

文章编号: 1009-3850(2015)02-0035-10

鄂尔多斯盆地马家滩油田延长组油气成藏规律研究

马国良

(中国石化胜利油田分公司物探研究院, 山东 东营 257022)

摘要: 本文以油气成藏的基本理论为指导, 以测井、录井、分析测试等资料为依据, 结合前人的研究成果, 对鄂尔多斯盆地马家滩油田延长组的油气来源、储集条件、盖层条件、油气运移、圈闭形成与分布等油气成藏的基本条件进行分析研究。研究表明, 长7油层组为马家滩油田最主要油气来源, 长10油层组为其主要储集层, 长10油层组顶部泥岩为主要盖层。马家滩油田断层发育, 断层圈闭为主要圈闭类型, 断层油气藏为该地区主要油气藏类型。有机质生烃作用作为油气运移的主要动力来源, 断层为油气主要垂向运移通道。马家滩油田具有3大有利勘探区块, 即马家滩、古峰庄、马儿庄-于家梁勘探区块, 可作为未来的勘探方向。

关键词: 马家滩; 烃源岩; 储盖组合; 圈闭; 油气成藏

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

马家滩油田局部构造发育, 存在多种类型、多种性质的油气圈闭, 由于断层破坏严重, 油气成藏条件和保存条件复杂多样, 油气成藏控制因素多样。近年来的钻探实践表明, 利用传统的地质研究方法难以揭示成藏规律和指导勘探工作, 有必要在前期研究和勘探工作基础上, 充分应用目前新的油气成藏理论和研究手段, 开展油气运聚与构造运动配置关系研究, 以期分析油气成藏期次和主控因素, 从而有效地指导油气勘探工作。

1 马家滩油田特征

1.1 概况

马家滩油田位于鄂尔多斯盆地西缘冲断带马家滩段的北端, 处于相对稳定的阿拉善地块、鄂尔多斯地块与多期活动的秦祁褶皱带和六盘山弧形构造带的复合交汇部位^[1] (图1)。在马家滩背斜中高点, 不同级别和规模的断裂和褶皱构造十分发育。构造轴向近南北, 长6.0km, 宽2.0km, 闭合高度170m, 闭合面积约11 km²。背斜构造呈北窄南宽、西陡东缓、西翼倾角4°~5°, 断层发育, 背斜构



图1 马家滩油田构造位置图

Fig. 1 Tectonic setting of the Majiatan Oil Field

收稿日期: 2014-06-06; 改回日期: 2014-06-11

作者简介: 马国良(1988-), 男, 助理工程师, 研究方向: 地震资料综合研究。E-mail: 546391625@qq.com

造被 3 组断层切割成 10 个断块。

1.2 马家滩油田地层发育

根据岩性组合与沉积旋回特征,结合勘探过程中的传统习惯划分,鄂尔多斯盆地延长组自上而下划分为长 1~长 10 10 个油层组(表 1)。

晚三叠世原型盆地经受了多次构造运动影响,包括印支末期的抬升剥蚀改造作用、燕山中期的挤压造山作用、燕山晚期的褶皱逆冲作用和喜马拉雅

期的断陷与推覆改造作用,使鄂尔多斯盆地西缘冲断带上的延长组不同程度地被剥蚀改造,残存的延长组地层厚度和分布变化较大。

马家滩油田延长组与上覆地层延安组呈微角度或平行不整合接触,与下伏中三叠统纸坊组呈整合接触。延长组自上而下划分出长 3~长 10 7 个油层组,其中大部分地区的长 1~长 2 地层被剥蚀而缺失^[1]。

表 1 鄂尔多斯盆地三叠系延长组地层简表

Table 1 Stratigraphic division for the Triassic Yanchang Formation in the Ordos Basin

系	组	段	油层组	厚度(m)	划分依据	湖盆演化阶段
三 叠 系	延 长 组	T _{3y} ⁵	长 1	0~240	暗色泥岩、泥质粉砂岩、粉-细砂岩不等厚互层,夹碳质页岩或煤层	平缓拗陷 湖泊消亡
			长 2	20~170	浅灰色砂岩夹灰色泥岩,砂岩粒度较长 1 段粗	稳定拗陷 湖盆收缩
		T _{3y} ⁴	长 3	100~110	灰色细砂岩夹暗色泥岩,自然电位偏负,呈箱状或指状,视电阻率曲线呈细齿状	
			长 4+5	80~110	以泥页岩为主	
		T _{3y} ³	长 6	50~145	以砂岩为主,砂岩发育部位自然电位曲线呈倒三角形偏负	强烈拗陷
			长 7	80~110	底部为“张家滩页岩”,视电阻率曲线呈薄-厚层状高阻段	
		T _{3y} ²	长 8	70~85	黑色泥页岩,电阻为高阻层	湖盆扩张
			长 9	90~120	下部出现高绿泥石/高棚石组合	初始拗陷 湖盆形成
		T _{3y} ¹	长 10	280	以厚层块状砂岩为主,可见麻斑状结构,视电阻率曲线呈指状高阻,自然电位大段偏负	
			纸坊组	--	--	--

2 烃源岩

鄂尔多斯盆地延长组发育有长 7 和长 9 两套烃源岩,其中长 7 烃源岩全盆地发育,为中生界最重要的烃源岩,控制了主要油藏的形成和分布;长 9 烃源岩分布范围有限,在马家滩油田发育不好。鄂尔多斯盆地延长组长 7 烃源岩分布范围广、厚度大,为石油的大量生成提供了物质基础。

2.1 长 7 烃源岩特征

长 7 为湖盆发展全盛期的沉积,暗色泥岩分布广泛,厚度相对稳定,在湖盆中部一般厚 60~80m,在盆地边缘区沉积厚度减小,仅 30m 左右。在盆地西北姬塬至湖盆中部华池地区,长 7 油层组底部普遍发育一套灰褐色油页岩、泥岩沉积,测井曲线表现为高电阻、高伽玛、低电位的特征。地球化学分析结果表明,这套烃源岩生油效率最高。

平面分布上,湖盆中部地区有效烃源岩厚度变化小,20~40m 厚的烃源岩覆盖了大部分地区,厚度 10~20m 的烃源岩分布范围较窄,厚度小于 10m 的烃源岩分布局限。

