

文章编号: 0253-2697(2012)04-0601-09

莺歌海盆地高温超压气藏控藏要素与成藏模式

谢玉洪¹ 张迎朝^{1,2} 李绪深¹ 朱建成¹ 童传新^{1,2} 钟泽红¹ 周家雄^{1,2} 何胜林¹

(1. 中海石油有限公司湛江分公司 广东湛江 524057; 2. 中国地质大学资源学院 湖北武汉 430074)

摘要:南中国海莺歌海盆地上中新统黄流组一段高温超压、高产岩性气藏天然气成藏主控因素有3点:①重力流沉积优质储层;②气藏处于盆地东、西部物源交汇区西侧,上覆优质浅海相泥岩盖层;③气藏位于底辟构造外围,其下部存在沟通深部中中新统梅山组、下中新统三亚组超高压、高成熟烃源岩的断裂/裂隙系统。莺歌海盆地高温超压气藏成藏模式有2种:①岩性型,气藏分布于底辟背斜翼部、外围甚至向斜底部,圈闭形成早,气藏不受底辟构造控制;②背斜型,气藏分布于底辟背斜上,构造定形、天然气聚集受控于晚期的底辟活动,气藏受底辟构造控制。其中,岩性气藏储层孔渗好,规模大。

关键词:高温超压;气藏;控藏要素;成藏模式;莺歌海盆地

中图分类号:TE112.32 **文献标识码:**A

Main controlling factors and formation models of natural gas reservoirs with high-temperature and overpressure in Yinggehai Basin

XIE Yuhong¹ ZHANG Yingzhao^{1,2} LI Xushen¹ ZHU Jiancheng¹
TONG Chuanxin^{1,2} ZHONG Zehong¹ ZHOU Jiexiong^{1,2} HE Shenglin¹

(1. Zhanjiang Branch of CNOOC Ltd., Zhanjiang 524057, China;

2. College of Resources, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China)

Abstract: There are three main factors that control the formation of productive lithologic gas-reservoirs with high-temperature and overpressure in the first member of the upper Miocene Huangliu Formation in Yinggehai Basin, South China Sea. These three factors are ① a gravity-flow driven sandstone reservoir with high quality; ② a gas-reservoir located in the west side of the eastern and western provenance conjunction and overlain by high-quality neritic-facies mudstones as the cap rock; and ③ a gas-reservoir located in the diapir outskirt, under which there exists a fault/fissure system connecting with underlying overpressure high-maturity source rocks of the mid-Miocene Meishan Formation and lower Miocene Sanya Formation. High-temperature and overpressure gas reservoirs in Yinggehai Basin have two main gas-accumulating models, one is the lithologic pattern, in which gas reservoirs are distributed in wings and outskirts of the diapir anticline, even in the syncline base, and characterized by the earlier formation of lithologic traps that are consequently uncontrolled by diapir structures, and the other is the anticline pattern, in which gas reservoirs are distributed on the diapir anticline, formed by structures and consequently controlled by diapir structures. Compared with the structural gas reservoir, the lithologic gas reservoir is of good permeability, large-scale reserves and productive capacity.

Key words: high-temperature and overpressure; gas pool; controlling factor of accumulation; gas-accumulating model; Yinggehai Basin

1 区域地质背景

莺歌海盆地是发育于南海北部大陆架西北部的新生代强超压、转换—伸展富含气盆地(图1)^[1-3]。盆地构造演化、沉积充填可分为2个阶段,裂隙阶段与裂后阶段(图2)。地球物理资料表明:沉积物厚度8000 m,下中新统三亚组、中中新统梅山组以浅海相泥岩为主,是盆地的主要烃源岩^[4-7];上中新统黄流组、上新统莺歌海组及第四系发育滨—浅海砂泥岩、大型重力流砂岩,形成了盆地内主要储盖组合。下一中中新统三亚

组到梅山组为强超压的厚层泥岩,是主要的超压源;上中新统黄流组、上新统莺歌海组砂岩是下部强超压的直接泄压层。盆地的快速沉降与沉积充填、高温超压、热流体幕式活动对天然气的生成、运聚、保存及储层品质等产生了深刻的影响^[8-16]。20世纪90年代,在盆地发现了一批常温常压底辟背斜气田,自90年代后期开始深部高温超压领域天然气勘探,先后钻探了3口井,在XF1-1构造的2口井发现了高温超压气层,并获得一定天然气产能。勘探实践表明,是否发育优质储层、天然气能否大规模成藏是莺歌海盆地高温超压领域勘

基金项目:国家重大科技专项(2008ZX05023-04)资助。

第一作者及通讯作者:谢玉洪,男,1961年2月生,2005年获中国地质大学(武汉)理学博士学位,现为中海石油(中国)有限公司教授级高级工程师,长期从事海洋油气勘探、开发、生产科研和管理工作。Email: xieyh@cnooc.com.cn

探的瓶颈问题^[17]。

在XF14井开钻前,认为XF1-1气田西部的XF13-1井上中新统黄流组一段“地震异常体”与XF11井钻遇的高温超压细砂岩储层都来源于西部物源,为低位三角洲前缘亚相,该三角洲向西厚度变大且更接近物源,推测发育较好的储层。由于XF13-1砂体低于XF11井已钻遇砂体气水界面,其成藏关键取决于是否与XF11井砂体分隔而形成有效岩性圈闭。通过对岩性圈闭有效性、天然气运移通道、含气性等深入研究,部署钻探了XF14井,该井在上中新统黄流组一段钻遇90m的浅灰色含气细砂岩,地层压力系数1.9,地层温度143℃,属于高温超压气层,在气层上部钻杆测试DST(Drillstem Test)求产,获得了无阻流量 $100 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的高产优质天然气流。该井解决了莺歌海盆地高温超压天然气能否大规模成藏、是否发育优质储层的瓶颈问题。层序地层学、地震沉积学、微体古生物研究表明储层受控于莺西断裂带构造活动形成的构造坡折带,位于构造坡折之下的XF区上中新统黄流组一段为浅海沉积环境,沉积物具有重力流沉积特征,该构造坡折带与被动大陆边缘盆地经典I、II型坡折带明显不同。

