

储层包裹体古压力的求取及其与成藏关系研究^{*}

——琼东南盆地崖21—1构造实例剖析

胡忠良^{1,2} 肖贤明¹ 黄保家³

(1.中国科学院广州地球化学研究所有机地球化学国家重点实验室

2.中海石油南海西部公司研究院 3.中海石油湛江分公司技术部)

胡忠良等.储层包裹体古压力的求取及其与成藏关系研究.天然气工业,2005;25(6):28~31

摘 要 文章通过对琼东南盆地崖21—1构造陵水组砂岩储层中的次生气态烃包裹体和同期盐水包裹体的精细分析并与崖13—1气田包裹体特征进行比较性研究,利用PVTsim软件模拟计算了包裹体的捕获温度和压力,进而探讨储层古压力的演化与天然气充注的关系。结果表明,崖21—1构造渐新统陵水组储层大约在上新世早期压力系数已高达1.65(强超压),上新世晚期压力系数已达到1.98,推测超压形成时间大约开始于晚中新世早期,早于崖南凹陷斜坡崖城组烃源岩大量生排气阶段,妨碍了天然气的大量充注,未形成商业性气田。可见,精细地分析高压储层压力的演化及其与烃源灶生排烃高峰的关系,可减少高压成藏系统勘探风险。

主题词 琼东南盆地 包体(地质) 超压 气源岩 气藏形成 勘探

琼东南盆地崖21—1构造位于北临崖南凹陷南靠乐东凹陷。该背斜构造被走向近东西、断面各自向北和向南倾斜的两条断层夹持,具有与崖13—1构造相似地质背景(图1)。在该构造上共钻探4口

储层包裹体特征分析和捕获压力的模拟计算,探讨构造储层流体古压力特征及其时空演化与供烃灶天然气生成运移乃至成藏的关系,为高压环境的成藏机制研究提供借鉴。

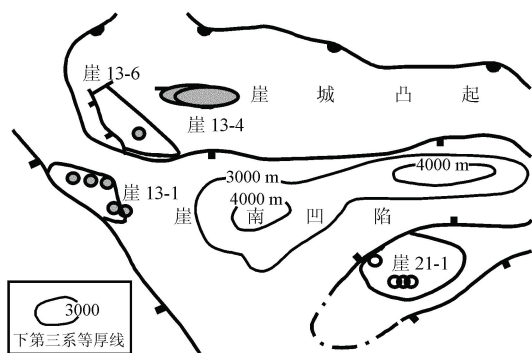


图1 琼东南盆地崖21—1构造位置图

井,未获商业发现,仅崖21—1—3井和崖21—1—4井陵三段储层、崖城组砂岩电测解释为含气水层,压力系数2.0~2.2,地温梯度约为4.0℃/100m。由此引起了人们对本区高温高压条件油气成藏机制的普遍关注:是储层形成高压时间较早阻碍了供烃灶天然气的大量、顺畅注入,还是由于盖层的破裂使天然气遭受了散失呢?笔者旨在通过对崖21—1构造

一、储层流体包裹体特征及期次

根据该构造崖21—1—3井唯一测试层4630~4639.5m获得天然气样品分析结果,以甲烷为主(71.5%),其次是CO₂(含量24%),N₂含量很低,干燥系数(C₁/C_{1~5})高达0.95,与崖13—1气田含气水层天然气的组成特征非常相似。崖21—1—4井陵水组4960~4970m井段采集的槽面气的甲烷 $\delta^{13}\text{C}_1 < -40\text{‰}$,接近崖13—1气田天然气的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值($-34.4\text{‰} \sim -39.9\text{‰}$)。反映出崖21—1构造聚集的少量天然气与崖13—1气田具有同源的特征(Zhang Q M, 2002)。

为了进一步研究天然气的充注历史,我们在崖21—1构造陵水组、崖城组含气水层和水层采集了20多个包裹体样品,岩性主要为石英砂岩,次为长石石英砂岩,长石以正长石为主,多发生碳酸盐岩化和粘土化,但其晶形和近正交的两组解理仍然保存,成岩作用较强。包裹体比较发育,但个体较小,绝大多

^{*} 本文得到中国科学院广州地球化学研究所有机地球化学国家重点实验室开放基金资助(OGL200302)。

作者简介:胡忠良,1955生,高级工程师;1981年毕业于同济大学海洋地质专业;现任中国海洋石油南海西部公司研究院院长。地址:(524057)广东省湛江市。电话:(0759)3901849。E-mail:huzl@cnooc.com.cn

