

南海北部超压低渗气藏成藏过程与成藏模式

——以莺歌海盆地 XF 区 XF13-1 超压气田为例

张迎朝,徐新德,王立锋,吴杨瑜,袁冰,朱建成,何胜林,廖静

(中海石油(中国)有限公司湛江分公司,广东 湛江 524057)

摘要:随着南海深部层系高温超压天然气勘探的深入,储层及天然气分布的复杂性日益凸显,亟待从成藏过程的角度深入剖析天然气成藏模式,以指导下一步天然气勘探。基于样品分析测试、三维地震等资料,运用天然气地球化学、成藏过程研究方法,研究了莺歌海盆地北部 XF 区 XF13-1 上新统黄流组一段(以下简称“黄一段”)超压低渗气藏成藏过程与成藏模式。研究认为,XF13-1 气田具有 2 种低渗气藏成藏模式:①以 XF1-1-14 井区黄一段 I 气组低渗气藏为代表的“天然气先充注、储层后致密、后超压”型成藏模式,是莺歌海盆地深部层系最有利的天然气成藏模式;②以 XF13-1-4 井区、XF13-1-6 井区黄一段 II 气组低渗气藏为代表的“天然气充注、储层致密、超压”同期型成藏模式,该模式具有“超压、低渗、天然气组分复杂”的天然气成藏特点。在成藏过程分析和成藏模式指导下,结合沉积体系研究成果,提出了 2 个具备“天然气先充注、储层后致密、后超压”型成藏模式的有利区,是下一步有利的天然气勘探方向。

关键词:天然气成藏过程;超压低渗气藏;成藏模式;XF13-1;莺歌海盆地

中图分类号:TE122.3

文献标志码:A

文章编号:1672-1926(2015)09-1679-10

引用格式:Zhang Yingzhao,Xu Xinde,Wang Lifeng,*et al.* The accumulation process and model of overpressured low permeability gas pool in the north of South China Sea:A case study of XF13-1 overpressured gas field in XF area of the Yinggehai Basin[J]. Natural Gas Geoscience,2015,26(9):1679-1688. [张迎朝,徐新德,王立锋,等. 南海北部超压低渗气藏成藏过程与成藏模式——以莺歌海盆地 XF 区 XF13-1 超压气田为例[J]. 天然气地球科学,2015,26(9):1679-1688.]

0 引言

2010 年,在莺歌海盆地 XF 区 XF1-1-14 井黄一段获得高产天然气流,揭开了南海深部高温超压气藏勘探的序幕^[1-2]。莺歌海盆地高温超压勘探领域天然气资源量超过 $XXXXX \times 10^8 \text{ m}^3$,是南海北部重要的天然气勘探方向之一。对于该高温超压气田储层沉积特征、天然气成因与来源、成藏机理和主控因素等前人已有深入的研究^[1-5]。按气藏储层物性标准,XF1-1-14 井黄一段砂岩属于低渗储层[渗透率为 $(1 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$],随着勘探工作深入,该区深

部高温超压勘探领域低渗、特低渗气藏天然气资源越来越多。研究和勘探实践表明,对“油气充注、储层致密、储层超压”孰先孰后等成藏动态过程的认识直接影响和制约低渗油气藏勘探方向^[6-14]。对于 XF13-1 超压低渗气田的形成,尚没有见到应用成藏过程方法来动态分析天然气充注期与储层孔渗、压力演化关系方面的报导。本文运用天然气地球化学方法与成藏动态研究方法,在明确 XF13-1 低渗气藏天然气成因、成熟度及来源的基础上,分析了该低渗气藏独特的成藏过程与成藏模式,在此基础上指明有利的天然气勘探方向,对莺歌海盆地深部超压

收稿日期:2014-11-19;修回日期:2015-03-27.

基金项目:中海石油(中国)有限公司“十二五”综合科研“南海西部海域低孔低渗油气藏勘探开发关键技术与实践”(编号:CNOOC-KJ125ZDXM07LTD02-ZJ);国家“十二五”科技重大专项“南海西部海域富生烃凹陷资源潜力再评价和新区、新领域勘探方向”(编号:2011ZX05023-001-007)联合资助。

作者简介:张迎朝(1971-),男,广东普宁人,教授级高级工程师,主要从事南海石油地质学、勘探研究。E-mail:zhangyingzh@cnooc.com.cn.

气藏的成藏研究和勘探实践具有重要意义。

1 地质背景

莺歌海盆地位于海南省与越南之间的莺歌海海域,是南海北部被动大陆边缘的一个新生代转换伸展盆地,整体长条形呈 NNW 走向,面积约 $9.9 \times 10^4 \text{ km}^2$ (图 1),沉积地层厚度逾 8 000 m,盆地快速沉降与沉积充填、高温高压、底辟幕式活动对天然气

的生成、运聚成藏及分布产生重要影响^[15-16]。现有研究表明,莺歌海盆地主要烃源岩为以生气为主的中新统梅山组和三亚组海相泥岩^[17-18]。梅山组、黄流组及以上地层发育滨—浅海砂岩、大型重力流砂岩,构成了该区储集层,与其上覆海相泥岩,形成良好的储盖组合^[19-20]。

