

柴达木盆地马海气田 地质特征及运聚成藏机理模式

刘元¹, 罗群^{2,3}, 庞雄奇³, 李自龙²

(1. 浙江大学地球科学系, 浙江杭州 310017; 2. 北京展谱石油技术开发有限公司, 北京 102249; 3. 石油大学盆地与油藏研究中心, 北京 102249)

摘要: 马海气田包括马海构造顶部浅层构造气藏和其西南翼深层地层超覆气藏 2 个不同层位、不同特征、不同类型、不同形成时期、不同成藏主控因素的气藏。气源均来自 40~ 50 km 以外的伊北凹陷。断裂和不整合面是天然气长距离垂向、横向运移的重要通道。它们经历了不同的气藏形成与演化阶段, 具有不同的油气成藏动力学特征, 从而形成了马海浅层构造气藏的“构造力驱动、断裂- 输导层输导、次生型油气运聚成藏”机理模式和马海深层地层超覆气藏的“浮力驱动、断裂- 不整合输导、原生型油气运聚成藏”机理模式。最后运用这 2 种机理模式预测了柴达木盆地有利的天然气聚集区带。

关键词: 断裂; 不整合; 运聚成藏; 机理模式; 马海气田; 柴达木盆地

中图分类号: TE122. 3

文献标识码: A

马海气田是柴达木盆地迄今发现的唯一以侏罗系煤系地层为烃源岩的纯气藏, 与东部的第四系生物成因气藏和西部的第三系油型气藏有本质区别, 是一个特殊类型的天然气藏^[1-4]。它包括马海构造顶部浅层构造气藏和其西南翼深层地层超覆气藏 2 个不同类型、不同形成时期、不同成藏主控因素和机理的气藏。分析它们的基本特征和成藏地质过程, 建立相应的成藏模式, 对预测柴达木盆地类似天然气藏分布, 寻找有利天然气藏勘探目标有重要意义。

1 发现及勘探现状

马海气田位于柴达木盆地北缘中部大红沟突起西部的马海-南八仙构造带上, 由马海浅层构造气田和其西南翼深层地层超覆气藏组成。西临马仙大断裂与赛什腾凹陷相隔, 西南是南八仙油气田, 东靠尕斯库勒凹陷, 南为北陵丘构造(图 1)。马海浅层气田是北缘地区的一个微型气田, 面积 0.41 km²。

