斜坡和天环拗陷两个构造单元(图1)。

长8油层组位于上三叠统延长组下部,主要为一套灰色砂岩、暗色泥岩及薄煤层互层组合,属于典型的浅水三角洲沉积<sup>[1,2]</sup>。2001年陇东地区西X井在长8油层组获得高产油流,取得新发现,经过连续几年的研究和勘探,探明了西峰油田,由此引起了对全盆地长8油层组的勘探重视,延长组下组合的研究也进一步加强。近年来,许多学者对长8油层组的石油成藏规律和成藏机理开展了大量的研究工作,阐述了裂缝与油气成藏的关系<sup>[3]</sup>、成藏动力学系统特征<sup>[4,5]</sup>、成藏期次<sup>[6,7]</sup>、成藏机理与成藏过程<sup>[8~11]</sup>。截至目前,已在盆地西北部的姬塬地区和西南部的陇东地区获得重大发现,探明了亿吨级的规模油藏(图

1)。鄂尔多斯盆地长8油层组的勘探取得重大进展。然而在盆地东北部的陕北地区仍未获得大的进展,不同区块油藏的形成机理和成藏模式有何差异,油藏的成藏条件和主控因素是什么,以及油藏的分布规律如何等,这些问题仍然制约着长8油层组油藏的进一步勘探。鉴于此,笔者对长8油层组油藏成藏期的物性、运移动力等主要成藏条件进行了分析,研究了不同地区长8油层组油藏形成的差异,明确油藏的分布规律,以期对鄂尔多斯盆地延长组长8油层组及其他相似成藏条件油层组的油藏勘探提供理论指导。

## 1 成藏条件

鄂尔多斯盆地延长组长8油层组油藏为典型的致密砂岩型岩性油藏<sup>[12]</sup>,受沉积、烃源岩、储集条件、运移动力、运移方向等因素的影响,不同地区成藏条件存在明显的差异。

### 1.1 油源特征

长8油层组沉积期湖盆水体较浅<sup>[1,2]</sup>,大部分地区不具备水生生物大量繁殖和有机质保存的基本条

<sup>①</sup>国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”项目(批准号:2011ZX05044和2011ZX05001)资助  
收稿日期:2012-08-19;收修修改稿日期:2012-11-07

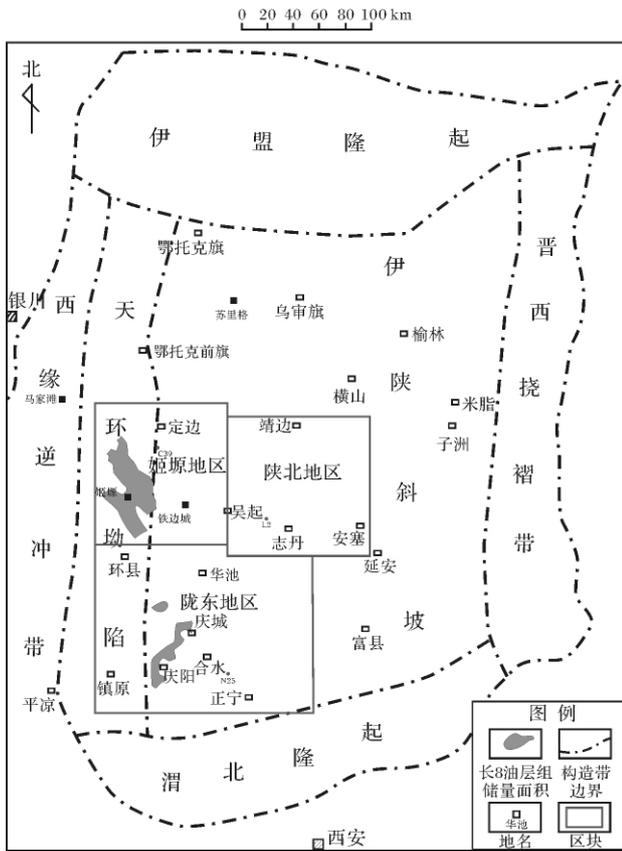


图 1 鄂尔多斯盆地构造单元划分及长 8 油层组油藏分布图  
Fig. 1 Tectonic division and oilfield distribution of Chang 8 interval in Ordos Basin

件难以形成有规模供烃能力的烃源岩。长 7 烃源岩和长 9 烃源岩为盆地中生界最为主要的烃源岩,长 8 油层组位于两套烃源岩层之间,通过对盆地不同区块长 8 油层组原油与长 7 和长 9 烃源岩的 Pr/Ph 与 4-甲基甾烷/规则甾烷关系对比分析(图 2),陇东、姬塬等地区长 8 油层组原油与长 7 烃源岩存在较好的吻合性,陕北地区长 8 油层组油藏的原油与长 9 烃源岩的甾、萜类生物标志化合物分布特征较为相似,陕北地区长 8 油层组油藏的油源主要来自于长 9 段烃源岩,长 7 烃源岩也有一定的贡献。

结合前人对油源分析认为,鄂尔多斯盆地延长组长 7 优质烃源岩(油页岩)是一套优质烃源岩<sup>[13]</sup>,为盆地长 8 油层组油藏的主要供烃源岩。长 9 烃源岩为一套区域性的烃源岩<sup>[14,15]</sup>,分布范围有限,对陕北地区长 8 油层组油藏有一定的贡献作用。

### 1.2 储层特征

长 8 油层组储层主要为三角洲平原分流河道、三角洲前缘水下分流河道和河口坝砂体,岩石粒度较细,主要为中—细砂岩和少量粉砂岩。其中,盆地西

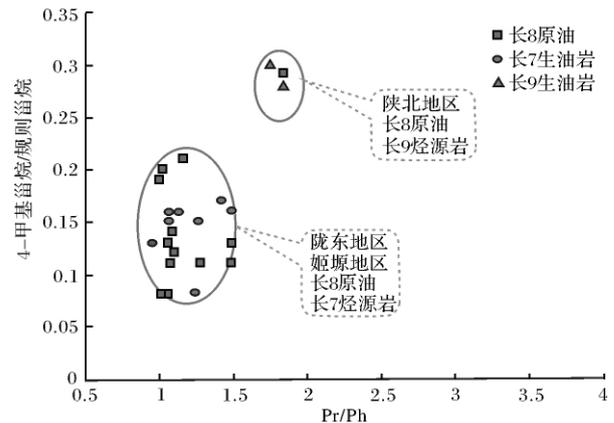


图 2 鄂尔多斯盆地长 8 原油和生油岩的 Pr/Ph 与 4-甲基甾烷/规则甾烷关系图

Fig. 2 Plot showing relationship about petroleum and Pr/Ph and 4-methyl-sterane/sterane of oil-source rock in Ordos basin

