

莺歌海盆地东方13气田气水分布模式

于俊峰^{1,2}, 刘金稳¹, 王立峰², 晁彩霞², 胡昱¹

1 广东石油化工学院; 2 中海石油(中国)有限公司湛江分公司

摘要 气水分布复杂是莺歌海盆地东方13气田天然气勘探的难题。基于7口井岩性、测井解释的资料分析和2条连井剖面的对比,结合过井地震剖面解释、气田地质特征研究,揭示了东方13气田的气水空间分布规律和模式。研究表明:气藏主要分布在海底扇的水道发育部位,平面上呈低部位是水、高部位是气的边水气藏结构,从东方13-2构造至东方13-1构造的东部,气藏规模逐渐变小,且变得分散。地层水可分为统一边水、局部深切水道底水、致密砂岩引起的层内水等3种类型。局部深切水道底水和致密砂岩引起的层内水常见于东方13-2构造和东方13-1构造统一边水气藏的中部,这使得气藏的气水分布关系复杂化。基于气水关系和气藏规模推断,东方13气田是由东方13-2边水整装大型气藏、东方13-1边水中型气藏和东方13-1边部分散小型气藏构成,气水按该3种气藏模式有规律地分布。

关键词 气水分布; 气藏模式; 局部水; 东方13气田; 莺歌海盆地

中图分类号: TE122.3*3

文献标识码: A

0 前言

气水关系是天然气勘探开发中的难题^[1-8],尤其对于超压气藏而言更是如此,这主要是因为高温高压条件下,受气水过渡带多、储层非均质性强、地质构造条件复杂等因素的影响使得气水关系更加复杂。

近年来,碎屑岩气藏的气水关系研究主要针对气水边界(GWC)的致密砂岩段储层孔隙对气水渗流的影响,侧重于陆相盆地广泛分布的非连续性小型低渗砂岩的复杂气水分布现象,包括常温常压致密砂岩气水分布特点^[9]。而对于高温高压盆地,则注重分析致密储层中气水两相流动过程^[10],并探讨成岩演化过程对岩石地层条件下气水两相流动的影响^[11]。此外,Grundtner等^[11]的研究证实,在气水界面附近的致密储层和泥质含量高的储集体表现为更低的渗透率,同时也容易表现出含水特征。在天然气勘探开发实践中,厘清气水关系是气田开发阶段预测剩余储量分布,以及根据构造、储层特征和井产动态特征分析气水分布的关键^[12]。因此,应用不同类型的模式解决勘探开发中的复杂气水问题,将有助于提高钻探成

功率及经济效益。

位于莺歌海盆地中央底辟带的东方13构造的超压天然气勘探也同样遇到了气水分布不清的问题。主要表现为XF-14井钻获突破之后,大部分井钻遇了气水界面,但沿构造较高部位已探到气水界面的井再向低部位钻探,有部分井仍可发现气层,也有部分井钻遇纯水层。这些现象说明研究区气水关系复杂,此类问题严重制约了探井、评价井的部署。本次研究通过解剖东方13气田的气水分布规律,建立了不同气藏的气水模式类型,从而指导了井位部署,获得了良好的勘探效果。

1 地质概况

东方13气田位于莺歌海盆地中央底辟带东方1-1构造的西南翼,包括东方13-1和东方13-2两个构造(图1),它是近年来发现的以重力流海底扇为储集体的超压大气田^[13-16],其产层为中新统黄流组一段I、II气组。截至2013年12月底,该气田已发现探明储量达到千亿方规模,成为中国近海首个千亿方级高温超压气田。

收稿日期: 2018-09-18; 改回日期: 2020-05-13; 网络出版日期: 2020-06-10

本文受广东石油化工学院科研启动项目“南海北部水合物微裂隙系统输导成藏模式”(编号: 2018rc09)、国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”所属课题“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”(编号: 2011ZX05023-004)和广东省自然科学基金项目“地质封存过程中CO₂注入对断层稳定性的影响机理”(编号: 2018A030313433)共同资助

第一作者: 于俊峰,高级工程师,2002年获中国地质大学(武汉)学士学位,2007年获中国科学院广州地球化学研究所博士学位,主要从事南海油气地质研究工作。通信地址: 525000 广东省茂名市公馆镇科创路1号 广东石油化工学院石油工程学院520室; E-mail: yujf@gdupt.edu.cn