XF13-1 构造位于莺歌海盆地北部 XF 区,其东紧邻 XF1-1 底辟,主要目的层为上中新统黄流组一段。

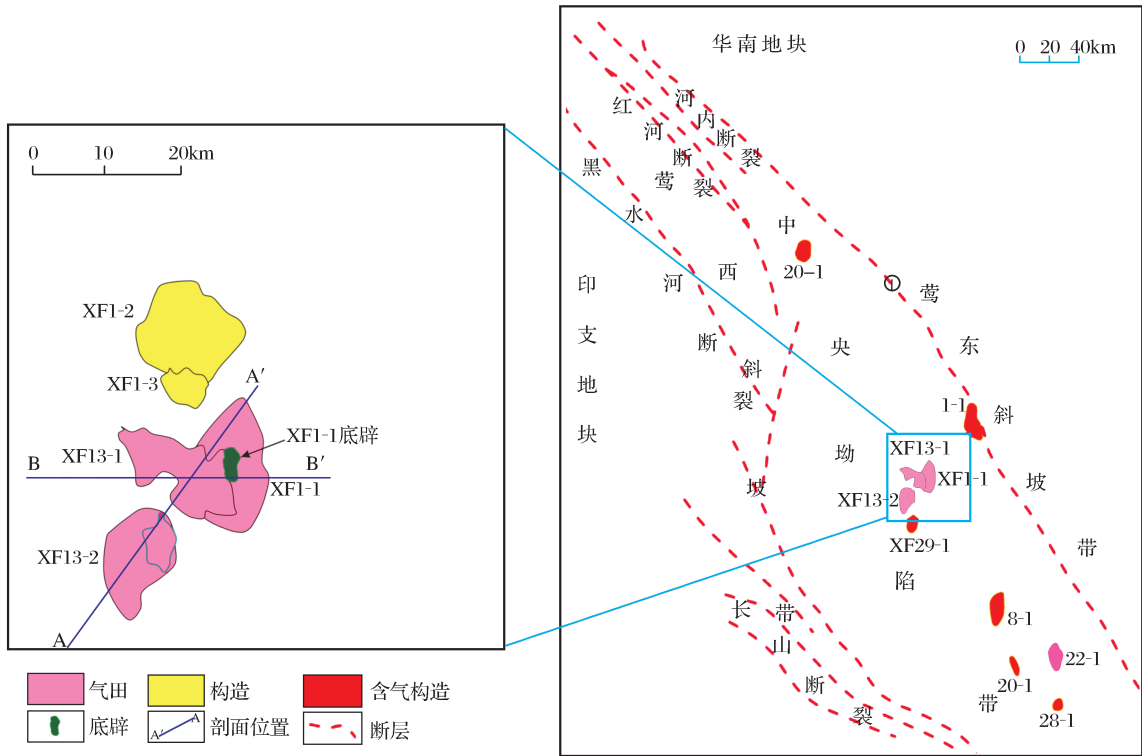


图 1 莺歌海盆地构造区划

Fig. 1 The structural outline of the Yinggehai Basin

2 XF13-1 黄一段超压低渗气藏特征

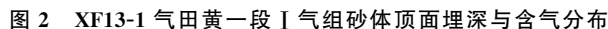
2.1 气藏构造特征

钻井、地震资料综合分析表明:XF13-1 黄一段 I 气组、II 气组均为构造—岩性复合型圈闭气藏 (图 2),发育于 XF1-1 底辟背斜构造西翼。该构造—岩性复合型圈闭的形成,一方面受控于 3.6 Ma 以来区域伸展—走滑构造运动,形成了近 S—N 向断裂,深部热流体沿断裂向上运移,发生了一幕底辟构造活动,黄一段砂质块体搬运沉积 (Sandy mass transport deposit) 由原始沉积时“西高东低”的地层倾向变为“西低东高”的构造格局。另一方面,该圈闭的有效性还取决于圈闭东部高部位的封盖条件,圈闭东部高部位处于盆地东、西方向物源交会区,发

育浅海相泥岩,形成有效封盖。自南向北,该区黄一段由砂质碎屑流沉积相变为低密度浊流沉积,岩性由粉细砂岩相变为泥质粉砂岩,储集物性相应变差,构造北部的 XF13-1-3 井钻遇含气干层。

2.2 气藏储层沉积特征

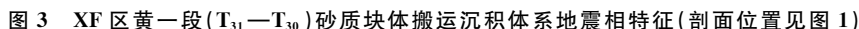
根据储层沉积学研究,在莺西斜坡带西部陆架,黄一段沉积期发育高位体系域三角洲。在 SW—NE 向地震剖面上,越靠近物源区,块体搬运的滑动作用削蚀下伏地层越明显,以中—强振幅、“V”字型地震反射为主,朵叶复合体越发育;钻井揭示主要发育厚层块状灰色中细砂岩,为近物源的高能量、高密度砂质碎屑流沉积物,发育大规模优质砂岩储层。相反,向远物源方向,由砂质碎屑流逐渐演变为浊流,其以黏性流体、紊流为主,削蚀下伏地层能力减



弱,发育薄层灰色粉细砂岩和厚层灰色泥岩,水道规模较小,分布有限;地震资料以弱振幅、杂乱反射为主,反映远物源端低能量、低密度泥质浊流沉积。XF13-1 气田处于块体搬运沉积体系的东缘,属于块体搬运沉积晚期、远端部位(图 3)。

XF13-1 气田黄一段 I 气组、II 气组主要为浅灰色粉细砂岩,泥岩以灰色和深灰色为主,表明砂质碎屑流沉积时位于水下环境。取心段砂岩岩石类型主要为石英砂岩,其次为岩屑石英砂岩。研究区取心段粉砂质泥岩和泥质粉砂岩中普遍存在生物扰动,局部生物扰动强烈,导致层理完全破坏,多夹粉、细砂岩薄层且泥质分布不均,反映研究区黄一段为陆架沉积环境。砂岩粒度细,以粉细砂为主,以次棱一次圆状为主,以线一点状接触为主,颗粒定向排列不明显;碎屑颗粒分选中等,结构成熟度较高;孔隙以原生粒间孔为主,可见粒内孔及长石溶孔。压实作用是储层孔隙度降低的主要因素,胶结物中以低含量白云石为主,少量泥质杂基,处于中成岩阶段 A 期。储层物性表现为中孔、低渗特点,测井解释平均孔隙度为 16.3%~19.5%,平均渗透率为 $(1.86 \sim 6.96) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

XF13-1 气田黄一段构造—岩性复合型气藏分为 2 个气水系统(图 4)。Ⅰ气组(XF1-1-14 井)、Ⅱ气组(XF13-1-4 井、XF13-1-6 井)均钻遇气水界面,结合砂体沉积演化、测压资料及地震特征分析认为Ⅰ气组、Ⅱ气组砂体各自圈闭成藏,形成独立的气水系统。



从气水分布看, XF13-1 气田黄一段各气藏具有不同的气水界面和压力系统。XF13-1 气田黄一段气藏原始地层压力大, 压力系数为 $1.9 \sim 2.0$, 地层

温度高,地温梯度为 $4.17^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ 。I 气组和 II 气组气柱高度大,达到 $189\sim 228\text{m}$ 。综合分析认为,气藏驱动类型为高温高压的弹性弱边水驱动气藏。