北部的姬塬地区岩石粒度相对较粗,以中细砂为主,见少量粗砂,岩石类型以长石岩屑砂岩为主,岩屑长石砂岩次之,孔隙度一般 4.5% ~ 14.0%,渗透率  $0.15 \times 10^{-3} \sim 3.51 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,填隙物类型主要为高岭石、水云母、铁方解石和硅质,其中晚期碳酸盐胶结物的含量为 5.2%;西南部的陇东地区以细砂岩为主,偶见砾石和粗砂岩,岩石类型以岩屑长石砂岩为主,长石岩屑砂岩次之,孔隙度一般 5.1% ~ 14.5%,渗透率  $0.30 \times 10^{-3} \sim 5.66 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,填隙物类型主要为高岭石、水云母、绿泥石、铁方解石和硅质,其中晚期碳酸盐胶结物的含量为 2.5%;东北部的陕北地区粒度较细,以极细砂和粉砂为主,岩石类型为长石砂岩和岩屑长石砂岩,孔隙度一般 3.1% ~ 9.8%,渗透率  $0.11 \times 10^{-3} \sim 0.60 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,填隙物类型主要为水云母、绿泥石、铁方解石和硅质,其中晚期碳酸盐胶结物的含量为 6.9%。

通过对长 8 油层组成岩作用及生排烃史的研究,生排烃高峰期以后,形成的胶结物主要为含铁碳酸盐和伊利石。由于伊利石前身矿物也占据了孔隙空间,因此在伊利石形成前后孔隙损失不大,可忽略不计。所以生排烃高峰期的孔隙度近似的可以等于现今孔隙度加含铁碳酸盐胶结损失的孔隙度。目前,长 8 油层组储层中含铁碳酸盐含量,一般平均大于 4%,有些单井甚至超过 20%。因此,最大埋深期储层孔隙比较发育,含铁碳酸盐胶结是造成储层致密的决定性因素。加上晚期碳酸盐胶结损失的孔隙度,最大生排烃阶段,姬塬地区、陇东地区和陕北地区孔隙度近似

等于 9.7% ~ 19.2% ,7.6% ~ 17.0% ,10.0% ~ 16.7% 。

通过对鄂尔多斯盆地长8油层组现今的孔隙度和渗透率的统计结果表明,孔隙度和渗透率具有较好的对数相关关系(图3)。利用孔隙度和渗透率的线性关系方程,代入孔隙度值即可求取一个相应的渗透率值。用该方法,求出姬塬地区、陇东地区和陕北地区生排烃高峰期的渗透率分别为  $0.38 \times 10^{-3} \sim 17.56 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $0.16 \times 10^{-3} \sim 7.21 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  及  $0.42 \times 10^{-3} \sim 6.38 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。在古孔隙度恢复时忽略了伊利石对孔隙的影响,但伊利石对储层渗透率的影响却不容忽视,它常常以毛发状、纤维状产出,使有效的大孔隙变成无效的微孔隙或小孔隙,从而很大程度地降低了储层的渗流能力。由于在恢复古渗透率时,未考虑伊利石形成的影响,所以这里恢复的生排烃高峰期古渗透率相对保守。

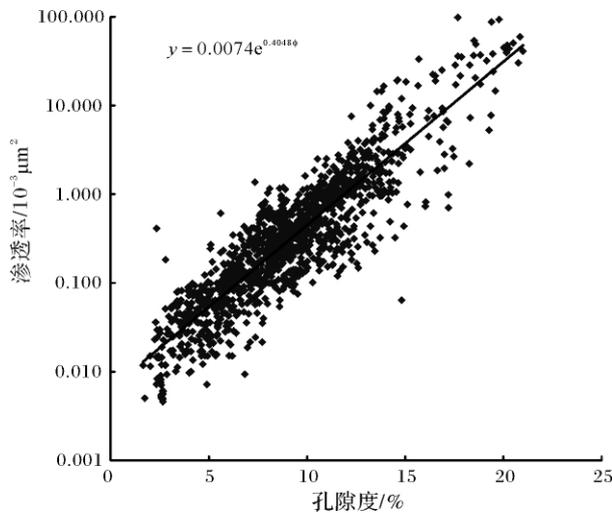


图3 鄂尔多斯盆地延长组长8储层孔隙度与渗透率关系图  
Fig.3 Porosity and permeability relationship graph of Chang 8 reservoir in Ordos Basin

### 1.3 石油成藏动力分析

油气聚集成藏过程是在驱动力作用下选择最有利地质储集空间的过程,驱动力性质决定着油气运移的方向和强度。因此,分析油气运移动力是研究油气运移、聚集和成藏的关键技术。研究表明,石油天然气运移受到地层中多种力的作用和影响,毛细管力、浮力、流体压力、水动力、构造应力和热力均是直接或间接影响着油气运移的重要的动力或阻力。地层中油气运移的阻力有毛细管阻力、分子间的吸着力和油气向下或向下倾方向运移所要克服油气浮力等。油气运移的动力主要是浮力和过剩压力。因此本文从

毛细管力、浮力、过剩压力等主要的运移阻力和动力对石油成藏动力进行分析。

#### 1.3.1 毛细管力

毛细管力的大小取决于两种流体间的界面张力、毛细管半径和介质的润湿性,可用下式表示:

$$P_c = \frac{2\delta\cos\theta}{r}$$

不同的室内测量岩石毛细管力的方法使用了不同的润湿相和非润湿相流体。由于流体的润湿性、界面张力等方面存在较大的差异,导致压汞法测得的毛细管压力与油藏状态下的毛细管压力明显不同。用上述公式可分别求取油藏条件下的毛细管力和压汞获得的毛细管力,分别为:

在油藏条件(根据50余口井长8油层组的地层测压数据统计,平均地层温度为75℃,压力为18.0 MPa)下,毛细管压力为  $P_{cR} = \frac{2\delta_{oo}\cos\theta_{oo}}{r}$  (1)

室温条件下(温度25℃,1atm),压汞分析获得的毛细管力为  $P_{cHg} = \frac{2\delta_{hg}\cos\theta_{hg}}{r}$  (2)

对同一岩样,毛细管半径r相同,这样即可建立两种条件下毛细管力关系式:

$$\frac{P_{cR}}{P_{cHg}} = \frac{\frac{2\delta_{oo}\cos\theta_{oo}}{r}}{\frac{2\delta_{hg}\cos\theta_{hg}}{r}} = \frac{2\delta_{oo}\cos\theta_{oo}}{2\delta_{hg}\cos\theta_{hg}}$$

$$\text{即 } P_{cR} = \frac{r}{2\delta_{hg}\cos\theta_{hg}} P_{cHg} \quad (3)$$

将上述参数代入两种条件下的毛细管力换算公式,即得油藏条件下的毛细管压力为:

$$P_{cR} = 0.08159 \times P_{cHg} \quad (4)$$

通过对盆地延长组47口井共157块样品的排驱压力、中值压力和渗透率的统计,结果表明,渗透率与排驱压力、渗透率与中值压力均具有良好的双对数线性关系,其关系式分别为:

$$\text{排驱压力与渗透率关系式: } P_d = 0.5925k^{-0.5959} \quad (5)$$

$$R^2 = 0.8395$$

$$\text{中值压力与渗透率关系式: } Y = 3.6X^{-0.6442} \quad (6)$$

$$R^2 = 0.8762$$

根据已恢复的生排烃高峰期的古渗透率<sup>[9]</sup>,代入公式(5),即可获得理论上压汞条件下的毛细管

力,再将结果代入公式(4),就可求取古油藏状态下的毛细管力,即古油藏状态下油气运移的阻力。由以上方法求取的姬塬地区、陇东地区和陕北地区长8油层组古油藏条件下油气开始运移所克服的毛细管阻力分别为0.009~0.087 MPa、0.015~0.144 MPa、0.016~0.081 MPa,同样根据中值压力与渗透率的关系求得姬塬地区、陇东地区和陕北地区长8油层组油藏条件下油气能够大量运移所克服的毛细管阻力分别为0.046~0.552 MPa、0.082~0.955 MPa和0.089~0.511 MPa。

### 1.3.2 浮力

石油运移过程中的浮力主要是由于油水密度差所造成的,其方向垂直向上。浮力的公式为:

$$F_{CR} = (\rho_w - \rho_o) g h_o \quad (6)$$

$$h_o = \frac{P_{CR}}{(\rho_w - \rho_o) g} \quad (7)$$

根据公式(7)就可以求得生排烃高峰期(早白垩世早期)古油藏状态下克服毛细管阻力所需要的油柱高度。这样,姬塬地区、陇东地区和陕北地区长8油层组在油藏状态下,利用排驱压力与渗透率的关系计算的石油开始运移克服毛细管阻力所需的油柱高度分别为3.25~32.16 m、5.53~53.37 m和5.94~29.91 m,石油开始大量运移克服毛细管阻力所需的油柱高度分别为17.20~204.87 m、30.53~354.25 m和33.02~189.45 m。

排驱压力是石油在最好孔隙中驱替所需要的压力,根据排驱压力计算的油柱高度反映的是石油在最好的物性条件下运移所需要的动力,而中值压力计算结果反映的是石油在储层中大规模运聚所需要的动力。从计算结果分析,早白垩世油气仅仅依靠浮力有可能在最好的储层中运聚成藏,但要形成大规模岩性油藏存在较大困难。长8油层组位于长7烃源岩下部,油气向下运移浮力反而是运移的阻力,所以长8油层组大规模岩性油藏的形成必定有其它动力因素。

### 1.3.3 过剩压力

泥岩的欠压实作用是形成异常高压的一个主要因素<sup>[16,17]</sup>,地层埋藏压实过程中会产生孔隙度减小和地层流体的排出,当地层中流体排出受到限制时,岩石孔隙度会异常增大,形成欠压实现象,并在欠压实地层中形成高于正常静水压力的流体压力,即过剩压力。生烃增压作用也是形成异常高压的另一个重要因素。烃源岩在干酪根降解成烃过程中,生成大量

的烃类和非烃类液态与气态产物,其密度都比固态干酪根的密度低,使得烃源岩孔隙流体体积和压力增加。烃源岩大量生烃过程一般被认为是产生异常高压的重要机制,近年来在很多盆地中发现异常高压的分布与成熟烃源岩的生油强度分布密切相关<sup>[18]</sup>。

长7暗色泥岩是中生界的一套主力烃源岩,大多样品的有机碳含量在5%~16%,热模拟实验表明,单位岩石体积热演化累计生成原油的体积可达岩石体积的8%~18.7%<sup>[13]</sup>,甚至更高,生烃增压作用强烈。前文已述及盆地姬塬地区和陇东地区长8油层组油藏的油源主要为长7烃源岩,陕北地区长8油层组油藏油源主要为长9烃源岩,由此,根据平衡深度法对延长组长7、长8和长9油层组的过剩压力进行了计算。长7烃源岩生成的烃类流体要向下排烃进入下伏的长8油层组储层中,不仅长7油层组要存在过剩压力,而且过剩压力要大于长8油层组的过剩压力,也即长7油层组过剩压力与长8油层组过剩压力差要大于0,才存在向下排烃的可能性。同样,长9油层组过剩压力要大于上覆长8油层组的过剩压力,才可能向上排烃。由于延长组下组合储层主要为低渗、特低渗储层<sup>[9]</sup>,浮力在烃类运移中所起的作用非常有限,相对于过剩压力可忽略不计,因此在讨论石油运移的动力中,主要探讨了过剩压力对石油运移的作用。