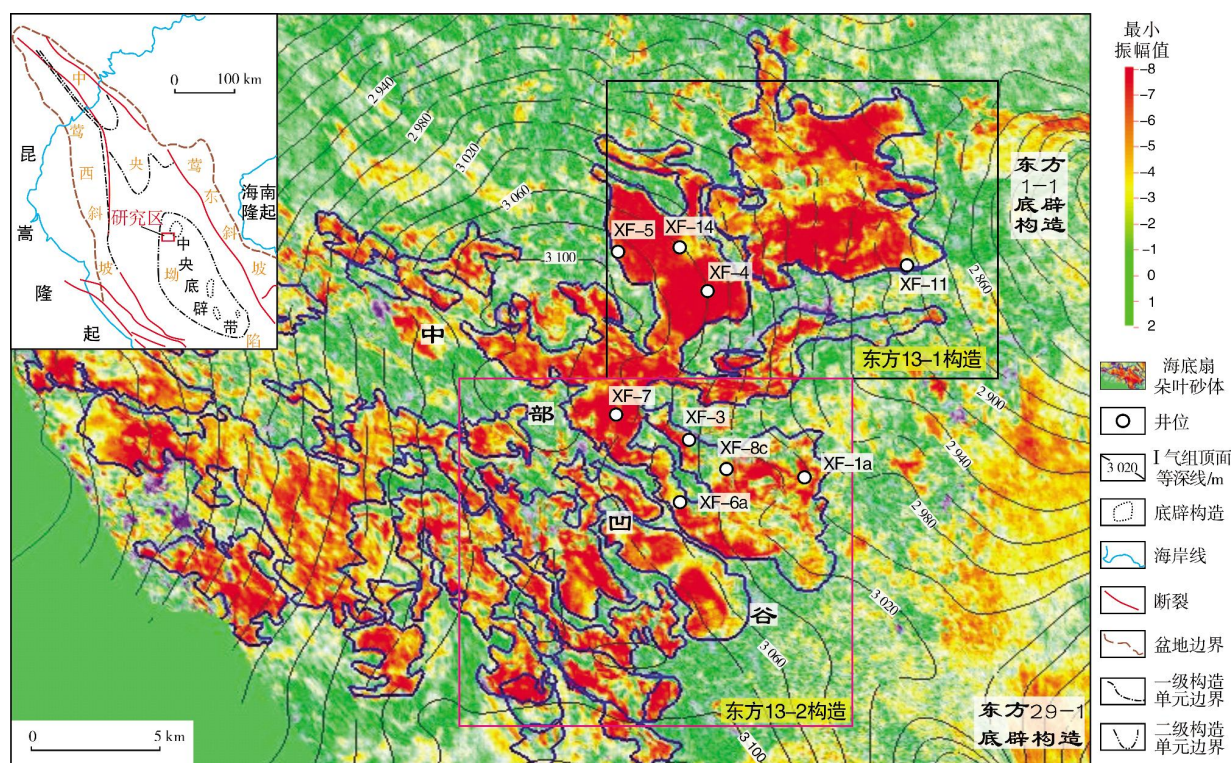


图1 莺歌海盆地东方13海底扇黄流组一段I气组砂体分布(据文献[17]修改)

Fig. 1 Distribution map of sand bodies of I gas formation of the Huangliu Formation Member 1 of Dongfang 13 submarine fan in Yinggehai Basin(cited from literature [17], modified)

东方海底扇是在昆崙隆起西物源二级坡折控制下形成的大型重力流沉积体系^[13-18],总面积约为1 600 km²,长度为52 km,主体部位宽度为28~46 km,最大沉积厚度达238 m。扇体向西延伸至莺西斜坡,向东超覆于东方1-1底辟构造西南翼,其间是中央底辟构造带与莺西斜坡的凹谷区,构成大型的“U”形体。

受复杂地形控制,研究区海底扇的主水道、分支水道十分发育,形成众多的侵蚀谷/侵蚀坑。地震剖面上表现为低频连续的强振幅反射,见“U”字形和“V”字形下切特征。扇体通常由厚层中—细砂岩、细砂质粉砂岩组成,为较强水动力下的沉积响应^[17]。重力流海底扇发育特征决定了从扇中至扇缘,海底扇水道规模逐渐减小,储层横向非均质性增强,层间、层内非均质性也随之变化,通常由纯净细砂岩渐变为粉砂岩及泥质粉砂岩。由于构造和储层的空间变化复杂,使得气藏的气水分布复杂化。

2 东方13气田气水分布规律

东方13气田的气藏整体上分布在海底扇的水道

发育部位(图2),呈现出低部位是水、向高部位过渡为气的边水气藏结构,这反映了厚层水道砂与气藏的相关性。同时,从东方13-2构造至东方13-1构造东部,气藏逐渐分散,规模变小,这也说明了气藏的规模受海底扇水道砂规模的控制。

由于东方13大型气田是以重力流海底扇为储集体的气藏系统,气、水的空间分布受构造地貌、海底扇储层结构的共同影响,因此,按地层水在气藏中的空间位置,可把东方13气田的气水分布划分为气藏统一边水、局部深切水道底水及由致密砂岩引起的层间水或层内水等3种类型。

2.1 气藏统一边水

气藏统一边水分布在东方13-1构造和东方13-2构造的较低部位,其中,东方13-1气藏边水被XF-5井钻遇,而东方13-2气藏的边水被XF-3井、XF-6a井和XF-7井所证实。