干酪根分析结果显示,这套烃源岩主要为静水还原环境中形成的暗色泥岩烃源岩,其生油母质主

要来源于低等水生生物及其降解产物,烃源岩类型较好。

长 7 油层组主要为一套半深湖-浅湖相沉积的暗色泥岩夹细砂岩、粉砂岩,岩性主要以黑色泥岩为主体,为深灰色、灰黑色泥、页岩与灰色、灰绿色粉砂岩、细砂岩互层,在鄂尔多斯盆地范围内均有分布,在盆地内部有油页岩发育。马家滩油田虽然有厚层黑色泥岩,但是没有见到典型的厚层油页岩。长 7 油层组在测井曲线上表现为特征明显的高自然伽玛、高电阻率、高声波时差等特点,是区域对比的标志层。

根据长庆油田研究成果,长 7 暗色泥岩有机质丰度普遍较高,有机碳、氯仿沥青“A”、总烃含量等指标普遍达到好生油岩的标准;生烃潜力大,普遍大于 6kg/t,个别样品甚至超过 100kg/t;镜质体反射率 Ro 值为 0.7%~0.95%,表明烃源岩已进入了成熟阶段,局部向高成熟过渡^[2](图 2)。

盆地模拟结果表明,鄂尔多斯盆地从早白垩世开始进入生排油高峰期,并在早白垩世末期达到最大生排烃范围,总生排烃量基本与现今一致,生烃强度以红井子-定边-吴旗-富县为中心向盆地边部

呈环带状减小。盆地最大生烃强度可达 $600 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 以上,生烃中心最大排烃强度可达 $260 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 以上,排烃中心与生烃中心基本一致。生排烃强度平面分布趋势与半深湖-深湖范围基本一致,其中生烃强度大于 $200 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 的有效烃源岩生油量占总生油量的 70% 以上,面积仅占生油岩分布面积的 36%,说明生烃中心比较集中,有利于油气的运聚成藏。

如图 2 所示,马家滩油田所在地区长 7 烃源岩几乎全部进入生烃门限,处于大量生油阶段,生烃条件良好^[3]。

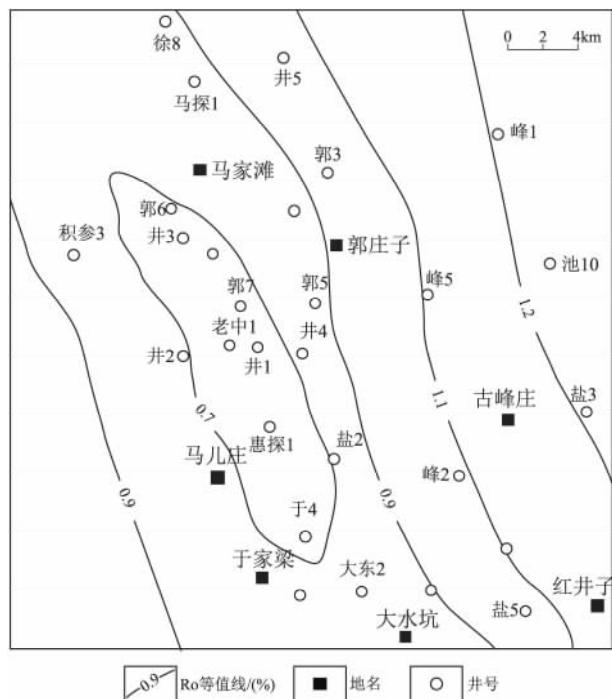


图2 马家滩油田长 7 烃源岩 R_o 等值线图

Fig. 2 Contour diagram of the vitrinite reflectances (R_o) for the Chang-7 oil measures in the Majiatan Oil Field

2.2 长 9 烃源岩特征

如图 3 所示,无论从厚度还是范围上看,在马家滩油田长 7 油层组都比长 9 油层组更有利于形成主力烃源岩层。

长 9 油层组是一套以砂岩夹泥岩为主,由灰白色中砂岩、灰黑色泥岩、灰色粉砂岩、灰白色粗砂岩不等厚互层组成的长石砂岩或岩屑质长石砂岩类。碎屑颗粒呈半棱角状、分选中等。

长 9 油层组是一套广泛湖侵背景下形成的产物。在长 9 油层组的上部发育黑色页岩,在盆地内部同时还有油页岩发育,也是具有一定生烃潜力的烃源岩。长 9 油层组在区域上为生油层之一,但在

马家滩油田并非作为主要烃源岩^[4]。

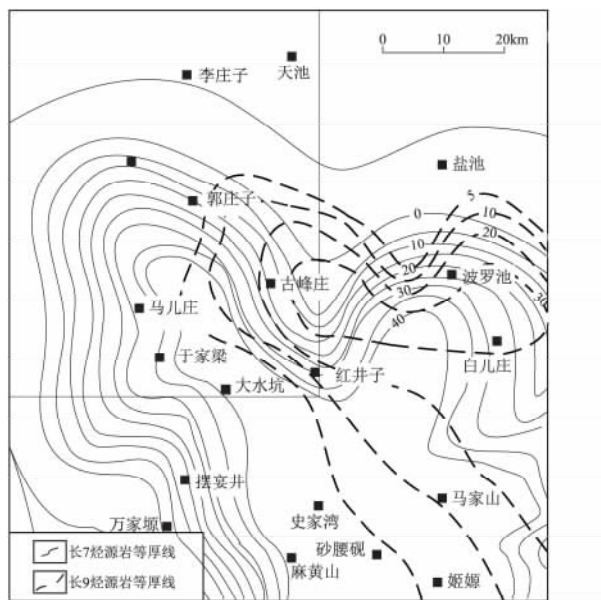


图3 长 7、长 9 烃源岩等厚图

Fig. 3 Contour diagram for the Chang-7 and Chang-9 oil measures in the Majiatan Oil Field

3 储盖条件

马家滩油田是上生下储型组合的典型代表,以长 7 泥岩为生油岩,长 10、长 8 三角洲分流河道砂岩为储层,以长 7、长 10 顶部的泥岩为盖层的成藏组合。含油层位为延长组的长 8 和长 10 油层组,以长 10 油层组为主,埋藏深度 720 ~ 870m。