本次过剩压力的计算应用了最为广泛和成熟的平衡深度法,利用单井剖面中泥岩的声波时差数据,在声波时差和深度剖面上恢复泥岩正常压实曲线,并建立该井泥岩的正常压实曲线数学表达式。利用泥岩压实曲线求取平衡深度再计算过剩压力,反映的是地层最大埋深期(也即生排烃高峰期)的过剩压力。通过对盆地321口井的延安组及延长组泥岩段声速测井数据进行统计,计算了单井过剩压力,绘制了单井过剩压力剖面。从单井过剩压力剖面中可以看出,长7段存在较大的过剩压力(图4),最大过剩压力达15~25 MPa。在单井计算的基础上,绘制了油层组平面过剩压力分布图,为了更好的讨论邻层油气纵向运移的动力,采用了邻层的过剩压力差来进行分析。本次研究着重分析了长7和长9这两套烃源岩与长8储层之间的过剩压力差分布特征,绘制了长7油层组与长8油层组、长9油层组与长8油层组过剩压力差平面分布图(图5)。

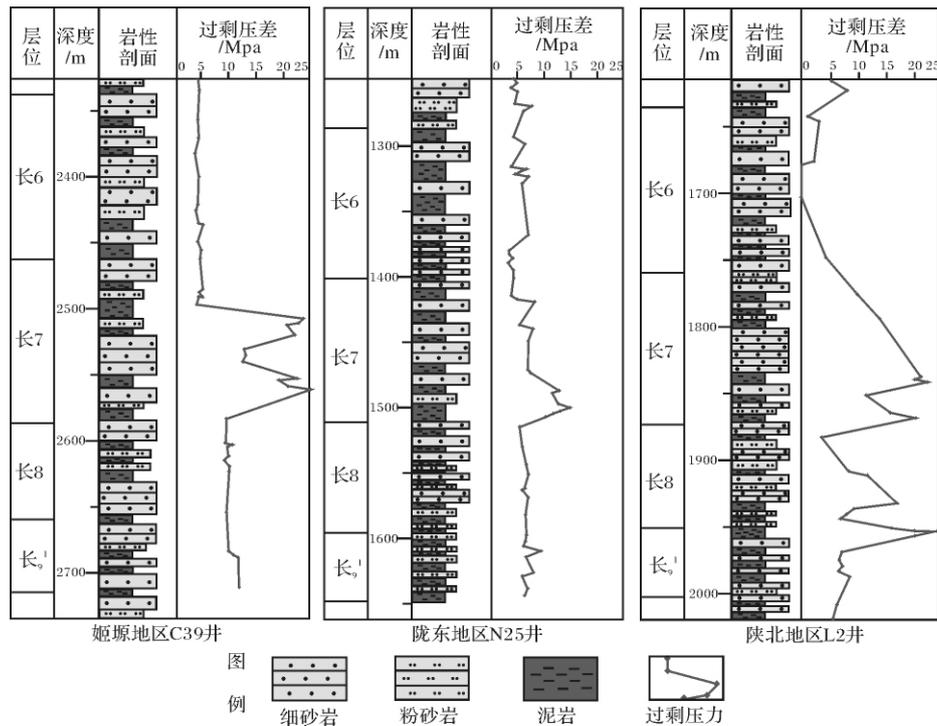


图 4 单井过剩压力剖面图

Fig. 4 Excess pressure profile of single well

长 7 油层组与长 8 油层组过剩压力差分布具有北高南低的特征,北部过剩压力差一般分布在 4 ~ 8 MPa,其中古峰庄、王洼子两个区块过剩压力差最高可达 10 MPa 以上。南部地区过剩压力差较小,一般分布在 0.1 ~ 4 MPa,局部地区过剩压力差可达到 6 ~ 9 MPa,在盆地边部地区过剩压力差一般小于 0.5 MPa。长 9 油层组与长 8 油层组过剩压力差分布特征受长 9 沉积期湖盆范围的影响,高压差区域主要分布于长 9 湖盆中心的志丹—富县一带,该高值区向北延伸直至安边、古峰庄一带,过剩压力差一般在 2 ~ 4 MPa,在高桥南地区和镰刀湾南地区过剩压力差可达 4 ~ 8 MPa。盆地西部地区也局部存在过剩压力差 2 ~ 4 MPa 的区域,其他大部分地区过剩压力差小于 1 MPa。

## 2 成藏模式

鄂尔多斯盆地上三叠统延长组长 8 油层组为典型的浅水三角洲沉积体系<sup>[1 2]</sup>,浅水三角洲沉积砂体主要受河流作用控制,砂体的平面形态多呈条带状、长条状、鸟足状分布<sup>[2]</sup>,砂体宽度不等,具有大的宽厚比值和良好的纵向延伸性及连通性,非常有利于岩性油藏的形成。长 8 油层组不同区块其成藏条件和

成藏机制存在差异,从而决定了不同区块具有独特的成藏模式,明确其成藏模式对于进一步寻找和预测新的油藏具有重要的指导意义。

根据鄂尔多斯盆地长 8 油藏分布特征以及其成藏机理差异性分析,构建了三种不同类型的成藏组合模式:姬塬地区的双向排烃、复合成藏模式,陇东地区的上生下储、下部成藏模式,陕北地区的侧向运移、上部成藏模式。这三种成藏模式代表了以长 7 为主要烃源岩的油藏的主要成藏机理,决定了长 8 油层组油藏的分布特征。

### 2.1 姬塬地区双向排烃、复合成藏模式

双向排烃、复合成藏模式是盆地西北部姬塬地区油气成藏的主要模式<sup>[12]</sup>,该模式的最大特征是长 7 段优质烃源岩异常发育,烃源岩厚度大多区域大于 40 m,最厚的可达 80 m 以上。烃源岩排烃强度大,由于生烃增压作用强烈,长 7 段存在高的过剩压力,使得生成的烃类流体在过剩压力的驱动下向上覆的长 6、长 4 + 5 地层和向下伏的长 8 地层中双向排烃。该区长 7 与长 8 过剩压力差主要分布在 4 ~ 10 MPa,古峰庄、马家山和王洼子地区为过剩压差高值区,过剩压差分布在 10 ~ 15 MPa(图 5),前文中通过对长 8 油层组储层中石油大规模运移所需要克服的毛细管力