以东方13-2大型边水气藏为例,该边水位于东方1-1底辟构造西翼与莺西斜坡之间的凹谷区,即

大型的“U”形体凹槽区。图3的地震剖面反映了XF-6a井—XF-3井区为构造较低部位,发育大型水道,

切割深、分布广(图2);而向XF-1a井区不仅构造位置变高,且存在独立的深切水道(图2,图3)。

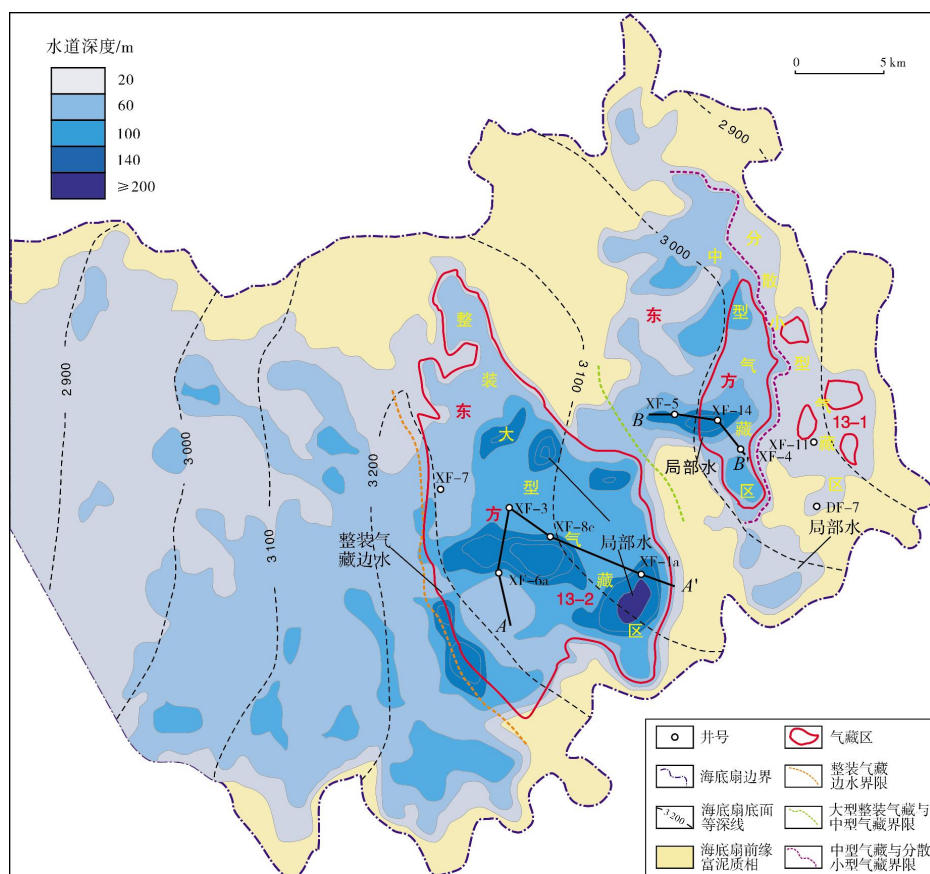


图2 莺歌海盆地东方13海底扇气水空间分布图

Fig. 2 Gas-water distribution of the Dongfang 13 submarine fan in Yinggehai Basin

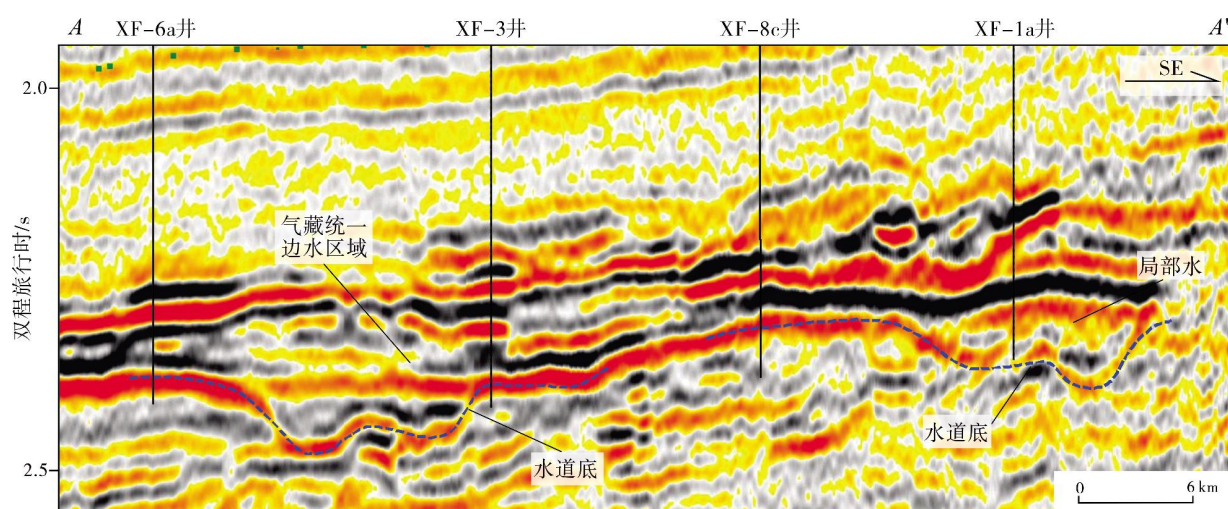


图3 莺歌海盆地东方13-2构造XF-6a井—XF-1a井地震剖面(剖面位置见图2)

Fig. 3 Seismic profile of Well XF-6a—Well XF-1a of Dongfang 13-2 structure in Yinggehai Basin (the location is shown in Fig. 2)

研究区钻井揭示:XF-3井、XF-6a井区是气藏边水,而XF-1a井区是局部水(图4)。边水在研究区已有3口井证实,包括XF-3井、XF-6a井和XF-7井,其中XF-7井的气水界面深度约为3180 m。这3口井测井反映的电阻率值均为 $2\ \Omega\cdot\text{m}$,该区已钻井的MDT测压点回归均在基线附近,而且利用地震资料的波阻抗反演剖面在该深度也揭示了代表气水界面的平点,结

合这3口井钻遇的岩性资料等综合分析,确定该气水界面之下的为边水^[17]。而该气水界面之上,XF-8c井的气层厚、水层薄(10 m);XF-1a井钻遇气层的同时,也钻遇30 m的含气水层/水层,其水层顶面深3102 m,高于XF-8c井水层顶面深度(3172 m),以及区域边水顶面深度(3180 m),这说明XF-1a井区的水是与XF-3井、XF-6a井、XF-8c井相独立的局部水。

