

新疆 H 气田改建地下储气库的密封性评价

庞晶¹ 钱根宝² 王彬¹ 杨作明¹ 韦雅² 李一峰¹

1. 中国石油新疆油田公司勘探开发研究院 2. 中国石油新疆油田公司开发处

庞晶等. 新疆 H 气田改建地下储气库的密封性评价. 天然气工业, 2012, 32(2): 83-85.

摘要 中国石油新疆油田公司选定 H 气田改建地下储气库, 而该气田是否适合改建地下储气库其密封性则是关键因素。为此, 针对该区古近系紫泥泉子组气藏主要发育的 4 条近东西向南倾的逆断裂, 就其断层的断距、断层两盘岩性的对接关系, 结合生产动态特征定性研究了断层在侧向和垂向上的密封性, 并采用泥岩涂抹因子计算法对断层的密封性进行了定量评价。此外, 还利用地质综合分析法从宏观上对气藏盖层的密封性进行了评价, 同时通过实验从微观角度研究了盖层的密封性(评价参数包括孔隙度、渗透率、突破压力、微观结构等)。结果表明: 气藏断层和盖层的密封性好, 符合改建地下储气库的要求。

关键词 准噶尔盆地 地下储气库 密封性 断层 盖层 泥岩涂抹因子 渗透率 断距

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2012.02.020

为保证北疆地区稳定供气 and 西气东输二线战略安全, 中国石油新疆油田公司选定 H 气田改建地下储气库。地下储气库密封性能的好坏不仅直接决定了储气库能否储存天然气, 还关系到储气库周围人民的生命财产安全^[1]。为此, 对 H 气田储气库的密封性进行研究, 主要包括对断层密封性和盖层密封性的评价。

H 气田位于准噶尔盆地, 距 H 县东约 4.5 km。H 气田整体构造形态为近东西向展布的长轴断背斜, I 号断裂将背斜切割为上、下盘两个断背斜。断裂上盘构造从完整背斜变为断鼻, 下盘古近系紫泥泉子组地层倾角总体上呈西陡东缓, 构造高点在 H2006 井与 H2004 井之间。断鼻面积为 28.6 km², 闭合幅度 180 m, 高点埋深 3 470 m, 目地层上部为一套比较稳定的泥岩隔层, 可作为直接盖层, 南边由 I 号逆掩断裂封堵, 圈闭条件较好。

H 气田紫泥泉子组气藏主要发育 4 条近东西向南倾的逆断裂(图 1), 其中断穿紫泥泉子组地层的断裂有 3 条: I 号断裂、II 号断裂及 III 号断裂。

1 断层密封性

断层密封性是指断层上下盘岩石或断裂带与上下盘岩石由于岩性、物性等差异导致排替压力的差异, 从

而阻止流体继续通过断裂带或对应上下盘的性质, 在地质空间上表现为垂向密封性和侧向密封性。

1.1 断层垂向密封性

紫泥泉子组上覆一套稳定的泥岩盖层, 厚度约为 838 m, I 号断裂断开侏罗系—新近系(图 2), 虽然 I 号断裂断穿安集海河组区域盖层, 断层断距介于 60~200 m, 但由于该断裂为挤压型逆断层, 加之区域盖层厚度大, 因此推断该断层在垂向上具备密封作用。同时从生产动态资料上看, 区内所有井在安集海河组上部的地层中均未见油气显示, 进一步证明 I 号断裂在垂向上是密封的。II 号断裂、III 号断裂垂向上均未断穿该区的区域盖层, 因此断层在垂向上具有密封作用。

1.2 断层侧向密封性

II 号断裂和 III 号断裂断距较小, 介于 20~40 m, 未断开储层, 因此主要研究 I 号断裂的侧向封堵性。

从地震解释成果上来看, I 号断裂下盘紫泥泉子组二段地层直接与上盘紫一段地层对接(图 3), 紫二段储层以细、粉砂岩为主, 物性好, 而紫一段地层岩性明显变细, 以粉砂岩为主, 泥质含量增加, 物性变差。同时 I 号断裂上盘紫泥泉子组泥岩厚度较下盘明显偏厚, 且越靠近断面, 泥岩厚度越厚, 随着上盘泥质含量的增加, 断层两侧易形成砂泥并置局面。故断层两侧