3.1 储盖组合

3.1.1 长 8 ~ 长 7 储盖组合

长 8 油层组为上细下粗的正旋回沉积,厚 12m 左右,分为 3 个小层,厚分别为 3 ~ 6m,分布稳定,连通较好。岩性系岩屑质长石砂岩或长石砂岩,以细粒为主,分选好,以粘土质孔隙胶结为主,部分方解石和绿泥石充填。油层平均孔隙度为 15.6%,渗透率为 $15.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,原始含油饱和度为 54%,自然产能低^[5]。

如前所述,长 7 油层组为一套半深湖-浅湖相沉积的暗色泥岩夹细砂岩、粉砂岩,岩性主要以黑色泥岩为主体,为深灰色/灰黑色泥、页岩与灰色/灰绿色粉砂岩、细砂岩互层。在马家滩油田地区可作为低孔低渗的良好的长 8 储集层的盖层条件。

3.1.2 长 10 ~ 长 10 顶储盖组合

长 10 油层组由 3 层大块状砂岩组成,厚 110m 左右,砂层间有厚 5 ~ 13m 的泥岩相隔,属湖泊相上细下粗的正旋回沉积。岩性为中细粒块状长石砂

岩,以泥质孔隙型胶结为主,含云母、绿泥石和方解石等。砂层厚 40m,砂体层理发育,以单斜层理为主,次为细波状层理,南部断裂附近裂隙比较发育。平均孔隙度 13%,渗透率 $42.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,原始含油饱和度 54.0%,油层亲水,残余油饱和度 30% ~ 35%,水驱油效率 42%^[6]。

马家滩油田长 10 砂岩属三角洲平原分流河道砂体。仅就长 10 晚期而言,研究区发育三角洲平原分流河道砂体,砂体呈北西南东向展布。由于分流河道摆动频繁,河道宽度大约为 8 ~ 20km,宽处达 50km,厚度大,单层砂厚往往大于 20m(图 4)。

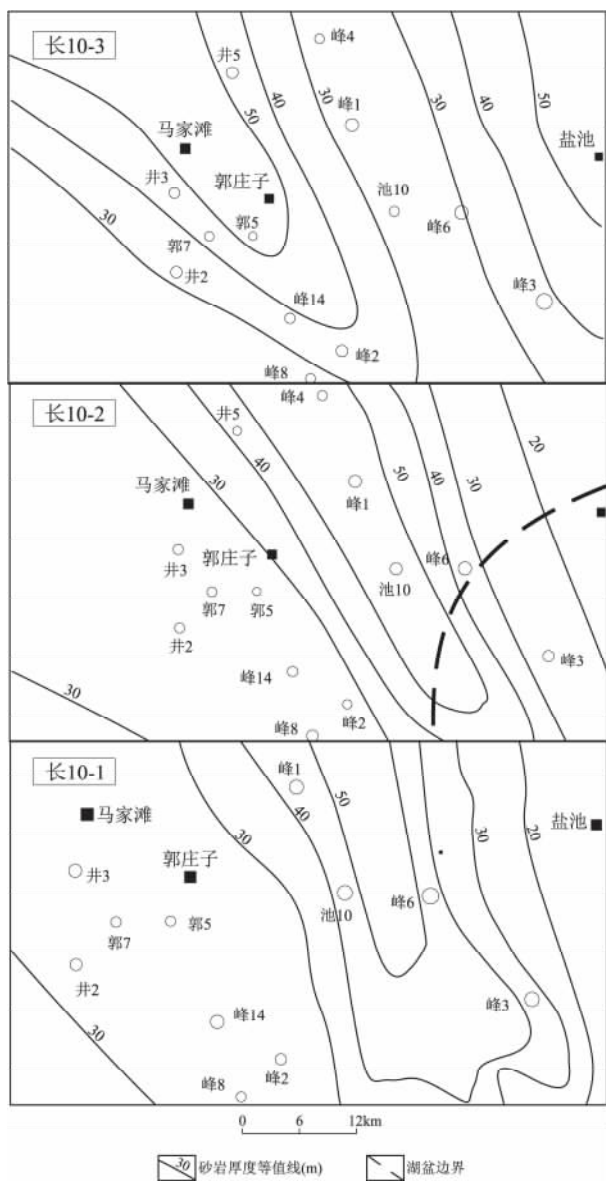


图 4 长 10 地层层砂厚等值线

Fig. 4 Contour diagram for the sandstone thickness of the Chang-10 oil measures

砂岩的物性比较好,在该区完钻的马 40 井,其

平均孔隙度 16.2%,最高达 18.3%,最低 12.6%;平均渗透率 $83.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最高达 $255 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。在该井录井过程中见 3 层均匀-饱和含油显示,共厚 12m,解释为油层。

在马家滩油田南偏东约 2 ~ 3km 完钻的马 23 井、马 30 井,砂岩物性也比较好,平均孔隙度均在 11% 以上,平均渗透率 $(1.1 \sim 3.35) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

马 9-1 井的长 10 样品的压汞分析表明,其孔隙度最大为 20.2%,最小为 10.2%,平均孔隙度为 14.35%;最大渗透率为 $51.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,渗透率平均为 $(9.32 \sim 51.8) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。综合分析认为,该层储集条件好,具有较好的成藏条件,在马 9-1 井长 10 录井过程中见到较好的含油显示。

长 10 顶部具一层较厚的泥岩层,可作为长 10 储层的有利盖层。

3.2 储层物性影响因素分析

3.2.1 储层孔隙类型

鄂尔多斯盆地三叠系延长组下组合砂岩储层主要发育有原生孔隙、次生孔隙和微裂隙孔隙等 3 种孔隙类型。其中,原生孔隙以原生粒间孔为主,次生孔隙以长石溶孔、岩屑溶孔、晶间溶孔为主。

延长组砂岩由于强烈的压实和胶结作用而发生致密化,原生孔隙已基本消失殆尽,属低渗透-特低渗透储集层,这对于该区油气资源的富集是极其不利的。然而,实践证明,低渗透致密砂岩若伴有次生孔隙,其储集物性的渗透率可得到极大改观。区内延长组部分层段砂岩中,胶结物富含浊沸石及方解石,含量可高达 20% ~ 30%。一方面,砂岩中的方解石和浊沸石通过对长石及岩屑的交代,增大了其所占体积空间;另一方面,由于浊沸石和方解石的解理均很发育,易被压碎而形成次生裂隙,而长石及岩屑又极易遭受到生烃过程中产生的有机酸的溶蚀而形成次生溶孔,这样可使砂岩物性得以极大改善,从而成为良好的油气储集岩。浊沸石在马家滩-盐池地区长 8 油层组砂岩胶结物中较为普遍。溶孔是由于钾长石、斜长石或交代长石的碳酸盐经淋滤而成的。因此,研究区延长组在低孔渗背景下寻找高孔渗油气聚集地区是有一定物质基础的。此外,碎屑岩会随其埋藏压力、温度的升高,压实、胶结、颗粒次生加大等成岩作用相应加强,脆性会更加明显,裂缝与低渗透储集体往往形影相随。鄂尔多斯盆地西缘在地质历史上因多期次、多类型构造活动叠加,断裂裂缝及成岩微裂隙都极为发育,这为油气的运移和聚集提供了大量通道和储集