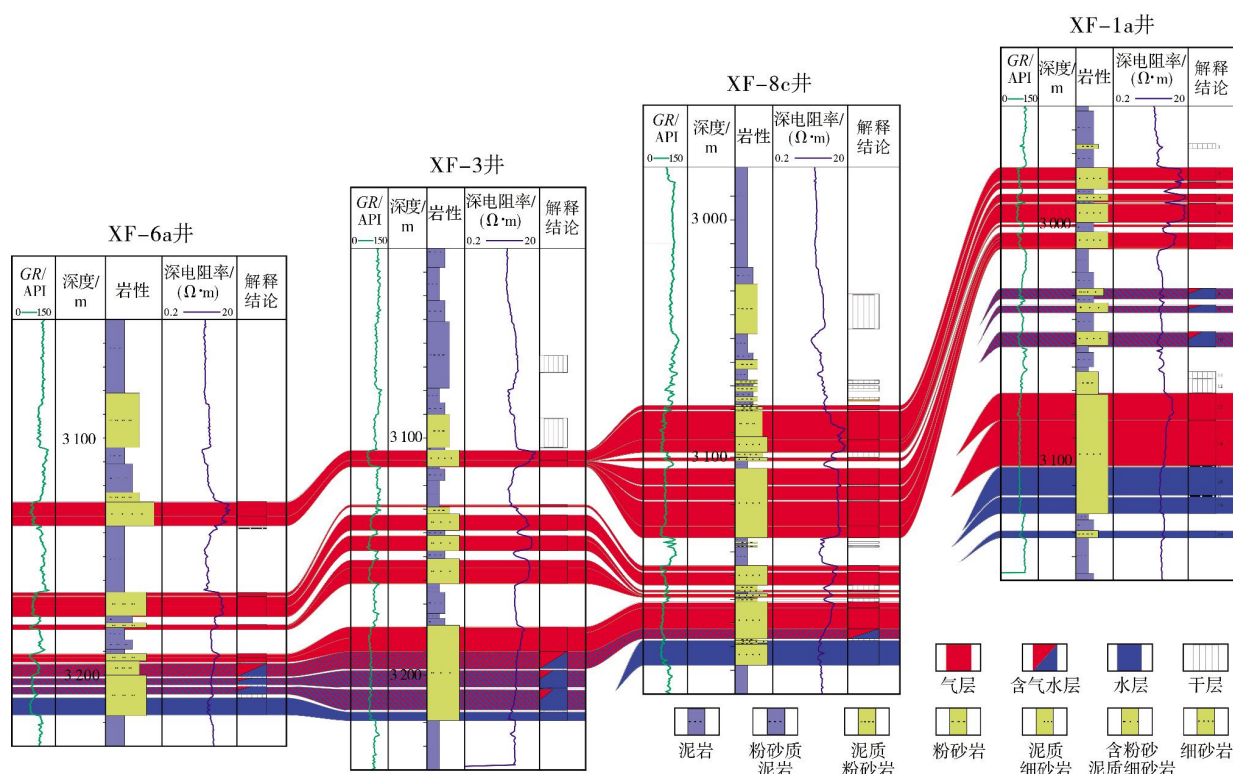


图4 莺歌海盆地东方13-2气藏XF-6a井—XF-1a井气水分布连井对比剖面

Fig. 4 Gas-water distribution profile of Well XF-6a—Well XF-1a of Dongfang 13-2 gas reservoir in Yinggehai Basin

东方13-1气藏的边水特征更加明显(图5,图6),因为该气藏构造幅度比东方13-2构造更大,气水空间结构更清楚。东方13-1气藏幅度近200 m,从XF-4井至XF-14井均为气藏范围,其中XF-14井钻遇水层,但地震剖面反映该水层是局部水(图5);而在XF-14井以西的XF-5井也钻遇水层,该水层的电阻率为 $2\ \Omega\cdot\text{m}$,而且XF-5井是气藏的低部位,因此基本可以确定该水层是边水。

统一边水是大型气藏的共同特点,盖层排替压力与流体压力间的差值决定了气柱高度,差值越大表明气藏排水能力越强,气柱高度就越大。但几乎所有的气藏都存在边水或底水,因为统一气藏低部位排水空间有限,即使仍有较强的剩余压差也会存在边水或底水。

2.2 局部深切水道底水

这种类型地层水分布在XF-1a井、XF-8c井、XF-14井等井区(图2,图4,图5),是受海底扇水道下切形成的局部负向地貌单元所控制,水道内地层水在油气成藏过程中未被充分驱替而残留形成。

局部水是海底扇强水动力条件下发育的主水道和分支水道微相的滞留物。局部水发育区,在地震反射上可见明显的水道下切侵蚀的“V”字或“U”字形特征(图3,图5),钻井见整套块状细砂岩或粉砂岩,并在水道底部发育粗砾碎屑,多见向下粒度逐渐变粗的正韵律沉积。因此,形成的残留水是具有自由流动性质的局部水。

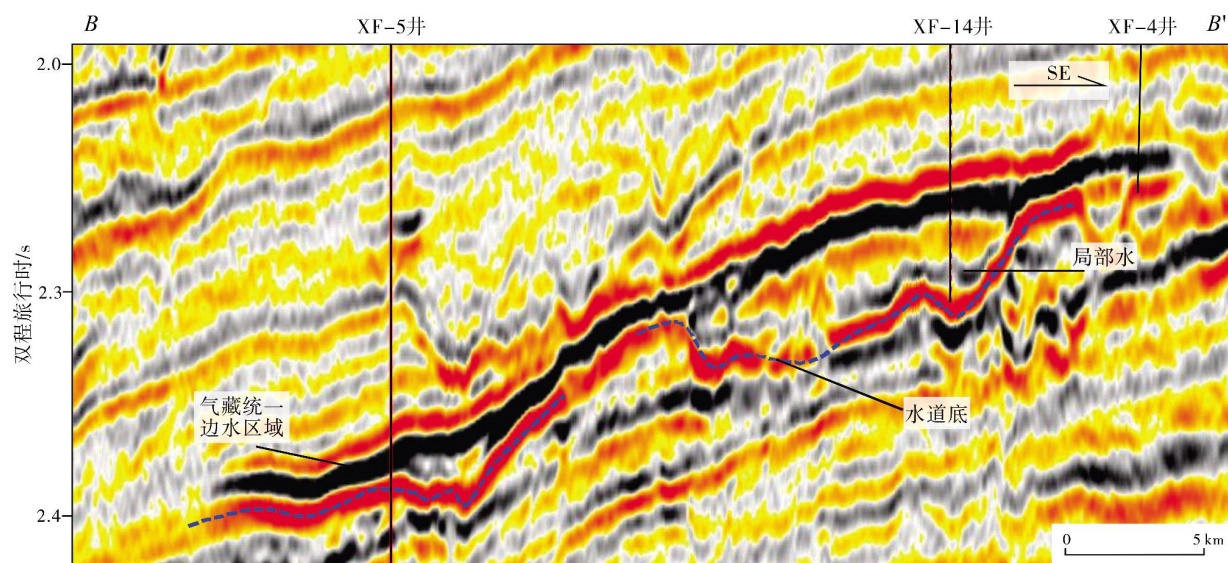


图5 莺歌海盆地东方13-1构造XF-5井—XF-4井地震剖面(剖面位置见图2)