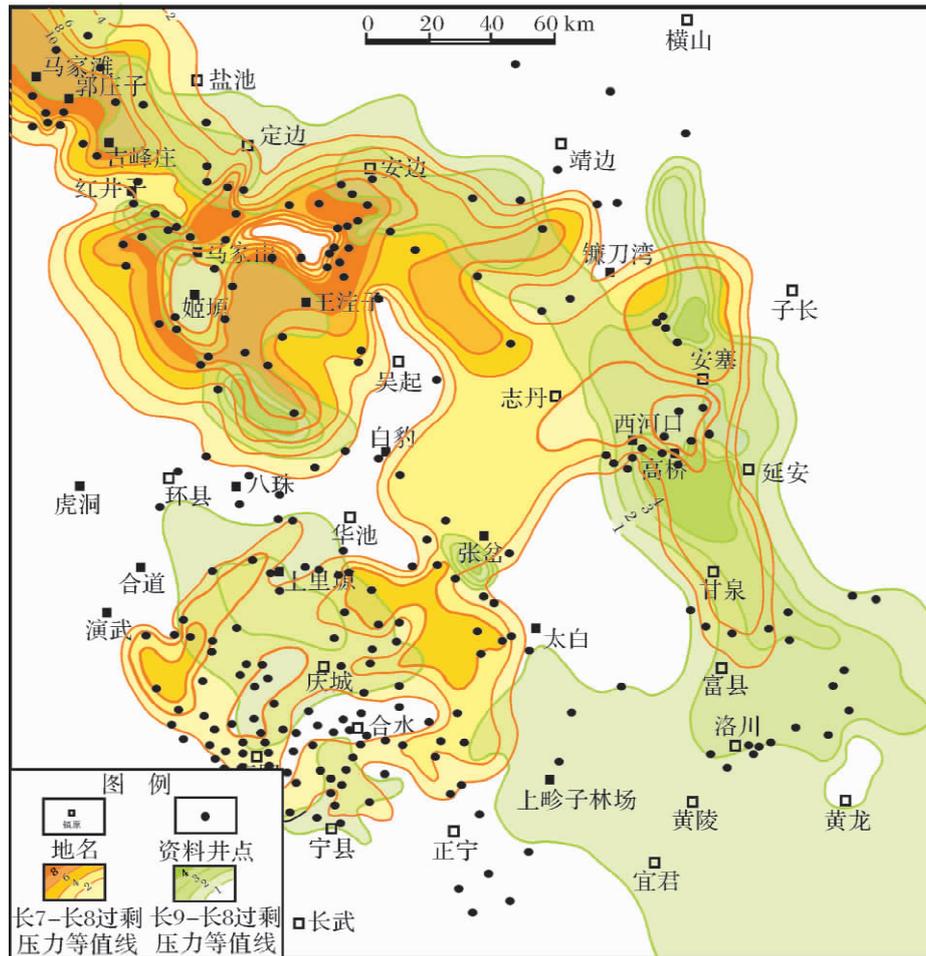


图5 鄂尔多斯盆地长7油层组与长8油层组、长9油层组与长8油层组过剩压力差平面分布图

Fig. 5 Plane distribution map for fluid overpressure of Chang7 and Chang8, Chang9 and Chang8 interval in Ordos basin

计算为0.046~0.552 MPa,过剩压差远大于毛细管力,因此长7烃源岩排出的烃类能向下大规模运移。下伏的长8油层组主要发育浅水三角洲砂体,砂体分布稳定,多期分流河道砂体叠加,在主成藏期储层物性较好<sup>[9]</sup>,在相互叠置的连通砂体以及裂缝等优势通道的沟通下,满足油气向下大规模运移成藏的条件,上覆的长7烃源岩也是良好的盖层,在有利的成藏配置下,易形成大规模的岩性油藏(图6a)。同时该区长7与长6过剩压力差也较大,主要分布在6~15 MPa,古峰庄、马家山和安边南地区过剩压力差均大于15 MPa,局部高值区可达20 MPa,因此长7烃源岩排出的烃类能克服毛细管力向长6、长4+5油层组大规模运移。上覆的长6、长4+5油层组三角洲沉积砂体发育,物性较好,满足成藏的条件,形成大规模的油藏聚集。该模式中烃源岩的发育程度以及紧邻烃源岩的储集层物性优劣决定了油气的富集程度,烃源岩向上和向下的双向排烃,使得姬塬地区在长

8、长6、长4+5油层组等多层系均发育大规模的岩性油藏,形成了多层系复合成藏的有利含油场面。

## 2.2 陇东地区上生下储、下部成藏模式

上生下储、下部成藏模式是盆地西南部陇东地区油气成藏的主要模式,该模式的特征特征是下伏的长8油层组储层物性明显的要较上覆的长6油层组储层物性好,且烃源岩厚度较姬塬地区要薄,烃源岩主要发育于长7油层组的下部,易于向紧邻的长8油层组优质储层中运移成藏。陇东地区长7与长8过剩压力差主要分布在2~6 MPa,局部地区过剩压力差稍高,分布在6~8 MPa(图5),前文中通过对长8油层组储层中石油大规模运移所需要克服的毛细管力计算为0.082~0.955 MPa,过剩压差大于毛细管力,因此长7底部的优质烃源岩排出的烃类能向下大规模运移。同时下伏的长8油层组储集体主要为浅水三角洲沉积砂体,分流河道砂体稳定,多期河道砂体叠加,储层物性好。在相互叠置的连通砂体以及裂缝