空间。

3.2.2 延长组湖盆演化-沉积环境

鄂尔多斯盆地延长组为一个由湖进-湖退序列构成的完整沉积旋回,长8~长7为湖进阶段沉积,湖盆逐渐扩大,水体逐渐加深,纵向上沉积物由粗变细,其中长7期达到最大。长6~长1为湖退阶段沉积,虽有反复,但总体上水体逐渐变浅,湖盆逐渐缩小直至消亡。后经长6期萎缩、长4+5期再扩展、长3、长2期再萎缩的演变过程。

4 圈闭类型及油气藏类型

马家滩油田断裂发育,逆冲断层发育良好(图5)。

受此影响,油气藏类型具有断层油气藏的特点。

4.1 油气藏类型

马家滩油田主要为断层油气藏。长8油气界面海拔629~658m,油水界面海拔540~643m。原始地层压力为6.4MPa,压力系数为0.87,地饱压差为2.2MPa。具有原生气顶和不活跃边水,断层、裂隙发育,以溶解气驱动为主,长10油气界面海拔556m,油水界面海拔523m。原始地层压力为7.4MPa,与长8油层组属同一压力系统,地饱压差为2.9MPa^[7]。具底水和原生气顶,断层、裂隙发育,也以溶解气驱动为主。

4.2 排烃的主要动力

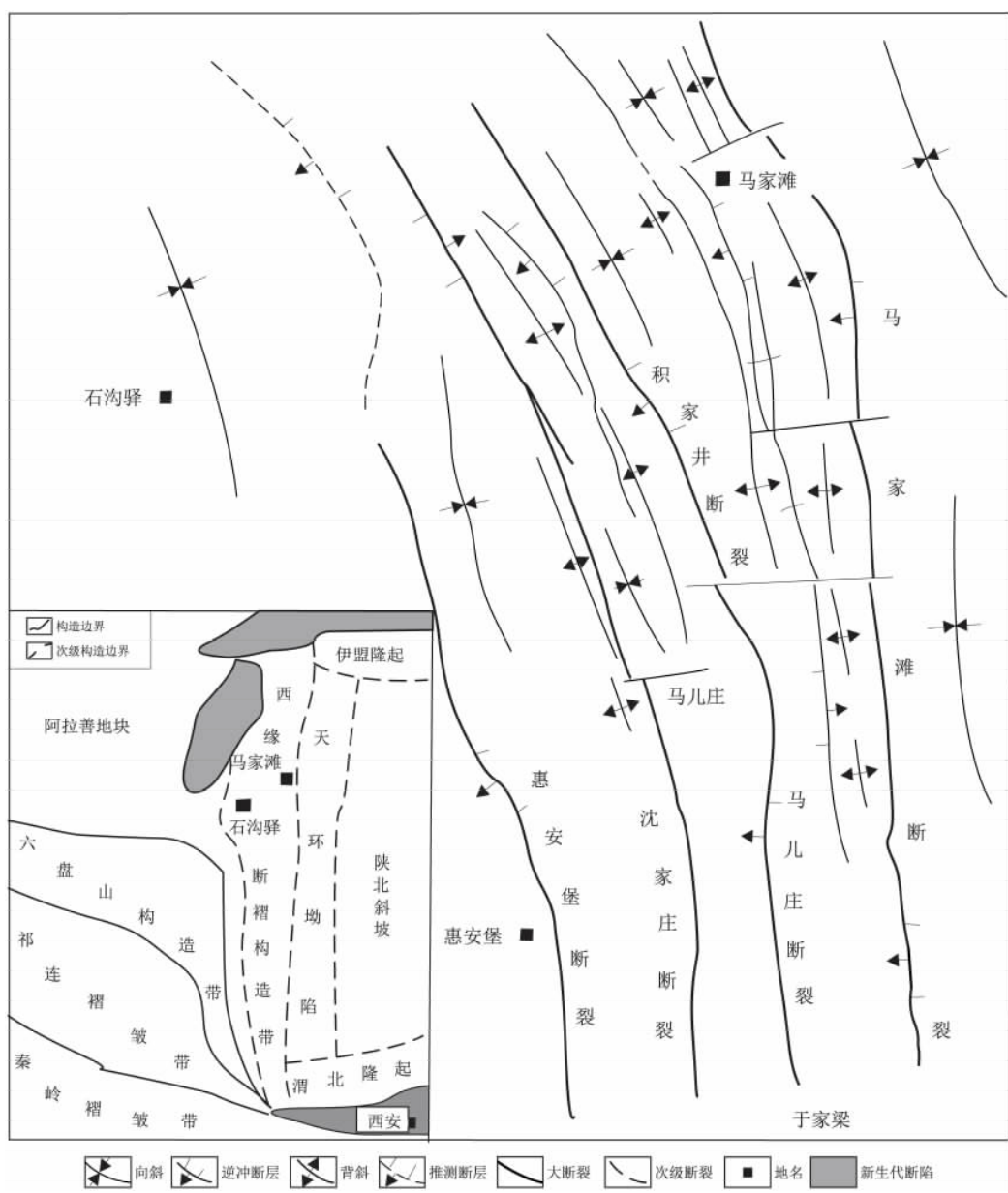


图5 马家滩油田构造图

Fig. 5 Geological structures in the Majiatan Oil Field

对于优质烃源岩而言,由于生烃作用强,生烃膨胀形成的超压对于石油初次运移有着更为重要的意义。对此,可以通过计算生烃作用产生的体积膨胀予以说明。如果长7段优质烃源岩的累计产油率取400kg/t,岩石密度取2.5g/cm³,干酪根密度取1.2g/cm³,地层状态下的原油密度为0.75g/cm³(长6段至长8段原油高压物性分析实测平均值),烃源岩的TOC按主要分布区间(6~14)取值,则计算得出1m³烃源岩累计生成的原油体积为0.08~0.187m³。即累计生成的原油体积是岩石体积的8%~18.7%,甚至更高^[8]。可见,长7段优质烃源岩生烃作用产生的体积膨胀十分可观。另外,如果假定干酪根热降解过程中体积收缩产生的空间完全被石油所占据,那么干酪根生烃过程产生的体积膨胀率也可达3~7,该数值也远大于烃源岩的孔隙度。实际上,烃源岩的低孔隙度特征表明,干酪根热降解收缩产生的空间难以完整地保存下来。因此,第一种方法计算的数值可看作最大值(不考虑干酪根热降解收缩产生的空间),而后一种方法计算的数值应是最小值。虽然以上计算比较粗略,但无疑有助于对生烃作用可能产生的体积膨胀和超压的认识。显然,长7段优质烃源岩生烃作用产生的超压是巨大的,完全有可能成为石油初次运移(排烃)的最主要动力,甚至对低渗透储集层中的油气二次运移产生重要影响。