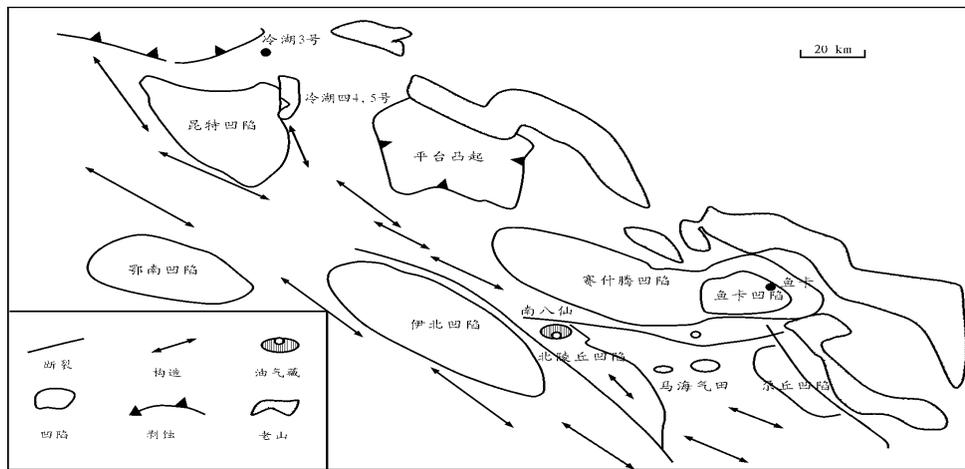


图 1 马海气田区域构造位置

Fig. 1 Regional tectonic map of the Mahai gas field

收稿日期: 2004- 09- 21; 修订日期: 2005- 04- 01。

作者简介: 刘元(1969-), 男(汉族), 河北蓟县人, 博士生、高级工程师, 主要从事油田滚动勘探开发的生产和科研工作。

基金项目: 国家重大基础研究(973)项目(G19990433)。

1954年发现马海构造,1958年位于马海构造顶部的马中1、新深1并在 E_3^2 喷出天然气,标志着马海浅层气田的发现。同时马海构造西南翼的深2、新深3、深4、新深5等探井相继在深层 E_{1+2} 底部风化壳之上的砂砾岩中钻遇气层,从而发现了马海 E_{1+2} 深层地层超覆气藏。1996年,位于马海构造顶部的马8井获日产量 $24\ 747 \times 10^4\ m^3$ 的工业气流。马海浅层气藏和深层气藏发现井及产量见表1。

目前,在马海地区已完成 2×2 二维地震 $100\ km^2$,钻井29口,其中4口获工业气流,多口井获低产气流(如新深2、3、4、5等)或油气显示(马9、10),发现马海浅层构造气藏和西南翼深层地层超覆不整合气藏(图1)。马海气田与柴达木盆地东部气田有什么不同,其天然气从何而来,成藏机理和规律是什么,侏罗系煤(油)型气藏有利分布区在何处?这是目前急需解决的基本地质问题。

2 基本特征

2.1 马海构造顶部浅层气藏

位于马海构造顶部,马中1、马深1、马8井等4口井获工业气流,产气层位是 E_3^2 砂岩层,气层严格受构造圈闭控制。马海顶部浅层构造长 $5.5\ km$,宽 $2.3\ km$,闭合面积 $12.8\ km^2$,闭合度 $75\ m$,探明含气面积 $0.41\ km^2$,探明天然气地质储量 $0.57 \times 10^8\ m^3$ 。底部缺失中生界地层, E_{1+2} 地层也不完全。基岩为前震旦系花岗片麻岩。储层 E_3^2 砂岩厚度 $400\sim 600\ m$,孔隙度 $24.9\%\sim 34.7\%$,平均 29.9% ,渗透率($114.4\sim$

$224.6) \times 10^3\ \mu m^2$,平均 $115.8 \times 10^3\ \mu m^2$,表明马海地区 E_3^2 有较好的储集和渗透条件。直接盖层为泥质粉砂岩和泥岩,厚 $15\sim 35\ m$,盖层及储盖条件相对较差。气层埋深 $520\sim 680\ m$,气层厚度 $3\sim 8\ m$,气藏压力为 $5.2\sim 62.3\ MPa$ 。马中1井为湿气,甲烷含量 78.3% ,非烃气含量较高,总体为煤型气,并混有少量油型气,成熟度高达 1.37% 以上,这些特征均与柴达木盆地东部第四系生物成因气藏明显不同^[1]。

2.2 马海构造西南翼深层地层超覆气藏

位于马海构造西南翼的深2、新深3、深4、新深5井在 E_{1+2} 底部古风化壳的砂砾岩中获低产气流(表1),证实了马海西南翼 E_{1+2} 地层超覆气藏的存在,气层压力最大 $16.8\ MPa$,气藏含气面积约 $50\ km^2$,钻探表明气层在超覆圈闭的上倾部位,油气显示最好,纵向上各井的油气显示在直接盖层的下方 $60\sim 70\ m$ 井段最好(表2)。 E_{1+2} 底部砂砾岩上方的泥质岩,厚约 $100\sim 120\ m$,它和超覆带共同控制了气藏的储存状态。储集层为 E_{1+2} 底部砂砾岩及白垩系风化壳,岩性为棕红色砾状砂岩及细砾岩,为洪积湖相沉积,单层厚度 $3.2\sim 4.5\ m$,平均孔隙度 15% 。良好的储盖组合为天然气的聚集提供了有利空间。

研究表明, E_{1+2} 和K地层在马海构造西南翼为由南向北的超覆沉积, E_{1+2} 下部砂砾岩之上的 $100\sim 120\ m$ 的泥质岩形成了良好盖层,这套地层与前震旦系花岗片麻岩凹凸不平的基底面接触构成了地层超覆圈闭(图2),地层超覆气藏由来自南方的天然气沿侏罗系顶区域不整合面、基岩风化壳及断层组成的运移网络通道运聚而成,气藏形成时间为 $E-N_1$ 。