数在 $5\sim 10\ \mu\text{m}$ 之间,大者可达 $40\sim 50\ \mu\text{m}$,成群状和串珠状分布于石英颗粒次生加大边及裂隙中。这些次生包裹体主要以下包括以下4类。①纯气态烃包裹体。次圆形、不规则形, $6\sim 10\ \mu\text{m}$,发弱黄色荧光。②气态烃包裹体。形状及大小与纯气态烃包裹体相似,气/液两相,气相占 $50\%\sim 80\%$,液相无色透明主要是盐水。③含烃气盐水溶液烃包裹体。气/液两相,气相一般呈圆球形气泡带浅褐色,与液相共存,气相/液相间有黑环界线,可见气泡在不停地跳动,它与液相的界线是一黑圆圈;盐水溶液中,含有一定的烃类,有时能发弱荧光,特别是气泡及包裹体壁上荧光较强。气/液比为 $8\%\sim 30\%$ 。④ CO_2 包裹体。数量比较少, $8\sim 13\ \mu\text{m}$ 。液—液—气三相,除水溶液之外,还有一液相为 CO_2 ,加热至 $31\ ^\circ\text{C}$ 以上,液相 CO_2 便消失,中间为 CO_2 气泡。这些液相均呈半月形或环形围绕着气泡存在。气相 CO_2 占 $15\%\sim 20\%$,液相 CO_2 占 $20\%\sim 30\%$,水相占 $50\%\sim 60\%$ 。

与气态烃包裹体共生的盐水包裹体均一温度存在两组峰:第一组峰的均一温度主频介于 $130\sim 150\ ^\circ\text{C}$ 之间,第二组峰的均一温度主频落在 $170\sim 185\ ^\circ\text{C}$ 区域(图2),与崖13—1构造陵水组储层流体

储层高温组有机包裹体数量比崖13—1构造陵水组少得多(图2),特别是与均一温度大于 $175\ ^\circ\text{C}$ 的气体包裹体数量更少。这暗示晚期(崖城组烃源岩主要生气阶段)注入崖21—1构造储层的天然气明显少于崖13—1构造,进而推论崖21—1构造陵水组—崖城组储层晚期天然气充注强度弱,关于这一点将在下面详细讨论。

二、古压力模拟计算

油气藏成藏时流体被捕获形成的次生包裹体的捕获压力代表着油气藏形成的古压力,但获取该压力有较大的难度。传统方法是应用盐水包裹体或二氧化碳包裹体,利用图表法或公式法求其捕获压力。最近几年,发展了一种利用有机包裹体的气液比和 PVTsim 模拟软件计算捕获压力:即联合 Leica Qwin 和 PVTsim 软件,模拟计算出同期石油包裹体和含气态烃液体包裹体的等容线方程,然后把两类包裹体等容线方程联立求出该期包裹体的捕获温度和捕获压力(A.C.Aplin 等,1999,2000;米敬奎等,2002;Liu 等,2003),取得了较好的应用效果。

然而,对于气田储层样品往往缺乏液态烃包裹体,因此给计算包裹体的捕获压力增加了很大的难度。有鉴于此,本研究将根据崖21—1含气构造储层包裹体的 CLSM 激光显微观测与图象分析软件测定的气/液比及其共生盐水包裹体的均一温度、盐度的测定结果,利用 PVTsim 模拟计算包裹体的最小捕获和实际捕获压力。

崖21—1构造渐新统陵水组井深 $4637.5\ \text{m}$ 储层砂岩样品,测得与气体包裹体同期的盐水包裹体均一温度为 $156.8\ ^\circ\text{C}$,气/液比为 11.5% ,经模拟计算其最小捕获压力为 $49.65\ \text{MPa}$;由于该样品缺乏液态烃包裹体(崖21—1样品普遍都是如此),笔者参考了琼东南盆地崖13—1气田陵水组储层包裹体最小捕获压力与捕获压力的差值: $6\sim 7\ \text{MPa}$ (肖贤明等,2002)^①,校正后该期包裹体的捕获压力为 $56.65\ \text{MPa}$,根据包裹体的捕获温度和古地温梯度计算其形成深度大约为 $3430\ \text{m}$ ^①,换算压力系数为 1.65 。为了进一步了解不同时期崖21—1构造渐新统储层砂岩古压力的演化,我们还利用 CO_2 包裹体(与均一温度为 $160\sim 180\ ^\circ\text{C}$ 的含气态烃包裹共生)的资料进行 PVTsim 模拟,计算的最小捕获压力是 $58.6\ \text{MPa}$,校正后该期包裹体的捕获压力为 $74.5\ \text{MPa}$,同期盐水包裹体形成深度为 $3750\ \text{m}$,换算压力系数约为 1.98 。