4.3 长7段优质烃源岩的主要排烃方式

长7段优质烃源岩有机质丰度高、累计生油强度大。如前所述,其累计生成原油的体积可达岩石体积的8%~18.7%,甚至更高。因此,可以推断,连续油相运移是长7段优质烃源岩的主要排烃方式。该烃源岩能以连续油相运移为储集岩直接提供“富烃优质流体”,从而为特低渗-超低渗储集层的石油富集提供极为有利的条件。另一方面,由于长7段优质烃源岩的有机质丰度高,因而干酪根在岩石体积中所占的比例高(约为15%~35%),具备形成“干酪根网络”的物质条件。干酪根具有亲油性,因此石油通过干酪根网络运移所需克服的阻力降低,有利于石油的初次运移(排烃)。前文述及的长7段优质烃源岩沥青“A”的低饱/芳值、较高的胶质、沥青质含量,以及饱/芳值随TOC增高而降低的特征可能与干酪根网络对极性分子的吸附作用有关。优质烃源岩中的干酪根网络与微缝隙构成了石油初次运移的立体网络。另外,从长7段油页岩、薄层凝灰岩、泥质粉砂岩夹层的荧光薄片观察到的

微孔隙中富含油及网络状油质荧光的现象,从一个侧面佐证了连续油相运移和干酪根网络运移是排烃的主要方式。诚然,通过微裂缝的幕式排烃也是不可忽视的重要排烃方式之一。

4.4 油气运移通道

渗透性砂体是油气垂向和侧向运移的通道。马家滩油田沉积体系主要为三角洲前缘砂体,连片发育的三角洲砂体与前三三角洲发育的烃源岩侧向联通构成了很好的源储配置,十分有利于油气发生侧向运移^[9]。由于马家滩油田地处断裂发育地带,该地区的断层成为油气垂向运移的主要通道。

从平面展布上看,研究区两个高势“脊”流体运移的分割槽将马家滩油田划分为3个相对独立的二级流体运聚单元,即马家滩-郭庄子二级流体运聚单元、古峰庄二级流体运聚单元和于家梁-大水坑二级流体运聚单元。其中古峰庄和于家梁-大水坑二级流体运聚单元分别有形态明显的低势“谷”带,即古峰庄低势“谷”带和于家梁-大水坑低势“谷”带,二者是油气运移的优势通道;而马家滩-郭庄子二级流体运聚单元缺少明显的低势“谷”带,说明该二级流体运聚单元没有明显的油气运移的优势通道(图6)。

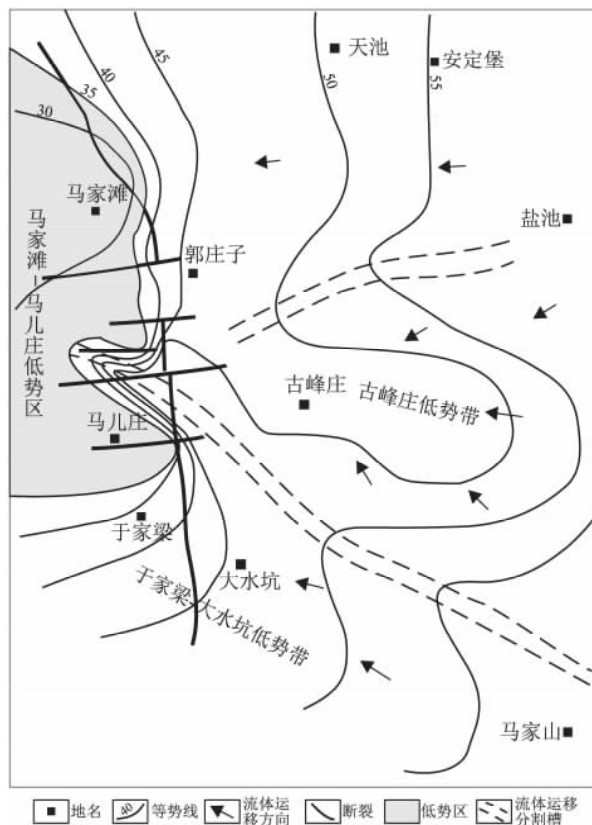


图6 马家滩油田现今流体势分布图

Fig. 6 Flow regimes in the Majiatan Oil Field

对于研究区,古峰庄低势带具有汇聚型流体势分布特点,因此,古峰庄运聚单元的油气最具有利的运移聚集条件,其次于家梁-大水坑流体运聚单元也具有汇聚型流体势分布特点,也有较好的油气运移聚集条件。而马家滩-郭庄子运聚单元缺少汇聚型流体势特征,运聚条件相对较差。