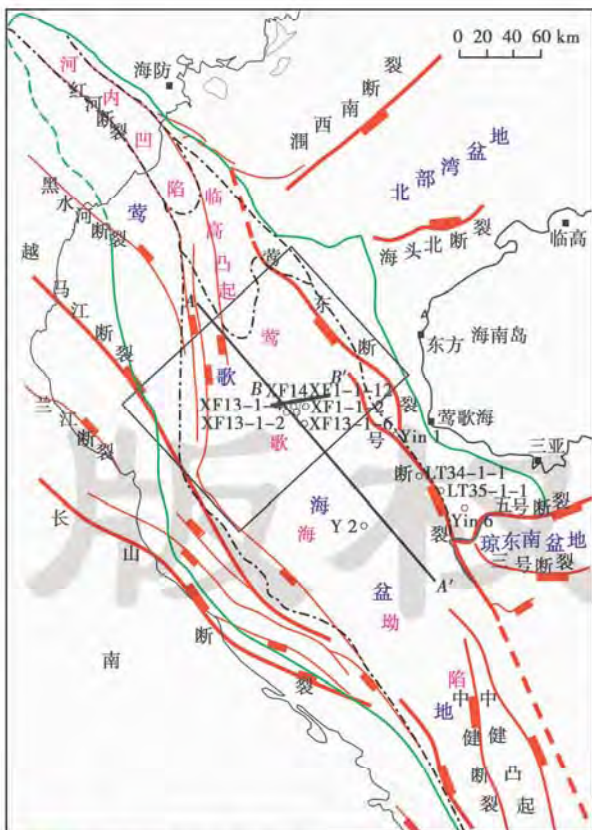


图1 莺歌海盆地构造纲要
Fig. 1 The structural outline of Yinggehai Basin

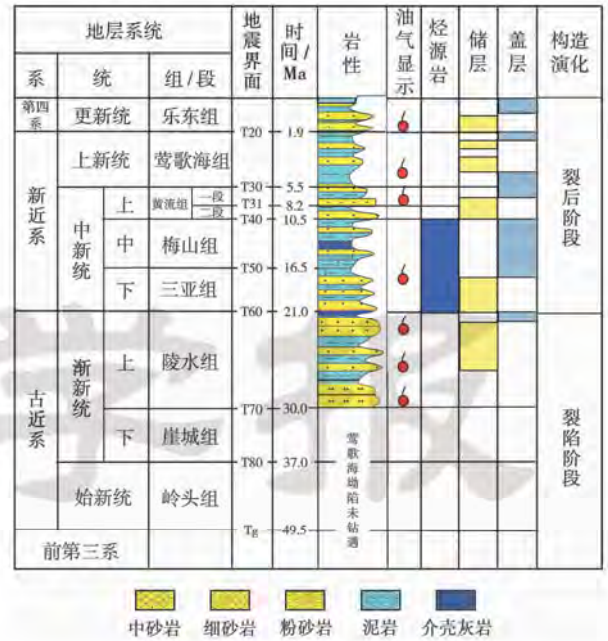


图2 莺歌海盆地地层与生储盖组合

Fig. 2 The stratigraphic sequence and source & reservoir-caprock assemblage in Yinggehai Basin

XF13-1气田上中新统黄流组高温超压、高产气藏具有4个特征:①岩性型圈闭;②与底辟背斜气藏的泥质粉砂岩低渗储层相比,其细砂岩储层物性较好;③气藏区下部发育沟源断裂/裂隙体系,主要气源岩为梅山组一三亚组,天然气以垂向运移为主;④气藏天然气组分以烃类气为主,气质优。

以XF13-1气田为代表的高温超压、高产气藏在成藏主控因素方面仍有一些关键问题没有解决:①上中新统黄流组一段细砂岩优质储层发育的沉积模式与有利沉积微相是什么? T31层序界面的侵蚀作用性质是区域性海退形成的,还是局部分布的?②在天然气运聚模式、保存条件方面,底辟构造型与岩性型有何区别?这些问题不仅是理论问题,也是生产问题,针对这些问题的研究将有助于指导下步高温超压领域勘探实践。

2 高温超压气藏成藏主控因素

莺歌海盆地已发现的高温超压气藏明显受优质储层、优质封盖、沟源断裂/裂隙3要素的共同控制。

2.1 发育重力流优质储层

重力流沉积是浅水砂质碎屑在重力作用下,发生滑动、滑塌,先形成碎屑流,然后转化为浊流,搬运至深海、浅海区堆积而成的沉积体^[18-19]。重力流沉积突出的特征是粒级递变,即鲍马序列。一个完整的鲍马序列就是一次重力流由急流流动机制转变为缓流流动机

制的结果,急流流动机制下的高流态形成 A、B 段,缓流流动机制下的低流态则形成 C、D、E 段。

莺歌海盆地西北部 XF 区上中新统黄流组一段重力流沉积分布范围大,面积近 500 km²,且其下伏地层受明显侵蚀;XF13-1 气田主力气组 II、III 发现于此重力流沉积(图 3),以细砂岩为主。在电性特征上,该重力流沉积自然伽马曲线表现为低幅一中高幅锯齿状箱形或钟形的叠加,有别于盆地内以钟型曲线形态为主的三角洲水下分流河道。物源研究表明,上中新统黄

流组一段沉积时期,XF 区处于盆地东部、西部两个物源的交汇区。重力流沉积来自西部物源,XF14 井揭示以赤褐铁矿、白钛矿为主,少量电气石、锆石的重矿组合,与 XF11 井重矿组合类似,重力流沉积主体位于 XF1-1—XF29-1 构造西部,并在 XF1-1 构造西翼尖灭。东部物源表现为在 XF1-1 构造东北翼沉积了一套浅海滩坝泥质粉砂岩,为 XF12 井钻探揭示,岩心平均孔隙度为 15.5%,平均渗透率为 0.42 mD,属于中—低孔、特低渗储层,以锆石、电气石为主的重矿组合。