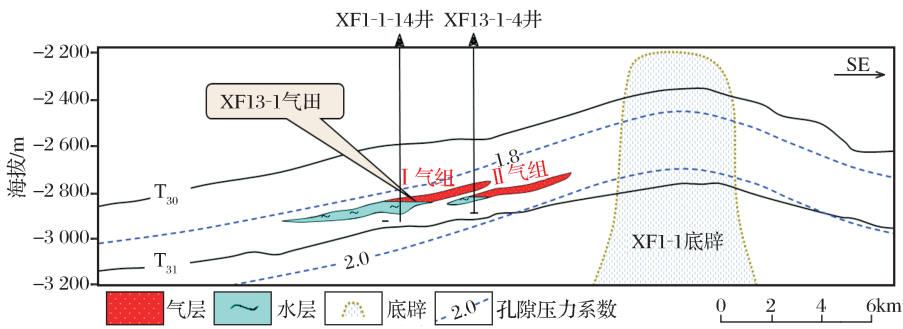


图 4 莺歌海盆地 XF 区 XF13-1 超压气藏剖面

Fig. 4 The section of XF13-1 overpressured gas pool in XF area, Yinggehai Basin

3 XF13-1 超压低渗天然气成藏过程与成藏模式

3.1 超压低渗气藏成藏过程

天然气地球化学特征和碳同位素特征及烃源岩埋藏成熟史研究认为,XF13-1 气田天然气来自中中新统梅山组腐殖型烃源岩^[2,21]。根据研究区烃源岩热模拟建立的甲烷碳同位素与天然气成熟度关系,XF13-1 气田天然气的烃源岩 R_o 值在 0.99%~1.69%之间(表 1)。包裹体地球化学、生烃动力学研究表明,研究区天然气存在早、晚 2 期聚集^[2,21],XF1-1-14 井区 I 气组天然气甲烷碳同位素值在

-37.67‰~-35.52‰之间,烃类气占 75%~77%,代表梅山组烃源岩早期(3.6Ma,埋深约为 4 000m, R_o 值约为 0.99%)生成的烃类气沿底辟活动产生的断裂或裂隙垂向运聚成藏;XF13-1-4 井、XF13-1-6 井区 II 气组天然气甲烷碳同位素值为 -31.73‰~-30.31‰,烃类气含量占 26%~46%,二氧化碳含量占 41%~58%,代表梅山组烃源岩晚期(1.8Ma 以来,埋深约为 5 200m, R_o 值约为 1.69%)生成的更高成熟烃类气并伴随高含量二氧化碳天然气垂向运聚成藏。XF13-1 黄一段 I 气组、II 气组天然气地球化学特征差异及其成藏过程解释也可从前人研究成果得到印证^[4]。

表 1 XF13-1 气田天然气地化特征与对应的烃源岩埋深

Table 1 Geochemical characteristics of the natural gases in XF13-1 and burial depth of the responding source rock

气田	井名	地层和气组	深度/m	天然气组分/%				甲烷碳同位素与对应的烃源岩埋深		
				CH ₄	C ₂₋₅	CO ₂	N ₂	$\delta^{13}C_1$ /‰	R_c */%	烃源岩埋深/m
XF13-1	XF1-1-14	黄一段	2 912.5**	74.94	1.715	15.31	8.02	-35.51	1.19	4 300
		I 气组	2 910~2 918	77.4	1.755	13.91	6.94	-37.53	0.99	4 000
	XF13-1-4	黄一段 II 气组	2 906~2 912	45.53	0.88	40.66	11.68	-30.31	1.69	5 200
	XF13-1-6	黄一段 II 气组	2 852~2 865	25.78	0.492	58.15	13.22	-31.73	1.55	5 000

注:* 据本区烃源岩热模拟资料建立的甲烷碳同位素与天然气成熟度关系式, $\delta^{13}C_1$ (‰)=10.388 * R_o (%) - 47.864(潘贤庄等^①);
** 为模块地层测试取样(MDT, Modular Formation Dynamic Test),其他样品为钻杆地层测试(DST)取样

从储层沉积到天然气生成和运移成藏的角度,结合研究区埋藏史,综合研究 XF13-1 超压低渗气藏的成藏动态过程。

在 8.2Ma,XF1-1 底辟构造西区发育砂质块体搬运沉积,大型砂质块体搬运沉积卸载于“古斜坡”[图 5(a),图 5(b)]。据物理模拟实验研究,斜坡高差是沉积物再搬运的重要条件,沉积物在坡度大于 0.1°时即可产生滑动^[22]。黄一段沉积期,莺西斜坡带坡度达到 0.4°~0.78°,满足块体搬运临界触发条

件。XF1-1 底辟构造西区 XF13-1 气田黄一段储层属于最后一期砂质块体搬运沉积,位于砂质块体搬运沉积体系的东缘(图 3)。

至 3.6Ma(相当于 T_{28} 地震界面地质年龄),因区域左旋走滑作用,形成近 E—W 向伸展构造应力分量,产生一幕底辟构造活动,改变了黄一段砂质块体搬运沉积原始沉积的“西高东低”地层倾向,呈“东高西低”格局,向 XF1-1 底辟构造核部方向抬高;且黄一段高位体系域发育近 300m 浅海相泥岩,能够

① 潘贤庄,蒋助生,王培荣.莺—琼盆地天然气成因类型及气源研究.中国海洋石油南海西部公司.内部报告,1998.

起到有效封盖作用,形成了 XF13-1 构造—岩性圈闭。同时,深部梅山组烃源岩埋深至 4 000m 左右 (R_o 值约为 0.99%),生成成熟度较低、烃类气含量较高的天然气,向上垂向运移充注 XF13-1 黄一段构造—岩性圈闭,以 XF1-1-14 井区 I 气组现今天然气(甲烷碳同位素值为 $-37.67\text{‰} \sim -35.52\text{‰}$,烃类气占 75%~77%)为代表。此时 XF13-1 黄一段构造—岩性圈闭埋深约为 1 800m。在 4.4Ma 的地质历

史过程中,岩石开始发生压实、胶结作用,见少量石英加大边[图 6(a)],粒间发育早期白云石胶结,使得黄一段砂岩原生粒间孔减少,这一阶段机械压实作用相对较弱,大部分原生粒间孔隙得以保存,显微镜下仍可以看到砂岩原生粒间孔隙较发育[图 6(b)]。早期 (3.6Ma) 充注到储集层中的烃类,一方面承载了部分压实,减缓了储集层的致密化,同时,烃类中的酸性流体,促进了水岩作用,形成一些次生溶蚀孔隙。此