5 成藏模式及有利勘探目标

5.1 成藏模式

马家滩长7岩层位于湖盆边缘(图7),为半深湖-浅湖相泥岩夹粉、细砂岩,构成了良好的烃源岩。

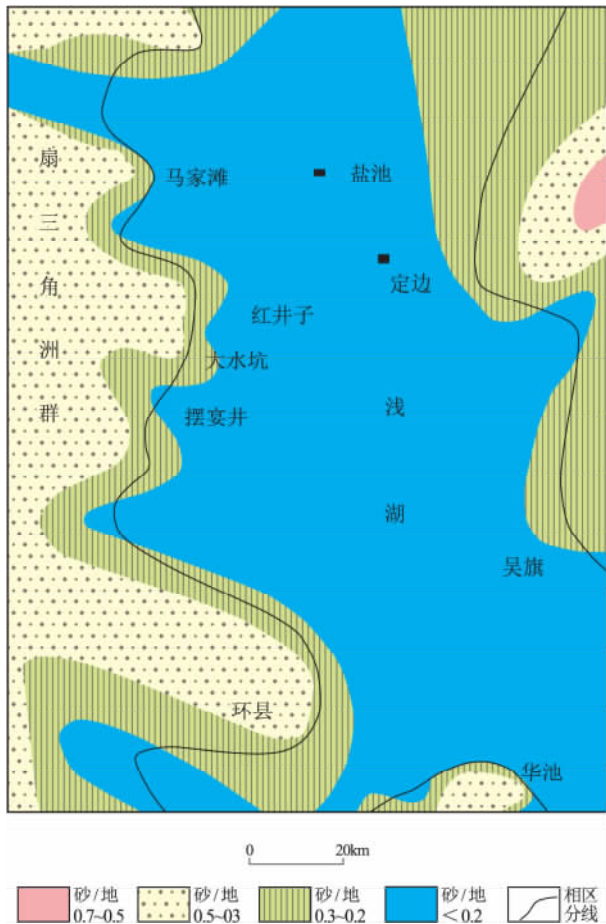


图7 长7岩相古地理

Fig. 7 Sedimentary facies and palaeogeographic map of the Chang-7 oil measures

马家滩油田的油气来自其东部天环向斜。晚侏罗世沉积前,所在地区虽然表现为低隆起,但区域上延长组烃源岩未能进入大量生排烃期,故没有有意义的油气运移事件发生;之后地壳迅速沉降,晚白垩世油气开始大量排出并向西侧的马家滩油田运移。随着后期大规模的构造运动^[10],一方面使马家滩油田抬升隆起,成为油气向西运移的有利指

向。同时产生大量的断裂,如马家滩走滑断裂体系,成为来自东部油气垂向运移的优势通道,这些沿断裂运移上来的油气便聚集在马家滩断块构造之中,形成马家滩断块构造油气藏。断裂既是油气运移的重要通道,又是控制圈闭的主要地质因素,其成藏过程可总结为输导层-断裂输导系输导-断块构造圈闭聚集-源外油气藏成藏模式。

马家滩油田不同构造部位具有不同的构造变形特征和油气运移成藏条件。结合区域油气运移条件和典型油气藏成藏过程研究,认为马家滩油田油气运聚成藏具有明显的规律性,即主要受断裂控制,在不同构造部位具有不同的运移聚集成藏特征与成藏模式。马家滩油田断裂控藏基本模式如图8。

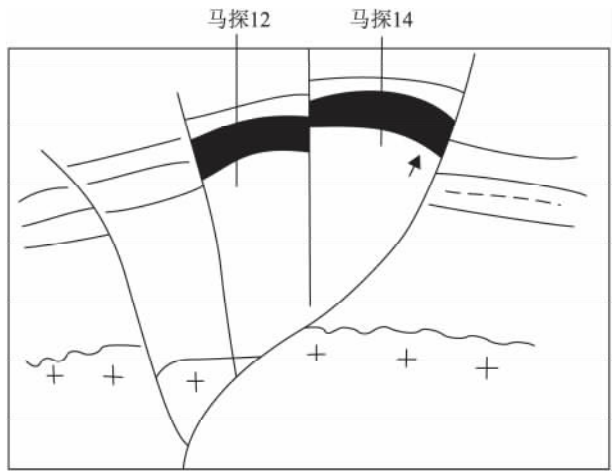


图8 马家滩油田断裂控藏基本模式图

Fig. 8 Model for the fault-controlled oil reservoirs in the Majiatao Oil Field

(1) 马家滩-马儿庄断褶带北段(横1断裂以北)表现为断裂-输导层运移体系输导-断块构造圈闭聚集-源外油气成藏模式:油源来自东部-东南部天环向斜,首先通过输导层运移到马家滩油田,再沿马家滩断裂及其分枝断裂向上作垂向运移,聚集在断裂构成的构造圈闭之中,形成马家滩油气藏,成藏期为白垩纪末。之后的构造运动将其进一步分割、破坏和调整,断裂起着决定圈闭形成、输导油气运移,调整油气藏的重要作用^[11]。

(2) 马家滩-马儿庄冲断带中南段(横1断裂以南)地区油气运聚成藏特点是:①形成的构造圈闭具有断裂反转构造特征,即沿马家滩断裂和东1断裂、东2断裂形成一系列断层反转构造,这些反转构造被次一级断裂分割,形成X型、Y型或反入型断块圈闭;②油气运聚深浅层不同,浅层中生界油气

来自东部,油气可直接沿输导层进入反转构造,断裂是垂向运移通道,连接油气运移的输导层和上部圈闭,促进中生界圈闭聚集油气成藏。

(3) 马家滩油田西部地区表现为断层-输导层运移体系输导-逆掩断层背斜(断鼻)构造聚集-源外油气藏成藏模式:沈家庄-海子井断褶带及以西,属于叠瓦-冲断断裂系统,由一系列西倾东冲的底板冲断层及其所控制的断层背斜、断滑背斜构造组成。浅层以油藏为主,油气源来自西侧的石沟驿向斜,延长组暗色泥岩生排出的成熟油气沿西倾斜坡向东部的马家滩油田运移。运移输导体系为疏导层-断层构成的运移网络体系,聚集空间为逆掩断展背斜、断鼻、断块等构造圈闭。成藏期为晚白垩世及以后,浅层油气运聚成藏可进一步总结为输导层-断层横向输导-逆掩断展构造(背斜、断鼻、断块)^[12]。

5.2 油气成藏时期及特点

根据前人分析,鄂尔多斯盆地的西南部、东北部和南部-东南部地区延长组主要发生过两次大规模的油气运移,分别对应中-晚侏罗世和早白垩世末期,其中第二次油气运移是延长组油气成藏的重要时刻。结合延长组下组合的成岩作用分析结果,这两个油气运聚期分别对应于早成岩B期成岩阶段和晚成岩A期成岩阶段,油气成藏与成岩演化表现为边致密、边成藏的特点。