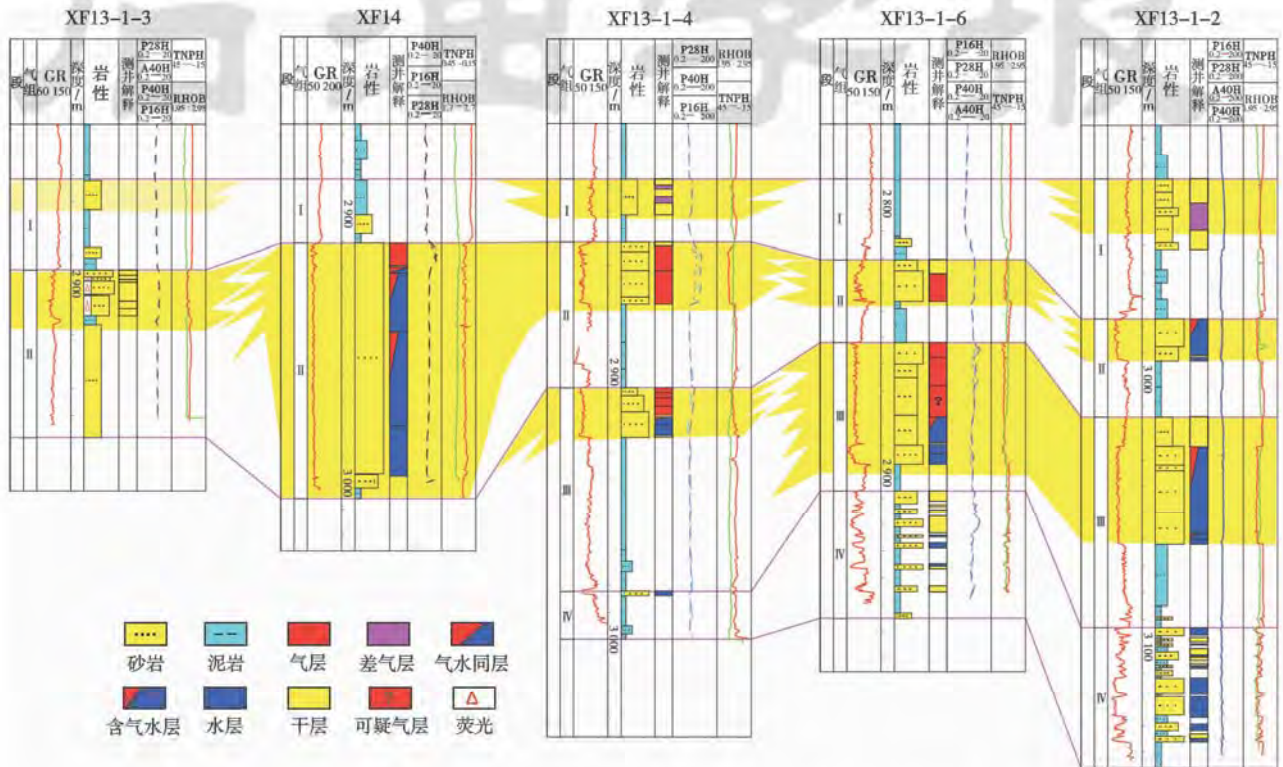


图 3 XF13-1-3 井—XF13-1-2 井上中新统黄流组一段重力流沉积对比

Fig. 3 Correlation of gravity flow deposition in the 1st member of Huangliu Formation from Well XF13-1-3 to Well XF13-1-2

按每期重力流所形成单个浊积单元的厚度、岩石组成、剖面序列、鲍马序列及测井曲线特征,XF 区西部的重力流沉积可以分为以鲍马层序上部层段为主的薄层重力流沉积和以鲍马层序下部层段为主的厚层重力流沉积两类岩石组合。以 XF13-1-2 井为例,上中新统黄流组一段重力流沉积储层发育较完整,自下而上,纵向划分为两套重力流沉积储层。第一套为薄层重力流沉积,砂泥岩互层,呈正韵律叠置,储层相对薄,单层厚度小于 10 m,以细砂岩为主,物性较好,平均孔隙度为 17.6%,平均渗透率为 2.53 mD,砂岩呈透镜状,具有丘状地震反射特征;第二套为厚层重力流沉积,储层较厚,垂向亦呈正韵律,单层厚度大于 10 m,以细砂岩为主,物性好,平均孔隙度为 19.57%,平均渗透率为 3.51 mD,为浊积水道砂沉积。XF13-1-2 井取

心段可见鲍马序列的 AB 段,发育块状层理、平行层理(图 4)。

XF14 井则主要发育厚层重力流沉积储层,上部为岩屑石英中—细砂岩,分选较好,具有良好储集物性,测井平均孔隙度为 15.1%,平均渗透率为 9.2 mD;中下部为岩屑石英极细砂岩,分选相对差,CM 图样品点群平行于 C=M 基线分布,即以悬浮载荷为主,反映重力流沉积特征^[20]。粒度分析显示悬浮组分含量较高,也显示了重力流成因的特点;该井全井眼微电阻率扫描成像测井(FMI)显示下部以块状层理为主,反映砂质碎屑重力流快速充填堆积特征;上部发育丘状交错层理,反映重力流能量减弱。位于 XF13-1 气藏高部位的 XF13-1-4 井,揭示了与 XF14 井同一期的厚层重力流沉积,厚度 22 m,为一

套浅灰色细砂岩优质储层,分选较好。总之,XF13-1气田区黄流组一段主要以细砂岩为主,砂岩类型为岩屑砂岩和岩屑石英砂岩,成分成熟度较低,反映近源、快速堆积的特征。

在微体古生物组合分布特征方面,XF14井古生

物定量分析表明上中新统黄流组一段沉积时期水深较深,含有丰富的浅层、中层水型浮游有孔虫,定量有孔虫的水深分析认为水深范围在120~200 m,钙质超微化石则出现了远洋属种 *Discoaster*,为外浅海环境(图5)。