表1 马海气田主要产气探井基本情况

Table 1 Main gas wells of the Mahai gas field

发现井	射孔井段/m	层位	试油日期	日产量/ m^3
中1	551~556	E_3^2	1958.03.28—1958.04.12	139 100
深1	458~465	E_3^2	1958.04.12—1958.04.28	142 300
马8	656.4~658.5	E_2^2	1996.04.23—1996.05.23	24 747
新深3	415~567	E_{1+2}/N_2^1	1957.12.20—1958.02.17	1 281
深2	40~81	E_{1+2}	1959.03.27—1959.04.05	257
深4	1 605~1 635	E_{1+2}	1960.03	1 943

表2 马海超覆气藏泥岩盖层与油气显示关系

Table 2 Relationship between mud caprock and petroleum display in the Mahai gas field

井号	深2	新深5	新深3
泥岩盖层段/m	1 480~1 605	1 502~1 605	2 070~2 190
气层或显示良好井段/m	1 605~1 664	1 605~1 636	2 237~2 250

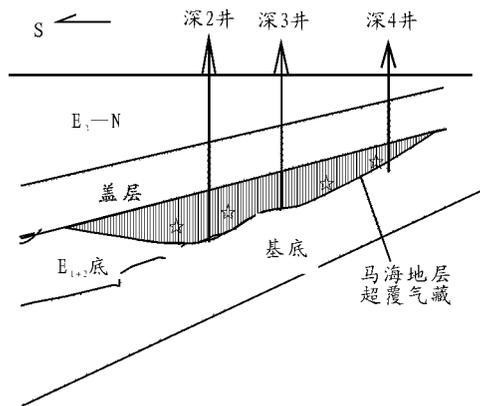


图 2 马海地层超覆气藏剖面

Fig.2 Profile of stratigraphic overlap gas pool in the Mahai gas field

3 天然气来源

马 8、马 9、马中 1、深 1 井等探井表明，马海构造及其周边本身缺失侏罗系，第三系为一套以粗碎屑互层为主的杂色地层，有机碳为 0.18%~0.6%，氯仿沥青“A”为 0.0011%~0.9700%，且演化程度低，综合评价为差—非烃源岩。因此，马海构造本身不具备生烃条件，其气源只能来自周边的烃源岩发育区。

马海构造周边发育 3 个可能的生烃凹陷：西北的赛什腾、东边的尕丘和南边的南八仙—北陵丘凹陷(图 1)。

西北的赛什腾和鱼卡凹陷是已证明的侏罗系烃源岩凹陷^[5]。在马海北部的鱼卡凹陷中找到了鱼卡小油田，其油源来自鱼卡凹陷中侏罗系；赛什腾凹陷底部发育 J₂ 湖沼相地层，有机质丰度低，属中差烃源岩，尽管其演化程度高，但生排烃量十分有限。位于马海构造西侧的马海平滩断鼻构造上的马参 1 井，几乎未见任何油气显示，表明不可能有大量的油气从西边赛什腾凹陷沿马仙断裂运移到马海构造中聚集成藏^[6]。

马海构造南部为南八仙—北陵丘凹陷，发育下侏罗统(J₁)可能的烃源岩地层。该地层由南向北向马海构造超覆，在凹陷的低部位下侏罗统地层厚度可达 300~600 m。仙 3 井 J₁ 地层为河流相含煤沉积，暗色泥岩占 53%，型干酪根，平均有机碳含量 1.65%，平均氯仿沥青“A”0.1617%，总烃 1.158×10⁻⁶，为中—差烃源岩。北陵丘凹陷 J₁ 地层厚度可达 400~600 m，推测生烃指标可能会更好。另外位于南八仙凹陷的仙 3 井下侏罗统 R₀ 为 0.66%~

0.69%，表明南八仙—北陵丘凹陷具有一定的生排油能力，为低成熟烃源岩。但是，马海气藏中的天然气成熟度指标 R₀ 达 1.37%^[11]，与南八仙—北陵丘凹陷的烃源岩成熟度不匹配。另外，马海气藏天然气组分中含稀有气体氦(He)，马中 1 井在马海浅层气藏中含 1% 的氦气，表明气体很可能来自深部较老的地层。这些都说明马海气藏中的气不是来自南八仙—北陵丘凹陷^[7]。