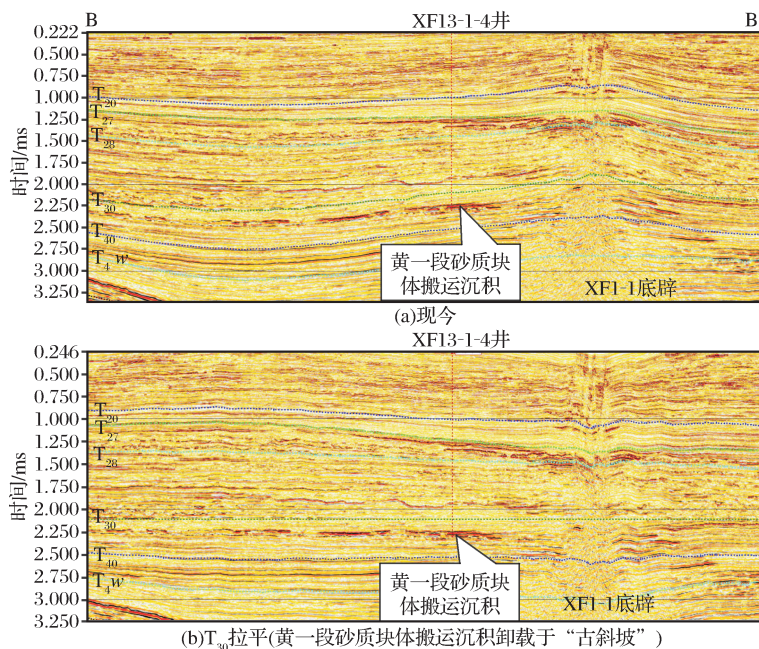


图 5 过 XF13-1 井—XF1-1 井底辟典型地震剖面

Fig. 5 Seismic section crossing XF13-1 Gasfield and XF1-1 diapir

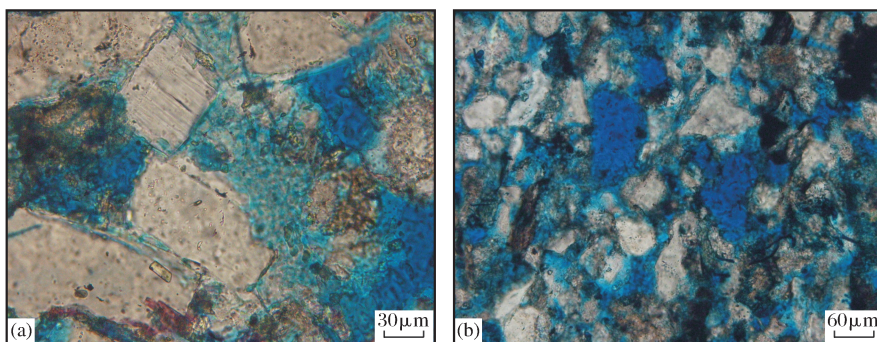


图 6 XF13-1 气田黄一段砂岩成岩作用及孔隙特征

Fig. 6 Sandstone diagenesis and pore characteristics of first member of Huangliu Formation in XF13-1 Gasfield

(a) 石英加大边,具有溶蚀,粒间高岭石溶解形成高岭石微晶间溶孔,XF13-1-4 井,2 863.74m,岩屑石英极细—细砂岩(单偏光);
(b) 粒间孔、粒内溶孔、铸模孔,XF13-1-6 井,2 878.16m,岩屑石英粉砂质极细砂岩(单偏光)

外,黄一段砂质块体搬运沉积体系处于淡水成岩环境,长石溶蚀形成溶孔,部分可保留,部分被早期白云石充填。根据莺歌海盆地超压成因机制^[23-24]、超压开始出现的深度(约 2 036m,代表正常压实和流

体释放作用停止、欠压实泥岩开始形成压力封闭的深度;计算模型据文献^[25-26])和本区钻井孔隙压力综合分析,本区泥岩埋深大于 2 400m 时,形成压力系数大于 1.3 的超压。因此,在 3.6Ma 时,XF13-1 黄

一段储层为正常压力。上述综合作用的结果,使得储集层的孔隙度由原来的 45%左右降至 22%左右,据研究区孔渗关系,储层渗透率约 $25.66 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于中渗储层。而此时梅山组中下部烃源岩发育压力系数大于 2.0 的强超压,烃源岩生成的天然气在

“强超压烃源岩—常压储层”压力差的驱动下,沿底辟活动产生的断裂/裂隙进入 XF13-1 黄一段构造—岩性圈闭的 I 气层、II 气组,形成了以烃类气为主的早期天然气聚集[图 7(b)]。因梅山组烃源岩强超压,黄一段储层埋藏浅、常压,具备天然气高效充