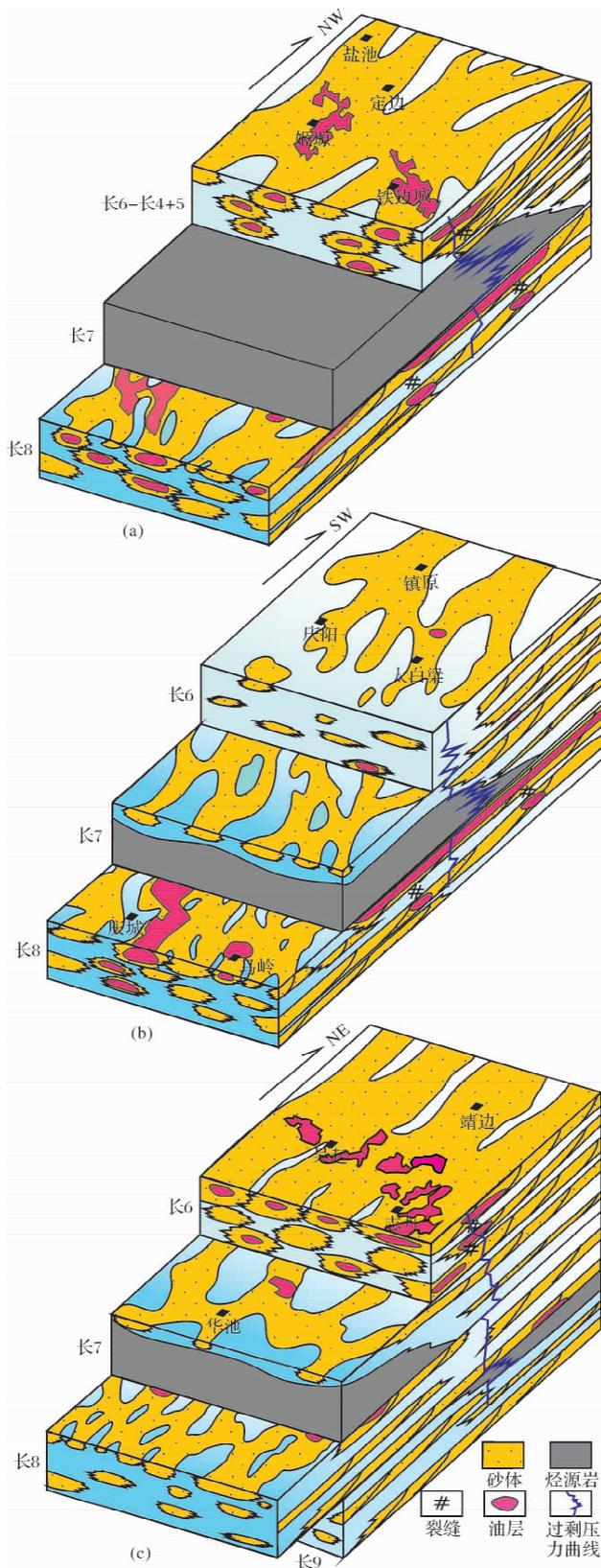


图 6 鄂尔多斯盆地延长组长 8 油层组成藏模式图

a: 姬塬地区 b: 陇东地区 c: 陕北地区

Fig. 6 Accumulation modes of Yanchang chang 8 interval in Ordos basin (a: Jiyuan area b: Longdong area c: Shanbei area)

等优势通道的沟通下,通过过剩压力的驱动,油气更易向下伏的长 8 油层组优质储层中聚集,形成大规模的岩性油藏(图 6b)。该区长 7 与长 6 过剩压力差主要分布在 2~6 MPa,且该过剩压力差主要是长 7 底部的欠压实泥岩与长 6 的过剩压力之差,生成的烃类向上运移要先经过长 7 油层组的中部和上部,而陇东地区长 7 油层组的中部和上部储集砂体较发育,因此烃类优先在该砂体中聚集成藏,加上长 7 烃源岩厚度较姬塬地区要薄且上覆长 6 油层组砂体规模相对较小,储层物性较差,因此运移到上部长 6 油层组中的烃类有限,难以大规模成藏。因此该模式主要以烃类大规模向下运移聚集成藏为主。在位于该区东北部的华庆地区,由于更靠近湖盆中心,烃源岩发育,同时满足向上大规模运移成藏的条件,在上部长 6 油层组中形成大规模油气聚集。

### 2.3 陕北地区侧向运移、上部成藏的模式

侧向运移、上部成藏的模式是盆地东北部陕北地区油气成藏的主要模式,该模式的最大特征是长 7 段烃源岩在该区不发育,湖盆中部的烃源岩排出的烃类向上倾方向的陕北地区侧向运移而聚集成藏。陕北地区长 7 与长 6 过剩压力差在志丹—安塞一带主要分布在 2~6 MPa(图 5),该区长 7 暗色泥岩不发育,存在过剩压力差的地区主要是长 7 的中部发育一套 10 m 左右的较纯的暗色泥岩欠压实形成的,生成的烃类向下运移要先经过长 7 油层组的底部,而长 7 油层组的底部发育三角洲前缘砂体,因此有限的烃类优先在该砂体中聚集成藏,勘探中已在长 7 底部发现了一定规模的石油聚集。该区长 8 油层组储集体主要为曲流河三角洲沉积,相对于姬塬地区和陇东地区的近源辫状河三角洲沉积砂体来说,粒度较细,且陕北地区长 8 油层组储层由于碳酸盐胶结程度较姬塬地区、陇东地区均要强很多,导致该区长 8 储层物性最差,因此有限的烃类难以向下大规模运移成藏。陕北地区的南部区域由于发育一套区域性的长 9 烃源岩,在长 9 烃源岩的有效排烃区域内,长 9 与长 8 过剩压力差在西河口地区较高,主要分布在 1~4 MPa(图 5),长 8 油层组储层中石油大规模运移所需要克服的毛细管力为 0.089~0.511 MPa,过剩压力差可克服毛细管力向上运移,但由于长 9 烃源岩厚度有限,且长 8 储层物性较差,因此成藏规模有限,仅在长 8 油层组中的相对高渗段聚集成藏(图 6c)。该区上覆的长 6 油层组储集体为三角洲沉积建设期形成的大规模分流河道砂体,砂体厚度大,物性好。在烃源岩

发育程度以及长8油层组和长6油层组储集体性质差异的控制下,湖盆中部的优质烃源岩生产的烃类优先选择在侧向向上的长6油层组优质储集体中聚集成藏(图6c),下伏的长8油层组在更靠近湖盆中部的三角洲前缘砂体中有可能有一定规模的油气聚集。

### 3 结论

(1) 长8油层组不同地区成藏条件存在一定的差异。姬塬地区和陇东地区油源主要来自于上覆的长7烃源岩,储集砂岩以中—细砂为主,粒间孔发育,物性较好;陕北地区油源来自于长9烃源岩,长7烃源岩也有一定的贡献,储集砂岩以细砂为主,碳酸盐胶结强烈,物性较差。