地震资料预测马海构造东面的尕丘凹陷可能发育 100~300 m 的 J₁ 地层，但其埋深较浅(不超过 1000 m)，成熟度不高，而马海气藏为高成熟度气藏，表明马海气藏的气源不是尕丘凹陷，那么马海气田的气源是从哪来的呢？

本次研究表明，在南八仙构造的南面，有一面积大、埋深达 5500 m 以上的侏罗系生烃凹陷——伊北凹陷(图 1)，受陵间断裂控制而位于其断裂下盘，J₁ 地层厚度达 2000 m 以上，有效烃源岩厚度达 800 m，有效烃源岩面积达 1000 km²，R₀ 达 1.3%~2.0% 以上，烃源岩已进入高一过成熟度阶段。从伊北凹陷—南八仙—马海构造的构造演化特征及马海气藏与伊北凹陷烃源岩的演化程度判断，马海气田的天然气只能来源于伊北凹陷。伊北凹陷烃源岩生成的油气，首先通过陵间—仙南断裂向上运移，在南八仙构造的深层圈闭中聚集形成原生气藏。由于油气源充足和后期构造运动，聚集在南八仙构造中的油气继续沿南八仙—马海构造的脊由下(南八仙)向上(马海)运移，最终聚集于马海构造西南翼的 E₁₊₂ 下部地层超覆圈闭和马海披覆背斜构造中。仙 3 井钻遇的 J₁ 地层 R₀=0.69%，远小于南八仙油气藏中油气的成熟度 R₀=2.27%^[11]，表明南八仙油气藏中的油气不是来自南八仙凹陷本身，而是来自其南部高成熟的伊北凹陷。油源对比表明马仙地区的油气来自 J₁ 烃源岩，且马海、南八仙的油气是同源的，只能来自伊北凹陷的一型 J₁ 高一过成熟烃源岩。

4 形成史恢复及油气运聚成藏机理地质模型

构造发育史与烃源岩演化史分析表明，E₃²—N₁ 时期伊北凹陷下侏罗统烃源岩大量生排烃(R₀=0.7%~1.2%)，其排出的油气在浮力作用下，首先沿 J₁ 顶的不整合面向上倾方向运移，汇聚于陵间或仙南断裂之中，并沿断裂垂向向上运移。之后分流，一部分继续上移，在南八仙深层下第三系地层(E₁₊₂, E₃¹,

E_3^2 等)的构造圈闭中聚集形成南八仙深层原生气藏;另一部分油气沿基岩不整合面向北运移,遇断裂后沿断裂垂向向上运移,再沿下侏罗统顶不整合面侧向向北东上倾方向运移,再遇断裂垂向向上运移,之后沿基岩不整合面侧向向北东方向运移,最后进入西南 E_{1+2} 地层超覆圈闭中聚集(图 3)。这可能是个长期而缓慢的过程。由于天然气是从源岩区通过断裂和不整合面直接运移到圈闭,因此形成了原生气藏。该气藏形成时构造运动不发育,天然气运移以浮力为基本动力,断裂、不整合面组成的网络通道为基本的油气运移输导系统^[8],从而可总结出马海地区地层超覆气藏的成藏机理模式为“浮力驱动、断裂-不整合输导、原生型油气运聚成藏”。

N_2^2-Q 时期,晚期喜山运动导致大规模断裂和褶皱构造运动,南八仙深层原生气藏遭破坏。尤其是仙北滑脱断裂的产生,使南八仙油气藏的规模大为降低。被仙北断裂破坏的油气沿仙北断裂垂向向上运移,在仙北断裂下盘的浅层(N_1, N_2^1, N_2^2)断鼻圈闭中聚集形成次生气藏;同时,陵间断裂作为联系伊北凹陷油气向上运移的通道,输导油气继续向上运移,并沿仙北断裂向上运移,在 N_1, N_2^1, N_2^2 地层中形成中、浅层次生油气藏,聚集在仙北断裂的下盘圈闭中。由于伊北凹陷油气源充足,不断向上运移,当这些位于仙北断裂下盘中、浅层圈闭中的油气量超过圈