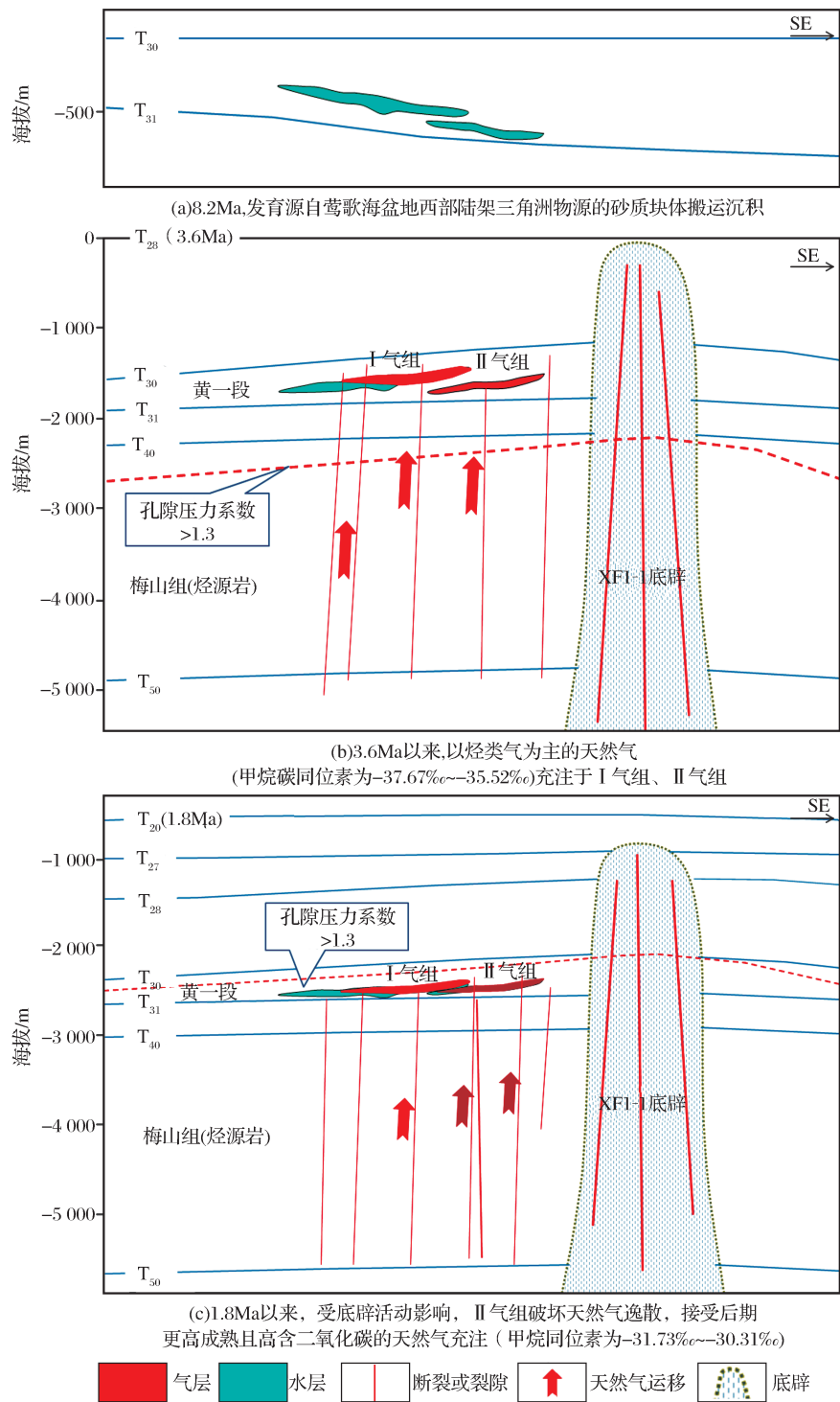


图 7 莺歌海盆地 XF 区 XF13-1 超压低渗气田天然气成藏过程与成藏模式

Fig. 7 The accumulation process and accumulation model of XF13-1 overpressured low permeability gas field in XF area, Yinggehai Basin

注的压力差;同时,早期以烃类气充注为主,且早期天然气充注占位储层孔隙空间,易于发育“甜点”储层。因此,早期天然气聚集是莺歌海盆地深部寻找优质天然气的重要方向。

1.8Ma 至今,XF13-1 黄一段构造—岩性圈闭埋深超过 2 400m,储集层受到强烈的压实作用,颗粒呈点—线接触;晚期铁白云石和菱铁矿胶结、高岭石等造成储集层强烈减孔作用,部分原生粒间孔隙消失。1.8Ma 以来,充注到储集层中的烃类、高含量二氧化碳等,在储层中发生溶蚀,见石英加大边溶蚀,石英颗粒边缘呈毛刺状,长石溶蚀普遍,发育次生溶蚀孔隙(图 8)。综合分析表明,压实作用是造成砂岩储集层孔隙减少主要因素,其影响远大于胶结作用,使得储集层的孔隙度降至现今 18% 左右,渗透率为 $(5.92 \sim 9.87) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,演化为低渗储层,并由早期常压演化为压力系数大于 1.9 的超压。现今 XF13-1 黄一段各气组砂岩之间的泥岩,存在不同程度偏离正常趋势线的“低电阻、高声波时差、高中子”欠压实测井电性响应特征就是佐证。此时梅山组烃源岩埋深超过 5 200m,发育压力系数大于 2.0 的强超压。

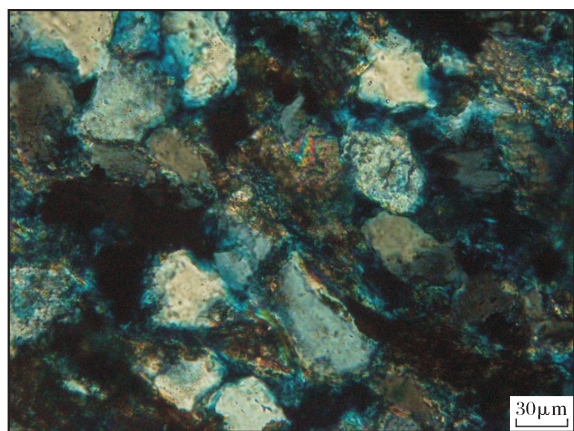


图 8 XF13-1 气田黄一段砂岩溶解、交代作用

Fig. 8 Sandstone dissolution and metasomasis of first member of Huangliu Formation in XF13-1 Gasfield
(溶解、交代作用发育,颗粒边缘多呈毛刺状。白云石交代长石,XF13-1-6 井,2 867.59m 极细砂质粉砂岩,正交偏光)

从另一方面来看,由于受 XF1-1 底辟活动的影响,早期形成的 XF13-1 黄一段气藏会遭受一定程度的破坏。Ⅰ气组、Ⅱ气组呈叠瓦状分布,且Ⅰ气组离 XF1-1 底辟较远而Ⅱ气组则更靠近底辟(图 7),这导致底辟活动对二者的影响程度不一样。Ⅰ气组由于距离底辟较远受底辟影响较小,早期聚集的成

熟度较低、CO₂ 含量也较低的天然气保存较好,而距离底辟较近的Ⅱ气组则受到严重破坏而散失。后期,烃源岩生成的天然气在“强超压烃源岩—超压储层”压力差的驱动下,沿底辟活动产生的断裂/裂隙主要进入黄一段构造—岩性圈闭Ⅱ气组聚集,天然气中含有大量二氧化碳(在 0.4Ma 以后充注^①),形成了晚期高成熟、高含二氧化碳的天然气聚集[图 7(c)]。XF13-1-4 井、XF13-1-6 井区黄流组一段Ⅱ气组天然气即为例证(甲烷碳同位素值为 $-31.73\text{‰} \sim -30.31\text{‰}$,烃类气含量占 26% ~ 46%,二氧化碳含量占 41% ~ 58%)。

综上所述,莺歌海盆地 XF13-1 超压低渗气藏经历如下形成历程(图 9):在 8.2Ma, XF1-1 底辟构造以西发育大型黄一段砂质块体搬运沉积,构成良好的储集条件;到 3.6Ma, XF1-1 底辟活动形成黄一段构造—岩性圈闭,在“强超压烃源岩—常压储层”压力差的驱动下,接受早期烃类气充注;1.8Ma 以来,受 XF1-1 底辟活动影响,黄流组一段Ⅱ气组被破坏,并且在“强超压烃源岩—超压储层”压力差的驱动下,接受晚期更高成熟且高含二氧化碳天然气的充注。