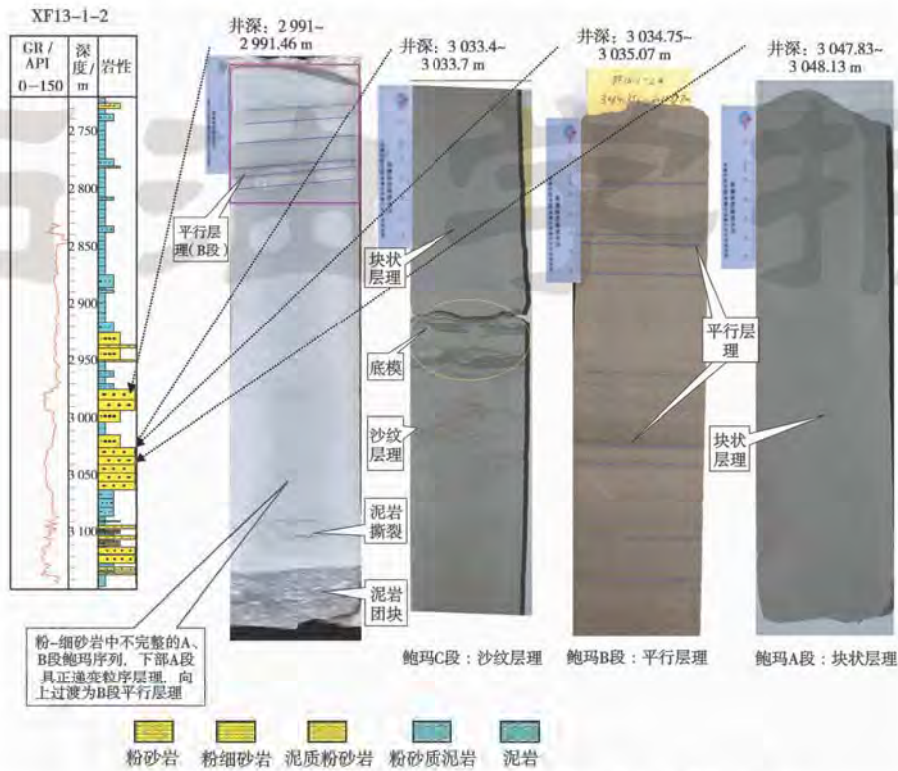


图4 XF13-1-2井上中新统黄流组一段钻井取心鲍马序列组合

Fig. 4 Bouma sequence in cores of the 1st member of Huangliu Formation of upper Miocene in Well XF13-1-2



图5 XF14井上中新统黄流组一段微体古生物组合及沉积环境

Fig. 5 Micro-paleobiogeograph assemblage and depositional environment of the 1st member of Huangliu Formation of upper Miocene in Well XF14

上中新统黄流组一段初始沉积时期, XF 区西部为相对平坦、稳定浅海环境, 随后发生了大规模重力流沉积侵蚀事件。在震害资料上观察到 T 31 界面明显削蚀下部地层特征, XF29-1 构造以西 T 31 界面侵蚀下部地层最深, 至少侵蚀至 T 40 界面, 向东北方向逐渐减少, 面积达 500 km², 主体位于 XF29-1—XF1-1 构造西部。此外, XF14、XF13-1-2 井微体古生物组合分布特征也能说明“边侵蚀、边沉积”的性质, 上中新统黄流组一段砂岩中没有或少见有孔虫, 而泥岩中有孔虫丰度高, 且浮游类占 90% 以上, 泥岩代表原地浅海相沉积物, 砂岩则为同期搬运来的沉积物。在 XF1-1 构造东北翼的 XF12 井、XF29-1 构造东翼的 XF29-1-4 井, 黄流组一段为浅海滩坝泥质粉砂岩, 未反映出 T 31 是区域性大规模海退、富砂特征, 说明 XF 区西部 T 31 界面侵蚀作用是局部性的。综合分析表明, 侵蚀事件系西部物源砂质碎屑沉积物在重力流作用下, 入盆侵蚀下部老地层所形成。

重力流沉积主要分布于 XF 区西部的浅海环境, 为砂质碎屑重力流沉积的产物。重力流沉积主要受地形和补给沉积物重力流性质控制。XF 区西部由于受构造运动的影响, 特别是在中—晚中新世, 受益地边界断裂带——莺西断裂带不均衡构造活动的影响^[21], 导致沿断裂带走向上沉降速率发生极大变化, 在 XF 区西部形成构造坡折带, 坡下形成较深水的浅海环境。随着来自西部物源区的扇三角洲、辫状河三角洲水流, 其所携带的经过一定距离搬运、分选的砂质碎屑物拖曳汇入较深水的浅海区。由于构造坡折带的存在, 局部地形突然变陡, 作用于流体的顺坡向下的重力导致了湍流运动, 使得碎屑沉积物变成由湍流向上分力支撑的悬浮状态, 并在与上部水体产生的密度差的诱发下, 碎屑沉积物继续向盆地内部流动, 进入 XF29-1—XF13-1 区(图 6)。随着盆地边界断裂带不均衡活动, 在构造坡折带下形成了多期发育的重力流沉积系统。

2.2 具备优质浅海泥岩封盖条件

由于 XF1-1 底辟构造活动抬升较晚(上新世以后), 来自西部物源的多期叠置、横向广布的上中新统

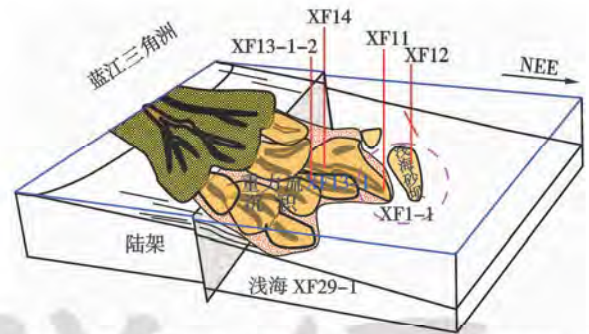


图 6 莺歌海盆地 XF 区上中新统黄流组一段重力流沉积模式
Fig. 6 The depositional model of gravity flow of the 1st member of Huangliu Formation of upper Miocene in XF area, Yinggehai Basin

黄流组一段重力流沉积砂表现为视上超超覆至构造的西翼, 重力流沉积以中—强振幅、丘状反射地震相为特征, 浅海泥岩则呈连续弱反射地震相。在 XF14 井区, 重力流沉积砂体向东部超覆于浅海相泥岩之上, 重力流沉积的远端位于 XF11 井附近。东部物源的浅海滩坝泥质粉砂岩表现为视上超超覆于 XF1-1 底辟构造的东翼, 东、西部双物源交汇区主要为浅海泥岩, 易于形成具有良好侧封条件的岩性圈闭或岩性—构造圈闭。

莺歌海盆地泥岩盖层能否有效封盖大规模的正常高压气藏一直是众多地质专家担心的问题之一。XF14 井钻遇的盖层泥岩与位于 XF1-1 底辟构造 XF1C 井、XF11 井的明显不同^[22], 钻探揭示黄流组一段上部浅海泥岩厚达 220 m, 这套盖层不仅厚度大, 而且泥岩纯, 塑性强, 压实程度高, 具有超压(压力系数为 1.5~1.8), 分布范围广。XF14 井、XF4 井、XF1C 井和 XF11 井泥岩封盖性能综合比较表明, XF14 井泥岩盖层具有自然伽马高、密度最高、声波时差最小、泥岩突破压力最大的特征(表 1), 反映 XF14 井、XF4 井区泥岩封盖能力最好, XF14 井泥岩突破压力与砂岩排替压力之比达 150~200。XF13-1 中深层高温超压高产气田的发现, 表明盆地深部发育质量好、封闭能力强的优质泥岩盖层, 为莺歌海盆地异常高压气藏的富集提供了优质封盖条件。