闭溢出点时,过剩的油气将顺地层上倾方向通过输导层向更高部位的马海构造运移。运移的动力除浮力之外,来自南部的构造挤压应力为主要动力,因该挤压应力方向与天然气向马海构造的运移方向一致。 E_3^2 地层中的天然气沿其良好的输导层(E_3^2 层砂岩发育,厚度 400~600 m,平均孔隙度为 16%~29%,平均渗透率 $18 \times 10^{-3} \sim 1158 \times 10^{-3} \mu m^2$,大面积分布)向上运移,在马海顶部构造的 E_3^2 圈闭中聚集成藏,形成了今天的马海浅层构造气藏。由于进入马海浅构造圈闭的天然气经过了多次运移过程(早期 $E_3^2-N_1$ 从伊北凹陷通过不整合面和断裂到南八仙深层构造圈闭,晚期 N_2^2-Q 再沿仙北断裂到南八仙浅层仙北断裂下盘圈闭,之后再沿 E_3^2 输导层运移到马海构造圈闭),因此,马海构造浅层气藏是典型的次生气藏。 N_1 及以上地层为中-高孔隙度、中-高渗透率储集特征,输导条件良好,其中的天然气则沿输导层向上运移到马海构造顶部,因储盖层被剥蚀,油气最终散失于地表,形成马海顶部的油气苗(图 4)。

由于马海浅层构造气藏的形成以构造应力为驱动油气运移的主要动力,断裂与输导层为主要运移通道,可总结该气藏成藏机理模式为“构造力驱动、断裂-输导层输导、次生气运聚成藏”。

图 3 是马海气田(马海浅层构造气藏及其西南翼深层地层超覆气藏)的油气运聚成藏地质模式图。

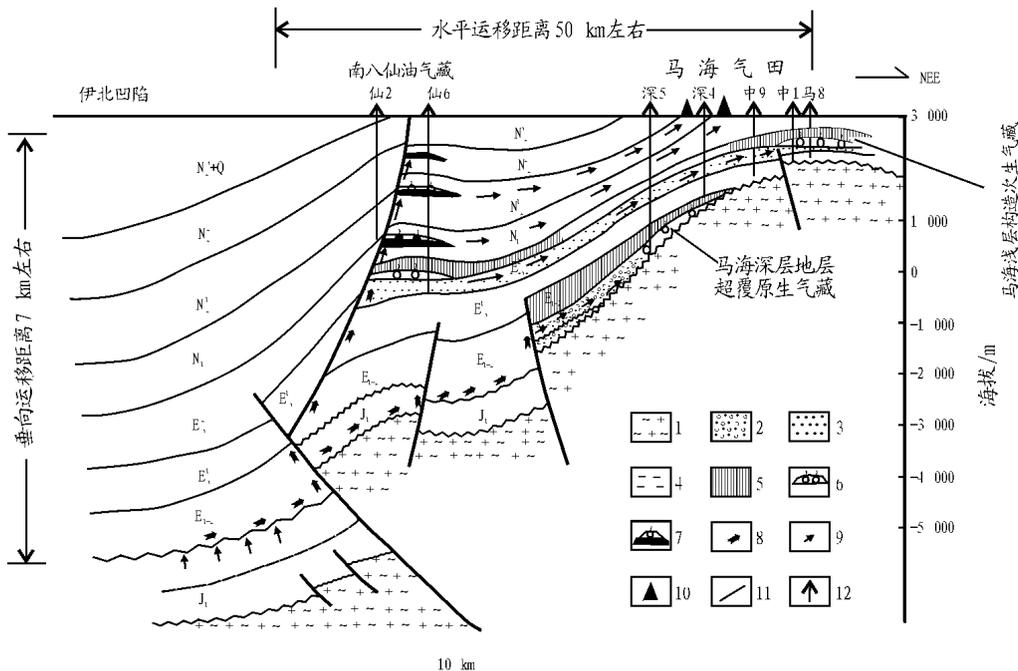


图 3 马海气田天然气运聚成藏地质模式

- 1. 基底; 2. 砂砾岩; 3. 砂岩; 4. 烃源岩; 5. 盖层; 6. 气藏
- 7. 油气藏; 8. 大量运移; 9. 少量运移; 10. 油气苗; 11. 断层; 12. 探井