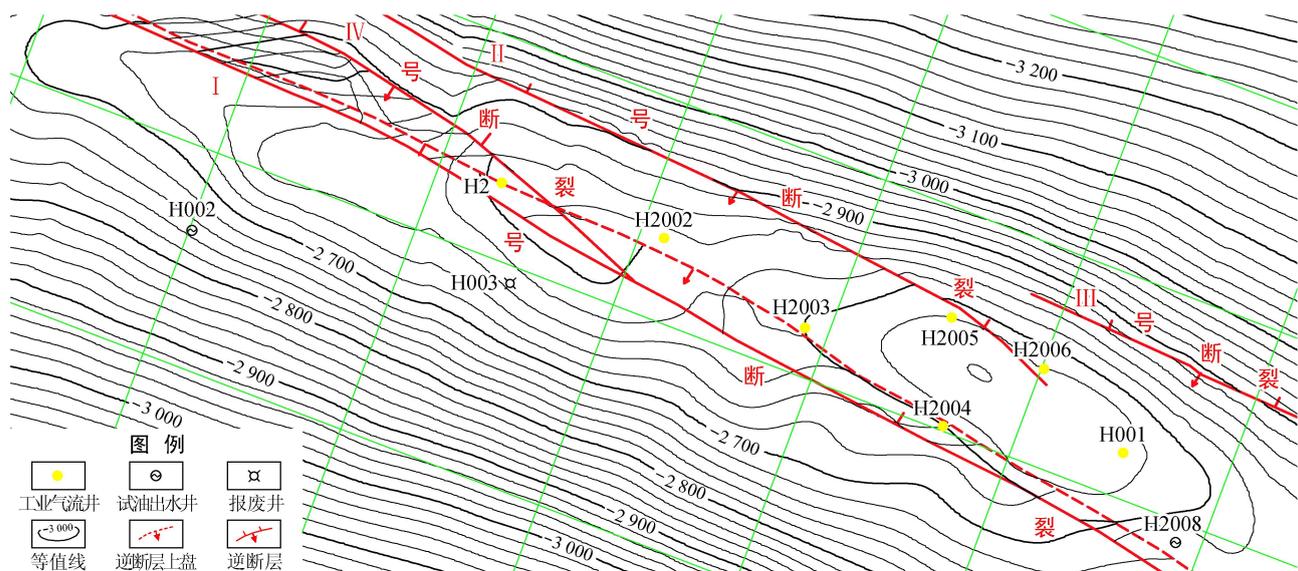


图 1 克拉玛依气田紫泥泉子组顶界构造图

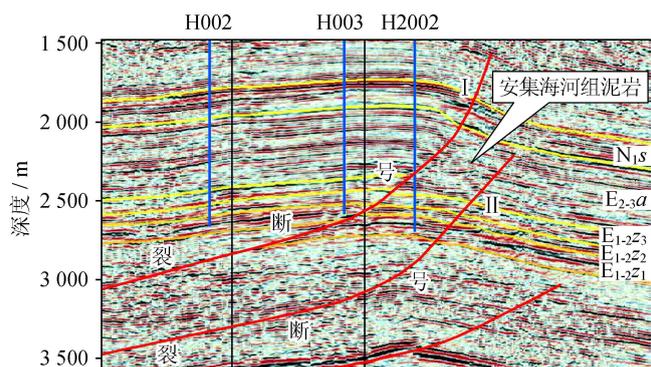


图 2 过 H002-H003-H2002 井连井地震解释剖面图

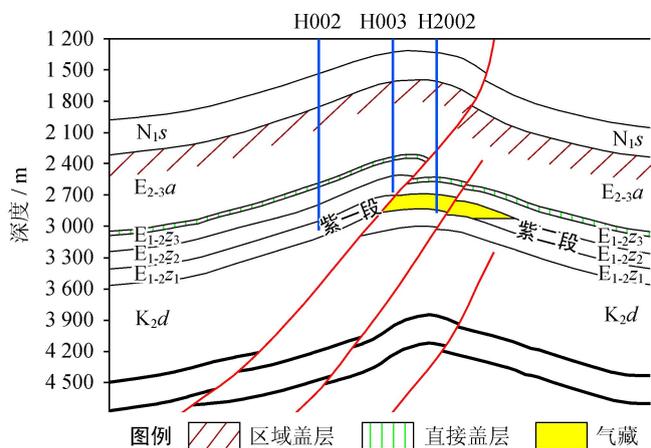


图 3 过 H002-H003-H2002 井地震地质解释剖面图

岩性对接关系表明,断层在侧向上具有一定的密封性。

结合生产动态资料,断层两侧目的层紫二段均有砂体发育,断层下盘 H2002 井在紫二段产气,在断层上盘

的构造高点,新完钻的评价井 H003 井海拔明显高于 H2002 井,但在紫二段却未见油气显示,试气结果为干层,进一步证明了 I 号断裂具有较好的侧向密封性。

定量上,利用泥岩涂抹因子 (SSF, Shale Smear Factor) 算法来进行断层的密封性评价^[2],算法如下:

$$SSF = \Delta Z / \sum H_{\text{泥页岩}}$$

式中 H 为泥页岩—目的层段单层泥页岩厚度; i 为目的层段泥页岩层数; ΔZ 为断层垂直断距。