表 1 XF14 井、XF4 井、XF1C 井和 XF11 井上中新统黄流组一段泥岩封盖性能综合比较
Table 1 Mudstone sealing property of the 1st member of Huangliu Formation of upper Miocene of wells XF14、XF4、XF1C and XF11

井名	泥岩井段/m	岩性	自然伽马 /API	密度/ (g·cm ⁻³)	声波/ (μs·ft ⁻¹)	泥岩突破 压力/MPa
XF14	2789~2906	泥岩为主夹少量粉砂质泥岩	110	2.578	89.879	5.16
XF4*	2789~2851	泥岩为主夹少量粉砂质泥岩	113	2.510	*	4.90
XF11	2510~2775	粉砂质泥岩为主夹薄层泥岩	70	2.510	95.860	3.71
XF1C	2430~2491	粉砂质泥岩为主夹薄层泥岩	91	2.517	98.549	0.22

注*: XF4 井泥岩井段无裸眼声波, 因固井质量不好, 套管声波资料不可靠。

2.3 天然气“早期、多源、垂向”运聚成藏

XF13-1 气田 XF14 井天然气以烃类气为主, 烃类气占 76.72%~79.47%, CO_2 为 13.87%~14.90%, N_2 为 6.11%~6.9%, 天然气干燥系数 ($C_1/\sum C_{1-5}$) 为 0.98, XF1-1 底辟背斜上的 XF11 井天然气干燥系数为 0.95。

天然气的甲烷碳同位素除与母源构成和成因类型有关外, 主要受热演化程度的控制。XF14 井天然气甲烷碳同位素 ($\delta^{13}\text{C}_1$) 为 $-37.67\text{‰} \sim -37.30\text{‰}$, 属于高成熟天然气, 但与底辟构造核部天然气甲烷碳同位素 -30.08‰ 相比偏轻, 可能与底辟构造外围岩性圈闭形成早、天然气相对早聚集成藏有关。

张士亚等^[21]通过对天然气重烃碳同位素研究认为, 天然气的重烃碳同位素虽然受热演化程度的影响, 但主要受源岩母质碳同位素的控制。通常由腐泥型有机质生成的天然气, 其 $\delta^{13}\text{C}_2 < -28\text{‰}$, 而由腐殖型有机质生成的天然气, 其 $\delta^{13}\text{C}_2 > -28\text{‰}$ 。XF14 井天然气 $\delta^{13}\text{C}_2$ 为 $-25.35\text{‰} \sim -26.15\text{‰}$, 反映天然气来源于腐殖型母质烃源岩。此外, 天然气的甲烷及其同系

物碳同位素组成具有局部倒转特征^[24], $\delta^{13}\text{C}_2 > \delta^{13}\text{C}_3 > \delta^{13}\text{C}_4$, 说明 XF13-1 气田天然气为不同成因类型、或同一源岩在不同演化阶段生成的天然气混合而形成的天然气藏。二氧化碳碳同位素 ($\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$) 为 $-5.6\text{‰} \sim -7.96\text{‰}$, CO_2 含量大于 10%, CO_2 为有机与无机混合成因的产物。XF14 井天然气与 XF1-1 气田莺歌海组发现的高成熟富烃天然气组成相似、碳同位素特征相近, 两者来源一致。据前人研究^[7], XF1-1 气田的高成熟富烃天然气主要来自下伏深埋、处于生气高峰期的中中新统梅山组富含腐殖型有机质的海相泥岩。

何家雄等^[25]研究认为, XF1-1 气田中中新统梅山组一段天然气(烃类气含量大于 87%), 属于该区第一、二期(早期)烃类气主充注期形成; 上中新统黄流组一段天然气(烃类气为 45.24%, CO_2 为 49.52%)属第三期(晚期) CO_2 的充注期形成。XF1-1 气田黄流组一段储层包裹体地球化学、生烃动力学研究表明, 烃类气自距今 3.7 Ma 以来开始大量充注, CO_2 在距今 0.4 Ma 之后充注(图 7)^[26]。

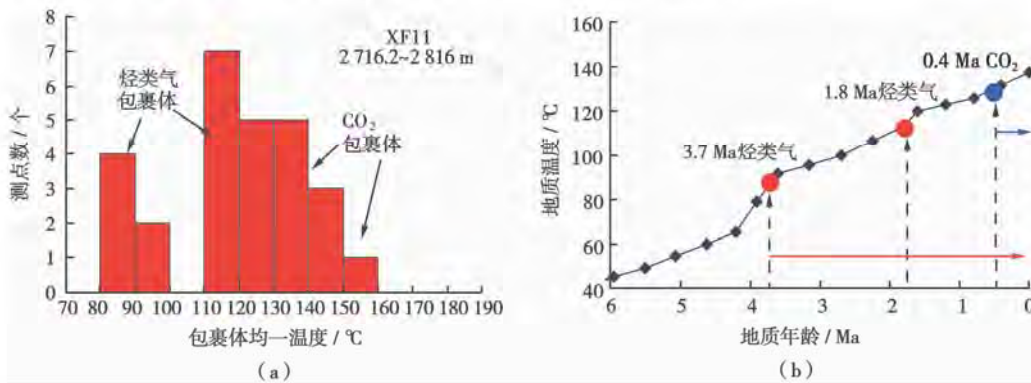


图 7 XF11 井上中新统黄流组一段储层流体包裹体均一温度和生烃动力学模拟的生气史

Fig. 7 The homogenization temperature of reservoir fluid inclusion in the 1st member of Huangliu Formation of upper Miocene in Well XF11 and hydrocarbon generation history simulation by kinetics method

因此, XF1-1 气田上中新统黄流组一段天然气具有“烃早充注、 CO_2 晚充注”成藏特点。对于 XF13-1 气田, 其岩性圈闭较底辟背斜圈闭的形成、定型早, 利于捕获早期生成的烃类气, 烃类气优先充注圈闭, 聚集成藏。

莺歌海盆地 XF 区油气成熟门限约 2 800 m (R_0 为 0.6%), 而主生气窗 4 300~5 700 m (R_0 为 1.3%~2.0%), XF13-1 气田气层埋深约 2 900 m, 其天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 为 $-37.67\text{‰} \sim -37.30\text{‰}$, 邻近地层埋深刚进入成熟, 高成熟天然气显然是从深部运移上来的。地震资料也显示断裂不仅仅在底辟构造区大量发育, 位于 XF1-1 底辟构造西部的 XF13-1 气田, 也可见为数众多的断裂/裂隙(图 8), 这些断裂/裂隙是沟通梅山组、三亚组烃源岩与黄流组一段储层的桥梁, 断裂活动结束于砂岩上覆的大套泥岩内。这些断裂提供了良好的