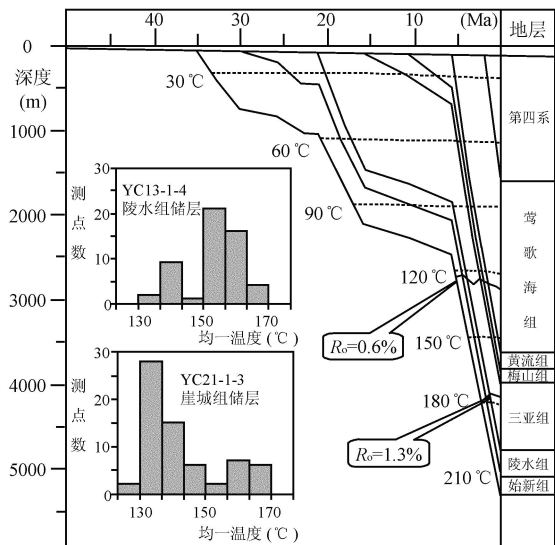


图2 YC21—1—4井地层埋藏曲线及储层包裹体温度

包裹体均一温度分布特征相似,代表了烃源岩在油窗晚期和凝析油—湿气阶段生成的天然气运移。但对比这两个构造的流体包裹体特征及均一温度可以看出:①崖21—1陵水组储层流体包裹个体较小,以含液态烃包裹体和盐水溶液包裹体为主,气态烃包裹体的丰度明显低于崖13—1构造陵水组三段储层;②与崖13—1构造相比,崖21—1构造下第三系

有机包裹体是油气运移或聚集过程中留下的证据,利用与气态烃包裹体同期的盐水包裹体均一温度确定包裹体形成时间即天然气注入储层的时间,结合崖 21—1 构造温度—深度—时间埋藏曲线(图 2),可推断有机包裹体的形成深度和地质年代(肖贤明等,2002);进而据同期盐水包裹体的捕获压力可推定崖 21—1 构造陵水组和崖城组一段储层大约在上新世早期压力系数已高达 1.65,上新世晚期压力系数已达到 1.98,而开始形成超压时间可能是在中新世—晚中新世甚至还更早一些。

三、储层古压力形成演化与充注成藏关系探讨

研究表明,储层超压对油气成藏的不利影响主要表现在两方面(Zhang Q M,2002):①若储层超压形成早于供烃灶生排烃高峰,则阻碍天然气畅通注入;②由于储层超压诱发盖层破裂,导致天然气散逸。

地球化学资料显示(图 3),崖 21—1 构造陵水组储层的上覆盖层未发生破裂,不可能导致天然气大量散失。理论上讲,当地层压力接近或达到岩层破裂压力的 70% 以上时,便发生水力破裂,超压流体通过被压裂盖层的裂隙幕式排放。由于崖 21—1 构造储层和盖层均超压,与崖 13—1 构造储层常压、盖层超压明显不同,那么,崖 21—1—3 井陵水组储层强烈的超压是否会导致盖层发生水力破裂,引起天然气穿层运移而散失?事实上,从 YC21—1—3 井钻井压力剖面上可以看出,尽管该井陵水组储层的压力系数达到 2.2,但依然比相应深度地层的破裂压力小,说明盖层未发生水力破裂。崖 21—1—4 井钻井液气测录井和采样分析结果为此进一步提供了佐证。从图 3 可见,该井在 4583~4960 m 井段见到油

气显示 8 层共 113 m,其中,4749 m 以上井段钻井液气的干燥系数(C_1/C_{1-5})0.85,与下伏地层钻井液气的干燥系数(0.99)明显不同,表明流体没发生穿层运移。特别值得注意的是,在井深大约 4000 m 压力突变,在这个深度以上正常压力带的钻井液气碳同位素值为典型生物气特征($\delta^{13}C_1 = -66.41\text{‰} \sim -70.77\text{‰}$),而下伏强超压储层(压力系数 1.6~1.95)的天然气则属于成熟度比较高的热成因气,即高压系统的天然气没向上泄漏。不言而喻,崖 21—1 构造储层的上覆盖层完好。

由此推测,储层较早形成超压可能是崖 21—1 构造未形成商业性气藏的根本原因。根据有机包裹体的均一温度和地层埋藏史(图 2),崖 21—1 构造中曾发生过两期油气充注:晚中新世和上新世—第四纪;晚期代表了烃源岩在油窗晚期和凝析油—湿气阶段生成的天然气运移,是天然气成藏的关键时期。前已述及,包裹体古压力 PVTsim 模拟结果表明,该构造陵水组储层超压形成于中—晚中新世,上新世早期压力系数已高达 1.65~1.98,早于崖南凹陷斜坡带的崖城组烃源岩主要生排气阶段(上新世晚期—第四纪),天然气注入储层受阻,其结果是聚集效率低,水未能大量排出,而形成水溶气。例如崖 21—1—3 井陵水组目的层在 4630~4639.5 m 井段测试产水 760.3 m³/d,气 1.025×10⁴ m³/d,天然气主要为甲烷(71.5%),其次是 CO₂(占 24%),储层温度 200.6℃,压力 104.73 MPa,压力系数 2.2,在这样的温压条件,甲烷在水中的溶解度应为 24 m³/m³,实际为 11 m³/m³,未达到饱和而出溶,所以难以形成商业性气藏。