Fig.3 Geologic model of gas migration and accumulation in the Mahai gas field

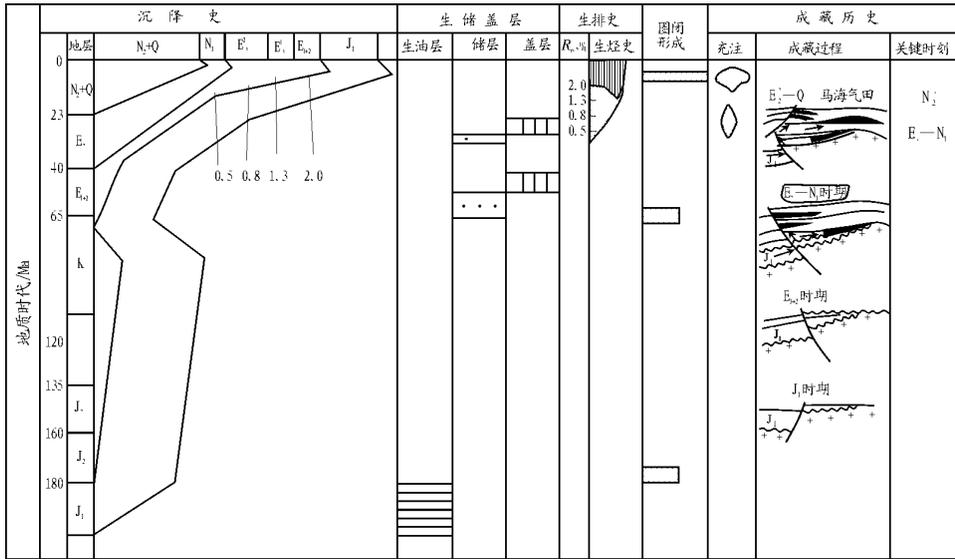


图 4 马海气田气藏形成过程恢复

Fig. 4 Forming course of the Mahai gas field

马海浅层构造远离烃源岩(50 km 以上), 油气运移过程复杂, 在运移过程中消耗大, 加之马海构造本身抬升高, 缺乏区域盖层, 后期保存条件差, 因此, 马海气田油气充满度很低(3. 31%), 是微型气田。

以上分析表明马海浅层构造气藏和深层地层超覆气藏具有不同的成藏过程和动力机制, 不同的天然气运移路径和聚集特征, 从而形成了不同成因类型和基本特征的气藏。马海浅层构造气藏和深层地层超覆气藏成藏特征比较见表 3。

从马海气藏形成可知, 断层、不整合在油气运聚

成藏中起着非常重要的作用, 油气横向运移达 40~ 50 km 以上, 垂向运移 5~ 7 km 以上。马海浅层次生构造气藏和其西南翼深层 E_{1+2} 地层超覆原生气藏的形成, 都充分体现了由断层、不整合面和输导层构成的运移网络通道对油气运聚成藏的重要控制作用, 尤其是断裂和不整合面的作用, 也说明当断层、不整合面存在时, 油气首先沿两者做垂向和横向运移; 当没有断层或不整合时, 油气只好沿输导层做横向运移; 当三者都存在时, 油气沿三者构成的网络运移; 当同时有不整合和输导层时, 油气优先沿不整合做横向运移。

表 3 马海气田 2 个气藏成藏特征比较

Table 3 Feature comparison of 2 gas accumulations in the Mahai gas field

比较项目	马海浅层气藏	马海深层气藏
位 置	马海构造顶部	马海构造西南翼
储层层位与岩性	E_3^2 , 砂岩	E_{1+2} , 砂砾岩
气藏构造成因类型	构造气藏	地层超覆气藏
盖层厚度	20~ 30 m	100~ 120 m
形成时期与气藏类型	形成时期晚(N_2^2 以后), 为次生气藏	形成时期早($E_3^2-N_1$), 原生气藏
运移距离	横向运移距离 50 km 以上, 垂向运移距离 7 km 以上	横向运移距离 40 km 以上, 垂向运移距离 5 km 以上
主要运移输导系统	断裂- 输导层运移网络系统	断裂- 不整合面运移网络系统
运移轨迹	伊北凹陷-南八仙深层构造-南八仙浅层构造-马海浅层构造	伊北凹陷-南八仙基底-马海西南翼地层超覆圈闭
运移动力	构造应力和浮力, 前者为主	浮力为主
保存条件	较差	较好
成藏机理模式	构造力驱动、断裂- 输导层输导、次生型油气运聚成藏	浮力驱动、断裂- 不整合输导、原生气运聚成藏