SSF 值越小,连续涂抹的可能性越大,因而在断层上形成一个封堵层。SSF < 7 时,断层一般是封堵的,SSF > 7 时,页岩涂抹可能变得不完整。I 号断裂垂直断距介于 60~200 m,紫泥泉子组内部泥岩隔夹层总厚度为 60 m。根据以上公式,得出 I 号断裂在紫泥泉子组内部的 SSF 介于 1~3.3,小于封堵的定量标准,从定量上同样证明了断裂在侧向上具有封堵性。

综合上述分析,该区内的 3 条断裂在垂向上都具备密封性,南部 I 号断裂在侧向上具备密封性,因此断裂的密封性较好。

2 盖层密封性

盖层的密封性评价包括宏观密封性评价和微观密封性评价^[3-4]。

2.1 宏观密封性

2.1.1 区域盖层密封性

区域盖层的稳定分布是储气库整体封闭条件好的有力保障。在目的层紫泥泉子组上段普遍发育一套安集海河组泥岩盖层,可以作为该区一套稳定的区域性盖层。盖层的岩性主要为灰色、灰绿色泥岩,厚度约为

838 m,且全区稳定分布,因此该区的储层区域盖层岩性好,厚度大,平面分布广泛,是有效的区域盖层。

2.1.2 直接盖层密封性

气藏直接盖层为上覆的一套泥岩,质地比较纯,分布较为稳定,虽然其平均厚度只有 8.03 m,但泥岩盖层随着埋深的增加,其压实程度增高,孔隙度、渗透率随之减小,排驱压力增大,其封闭性能也不断增高。H 气田直接盖层的埋深大于 3 000 m,并且已经经历了长期的地史时期却未遭到破坏,说明其盖层条件及盖层的封闭性是很好的,封闭类型为物性封闭(即毛细管压力封闭)。因此,从岩性和厚度的条件上来看,直接盖层条件较好,满足了储气库的要求。