Fig. 5 Seismic profile of Well XF-5—Well XF-4 of Dongfang 13-1 structure in Yinggehai Basin (the location is shown in Fig. 2)

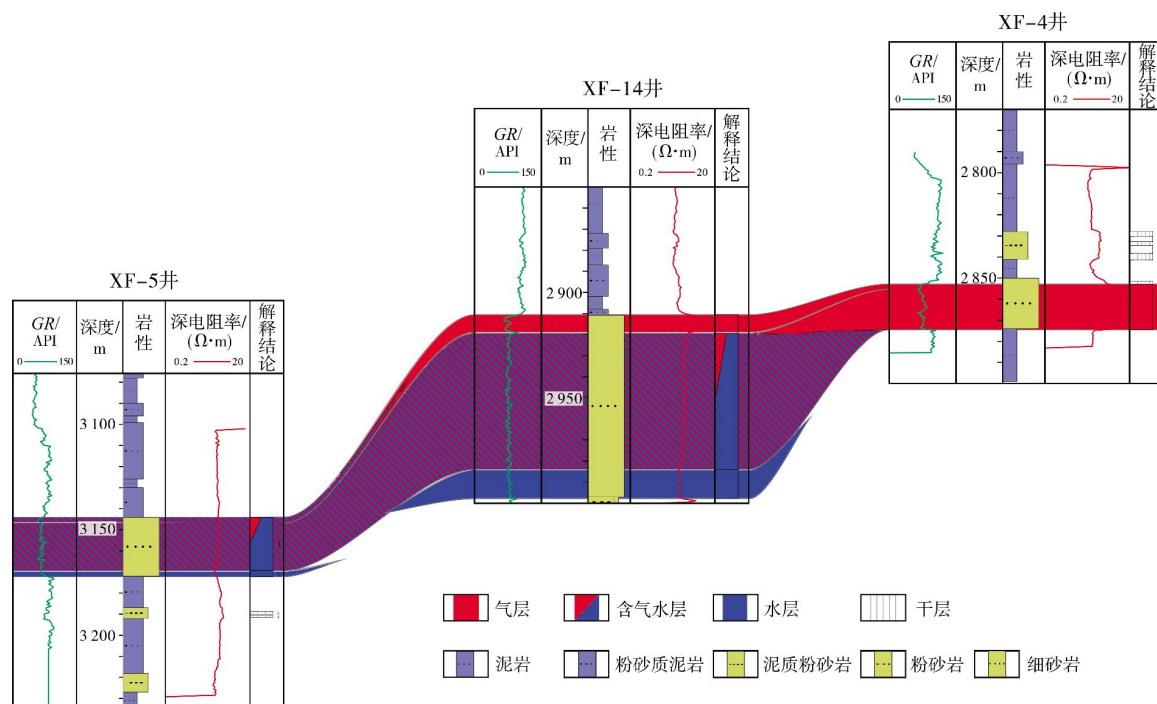


图6 莺歌海盆地东方13-1气藏XF-5井—XF-4井气水分布连井对比剖面

Fig. 6 Gas-water distribution profile of Well XF-5—Well XF-4 of Dongfang 13-1 gas reservoir in Yinggehai Basin

局部水在研究区常规储层超压气藏和含致密储层的超压气藏中均有发现,是由莺歌海盆地东方13气田多数井所证实的常见现象。受水道规模的控制,各井钻遇的局部水厚度有所差异,例如,XF-1a井区水道深126 m,钻遇的局部水厚度近30 m(图4);

XF-8c井区侵蚀水道深只有40 m,局部水钻遇厚度仅为10 m。这说明在整装气藏中,由于气藏压力产生的流体驱动力大小一样,所以,对局部水的排水能力也一致,水道坑越深,其残留的局部水越厚,而与其所处构造部位的高低关系不大。

2.3 致密砂岩引起的层内水

这种类型地层水仅分布在东方13-1气藏中部及高部位的小型气藏中,表现为气水过渡带或者致密砂岩水层。它的形成原因在于低渗储层孔喉中含水,使得气体流动需要一定的启动压力,当气驱压力低于启动压力时,气相流量为零,不能有效流动^[19-20]。当非均质储层内气柱不足以克服所有级别喉道的毛管阻力时,孔隙水被挤出的程度就不同,即气藏的排水分异程度存在差异,从而在纵向上形成不同的含水饱和度,即在纯气和纯水之间存在气水混相过渡带^[6,21]。

东方海底扇的致密砂岩是相对于常规储层的致密透镜体,一般渗透率小于 $1\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,往往与优质储层共生,这是高密度重力流具有由黏土到粗砂的宽广质点范围的缘故^[22]。XF-14井在I气组2912 m深

度附近钻遇厚89 m块状细砂岩,但仅顶部的8.4 m测井解释为气层(图7),气层段以下近80 m为含水水层和水层。而根据计算,该井钻遇的水道溢出点的深度为2954 m,这说明2920~2954 m的过渡段不是局部深切水道底水。通过核磁共振资料分析,发现该储层段渗透率仅为 $(0.1\sim0.3)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,镜下薄片鉴定表明这一砂岩段颗粒粒度为65~125 μm (中值90 μm 左右)(图7),远小于气层段的130~400 μm (中值177 μm),这反映气层段为优质储层,而过渡带是致密储层,因而气层段可动孔隙度高,而过渡带可动孔隙度低,孔隙水大部分为层内束缚水。

由此可见,这种情况下钻遇的水层其实是层间或者层内致密砂岩的束缚水形成的,常规测井的标志性特征就是气层段电阻率高,而向含水水层段或者气水同层段电阻率曲线幅度突变降低(图7)。