(2) 影响成藏的主要动力为过剩压力、浮力和毛细管力。长7烃源岩产生的烃类向下运移至长8油层组的动力为过剩压力,阻力为毛细管力和浮力,通过对油藏状态下毛细管力的计算,姬塬地区和陇东地区的过剩压力差满足烃类向下大规模运移的动力,陕北地区过剩压力差较小,且产生过剩压力主要是中部的暗色泥岩欠压实形成,与长8油层组未直接接触,向下运移能力有限,但该区区长9烃源岩发育,满足向上运移的条件。

(3) 通过对长8油层组油藏的成藏条件及成藏机理的研究,构建了长8油层组三种油气成藏模式:姬塬地区的双向排烃、复合成藏模式,陇东地区的上生下储、下部成藏模式,陕北地区的侧向运移、上部成藏模式。这三种成藏模式代表了以长7为主要烃源岩的油藏的主要成藏机理,三者油气分布规律上存在明显的差异。

符号注释:

$P_c$ —毛细管压力,MPa;  $\delta$ —界面张力,N/m;  $\theta$ —润湿角度;  $r$ —毛细管半径, $\mu$ m; 式中  $P_{cR}$ —油藏状态下毛细管压力,MPa;  $P_{cHg}$ —压汞分析获得的毛细管压力(室温条件:温度25℃,1atm),MPa;  $\delta_{Hg}$ —汞—汞蒸气的界面张力(室温条件),为480 N/m;  $\delta_{ow}$ —油水表面的界面张力(长8油藏条件下,平均油层温度75℃,压力18.0MPa),取值为30 N/m;  $\theta_{ow}$ —油水湿润接触角(油藏条件),为0°;  $\theta_{Hg}$ —汞与岩石的湿润接触角(室温条件),为140°;  $F_{cR}$ —浮力,N;  $h_0$ —油柱高度,m;  $g$ —重力加速度, $g/m^2$ ;  $\rho_w$ —地层水(地下)的密度,1.064g/cm<sup>3</sup>;  $\rho_o$ —地层条件下石油的密度,0.789g/cm<sup>3</sup>。

### 参考文献(References)

- 1 李元昊,刘池洋,独育国,等.鄂尔多斯盆地西北部上三叠统延长组长8油层组浅水三角洲沉积特征及海岸线控砂[J]. 古地理学报,2009,11(3):265-274 [Li Yuanhao, Liu Chiyang, Du Yuguang, et al. Sedimentary characteristics of shallow water delta and lake shoreline control on sandbodies of Chang 8 oil-bearing interval of the Upper Triassic Yanchang Formation in northwestern Ordos Basin [J]. Journal of Palaeogeography, 2009, 11(3): 265-274]
- 2 韩永林,王成玉,王海红,等.姬塬地区长8油层组浅水三角洲沉积特征[J]. 沉积学报,2009,27(6):1057-1064 [Han Yonglin, Wang Chengyu, Wang Haihong, et al. Sedimentary characteristics of shallow-water deltas in Chang-8 Subsection of Yanchang Formation, Jiyuan area [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2009, 27(6): 1057-1064]
- 3 李士祥,邓秀芹,庞锦莲,等.鄂尔多斯盆地中生界油气成藏与构造运动的关系[J]. 沉积学报,2010,28(4):798-807 [Li Shixiang, Deng Xiuqin, Pang Jinlian, et al. Relationship between petroleum accumulation of Mesozoic and tectonic movement in Ordos Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2010, 28(4): 798-807]
- 4 段毅,吴保祥,郑朝阳,等.鄂尔多斯盆地西峰油田油气成藏动力学特征[J]. 石油学报,2005,26(4):29-33 [Duanyi, Wu Baoxiang, Zheng Chaoyang, et al. Pool-forming dynamic properties of Xifeng Oilfield in Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(4): 29-33]
- 5 邓秀芹,姚泾利,胡喜锋,等.鄂尔多斯盆地延长组超低渗透岩性油藏成藏流体动力系统特征及其意义[J]. 西北大学学报:自然科学版,2011,41(6):1044-1050 [Deng Xiuqin, Yao Jingli, Hu Xifeng, et al. Characteristics and geological significance of hydrodynamic system on ultra-low permeability reservoir of Yanchang Formation in Ordos Basin [J]. Journal of Northwest University: Natural Science Edition, 2011, 41(6): 1044-1050]
- 6 梁宇,任战利,王彦龙,等.鄂尔多斯盆地子长地区延长组流体包裹体特征与油气成藏期次[J]. 石油与天然气地质,2011,32(2):182-191 [Liang Yu, Ren Zhanli, Wang Yanlong, et al. Characteristics of fluid inclusions and charging phases in the Yanchang Formation of Zichang area, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(2): 182-191]
- 7 席胜利,李文厚,李荣西. 烃源岩生烃期次与油气成藏——以鄂尔多斯盆地西缘马家滩地区长7烃源岩为例[J]. 石油勘探与开发,2008,35(6):657-663 [Xi Shengli, Li Wenhou, Li Rongxi. Hydrocarbon generation and reservoir formation: A case from Chang 7 source rock in Majiatan area, west margin of Ordos Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(6): 657-663]
- 8 罗晓容,张刘平,杨华,等.鄂尔多斯盆地陇东地区长8<sub>1</sub>段低渗油藏成藏过程[J]. 石油与天然气地质,2010,31(6):770-778 [Luo Xiaorong, Zhang Liuping, Yang Hua, et al. Oil accumulation process in the low-permeability Chang-8<sub>1</sub> member of Longdong area, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(6): 770-778]
- 9 邓秀芹,刘新社,李士祥. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组超低渗透储层致密史与油藏成藏史[J]. 石油与天然气地质,2009,30(2):