受区域构造背景和构造活动的控制,鄂尔多斯盆地西缘的成藏时期滞后,主要发生于晚白垩世末期和古近纪末期(图9)。

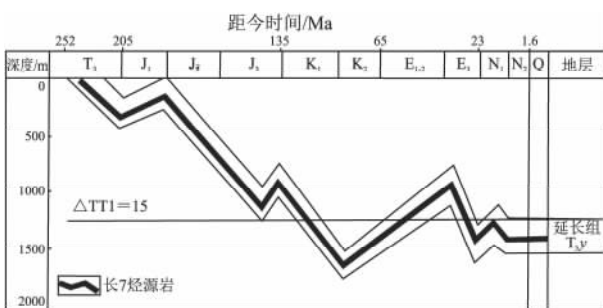


图9 烃源岩埋藏史图

Fig.9 Burial history of the source rocks in the study area

盆地西缘马家滩-于家梁地区延长组下组合油气包裹体的测试分析结果表明,该区早成岩阶段中的早期裂隙、早期胶结物不发育,其中没有油气包裹体,说明缺少晚侏罗世-早白垩世成藏事件(图10)。但是晚成岩阶段的两期裂隙中存在两期油气包裹体。其中早期油气包裹体多为随机分布,形态

不规则,包裹体中油气有机质含量高,而盐水含量相对少,油气/盐水比大于50%。油呈深褐色,在荧光下液态油发黄色荧光,气和盐水不发荧光,表明第一次油气成藏时含油饱和度高;晚期油气包裹体形态以椭圆型为主,多定向分布,分布在愈合的裂隙或次生加大边。包裹体中油气有机质含量相对较低,而盐水含量相对多,油气/盐水比小于50%,反映第二次油气成藏时油气流体中含油饱和度相对较低^[13]。

结合构造演化史分析,该区油气成藏事件发生在盆地构造动力学背景发生改变过程中。其中,晚白垩世末期的成藏事件(R2)发生于挤压、逆冲的构造背景下(图10);而古近纪末期的成藏事件(R3),则是在拉张背景下,大量张性断裂发生,使R2油层遭受破坏和重新定位。

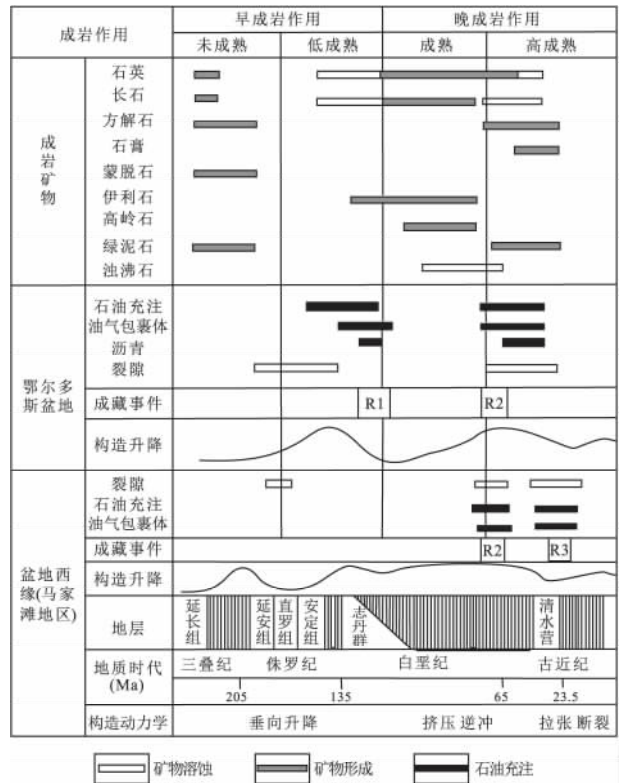


图10 鄂尔多斯盆地西缘马家滩-于家梁地区成岩作用与油气成藏事件序列

Fig.10 Diagenesis and hydrocarbon accumulation events in the Majiatan-Yujialiang region, Ordos Basin

5.3 有利勘探区块预测

5.3.1 马家滩油田现今流体势分布

研究表明,如果将油气流体等势线看作为地形等高线的话,那么其中的高势“脊”相当于“山脊”,就是油气运移的分隔槽,相当于地表流水的分水

岭;而低势“谷”相当于“山谷”,就是油气运移的主要流向,相当于山间河流。由多个高势“脊”所包围的“流域”范围就是一个相对独立的油气运聚单元,也是油气流体运移的通道^[14]。

5.3.2 马家滩油气勘探有利区块

根据前人研究,利用现今流体势和包裹体记录的古流体势分析油气运移通道和聚集趋势。研究区西缘断褶带马家滩-马儿庄一带古、今流体势都低,是一个长期区域性低流体势区。油气运移期间的古油气流体总的运移方向是由东向西、由南向北,即区域上是向西北运移。马家滩-马儿庄低势区的形成与纵横交错的各种断裂有关,这里是地下水与地表水交换和排泄区,对油气成藏不利。研究区存在古峰庄和于家梁-大水坑低势两个优势油气运移通道,现今油气流体从马家滩断裂以东的天环坳陷向西缘断褶带低势区运移聚集。

综合油气成藏条件进行分析,优选出了以下3个油气有利勘探区块,即马家滩、古峰庄、马儿庄-于家梁有利勘探区块。

(1) 马家滩有利勘探区块

位于马家滩-郭庄子一带,其东西一级边界都是逆冲断裂,属于封闭断裂。但是中部和南界发育有多条东西向平移走滑二级横断裂,横跨西缘逆冲带和盆地天环坳陷两大构造单元,延伸穿过不同含油砂体和油气运聚单元,是连通盆地天环坳陷大型生烃凹陷、马家滩小型生烃凹陷和西缘逆冲带油气运移与聚集的主要运移通道(图11)。

(2) 古峰庄有利勘探区块

古峰庄有利勘探区块以古峰庄为中心,东边紧邻天环坳陷长7烃源岩坳陷中心,油源条件好。西以马家滩大断裂南段为界,南、北以分别为油气运移分隔槽。该区块位于古峰庄低势带,具有非常明显的油气运移通道。因此,该单元具有良好的成藏特征,是研究区最有利的成藏区^[15]。