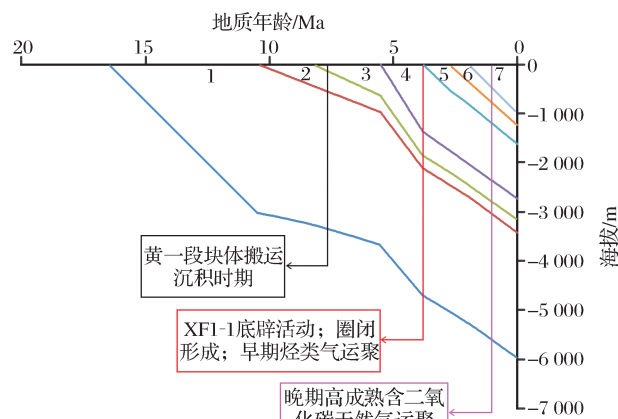


图 9 XF13-1 气田形成史

Fig. 9 Forming history of the XF13-1 Gasfield

1. 中新统梅山组;2. 中新统黄流组二段;3. 中新统黄流组一段;4. 上新统莺歌海组二段下中亚段;5. 上新统莺歌海组二段上中亚段;6. 上新统莺歌海组一段;7. 第四系

3.2 超压低渗气藏成藏模式

综上分析,XF13-1 气田具有 2 种超压低渗气藏成藏模式:

(1)“天然气先充注、储层后致密、后超压”型成

^① 谢玉洪,李绪深,童传新,等.莺歌海盆地高温高压天然气成藏主控因素及勘探突破方向.中海油湛江分公司.内部报告,2011.

藏模式:以 XF1-1-14 井区 I 气组低渗气藏为代表。3.6Ma, 来自超压的梅山组烃源岩生成的烃类气, 沿底辟活动产生的断裂或裂隙, 垂向运移至常压、中渗的黄一段构造—岩性圈闭 I 气组中聚集成藏; 1.8Ma 以来的第四纪, 储层致密, 形成超压。该模式天然气以烃类气为主, 在天然气充注上, 梅山组烃源岩为超压, 黄一段储层为常压, 同期存在底辟活动, 断裂或裂隙发育, 天然气充注畅通无阻, 且烃类气早期占位储层孔隙空间, 有利于保护储集物性, 易于发育“甜点”储层(如 XF13-1-4 井区 I 气组), 是最有利的低渗气藏成藏模式。

(2)“天然气充注、储层致密、超压”同期型成藏模式:以 XF13-1-4 井区、XF13-1-6 井区 II 气组低渗气藏为代表。II 气组早期充注的天然气受强烈的底辟活动影响发生逸散。1.8Ma 至今, 来自强超压的梅山组烃源岩生成的高成熟、高含二氧化碳的天然气, 沿底辟活动产生的断裂或裂隙, 垂向运移至超压、低渗的黄一段构造—岩性圈闭 II 气组聚集成藏。天然气充注、储层致密与超压近于同期发生。该模式具有“储层超压、低渗、天然气组分复杂”的天然气成藏特征, 天然气成藏条件不如第一种“天然气先充注、储层后致密、后超压”型成藏模式。

尽管 XF13-1 气田黄一段为低渗储层, 但天然气和地层水等流体在气藏中分异明显, 上气、下水, 呈现出正常气水关系。气藏含气范围受构造—岩性圈闭控制, 属于常规低渗气藏, 有别于鄂尔多斯盆地盒 8 大面积低渗气藏、川中地区须家河组致密砂岩气藏等的气水分布特点^[27-28], 也不同于深盆气的气水分布特征^[29]。

在 XF 区超压低渗气藏成藏过程分析与成藏模式指导下, 认为黄一段砂质块体搬运沉积“甜点”储层分布区与具备“天然气先充注、储层后致密、后超压”型成藏模式的叠合区, 是有利的天然气勘探方向:①XF13-1 气田以西, 黄一段砂质块体搬运沉积中期发育块状、厚层中细粒“甜点”砂岩储层, 具备“天然气先充注、储层后致密、后超压”的成藏条件, 是有利勘探方向;②XF1-1 底辟构造以东, 发育来自东部物源的黄一段砂质块体搬运沉积, 预测发育块状、厚层“甜点”砂岩储层, 同样具备“天然气先充注、储层后致密、后超压”的成藏条件, 是有利勘探方向。此外, 梅山组既是烃源岩, 也是莺歌海盆地下一步天然气勘探的新层系之一, 其具有“先超压、后成藏”、“自生、自储、自盖”的成藏条件, 需要做更细致的从储层沉积到成藏动态过程分析研究工作。

4 结论

(1)莺歌海盆地 XF13-1 超压低渗气藏经历如下形成历程:在 8.2Ma, XF1-1 底辟构造西区发育大型黄一段砂质块体搬运沉积, 形成良好的储集条件;到 3.6Ma, XF1-1 底辟活动形成黄一段构造—岩性圈闭, 在“强超压烃源岩—常压储层”压力差的驱动下, 接受早期烃类气充注;1.8Ma 以来, 受 XF1-1 底辟活动影响, 黄流组一段 II 气组被破坏, 并且在“强超压烃源岩—超压储层”压力差的驱动下, 接受晚期更高成熟且高含二氧化碳天然气的充注。

(2)XF13-1 气田具有 2 种低渗气藏成藏模式:一是以 XF1-1-14 井区 I 气组低渗气藏为代表的“天然气先充注、储层后致密、后超压”型成藏模式, 是研究区最有利的低渗气藏成藏模式;二是以 XF13-1-4 井区、XF13-1-6 井区 II 气组低渗气藏为代表的“天然气充注、储层致密、超压”同期型成藏模式, 该模式具有“超压、低渗、天然气组分复杂”的天然气成藏特征, 天然气成藏条件不如第一种“天然气先充注、储层后致密、后超压”型成藏模式。

(3)在 XF 区低渗天然气成藏过程分析与成藏模式指导下, 提出了 2 个黄一段砂质块体搬运沉积“甜点”储层分布区, 同时也具备“天然气先充注、储层后致密、后超压”的成藏条件, 是下一步有利的天然气勘探方向。

(4)建立了从“储层沉积到天然气聚集”的超压低渗气藏成藏动态研究技术路线, 明晰了“天然气充注、储层致密、超压”的成藏动态过程。建立的 2 种超压低渗气藏成藏模式对南海莺—琼盆地深部层系天然气勘探具有重要指导意义。

参考文献(References):