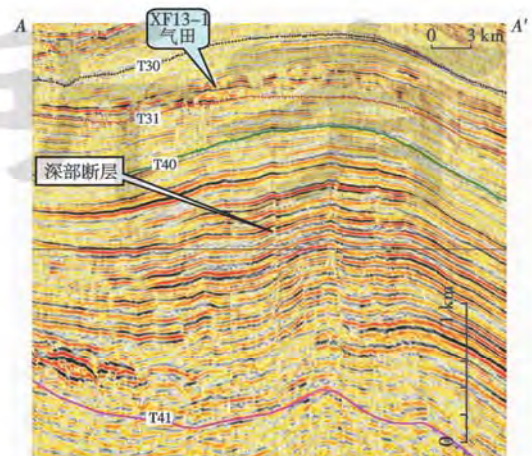


图 8 XF13-1 气田深部断裂特征(剖面位置见图 1)

Fig. 8 Fault feature in deep section of XF13-1 gas field (location see Fig. 1)

天然气垂向运移通道,因其活动强度、持续时间较底辟构造区弱、较早结束活动,与底辟构造区幕式聚集、处于聚集-散失-再聚集、供大于散的动态平衡成藏比较^[11],底辟外围在天然气保存条件上具有明显优越性。

与XF13-1气田砂岩相沟通的断裂活动开启时,地层压力迅速变化,深部地层中过剩压力不断降低,直至消失或断裂闭合。地下深部的梅山组、三亚组烃源岩生成的天然气沿断裂向上运移,进入浅部黄流组一段砂岩后,溶解-析出动平衡不断增大压差维持天然气的渗流。XF13-1气田上中新统黄流组一段大型重力流沉积砂岩储集体给以水溶相充注的天然气造就一个优越的析出空间,形成了大规模的高温超压条件下天然气聚集。高温超压地层条件下,天然气在地层水中的溶解-析出动平衡主要取决于温度、压力和水的矿化度。天然气在地层水中溶解-析出机制主要有两种:一种是天然气分子和水分子作用形成水合分子,另一种是天然气分子填充在水分子的间隙中。根据天然气在地层水中溶解度与温度、压力的关系实验研究,可将天然气溶解-析出过程划分3个阶段^[27]:第1阶段,低温缓慢递减阶段(0~80℃),随着温度的升高,甲烷水合能力降低,水分子间隙填充溶解气量亦在降低。在约80℃处,富含甲烷的天然气总溶解气量最小,对应深度约2000m左右,即水溶气在此深度范围更容易形成游离气藏。第2阶段,高温快速递增阶段(80~150℃),在压力相同,温度不同的条件下,随着温度的升高,地层水水合甲烷能力大幅增强,但水分子间隙填充能力继续降低,呈现出地层水的总溶解气量快速升高,该阶段对应地层深度范围约2500~4500m,该阶段早期有利于大量水溶气出溶成藏。第3

阶段,强高温缓慢递增阶段(>150℃),温度和压力对溶解度的影响幅度开始变小,曲线趋于平缓。对应地层深度约4500~5000m以下,欠饱和-饱和的地层水在该深度段因溶解能力下降而脱气的可能性较小。

底辟构造外围的上述天然气运聚方式与其断裂/裂隙相对较弱的开启条件有关,深部的梅山组、三亚组钙质泥岩分解的CO₂大量进入开启断裂的机率也较小,天然气藏中CO₂的含量也偏低,XF14井天然气中CO₂为13.87%~14.90%。综上分析,表明了底辟构造和底辟外围岩性圈闭天然气在成因、运聚时间、运聚方式等方面存在差异。

3 高温超压天然气成藏模式

以储层、封盖层、沟源断裂/裂隙三大成藏主控要素特征,构建了高温超压岩性型、背斜型2种天然气成藏模式,以指导莺歌海盆地高温超压领域油气勘探实践。

岩性型,指以梅山组—三亚组高成熟腐殖型泥岩为气源岩;以滨岸砂岩、三角洲砂岩在重力流作用机制下发育的重力流沉积砂岩为优质储层;砂岩储层物源进积方向与底辟背斜地层倾向相反,在底辟背斜外围形成岩性圈闭;同时底辟背斜外围也发育沟通深部异常超高压梅山组—三亚组气源岩的断裂;异常超高压梅山组—三亚组气源岩生成的天然气沿沟源断裂/裂隙垂向运移、优势聚集至浅部黄流组一段多期重力流沉积砂岩岩性圈闭,有利于纵向“多期重力流沉积砂体复式”成藏,能够形成较大规模、较高烃类组分、较高产能的气藏。如XF13-1黄流组一段高温超压、高产岩性气藏(图9)。该类岩性气藏,一方面因岩性圈闭形成

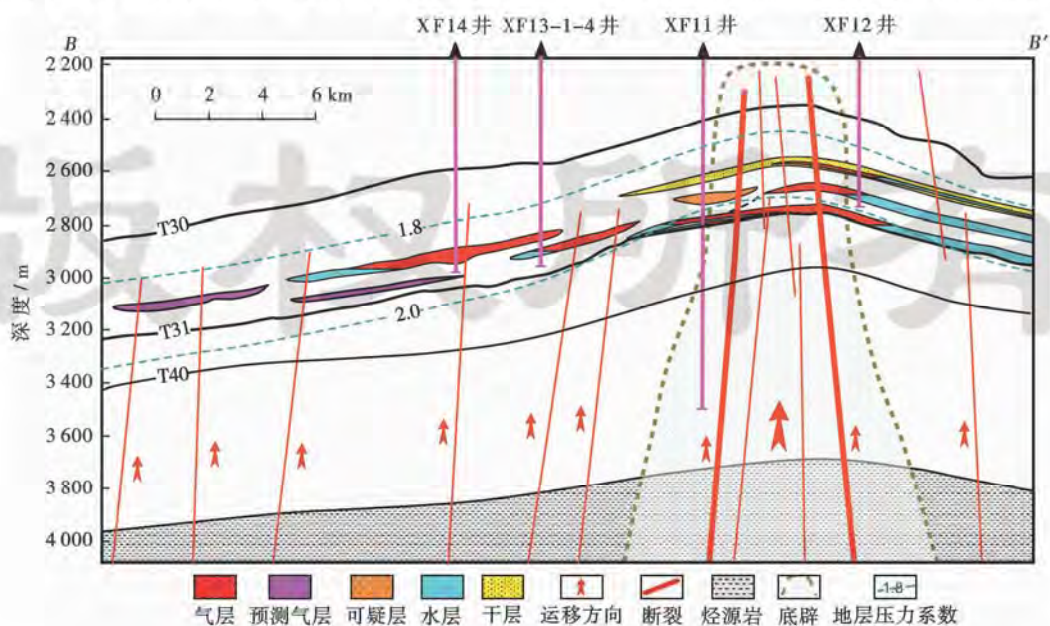


图9 莺歌海盆地高温超压天然气成藏模式(剖面位置见图1)