5 结论

1) 马海气田的天然气来自伊北凹陷, 断裂和不整合面是油气长距离运移的关键因素。

2) 马海浅层构造气藏是次生气藏, 形成于晚第三纪及以后, 是南八仙深层原生气藏被破坏的结果; 马海深层地层超覆不整合气藏是原生气藏, 形成于早第三纪末—晚第三纪早期, 为伊北凹陷高成熟烃源岩排出的油气沿断层和不整合面直接运移进入地层超覆圈闭成藏的结果。

3) 马海气田的2种天然气成藏机理模式为: 马海浅层构造气藏的“构造力驱动、断裂—输导层输导、次生型油气运聚成藏”以及马海深层地层超覆气藏的“浮力驱动、断裂—不整合输导、原生型油气输导运聚成藏”。

4) 依据马海浅层气藏和深层气藏的成藏机理特征和模式, 结合柴达木盆地大庆区块北缘地区具体油气地质特征, 预测在北陵丘—东陵丘构造北翼

K—E₁₊₂地层超覆区以寻找地层超覆型气藏为主要目标, 北极星—无柴沟及其周边构造圈闭中以寻找中浅层构造气藏为重点目标。

参考文献

- 1 中国石油地质志编写组. 中国石油地质志(第十四卷)[M]. 北京: 石油工业出版社, 1994. 25~56
- 2 段毅. 柴达木盆地原油烃类地球化学特征. 石油实验地质, 2004, 26(4): 359~364
- 3 孙德君. 柴达木盆地断裂系统特征与油气勘探战略方向. 石油实验地质, 2003, 25(5): 426~431
- 4 胡受权. 柴达木盆地侏罗纪盆地原型及其形成与演化探讨. 石油实验地质, 1999, 21(3): 189~194
- 5 姜正龙, 孙德君. 柴达木盆地北缘下侏罗统含油气系统研究[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(6): 9~11
- 6 曾溅辉, 金之均. 油气二次运移和聚集物理模拟[M]. 北京: 石油工业出版社, 2000. 121~179
- 7 Price L C. Utilization and documentation of vertical migration in deep basin[J]. Journal of Petroleum Geology, 1980, 3(10): 270~278
- 8 Hooper E. Fluid migration along growth fault in compacting sediments[J]. Journal of Petroleum Geology, 1991, 14(2): 160~190

GEOLOGIC FEATURE AND MIGRATION-ACCUMULATION MECHANISM OF THE MAHAI GAS FIELD, THE QAIDAM BASIN

Liu Yuan¹, Luo Qun^{2,3}, Pang Xiongqi³, Li Zilong²

(1. Department of Earth Sciences, Zhejiang University, Hangzhou, Zhejiang 310017, China;

2. Beijing Zhanpu Petroleum Technology Development Co. Ltd, Beijing 102249, China;

3. Research Center of Basin and Accumulation, University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstract: The Mahai gas field includes Mahai shallow layer tectonic gas accumulation and Mahai deep layer stratigraphic overlap gas accumulation with different accumulation types, forming periods, as well as main controlling forces. Gas of the two accumulations both come from the Yibei depression 40–50 km to the Mahai gas field. Fault and unconformity are the most important paths for vertical and lateral migration. The formation and evolution as well as dynamic features are different, resulting in two kinds of gas migration-accumulation mechanism models: 1) “tectonic stress drives gas to migrate along fault-conduction and forms secondary gas accumulation” for the Mahai shallow layer tectonic gas accumulation; 2) “buoyancy drives gas to migrate along fault-unconformity and forms primary gas accumulation” for the Mahai deep layer stratigraphic overlap gas accumulation. Favorable gas accumulation regions of the Qaidam basin are forecasted according to the two mechanism models.

Key words: fault; unconformity; migration and accumulation; mechanism model; the Mahai gas field; the Qaidam basin