



西湖凹陷Y构造花港组气藏特征及成藏主控因素

刘 峰, 黄苏卫, 杨鹏程, 张传运

Characteristics of gas reservoir and controlling factors for gas accumulation in the Huagang Formation in Y Structure, Xihu Sag

LIU Feng, HUANG Suwei, YANG Pengcheng, and ZHANG Chuanyun

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.16562/j.cnki.0256-1492.2021080401>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

北康盆地基底卷入断层特征及其对南海南部构造演化的启示

Features of the basement-involved faults in the Beikang Basin and their implications for the tectonic evolution of the southern South China Sea

海洋地质与第四纪地质. 2021, 41(4): 116



关注微信公众号, 获得更多资讯信息

DOI: 10.16562/j.cnki.0256-1492.2021080401

西湖凹陷 Y 构造花港组气藏特征及成藏主控因素

刘峰, 黄苏卫, 杨鹏程, 张传运

中国石油化工股份有限公司上海海洋油气分公司勘探开发研究院, 上海 200120

摘要:以常规和非常规油气成藏理论为指导, 结合储层、流体等测试分析结果, 开展西湖凹陷 Y 构造花港组气藏特征及成藏主控因素研究。结果表明: ① 花港组垂向上符合中下部致密砂岩气、上部常规天然气藏的分布序列; ② 常规气藏气水关系正常, 受断盖配置对沿断裂运移油气的封闭作用和断层侧向封堵能力影响, 油气主要在区域盖层之下的断背斜顶部富集; ③ 致密气藏具叠覆跨越源储组合关系, 含气饱和度低, 无明显气水界面, 属先致密后成藏类型, 不同部位含气性受构造幅度和储层物性共同控制。本次研究丰富和完善了西湖凹陷常规-非常规天然气序列成藏规律, 并为致密砂岩气的勘探提供理论指导。

关键词:致密砂岩气藏; 主控因素; 西湖凹陷; 花港组

中图分类号: P612

文献标识码: A

Characteristics of gas reservoir and controlling factors for gas accumulation in the Huagang Formation in Y Structure, Xihu Sag

LIU Feng, HUANG Suwei, YANG Pengcheng, ZHANG Chuanyun

Institute of Exploration and Development, SINOPEC Shanghai Offshore Oil & Gas Company, Shanghai 200120, China

Abstract: Following both the conventional and unconventional oil and gas accumulation theories, and upon the basis of the experimental and testing results of the reservoirs and fluids, this paper studied the characteristics of gas reservoirs and the controlling factors on hydrocarbon accumulation in the Huagang Formation in the Y structure of Xihu Sag. And the following research results are obtained. ① there is a vertical distribution pattern of gas accumulation from the middle and lower tight sand gas to upper conventional reservoir gas in the Huagang Formation of the study area. ② Influenced by the sealing of matched fault and cap rock system to oil-gas migration through faults and by lateral migration, the conventional gas reservoirs with a normal gas-water contact are formed and distributed at the top of fault-anticline traps below the regional caprock. ③ The tight sand reservoirs are characterized by separated source-reservoir system, low gas saturation, complex gas-water relationship, and antecedent tight sand reservoir. Reservoirs which have different porosity and located in different structural heights have different gas saturation. The result has an important significance for the study of the accumulation models of the conventional and unconventional gas reservoirs in the Xihu Sag and will provide a guidance for exploration of the tight sand gas.

Key words: tight sand reservoir; controlling factor; Xihu Sag; Huagang Formation

中国自“十一五”以来大力发展致密砂岩气, 已成为仅次于美国、加拿大的致密砂岩气生产大国^[1-2]。以中西部盆地致密砂岩气勘探开发重要进展为基础, 通过许多专家、学者^[3-4]的努力, 逐步建立起中国的致密砂岩气成藏理论。

西湖凹陷是东海陆架盆地油气勘探开发的主战场, 已实现常规油气的商业开发。近年来, 在深层和非常规领域获得了重大突破, 呈现常规、致密气并存的局面^[5], 非常规致密气资源正在成为西湖凹陷油气勘探开发的现实与接替领域。古近系花港组是西湖凹陷勘探的重点层位, 也是近年来致密

砂岩研究的热点。但研究对象主要为花港组中下部的致密层段, 研究内容限于储层致密化成因^[6-9]、储层致密化与油气充注时序关系^[10-13]以及致密砂岩气藏形成条件^[14-17]等方面, 基于花港组上部常规气层和中下部致密气层的整体研究鲜有发表, 关于致密气藏控制因素的研究尚未涉及。本文以西湖凹陷三潭深凹 Y 构造花港组为研究对象, 开展上部常规砂岩和中下部致密砂岩完整序列的气藏特征及成藏主控因素研究, 为东海致密砂岩气的勘探提供理论指导。

资助项目: 中国石油化工股份有限公司科技项目“西湖凹陷斜坡带油气成藏条件及目标评价”(KJ-2019-11)