Fig. 9 The gas pooling pattern under high temperature and overpressure in Yinggehai Basin (location see Fig. 1)

早,较早地聚集烃类气,天然气组分好;另一方面,因分布于底辟背斜外围,断裂/裂隙发育程度弱、热流体幕式活动影响弱,天然气保存条件好。

背斜型,指以梅山组—三亚组高成熟腐殖型泥岩为气源岩,以浅海滩坝砂岩为储层,砂岩储层已分布于底辟背斜构造内,梅山组—三亚组气源岩生成的天然气沿沟源断层大规模垂向运移、聚集至底辟背斜构造浅海滩坝砂岩,气藏受构造控制,能够形成一定规模、产能的气藏。如XF1-1构造XF12井区黄流组一段高温超压背斜气藏(图9)。这类构造气藏,一方面因底辟幕式活动,圈闭定形晚,存在晚期CO₂充注,天然气组分不确定性大;另一方面,因底辟幕式活动强,断裂/裂隙发育且持续活动晚,天然气保存条件不如底辟背斜外围的岩性气藏。段海岗、潘校华等^[28]在研究南里海盆地下库拉凹陷高压异常与油气成藏关系时,认为地下孔隙流体压力控制着部分底辟构造孔隙流体流动、分布,油气成藏、分布于压力相对低的下倾地层中,构造翼部是主要的油气聚集区,而构造顶部油气富集程度差。

上述两种模式在天然气成藏特征与气藏规模方面均有所不同。岩性型形成于底辟背斜构造之外,近物源,发育优质储盖组合,且多套优质砂岩纵向叠置;中新世晚期发育沟源断裂/裂隙,烃源岩生成的油气可以顺畅地进入多套储盖组合的岩性圈闭成藏;岩性圈闭形成早,易于烃类气优先充注;离开底辟幕式构造活动中心,天然气聚集后保存条件好,因此岩性型能够形成较大规模的优质天然气聚集,成为高温超压天然气勘探的主要模式。背斜型气藏发育于中央底辟背斜带,由于远离主物源区,主要为浅海滩坝泥质粉砂岩为主,储层致密;处于底辟幕式构造活动中心,天然气保存条件、气组分不确定性较大,形成的背斜型气藏规模相对小。莺歌海盆地南部LD区也发育一系列与XF区相似构造和沉积条件的底辟构造,可能赋存有多样化的高温超压天然气成藏模式及气藏类型。

4 结论

(1) 莺歌海盆地高温超压高产气藏明显受以下3种要素的共同控制:①重力流沉积优质储层;②浅海相泥岩优质封盖层;③岩性气藏处于底辟构造外围,发育沟通深部梅山组、三亚组高成熟偏腐殖型烃源岩与黄流组一段储层的断裂/裂隙系统,且相比底辟构造核部幕式断裂活动,易于天然气运聚与保存。

(2) 多样化的高温超压天然气成藏模式及气藏类型,决定了莺歌海盆地高温超压领域具有较大的勘探潜力。在精细评价XF区西部的上中新统黄流组一段岩性气藏的同时,还应注重研究重力流作用机制下重力

流沉积砂岩储层沉积规律,寻找下一中中新统梅山组、三亚组岩性气藏;在加强岩性气藏勘探的同时,从热流体幕式活动、天然气聚—散动平衡、盖层封闭能力与储层能量配置等方面深化底辟背斜天然气保存条件认识。

(3) 高温超压天然气成藏主要要素综合研究对于进一步预测莺歌海盆地高温超压天然气勘探开发潜力具有重要意义。莺歌海盆地LD区发育一系列与XF区相似构造和沉积条件的底辟构造,可能赋存有多样化的高温超压天然气成藏模式及气藏类型,可借鉴XF区高温超压构造型、岩性型天然气成藏模式。研究成果较好地指导了近期勘探实践,新发现了XF西区XF13-1整装规模储量的商业性气田、XF1-1黄流组一段商业性气田。

致谢 中国海洋石油总公司湛江分公司研究院高级工程师黄保家、裴健翔、王立锋、张伙兰、高华等,中国石油大学(北京)黄志龙教授、中国科学院广州地球化学研究所肖贤明教授等也参加了研究工作,在此深表谢意!

参 考 文 献

- [1] 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,1997:44-126.
Gong Zaisheng, Li Sitian, Xie Juntao, et al. Basin analysis and hydrocarbon accumulation in the northern continental margin of South China Sea[M]. Beijing: Science Press, 1997: 44-126.
- [2] 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,2000:156-175.
Ma Qifu, Chen Sizhong, Zhang Qiming, et al. Overpressure basin and hydrocarbon distribution[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2000: 156-175.
- [3] Zhang Qiming, Hao Fang. Evolution and petroleum systems of the Ying-Qiong Basin[J]. Science in China: Series D, 1997, 40(5): 553-560.
- [4] 何家雄,陈伟煌,李明兴,等.莺-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.
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.
- [5] 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.
Huang Baojia, Xiao Xianming, Dong Weiliang, et al. Characteristics of hydrocarbon source rocks and generation & evolution model of natural gas in Yinggehai Basin[J]. Natural Gas Industry, 2002, 22(1): 26-30.
- [6] 何家雄,陈伟煌,钟启祥.莺歌海盆地泥底辟带浅层天然气成因及气源探讨[J].天然气地球科学,1994,5(6):15-27.
He Jiaxiong, Chen Weihuang, Zhong Qixiang. The discussion of shallow gas origin and source rocks of mud diapir belt in Yinggehai Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 1994, 5(6): 15-27.
- [7] 赵必强,肖贤明,胡忠良,等.莺歌海盆地东方1-1气田天然气来源与运聚模式[J].沉积学报,2005,23(1):156-161.
Zhao Biqiang, Xiao Xianming, Hu Zhongliang, et al. Origin and accumulation model of natural gases in the Dongfang 1-1 gas field of the Yinggehai Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2005,