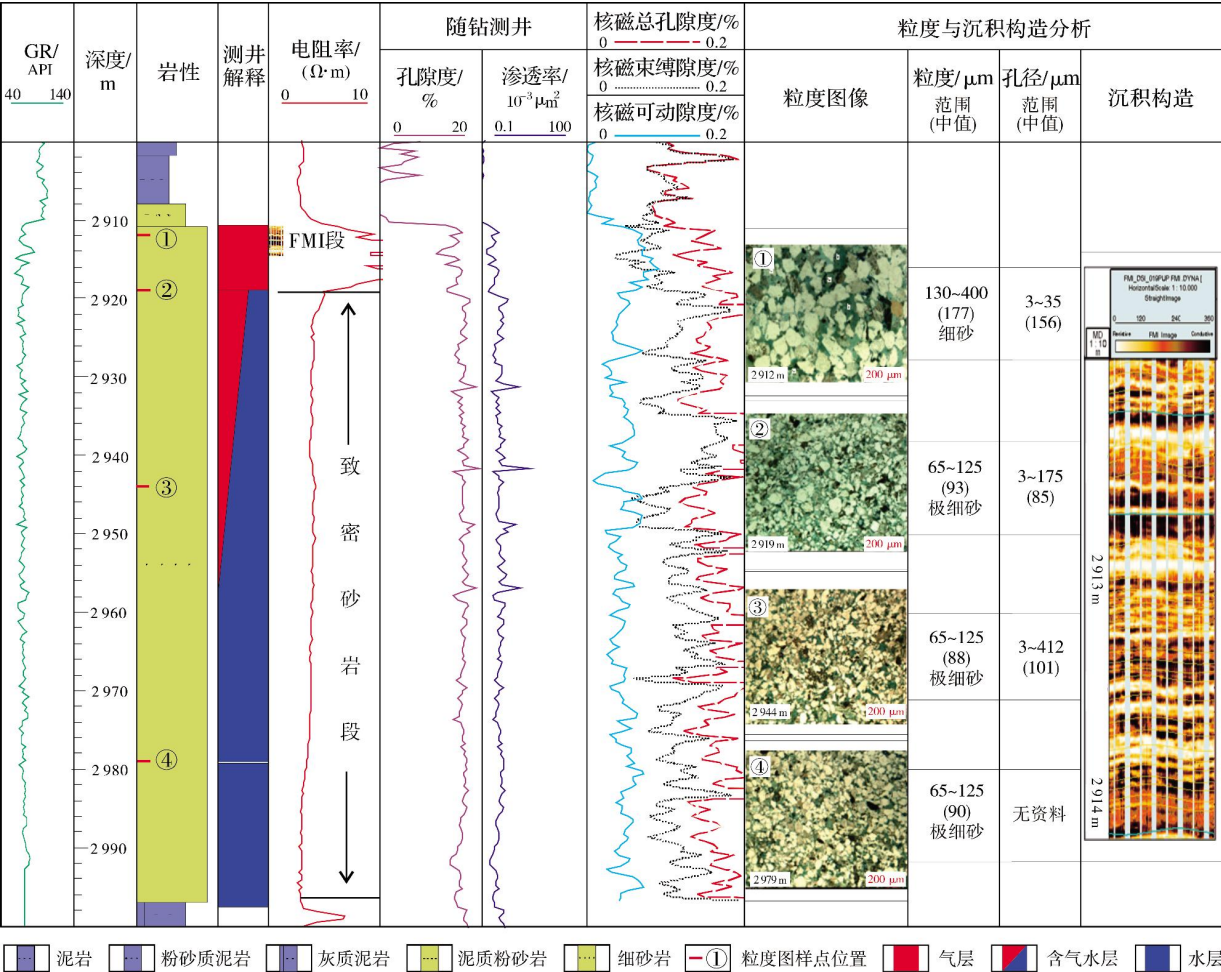


图7 莺歌海盆地东方13-1气藏XF-14井致密砂岩的岩电特征

Fig. 7 Petrological and electrical characteristics of tight sandstone of Well XF-14 in Dongfang 13-1 gas reservoir of Yinggehai Basin

3 气水分布模式

根据东方13气田水体所处的空间位置及与之接触的气藏规模关系,建立了东方13气田3种气水分布模式:东方13-2气田边水整装大型气藏模式、东方13-1气田边水中型气藏模式、东方13-1气田边部分散小型气藏模式(图8)。

3.1 东方13-2气田边水整装大型气藏模式

该气藏位于东方13-2构造的XF-6a井、XF-7井、XF-3井以东,气藏幅度250 m,储量规模近 $700 \times 10^8 \text{ m}^3$ (图8)。由前述可知,东方13-2气藏XF-6a井、XF-3井、XF-8c井、XF-1a井等均钻遇水层,但XF-1a井、XF-8c井钻遇的是局部深切水道底水,因为水层顶界面深度

比其他3口井要浅;而XF-3井、XF-6a、XF-7井钻遇了同一气水界面(深度3 180 m)附近,这说明是气藏边水,即东方13-2整装气藏的边水。东方13-2气田是整装气藏已经获得了证实;从气藏特征来看,东方13-2构造处于大型海底扇的源-汇轴向区,海底扇主体部位水道宽、流态高、储层厚,砂体分布稳定、物性好,为最优质储层,具有纵向砂层厚、横向均质性强的特点;实测岩心平均孔隙度为17.3%,平均渗透率为 $42.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ [23],为中孔中低渗储层;各井钻获气体组分中的烃类均占90%左右,碳同位素 $\delta^{13}\text{C}$ 值为 -24.17‰ ~ -23.14‰ ,与莺歌海盆地梅山组模拟芳香烃碳同位素值相当;凝析油密度为 $(0.81 \sim 0.82) \text{ g/cm}^3$;通过DST和MDT测压点压力值回归,压力点均在基线附近。上述的各种证据均证实东方13-2气田为整装气藏。