- [1] Wang Zhenfeng, Pei Jianxiang. A new accumulation model of high pressure gas in Huangliu Formation of the middle-deep interval in Yinggehai Basin: The significance of discovering a good-quality gas pay with overpressure and high production in well DF14[J]. China Offshore Oil and Gas, 2011, 23(4): 213-217. [王振峰, 裴健翔. 莺歌海盆地中深层黄流组高压气藏形成新模式[J]. 中国海上油气, 2011, 23(4): 213-217.]
- [2] Xie Yuhong, Zhang Yingzhao, Li Xushen, et al. Main controlling factors and formation models of natural gas reservoirs with high-temperature and overpressure in Yinggehai Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(4): 601-609. [谢玉洪, 张迎朝, 李绪深, 等. 莺歌海盆地高温超压气藏控藏要素与成藏模式[J]. 石油学报, 2012, 33(4): 601-609.]
- [3] Xie Yuhong, Fan Caiwei. Some new knowledge about the ori-

- gin of Huangliu Formation reservoirs in Dongfang area, Yinggehai Basin[J]. China Offshore Oil and Gas, 2010, 22(6):355-359. [谢玉洪, 范彩伟. 莺歌海盆地东方区黄流组储层成因新认识[J]. 中国海上油气, 2010, 22(6):355-359.]
- [4] Xu Xinde, Zhang Yingzhao, Pei Jianxiang, *et al.* Gas accumulation models and exploration strategy for high quality natural gas in Dongfang area, Yinggehai Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2014, 88(5):956-965. [徐新德, 张迎朝, 裴健翔, 等. 莺歌海盆地东方区天然气成藏模式及优质天然气勘探策略[J]. 地质学报, 2014, 88(5):956-965.]
- [5] Xie Yuhong, Zhang Yingzhao, Xu Xinde, *et al.* Natural gas origin and accumulation model in major and excellent gas fields with high temperature and overpressure in Yinggehai Basin: A case of DF13-2 Gasfield[J]. China Offshore Oil and Gas, 2014, 26(2):1-5. [谢玉洪, 张迎朝, 徐新德, 等. 莺歌海盆地高温超压大型优质气田天然气成因与成藏模式——以东方 13-2 优质整装大气田为例[J]. 中国海上油气, 2014, 26(2):1-5.]
- [6] Zhu Guangyou, Zhang Shuichang, Chen Ling, *et al.* Coupling relationship between natural gas charging and deep sandstone reservoir formation: A case from the Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(3):347-357. [朱光有, 张水昌, 陈玲, 等. 天然气充注成藏与深部砂岩储集层的形成——以塔里木盆地库车坳陷为例[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(3):347-357.]
- [7] Zhang Yingzhao, Xu Xinde, You Li, *et al.* Genesis of the natural gas in tight condensate gas reservoirs and forming model, Wenchang A Sag of pearl River Mouth Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(9):1320-1328. [张迎朝, 徐新德, 尤丽, 等. 珠江口盆地文昌 A 凹陷低渗凝析气藏天然气成因及成藏模式[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(9):1320-1328.]
- [8] Li Feng, Jiang Zhenxue, Li Zhuo, *et al.* Palaeo-fluid evidence for the two-stage hydrocarbon charges in Dibe gas reservoir of Kuqa Depression[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(7):1033-1041. [李峰, 姜振学, 李卓, 等. 库车坳陷迪北气藏 2 期油气充注古流体证据[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(7):1033-1041.]
- [9] Li Weilian, Liu Zhen, Wang Wei, *et al.* Hydrocarbon accumulation process of Chang-8 low-permeability lithological reservoirs in Zhenjing area, Ordos Basin[J]. Oil and Gas Geology, 2012, 33(6):845-852. [李淮莲, 刘震, 王伟, 等. 镇泾地区延长组八段低渗岩性油藏形成过程动态分析[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(6):845-852.]
- [10] Liu Bo, Huang Zhilong, Luo Quansheng, *et al.* Accumulation mode and resource of Lower Jurassic gas reservoir of Northern Foothill Belt, Turpan-Hami Basin[J]. Journal of Central South University: Science and Technology, 2012, 43(1):258-264. [柳波, 黄志龙, 罗权生, 等. 吐哈盆地北部山前带下侏罗统天然气气源与成藏模式[J]. 中南大学学报: 自然科学版, 2012, 43(1):258-264.]
- [11] Zhao Wenzhi, Wang Zecheng, Zhu Yixiang, *et al.* Forming mechanism of low-efficiency gas reservoir in Sulige Gasfield of Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(5):5-9. [赵文智, 汪泽成, 朱怡翔, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田低效气藏的形成机理[J]. 石油学报, 2005, 26(5):5-9.]
- [12] Gan Jun, Zhang Yingzhao, Deng Zhiyong, *et al.* Reservoir-forming characteristic and model of the Palaeogene condensate gas reservoir with low permeability in Wenchang A Sag[J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(6):1061-1068. [甘军, 张迎朝, 邓志勇, 等. 文昌 A 凹陷古近系低渗凝析气藏成藏特征与成藏模式[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(6):1061-1068.]
- [13] Zheng Yuping, Zhang Zhimin, Jia Guoqiang, *et al.* Analysis on features of tight-gas-sandstone reservoir in Kekeya area in north mountain front[J]. Tuha Oil and Gas, 2010, 15(2):224-227. [郑玉萍, 张治民, 贾国强, 等. 北部山前柯柯亚地区致密砂岩气藏特征分析[J]. 吐哈油气, 2010, 15(2):224-227.]
- [14] Guo Qiulin, Chen Ningsheng, Xie Hongbing, *et al.* Characteristics and distribution predicting of tight sandstone gas reservoir in Hechuan area, Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2010, (6):45-51. [郭秋麟, 陈宁生, 谢红兵, 等. 四川盆地合川地区致密砂岩气藏特征与分布预测[J]. 中国石油勘探, 2010, (6):45-51.]
- [15] Gong Zaisheng, Li Sitian, Xie Juntao, *et al.* Basin Analysis and Hydrocarbon Accumulation[M]. Beijing: Scientific Publishing House, 1997. [龚再升, 李思田, 谢俊泰, 等. 南海北部大陆边缘盆地分析与油气聚集[M]. 北京: 科学出版社, 1997.]
- [16] Ma Qifu, Chen Sizhong, Zhang Qiming, *et al.* Overpressure Basin and Hydrocarbon Distribution[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2000. [马启富, 陈斯忠, 张启明, 等. 超压盆地与油气分布[M]. 北京: 地质出版社, 2000.]
- [17] He Jiaxiong, Chen Weihuang, Li Mingxing, *et al.* Genetic types of natural gas and source rocks in Ying-Qiong Basin[J]. China Offshore Oil and Gas: Geology, 2000, 14(6):398-405. [何家雄, 陈伟煌, 李明兴, 等. 莺一琼盆地天然气成因类型及气源剖析[J]. 中国海上油气: 地质, 2000, 14(6):398-405.]
- [18] Huang Baojia, Xiao Xianming, Dong Weiliang. Characteristics of hydrocarbon source rocks and generation and evolution model of natural gas in Yinggehai Basin[J]. Natural Gas Industry, 2002, 22(1):26-30. [黄保家, 肖贤明, 董伟良. 莺歌海盆地烃源岩特征及天然气生成演化模式[J]. 天然气工业, 2002, 22(1):26-30.]
- [19] Wang Zhenfeng, Hu Daisheng. Prospecting for giant gas fields in the central mud diapir structure belt in Yinggehai Basin[J]. Natural Gas Industry, 1999, 19(1):28-31. [王振峰, 胡代圣. 莺歌海盆地中央泥拱构造带大气田勘探方向[J]. 天然气工业, 1999, 19(1):28-31.]
- [20] Xie Yuhong, Fan Caiwei. Some new knowledge about the origin of Huangliu Formation reservoirs in Dongfang area, Yinggehai Basin[J]. China Offshore Oil and Gas, 2010, 22(6):355-359. [谢玉洪, 范彩伟. 莺歌海盆地东方区黄流组储层成因新认识[J]. 中国海上油气, 2010, 22(6):355-359.]
- [21] He Jiaxiong, Yang Jihai, Chen Zhihong, *et al.* Characteristics of forming natural gas reservoirs in the medium deep strata in Yinggehai Basin[J]. Natural Gas Industry, 2003, 23(3):15-19. [何家雄, 杨计海, 陈志宏, 等. 莺歌海盆地中深层天然气成