- 23(1):156-161.
- [8] 戴金星. 中国东部和大陆架 CO₂ 气田(藏)及其气的类型[J]. 大自然探索, 1996, 15(4):18-20.
Dai Jinxing. The CO₂ gas fields(Pool)and the type of gas of eastern China and the continental shelf[J]. Nature Exploration, 1996, 15(4):18-20.
- [9] 沈平, 陈践发, 陶明信, 等. 莺歌海盆地天然气气源及运移的地球化学特征[J]. 天然气地球科学, 1996, 7(1):9-16.
Shen Ping, Chen Jianfa, Tao Mingxin, et al. The geochemical features of natural gas source and its migration in Yinggehai Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 1996, 7(1):9-16.
- [10] 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.
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.
- [11] 张敏强. 莺歌海盆地底辟构造带天然气运聚特征[J]. 石油大学学报:自然科学版, 2000, 24(4):39-42.
Zhang Minqiang. Migration-accumulation characteristics of natural gas in the diapir structure belt of Yinggehai Basin[J]. Journal of the University of Petroleum, China; Natural Science Edition, 2000, 24(4):39-42.
- [12] 董伟良, 黄保家. 东方 1-1 气田天然气组成的不均一性与幕式充注[J]. 石油勘探与开发, 1999, 26(2):15-18.
Dong Weiliang, Huang Baojia. Heterogeneity of natural gases and the episodic charging process; a case study for Dongfang 1-1 gas field, Yinggehai Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 1999, 26(2):15-18.
- [13] 郝芳, 邹华耀, 黄保家. 莺歌海盆地天然气生成模式及其成藏流体响应[J]. 中国科学 D 辑:地球科学, 2002, 32(11):889-896.
Hao Fang, Zou Huayao, Huang Baojia. Gas generation model and geo-fluid response, Yinggehai Basin[J]. Science in China Series D: Earth Sciences, 2002, 32(11):889-896.
- [14] 郝芳, 董伟良, 邹华耀, 等. 莺歌海盆地汇聚型超压流体及天然气晚期快速成藏[J]. 石油学报, 2003, 24(6):7-12.
Hao Fang, Dong Weiliang, Zou Huayao, et al. Overpressure fluid flow and rapid accumulation of natural gas in Yinggehai Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2003, 24(6):7-12.
- [15] 何家雄, 夏斌, 王志欣, 等. 南海北部边缘盆地西区油气运聚成藏规律与勘探领域及方向[J]. 石油学报, 2006, 27(4):12-18.
He Jiaxiong, Xia Bin, Wang Zhixing, et al. The regularity of oil and gas migration and accumulation and direction of exploration of northern south China sea continental shelf of the western[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(4):12-18.
- [16] 戴金星, 胡国艺, 倪云燕, 等. 中国东部天然气分布特征[J]. 天然气地球科学, 2009, 20(4):471-487.
Dai Jinxing, Hu Guoyi, Ni Yunyan, et al. Distribution characteristics of natural gas in eastern China[J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(4):471-487.
- [17] 裴健翔, 于俊峰, 王立锋, 等. 莺歌海盆地中深层天然气勘探的关键问题及对策[J]. 石油学报, 2011, 32(4):573-579.
Pei Jianxiang, Yu Junfeng, Wang Lifeng, et al. Key challenges and strategies for the success of natural gas exploration in mid-deep strata of the Yinggehai Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(4):573-579.
- [18] Harold G R, Marcus R. Turbidite systems in deep water basin margins classified by grain size and feeder system[J]. AAPG Bulletin, 1994, 78(5):792-822.
- [19] 姜在兴. 沉积学[M]. 北京:石油工业出版社, 2003:357-373.
Jiang Zaixing. Sedimentology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003:357-373
- [20] 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.
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.
- [21] 谢玉洪. 构造活动型盆地层序地层分析及天然气成藏模式——以莺歌海盆地为例[M]. 北京:地质出版社, 2009:29-109.
Xie Yuhong. Sequence stratigraphic analysis and hydrocarbon accumulation models in tectonically active basins; case study on the Yinggehai Basin [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2009:29-109.
- [22] 刘全稳, 何家雄, 陈国民. 莺歌海盆地中深层天然气成藏特征[J]. 天然气工业, 2005, 25(9):1-3.
Liu Quanwen, He Jiaxiong, Chen Guomin. Gas reservoiring characteristics of the medium-deep strata in Yinggehai Basin[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(9):1-3.
- [23] 张士亚, 部建军, 蒋泰然, 等. 利用甲乙烷碳同位素判识天然气类型的一种新方法[G]//地质矿产部石油地质研究所. 石油与天然气地质文集(第1集)中国煤成气研究. 北京:地质出版社, 1988:48-58.
Zhang Shiya, Gao Jianjun, Jiang Tairan, et al. A new method to identify natural gas type by carbon isotope of methane and ethane [G]//Petroleum Geology Research Section of Ministry of Geology and Mineral. Petroleum and natural gas geology collection (first episode) coal gas. China. Beijing: Geological Publishing House, 1988:48-58.
- [24] Fuex A N. The use of stable carbon isotope in hydrocarbon exploration[J]. Journal of Geochemical Exploration, 1977, 7:155-188.
- [25] 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.
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.
- [26] 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[R]. 湛江:中海油湛江分公司, 2011:207-269.
Xie Yuhong, Li Xushen, Tong Chuanxin, et al. Main controlling factors and exploration breakthrough direction of high temperature-pressure gas reservoir in Ying-Qiong Basin[R]. Zhanjiang: Zhanjiang Branch of China National Offshore Oil Limited Corporation, 2011:207-269.
- [27] 范泓澈, 黄志龙, 袁剑, 等. 富甲烷天然气溶解实验及水溶气析离成藏特征[J]. 吉林大学学报:地球科学版, 2011, 41(4):1033-1039.
Fan Hongche, Huang Zhilong, Yuan Jian, et al. Solubility experiment of methane-rich gas and features of segregation and accumulation[J]. Journal of Jilin University; Earth Science Edition, 2011, 41(4):1033-1039.
- [28] 段海岗, 潘校华, 罗曼, 等. 南里海盆地库拉凹陷异常高压与油气成藏[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(4):487-493.
Duan Haigang, Pan Xiaohua, Luo Man, et al. Abnormally high pressure and hydrocarbon accumulation in the Lower Kura Sag, South Caspian Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(4):487-493.