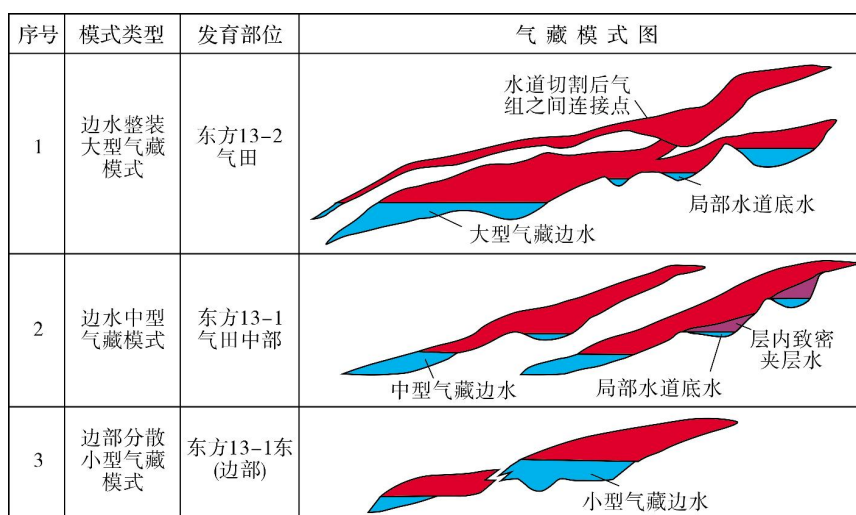


图8 莺歌海盆地东方13海底扇气藏气水分布模式

Fig. 8 Gas-water distribution model of gas reservoir of Dongfang 13 submarine fan in Yinggehai Basin

该整装气藏在深度3 180 m附近的区域边水以上,控制了约250 m的气柱高度。但气藏内也发育大小不一的切割水道,形成局部水,勘探过程中需根据地震、钻井、测井的基本标志判断气藏是否已探边。

通过东方13-2气田边水整装大型气藏的确定,可以明确气藏评价探边的极限部位,较准确地认识区域气水界面所圈定的气藏范围,从而避免向更低部位钻探所带来的损失。

3.2 东方13-1气田边水中型气藏模式

该类气藏位于东方13-2构造东北部—东方13-1构造中部,气藏规模在 $(100 \sim 200) \times 10^8 \text{ m}^3$ 之间,比

东方13-2气藏小(图8)。气藏DST测试获得了日产60多万立方米的高产天然气流,烃类气含量约80%,地层压力系数达1.9,压力回归均在基线附近,地层温度为 143°C ,属于强超压优质高产气层[14]。

钻井揭示,自XF-14井2 920 m深处向构造高部位为气层,向构造低部位至XF-5井区是水层(图6)。东方13-1气田边水中型气藏的储层均质性不如东方13-2构造。岩心测试化验数据显示,细砂岩物性最好,平均孔隙度、渗透率分别为19.4%、 $15.63 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;极细砂岩次之,平均孔隙度、渗透率分别为18.4%、 $3.33 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ [23]。这揭示了从海底扇扇中向扇体边缘,呈现水道砂规模逐渐减小,储层物性变差的趋势。

气水分布结构上,东方13-1气藏的特点是低部位的边水以上除了气层外,还发育规模不等、数量众多的水道,其规模为:长度1.4~4.1 km,宽度0.7~1.4 km,切割深度35~90 m。这种特征与东方13-2气田边水整装大型气藏模式相似,发育局部深切水道底水。例如XF-14井(图7),上部2 912~2 920 m段是气层,下部的含气水层是由致密砂岩引起的层内水(即束缚水表现为气水过渡带),再往下的水层是局部水道底水。

东方13-1气田边水中型气藏模式表明:在勘探实践中,如果气层段测井解释出气水同层、含气水层及水层,则需要根据高精度三维地震资料判断是否钻在水道部位,然后根据测井及取心资料确定是否存在致密砂岩透镜体,如果存在砂岩透镜体而未遇纯水层,且气层段电阻率较高($6 \Omega \cdot m$ 以上),则井点下倾方向仍可扩边勘探。

3.3 东方13-1气田边部分散小型气藏模式

该类气藏分布在海底扇边缘,位于东方13-1气田的高部位、东方13构造以南等地区(图2),以分散的、小型非连续点状气藏为特点(图8),并呈现独立的最小规模成藏单元,单砂体面积小于 10 km^2 。由于处于海底扇边缘,因此储层物性相对较差,天然气充注也不充分,气水分异不明显,气水比值较小。

该类型气藏在东方13-1区被XF-11井、DF-7井等多口井钻遇。DF-7井I_下气组小规模砂体的平均渗透率为 $6.34 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最小渗透率为 $1.14 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,这与东方13-1区主体部位I_下气组 $18.40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的平均渗透率相比较差;测井解释出11.2 m的气水同层,含水饱和度为64.9%~75.4%,但MDT在I_下气组2 734 m、2 745 m深处取得气样,说明存在小气藏,高部位含水饱和度会降低成为气藏。

在勘探实践中,海底扇边缘不连续砂体一般形成规模较小的独立单元气藏,特点是储层物性较差,含气饱和度低,气柱高度小,储量规模有限。这类气藏在勘探成本较低的区域虽然具有一定的经济价值,但在超压高风险高成本区则应该避免过多钻探。

4 结 论

(1)受控于黄流组西物源海底扇水道下切空间结构以及储层的非均质性,东方13气田主要形成了统一边水、局部深切水道底水和致密砂岩引起的层

内水等3种气水关系类型。局部深切水道底水和致密砂岩引起的层内水常见于东方13-2构造和东方13-1构造的统一边水气藏的中部,这使气藏的气水分布关系复杂化。

(2)基于气水关系和与之接触的气藏规模的研究,认为东方13气田是由东方13-2边水整装大型气藏、东方13-1边水中型气藏、东方13-1边部分散小型气藏构成,气水按这3种气藏模式有规律地分布。

(3)海底扇气田气水分布模式的建立可有效指导勘探部署:边水整装大型气藏的确定及区域气水界面的圈定避免了向更低部位钻探所带来的损失;在钻遇局部深切水道底水和致密砂岩引起的层内水的情况下,仍可以扩边勘探;在超压高风险高成本区,应避免过多钻探分散小型气藏。