(3) 马儿庄-于家梁有利勘探区块

位于马儿庄-于家梁一带处于烃源岩发育区,油源条件较好。该单元位于于家梁-大水坑低势带的低势区,处于油气运移指向区。由于构造断裂的影响,油气从长7烃源岩层初次运移后,二次运移方式主要是沿断层面运移进入延长组上部或侏罗系延安组,所以该单元油气具有侧向和垂向两个方向的运移,具有多层系成藏特征,延长组上部和延安组也具有成藏的条件。

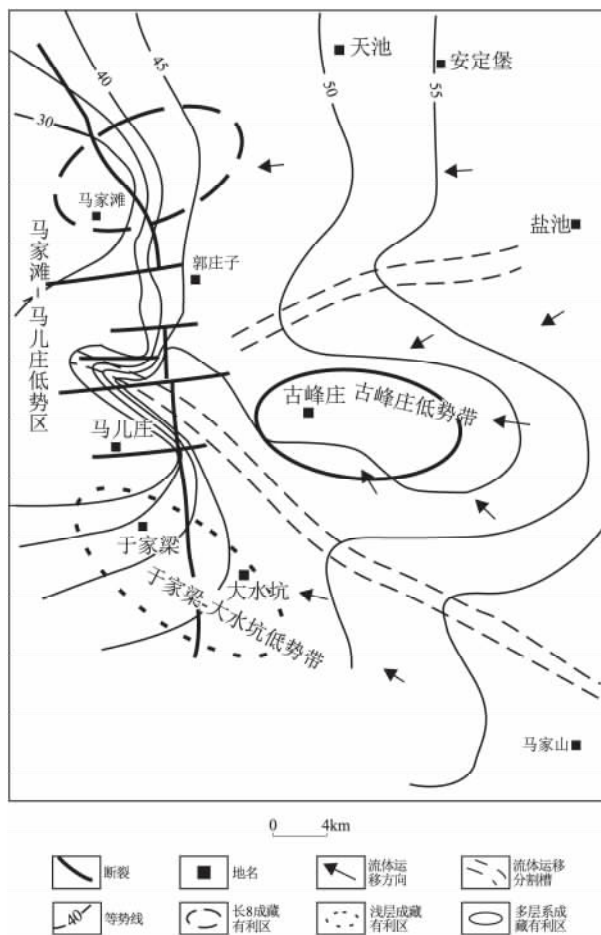


图11 马家滩油田油气成藏有利区块

Fig. 11 Prospect areas in the Majiatan Oil Field

6 结论

(1) 马家滩油田延长组发育长7和长9两套烃源岩,其中长7烃源岩全盆地发育,作为马家滩油田主要烃源岩;长9烃源岩分布范围有限,在马家滩油田地区发育不好。

(2) 马家滩油田是上生下储型组合的典型代表,成藏组合是以长10、长8三角洲分流河道砂岩为储层,以长7、长10顶部的泥岩为盖层。含油层位为延长组的长8和长10油层组,并以长10油层组为主。

(3) 马家滩油田断层发育,该地区圈闭大多为断块圈闭。油气藏类型主要为断块油气藏,断层为油气运移提供了良好的通道,同时作为很好的遮挡条件。

(4) 通过分析该地区现今流体势的分布,预测马家滩油田具3个有利勘探区块,分别是:马家滩、古峰庄、马儿庄-于家梁有利勘探区块。

参考文献:

- [1] 侯宇,李斌.鄂尔多斯盆地西缘前陆盆地中生界成岩作用研究[J].东华理工学院学报,2007,30(1):2-8.
- [2] 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):2-15.
- [3] 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.
- [4] 刘志武,韩代成.鄂尔多斯盆地马家滩地区延长组岩石学特征及其意义[J].东华理工大学学报(自然科学版),2008,31(4):314-318.
- [5] 翟光明,王慎言,史训知,等.中国石油地质志[M].北京:石油工业出版社,1987.
- [6] 何自新,贺静.鄂尔多斯中生界储层图册[M].北京:石油工业出版社,2004.
- [7] 何自新,等.鄂尔多斯盆地演化与油气[M].北京:石油工业出版社,2003.
- [8] 陈孟晋,汪泽成,孙粉锦.鄂尔多斯盆地西缘前陆盆地油气地质[M].北京:石油工业出版社,2006.
- [9] 汪泽成.鄂尔多斯西缘马家滩滑脱型冲断构造[J].石油天然气地质,1996,17(3):221-225.
- [10] 罗群.鄂尔多斯盆地西缘马家滩地区冲断带断裂特征及其控藏模式[J].地球学报,2008,29(5):620-627.
- [11] 任战利.鄂尔多斯盆地热演化史与油气关系的研究[J].石油学报,1996,17(1):240-243.
- [12] 陈瑞银,罗晓荣,赵文智,等.鄂尔多斯盆地中生代热异常及烃源岩热演化特征[J].石油勘探与开发,2007,34(6):658-663.
- [13] 万丛礼,付金华,张军.鄂尔多斯西缘前陆盆地构造-热事件与油气运移[J].地球科学与环境学报,2005,27(2):44-47.
- [14] 王道富.长庆油气田勘探开发技术展望[M].北京:石油工业出版社,2004.
- [15] 李贤庆,侯读杰,胡国艺,等.鄂尔多斯盆地中部气田地层流体特征与天然气成藏[M].北京:地质出版社,2005.

Hydrocarbon accumulation in the Yanchang Formation , Majiatan Oil Field , Ordos Basin

MA Guo-liang

(Research Institute of Petroleum Exploration and Development , Shengli Oil Field Company , SINOPEC , Dongying 257022 , Shandong , China)

Abstract: The present paper deals , in terms of well logs and analytical results , with the source rocks , reservoir rocks , cap rocks , hydrocarbon accumulation and migration , trap formation and distribution in the Yanchang Formation , Majiatan Oil Field , Ordos Basin. The Chang-7 oil measures occur as the main source rocks , the Chang-10 oil measures as main reservoir rocks , and the topmost mudstones of the Chang-10 oil measures as the main cap rocks in the Majiatan Oil Field. The fault-controlled oil traps act as the main traps. The fault-controlled oil reservoirs are believed to be the main oil reservoir type in this region , and the faults appear as the good pathways for the hydrocarbon migration. The prospect areas include the Majiatan , Gufengzhuang and Ma' erzhuang-Yujialiang zones in the Majiatan Oil Field.

Key words: Majiatan; source rock; reservoir-seal association; trap; hydrocarbon accumulation