研究表明,在其它石油地质要素都具备的情况下,强超压储层成藏的关键因素有两个:其一,天然气先充注而储层后超压,则容易成藏;其二,优越的盖层条件(如膏盐层、厚层泥岩并有异常高压)。如目前世界上最大的强超压储层气田——克拉 2 大气田就是一个很好的例证。克拉 2 是克拉苏逆冲构造带上的一个被动顶版双重构造中的断弯背斜,背斜的顶部和翼部有厚达 400 m 左右的膏盐层,储层压力系数达 1.9~2.2,三叠系及侏罗系超压泥岩生成的天然气沿着断裂垂向运移,在膏盐盖层之下成藏:即构造逆冲抬升—储层降温降压—高压天然气充注及构造挤压使储层形成高压—膏盐和压力封盖,形成克拉 2 大气田(张启明,2002)。可见,详细剖析高压储层压力的演化与烃源灶生排烃高峰的关系以及盖层条件,对高压储层圈闭钻探布置有极其重要的

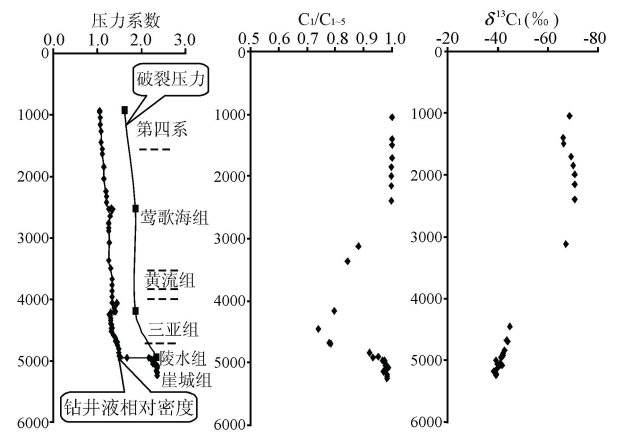


图 3 YC21—1—4 井压力—地球化学剖面

现实意义。

四、结论与建议

(1) 储层包裹体的精细分析和捕获压力 PVTsim 模拟计算为研究储层古高压力的形成演化及其与油气充注的关系,探讨高压储层圈闭的成藏条件提供了新的手段。

(2) 根据崖 21—1 构造渐新统陵水组储层砂岩包裹体捕获压力 PVTsim 计算结果,结合时温—地层埋藏曲线推定崖 21—1 构造陵水组储层大约在上新世早期已进入强超压(压力系数已高达 1.65),上新世晚期压力系数已高达 1.98,推测超压形成时间大约开始于晚中新世早期,早于其供烃灶—崖南凹陷斜坡崖城组烃源岩大量生排气阶段,妨碍了天然气的大量充注,不利于成藏。因此,在高温高压盆地的油气勘探中,精细研究高压储层圈闭压力的演化与烃源灶生排烃高峰的关系以及盖层条件,将有助于提高勘探成功率和获得重要的商业发现。

本文还参考了以下资料:①肖贤明等,琼东南盆地储层包裹体特征及运移研究,南海西部石油公司研究院(内部报

告),2002。

参考文献

- 1 Aplin A C, Larter S R, Bigge M A *et al.* PVTX history of the North sea's Judy oilfield. *Journal of Geochemical Exploration*, 2000; 641—644
- 2 Liu D H, Xiao X M *et al.* Determination of paleopressure of petroleum pools in the Tarim Basin by means of fluid inclusion PVT. *Marine and Petroleum Geology*, 2003; (20); 29—43
- 3 Zhang Q M. Deep overpressure gas accumulation. *Chinese Science Bulletin*, 2002; 47: 78—84
- 4 米敬奎,肖贤明,刘德汉等.鄂尔多斯盆地上古生界储层中包裹体最小捕获压力的 PVTsim 模拟. *地球化学*, 2002; (4): 402~405
- 5 肖贤明,刘祖发,刘德汉等.应用储层流体包裹体信息研究天然气气藏的成藏时间. *科学通报*, 2002; 47(12): 957~960

(收稿日期 2005-03-24 编辑 韩晓渝)