参 考 文 献

- [1] LI Pingping, HAO Fang, GUO Xusheng, et al. Processes involved in the origin and accumulation of hydrocarbon gases in the Yuanba gas field, Sichuan Basin, southwest China [J]. *Marine and petroleum geology*, 2015, 59: 150-165.
- [2] 王波,陈义才,李小娟,等. 苏里格气田盒8段气水分布及其控制因素[J]. *天然气勘探与开发*, 2010, 33(2): 29-33.
- [3] 窦伟坦,刘新社,王涛. 鄂尔多斯盆地苏里格气田地层水成因及气水分布规律[J]. *石油学报*, 2010, 31(5): 767-773.
- [4] 张海涛,时卓,任战利,等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田盒8气藏含水特征及气水分布主控因素分析[J]. *现代地质*, 2011, 25(5): 931-937.
- [5] 尹晓贺. 川中地区上三叠统须家河组埋藏史恢复及重点构造气水分布控制因素探讨[D]. 成都:西南石油大学, 2006.
- [6] 位云生,邵辉,贾爱林,等. 低渗透高含水饱和度砂岩气藏气水分布模式及主控因素研究[J]. *天然气地球科学*, 2009, 20(5): 822-826.
- [7] 路中侃,魏小微,陈京元. 川东地区石炭系气水分布规律与保存条件[J]. *石油勘探与开发*, 1994, 21(1): 114-115.
- [8] 代金友,李建霆,王宝刚,等. 苏里格气田西区气水分布规律及其形成机理[J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(5): 524-529.
- [9] MO Fei, DU Zhimin, PENG Xiaolong, et al. Pore-scale analysis of flow resistance in tight sandstones and its relationship with permeability [J]. *Journal of natural gas science and engineering*, 2017, 44: 314-327.
- [10] FANG Jianlong, GUO Ping, XIAO Xiangjiao, et al. Gas-water relative permeability measurement of high temperature and high pressure tight gas reservoirs [J]. *Petroleum exploration and development*, 2015, 42(1): 92-96.
- [11] GRUNDTNER M L, GROSS D, LINZER H G, et al. The diagenetic history of Oligocene-Miocene sandstones of the Austrian north Alpine foreland basin [J]. *Marine and petroleum geol-*

- ogy, 2016, 77: 418-434.
- [12] JIA Ailin, MENG Dewei, HE Dongbo, et al. Technical measures of deliverability enhancement for mature gas fields: a case study of Carboniferous reservoirs in Wubaiti gas field, eastern Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum exploration and development*, 2017, 44(4): 615-624.
- [13] 裴健翔, 于俊峰, 王立峰, 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.
- [14] 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: DF14 井钻获强超压优质高产天然气层的意义[J]. *中国海上油气*, 2011, 23(4): 213-217.
- [15] 马勇新, 肖前华, 米洪刚, 等. 莺歌海盆地高温高压气藏水溶气释放对气水界面的影响[J]. *地球科学*, 2017, 42(8): 1340-1347.
- [16] 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.
- [17] 于俊峰, 裴健翔, 王立峰, 等. 莺歌海盆地东方 13-2 重力流储层超压气田气藏性质及勘探启示[J]. *石油学报*, 2014, 35(5): 829-838.
- [18] 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): 355-386.
- [19] 郭平, 黄伟岗, 姜贻伟, 等. 致密气藏束缚与可动水研究[J]. *天然气工业*, 2006, 26(10): 99-101.
- [20] 吴凡, 孙黎娟, 乔国安, 等. 气体渗流特征及启动压力规律的研究[J]. *天然气工业*, 2001, 21(1): 82-84.
- [21] 阮基富, 李新玲, 张苏. 充西须四气藏气水分布规律[J]. *天然气勘探与开发*, 2012, 35(1): 43-49.
- [22] 于兴河. 碎屑岩系油气储层沉积学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2002: 319-332.
- [23] 张伙兰, 裴健翔, 张迎朝, 等. 莺歌海盆地东方区中深层黄流组超压储集层特征[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(3): 284-293.

编辑: 黄革萍

Gas-water distribution models of Dongfang 13 gas field, Yinggehai Basin

YU Junfeng, LIU Quanwen, WANG Lifeng, CHAO Caixia, HU Gang

Abstract: The complex distribution of gas and water is a difficult problem in the exploration of natural gas in Dongfang 13 gas field, Yinggehai Basin. Based on the analysis of the lithology and logging interpretation data of 7 wells and the comparison of 2 cross-well sections, combined with the interpretation of the cross-well seismic section and the study of the geological characteristics of the gas field, the gas-water spatial distribution law and model in Dongfang 13 gas field are revealed. It is shown that the gas reservoirs are mainly distributed in the channel of submarine fan, with gas reservoir structure of the low part developing water and the high part developing gas edge water. From the Dongfang 13-2 structure to the east of the Dongfang 13-1 structure, the gas reservoir scale gradually becomes smaller and more dispersed. The formation water can be divided into three types: united edge water, local deep channel bottom water and inner layer water caused by tight sandstone. The bottom water and inner layer water are common in the middle of the edge water gas reservoir of the Dongfang 13-2 structure and the Dongfang 13-1 structure, which complicates the gas water distribution of the gas reservoir. Based on the gas-water distribution and the scale of gas reservoir, it is inferred that Dongfang 13 gas field is composed of Dongfang 13-2 edge water integrated large-scale gas reservoir, Dongfang 13-1 edge water medium-scale gas reservoir and Dongfang 13-1 edge dispersed small-scale gas reservoir. Gas and water are regularly distributed according to the three gas reservoir models.

Key words: gas-water distribution; gas reservoir models; local water; Dongfang 13 gas field; Yinggehai Basin

YU Junfeng, First author: Senior engineer, focused on Petroleum exploration and geological research in the South China Sea. Add: Room 520, Petroleum Engineering College, Guangdong University of Petrochemical Technology, No.1 Kechuang Road, Gongguan Town, Maoming, Guangdong 525000, China