- 156-161 [Deng Xiuqin, Liu Xinshe, Li Shixiang. The relationship between tightening history and hydrocarbon accumulating history of the super-low permeability reservoirs in the Triassic Yanchang Formation in the Ordos Basin [J]. *Oil and Gas Geology*, 2009, 30(2): 156-161]
- 10 李元昊, 刘池洋, 王秀娟, 等. 鄂尔多斯盆地西北部延长组下部幕式成藏特征 [J]. *石油学报*, 2009, 30(1): 61-67 [Li Yuanhao, Liu Chiyang, Wang Xiujuan, *et al.* Episodic migration and accumulation of hydrocarbon in lower Yanchang Formation of the northwestern Ordos Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(1): 61-67]
- 11 李相博, 刘显阳, 周世新, 等. 鄂尔多斯盆地延长组下组合油气来源及成藏模式 [J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(2): 172-180 [Li Xiangbo, Liu Xianyang, Zhou Shixin, *et al.* Hydrocarbon origin and reservoir forming model of the Lower Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(2): 172-180]
- 12 王昌勇, 郑荣才, 李忠权, 等. 鄂尔多斯盆地姬塬油田长8油层组岩性油藏特征 [J]. *地质科技情报*, 2010, 29(3): 69-74 [Wang Changyong, Zheng Rongcai, Li Zhongquan, *et al.* Characteristics of lithologic reservoir of interval 8 of Yanchang Formation in Jiyuan oil-field of Ordos Basin [J]. *Geological Science and Technology Information*, 2010, 29(3): 69-74]
- 13 张文正, 杨华, 李剑锋, 等. 论鄂尔多斯盆地长7段优质油源岩在低渗透油气成藏富集中的主导作用——强生排烃特征及机理分析 [J]. *石油勘探与开发*, 2006, 33(3): 289-293 [Zhang Wenzheng, Yang Hua, Li Jianfeng, *et al.* Leading effect of high class source rock of Chang 7 in Ordos Basin on enrichment of low permeability oil-gas accumulation: Hydrocarbon generation and expulsion mechanism [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2006, 33(3): 289-293]
- 14 张文正, 杨华, 傅锁堂, 等. 鄂尔多斯盆地长9<sub>1</sub>湖相优质烃源岩的发育机制探讨 [J]. *中国科学 D 辑: 地球科学*, 2007, 37(增刊 I): 33-38 [Zhang Wenzheng, Yang Hua, Fu Suotang, *et al.* Studies on the hydrocarbon development mechanism of Chang 9<sub>1</sub> high-quality lacustrine source rocks of Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. *Science in China (Series D: Earth Sciences)*, 2007, 37(Suppl. I): 33-38]
- 15 李士祥, 刘显阳, 韩天佑, 等. 陕北地区延长组长10油层组成藏特征 [J]. *石油与天然气地质*, 2011, 32(5): 698-709 [Li Shixiang, Liu Xianyang, Han Tianyou, *et al.* Accumulation characteristics in Chang 10 oil reservoir set of Yanchang Formation in the north area of Shanxi [J]. *Oil and Gas Geology*, 2011, 32(5): 698-709]
- 16 张克银. 鄂尔多斯盆地南部中生界成藏动力学系统分析 [J]. *地质力学学报*, 2005, 2(1): 25-32 [Zhang Keyin. Analysis of the Mesozoic accumulation-forming dynamic system in the southern Ordos Basin [J]. *Journal of Geomechanics*, 2005, 2(1): 25-32]
- 17 席胜利, 刘新社, 王涛. 鄂尔多斯盆地中生界石油运移特征分析 [J]. *石油实验地质*, 2004, 26(3): 229-235 [Xi Shengli, Liu Xinshe, Wang Tao. Analysis on the migration characteristics of the Mesozoic petroleum in the Ordos Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2004, 26(3): 229-235]
- 18 查明, 曲江秀, 张卫海. 异常高压与油气成藏机理 [J]. *石油勘探与开发*, 2002, 29(1): 19-23 [Zha Ming, Qu Jiangxiu, Zhang Weihai. The relationship between overpressure and reservoir forming mechanism [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2002, 29(1): 19-23]

## Accumulation Mechanisms and Modes of Yanchang Formation Chang 8 Interval Hydrocarbons in Ordos Basin

CHU Mei-juan<sup>1 2</sup> LI Shi-xiang<sup>1 2</sup> LIU Xian-yang<sup>1 2</sup>  
DENG Xiu-qin<sup>1 2</sup> GUO Zheng-quan<sup>1 2</sup>

- (1. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an 710018;  
2. Exploration and Development National Project Laboratory of Low Permeability Oil and Gas Fields, Xi'an 710018)

**Abstract:** The exploration and reservoir scale are of differences in different regions of Chang8 interval of Yanchang Formation in Ordos Basin Ordos, in order to clarify the difference reason, oil source, reservoir characteristics, the capillary force, buoyancy and the excess pressure are studied on Chang 8 reservoir. The excess pressure is much greater than the capillary force, source and reservoir pressure can overcome the corresponding reservoir capillary force and migration and accumulation. On this basis, according to the Jiyuan area, Longdong area and Shanbei area of hydrocarbon source rock and reservoir development characteristics, physical properties and migration channel characteristic, built three kinds of different reservoir forming pattern. Jiyuan area is two-way expulsion, composite reservoir model: Chang 7 source rocks of abnormal development, pressurization action of hydrocarbon generation is strong, which makes the generated hydrocarbon fluid in excess pressure driven to overlying the Chang 6 and Chang 4 + 5 formation and the underlying Chang 8 strata in bidirectional expulsion, in multi-layer accumulation; Longdong area is the upper

source and below-storage reservoir ,the lower reservoir model: Chang 7 source rocks ,higher in the presence of excess pressure ,underlying Chang 8 reservoir was superior to the overlying the Chang 6 reservoir ,favorable hydrocarbon mass downward migration ,accumulation in Chang 8; Shanbei area is the upper lateral migration ,the upper reservoir model: Chang 7 hydrocarbon source rocks are not developed in this area ,and overlying Chang 6 reservoir is far superior to that of the underlying Chang 8 reservoir ,hydrocarbon priority in Chang 6 reservoir ,due to the limited size of Chang 8 reservoir. The three accumulation models represented with Chang 7 as the main hydrocarbon source rock reservoir are the main reservoir forming mechanism; the three models have obvious difference in the distribution of oil and gas.

**Key words:** Accumulation mechanisms; reservoir formation models; Excess pressure; Chang8 reservoirs; Ordos Basin.