- 藏特征[J]. 天然气工业, 2003, 23(3): 15-19.]
- [22] Wang Ying, Wang Xiaozhou, Wang Yingmin, *et al.* Determination of the gravity flow critical gradient using sedimentary simulation experiment[J]. Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition, 2010, 37(4): 463-468. [王颖, 王晓州, 王英民, 等. 沉积物理模拟实验在确定重力流临界坡度中的应用[J]. 成都理工大学学报: 自然科学版, 2010, 37(4): 463-468.]
- [23] Du Xu, Zheng Hongyin, Jiao Xiuqiong. Overpressure and hydrocarbon distribution[J]. Earth Science Frontiers, 1995, 2(4): 137-147. [杜栩, 郑洪印, 焦秀琼. 异常压力与油气分布[J]. 地学前缘, 1995, 2(4): 137-147.]
- [24] Yin Xiulan, Li Sitian. Overpressure system in Yinggehai Basin and its relationship with oil/gas pools[J]. Journal of Geomechanics, 2000, 6(3): 69-77. [殷秀兰, 李思田. 莺歌海盆地超压体系的成因及与油气的关系[J]. 地质力学学报, 2000, 6(3): 69-77.]
- [25] Fu Guang, Xue Yongchao, Yang Mian. Determine forming period of pressure seal for undercompacted shale cap and its meaning by using interval transit time data[J]. Oil Geophysics Prospect, 2000, 35(5): 634-640. [付广, 薛永超, 杨勉. 用声波时差资料确定欠压实泥岩盖层压力封闭形成时期及其意义[J]. 石油地球物理勘探, 2000, 35(5): 634-640.]
- [26] Kinji Magara. Compactation and Fluid Migration[M]. Chen Heli, Di Shixiang, Tang Xiyuan, *et al.*, translated. Beijing: Petroleum Industry Publishing House, 1981. [真柄钦次. 压实与流体运移[M]. 陈荷立, 邸世祥, 汤锡元, 等译. 北京: 石油工业出版社, 1981.]
- [27] Li Zhongdong, Hao Shuming, Li Liang, *et al.* Comparison between the Upper Paleozoic gas reservoirs in Ordos Basin and deep basin gas reservoirs[J]. Oil and Gas Geology, 2009, 30(2): 149-155. [李仲东, 郝蜀民, 李良, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界气藏与深盆气藏特征对比[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(2): 149-155.]
- [28] Hao Guoli, Liu Guangdi, Xie Zengye, *et al.* Gas-water distributed pattern in Xujiahe Formation tight gas sandstone reservoir and influential factor in central Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(3): 427-434. [郝国丽, 柳广弟, 谢增业, 等. 川中地区须家河组致密砂岩气藏气水分布模式及影响因素分析[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(3): 427-434.]
- [29] Wang Chuangang, Gao Li, Xu Huazheng, *et al.* Forming mechanism and evolution stages division of deep basin gas accumulation: Taking Ordos Basin as an example[J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(1): 15-22. [王传刚, 高莉, 许化政, 等. 深盆气形成机理与成藏阶段划分——以鄂尔多斯盆地为例[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(1): 15-22.]

The Accumulation Process and Model of Overpressured Low Permeability Gas Pool in the North of South China Sea: A Case Study of XF13-1 Overpressured Gas Field in XF Area of the Yinggehai Basin

ZHANG Ying-zhao, XU Xin-de, WANG Li-feng, WU Yang-yu,
YUAN Bing, ZHU Jian-cheng, HE Sheng-lin, LIAO Jing
(Zhanjiang Branch of CNOOC Ltd., Zhanjiang 524057, China)

Abstract: It is urgent to understand natural gas accumulation model from the accumulation process in order to provide guidance for further exploration of deep-layers with high temperature and overpressure in South China Sea. The accumulation process and accumulation model of overpressured low permeability gas pool of the 1st member of Huangliu Formation of Upper Miocene of XF13-1 in XF area, Yinggehai Basin, have been studied by applying natural gas geochemistry and natural gas accumulation process research method in light of well data and 3D seismic data. Two kinds of accumulation models were constructed for XF13-1 gas field: One model is characterized by the feature that gas charged firstly, then reservoir changed tight and overpressured. The I gas unit of XF1-1-14 well was regarded as an example of this model. This model with good natural gas component, was thought of as the most favorable natural gas accumulation model of deep strata in Yinggehai Basin. Another model had the characteristic that gas charged, synchronized by reservoir changing tight and overpressured. The II gas unit of XF13-1-4 well was an example. Two favorable areas with the first gas accumulation model were proposed.

Key words: Natural gas accumulation process; Overpressured low permeability gas pool; Accumulation model; XF 13-1; Yinggehai Basin