2.2 微观密封性

微观上盖层封闭能力主要取决于岩石的渗透性,即盖层的渗透能力,评价参数包括由实验手段获得的孔隙度、渗透率、突破压力、微观结构等参数。

2.2.1 孔隙度、渗透率特征

通过泥岩盖层样品实验分析,求得平均孔隙度 4.1%,平均渗透率为 0.028 mD,盖层的渗透能力差。

2.2.2 突破压力

衡量盖层封闭能力大小的直接标志就是在一定地质条件下封闭烃柱的高低,其可由突破压力的大小获得,同时与气藏的压力系数、埋藏深度也有关系。该区压力系数为 0.96,属于正常压力系统,因此对应的压力系数选择 1.00;紫二段埋藏深度介于 3 500~3 650 m。根据不同埋深不同气柱高度所需的最小突破压力经验值(表 1),3 500 m 埋深封闭 200 m 气柱高度需要的突破压力不到 2.0 MPa,而该区实验分析所得上覆泥岩的突破压力介于 2.0~3.0 MPa,故可封闭的气柱高度大于 200 m,而储层圈闭的幅度仅为 180 m,小于可封闭的气柱高度,因此该区的泥岩盖层对储层是非常有效的,即当圈闭完全注满气体时,泥岩盖层也可封

闭紫二段储层。

2.2.3 吸附特征

通过实验分析岩石的孔径分布特征来研究。孔径分布是通过分析孔隙分布特点来判断研究盖层性能。根据各种不同类型的孔隙结构分布形态,可以分为集中型、双峰型、分散型、不规则型 4 种类型。其中泥质岩主要呈集中型,孔径分布小于 10 nm 的微孔隙含量介于 80%~90%。该区的实验分析表明,样品的平均孔径均小于 7 nm,孔隙分布形态呈集中型,其中大部分的孔径都小于 10 nm,因此相对应的突破压力较高,盖层封闭性较好。

2.2.4 压汞实验

通过压汞实验绘制的毛细管压力曲线分析孔隙喉道等微观结构参数。该区分析测得的样品排驱压力较高,分布于 3.82~14.47 MPa,毛细管的中值压力介于 65.30~73.69 MPa,孔喉中值半径介于 0.011~0.010 μm ,最大喉道半径不超过 0.200 μm ,说明泥岩盖层孔喉很细小,不易于气体的运移。

通过上述的微观实验综合分析可以得出,该区的泥岩盖层具有良好的封盖天然气的条件。

3 结论

1) I 号断裂断距大,断裂下盘紫二段地层直接与上盘紫一段地层对接,且紫二段储层岩性和物性较紫一段好,断裂在紫泥泉子组内部的泥岩涂抹因子 $SSF=1\sim 3.3$,从定性、定量的角度证明了断层在垂向上和侧向上是密封的。

2) H 气田储气库的泥岩区域盖层厚度大,直接盖层分布稳定、埋藏深。盖层的渗透能力差,突破压力介于 2.0~3.0 MPa,平均孔径均小于 7 nm,孔隙分布形态呈集中型,从宏观和微观角度确定 H 气田盖层的密封性好,符合改建地下储气库的要求。

参 考 文 献

- [1] 王希勇,熊继有,袁宗明,等.国内外天然气地下储气库现状调研[J].天然气勘探与开发,2004,27(1):49-51.
- [2] 徐海霞,赵万优,王长生,等.断层封闭性演化史研究方法及应用[J].断块油气田,2008,15(3):40-42.
- [3] 赵树栋,王皆明.天然气地下储气库注采技术[M].北京:石油工业出版社,2000.
- [4] 华爱刚,李建中,卢林生,等.天然气地下储气库[M].北京:石油工业出版社,1999.

表 1 压力系数为 1.00 时,不同埋深、不同气柱高度所需的最小突破压力表 MPa

埋藏深度/m	气柱高度为 50 m	气柱高度为 100 m	气柱高度为 200 m	气柱高度为 500 m	气柱高度为 1 000 m
1 000	0.48	0.96	1.92	4.80	9.60
1 500	0.44	0.88	1.76	4.40	8.80
2 000	0.43	0.85	1.69	4.88	8.45
2 500	0.42	0.83	1.66	4.16	8.32
3 000	0.41	0.82	1.64	4.10	8.20
3 500	0.40	0.80	1.62	4.05	8.10
4 000	0.39	0.79	1.58	3.96	7.90