作者简介: 刘峰(1980—), 男, 博士, 主要从事石油地质学研究, E-mail: liuf.shhy@sinopec.com

收稿日期: 2021-08-04; 改回日期: 2021-10-10。 周立君编辑

1 地质背景

西湖凹陷东邻钓鱼岛隆褶带, 西接海礁等凸起, 呈 NNE 向展布, 面积约 $5.9\times10^4\text{ km}^2$, 具有“东西分带、南北分块”的构造特征^[5]。自西向东可划分为保俶斜坡带、三潭深凹、中央背斜带、白堤深凹及天屏断阶带等 5 个次级构造单元。西湖凹陷在演化阶段上大体经历了断陷、拗陷-反转和区域沉降 3 期, 其中始新统宝石组、平湖组为断陷期沉积地层, 渐新统花港组、中新统为拗陷-反转期沉积地层, 上新统三潭组及第四系东海群为区域沉降期地层^[18](图 1)。现有勘探和研究成果^[16-17] 揭示, 始新统平湖组煤系地层是西湖凹陷主力供烃层系。研究区所在的三潭深凹是平湖组烃源岩系的沉积中心和生烃中心, 拥有得天独厚的烃源岩条件, 也是西湖凹陷油气勘探开发的重点区域之一^[5]。渐新统花港组以发育三角洲及滨浅湖沉积为主要特征, 沉积厚度为 1000~1800 m, 纵向上发育多套储盖组合, 与始新统平湖组烃源岩构成“下生上储”配置关系, 是三潭深凹主力产层之一。中始新世平湖运动、始新世末玉泉运动、渐新世末花港运动和中新世末龙井运动期是西湖凹陷成盆过程转变的关键期, 应力背景分别为伸展方向转变、伸展结束、挤压开始和挤压显著增强^[19]。断陷期以拉张作用为主, 发育 NE、NNE 向正断层; 反转期以水平挤压作用为主, 发育压性断裂。龙井运动导致了西湖中央背斜带的形成, 对西湖凹陷油气藏的形成起到了决定性的作用^[10-13]。研究区 Y 构造位于三潭深凹中北部, 东侧与中央背斜带相接, 目前有钻井 5 口, 揭示花港组 H1-H9 地层(根据反射界面将花港组自上而下分为 12 个小层, 其中 H1-H5 为花港组上段(T_2^4 - T_2^5), H6-H12 为花港组下段(T_2^5 - T_3^0)^[10])。上部的 H1-H2 以泥岩为主, 为区域盖层发育段; H3-H9 为砂岩储层发育段, 储层埋深主要为 4200~5200 m。

2 气藏基本地质特征

2.1 构造特征

Y 构造为继承性发育的 NE-SW 向低幅背斜构造, 具“凹中隆”背景, 面积约 120~230 km²(图 1, 图 2, 表 1)。构造主体受断陷期和反转期断裂影响, 成为 A、B 两块, 共有 4 口钻井, 自西向东依次为 YY2 井、YY5 井、YY1 井、YY4 井。A 区为 F1、

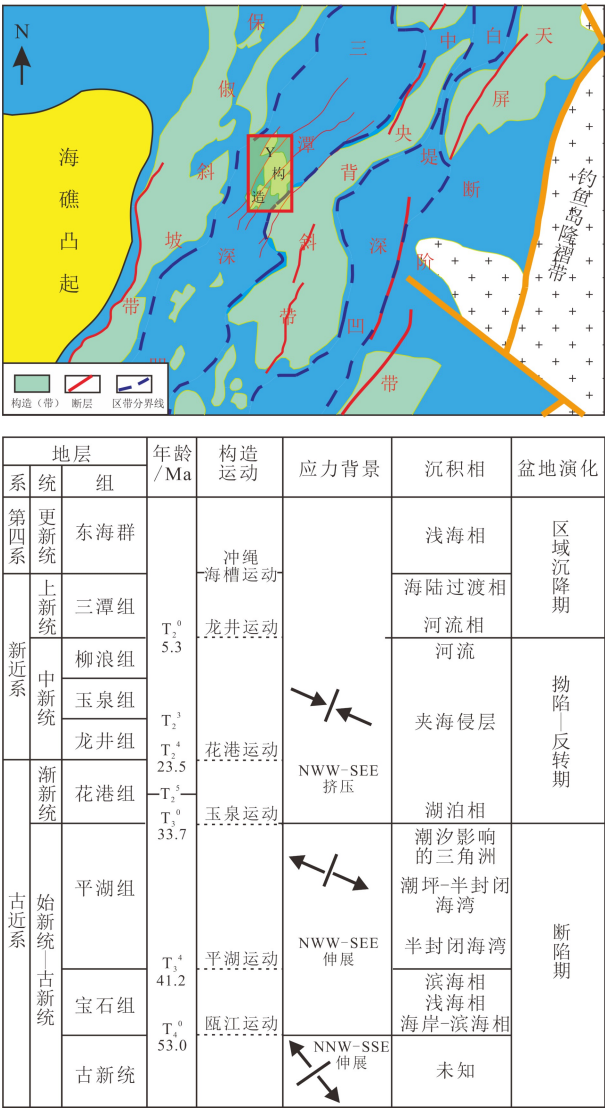


图 1 研究区位置和新生代综合柱状图^[6,18]
Fig.1 Location map and Cenozoic stratigraphic column of the Y structure in Xihu Sag, East China Sea Basin

F2 断层夹持的断背斜构造, 有北、南、东三个局部高点, 东侧受反转期挤压作用影响, 地层略有抬升。YY1 井位于 A 区北高点, YY5 井位于该高点翼部, YY4 井位于东高点。B 区下部由 F1、F3 断层夹持, 上部仅受 F1 控制, 包括南北两个高点, YY2 井位于北高点。

2.2 储层特征

研究区花港组储集层主要分布在 H3-H9 砂层组, 为辫状河三角洲河道沉积^[6](图 2)。孔隙度主要分布于 1.66%~14.8%, 渗透率分布范围为(0.03~6.29)×10⁻³ μm², 为低孔-特低孔、特低渗储层。根据储层物性纵向演化特征, 以 4450 m 深度为界(H4 顶部附近), 可将花港组储层划分为上、下两段, 含气性也存在明显差异, 这与储层物性变化明显相关(图 3)。

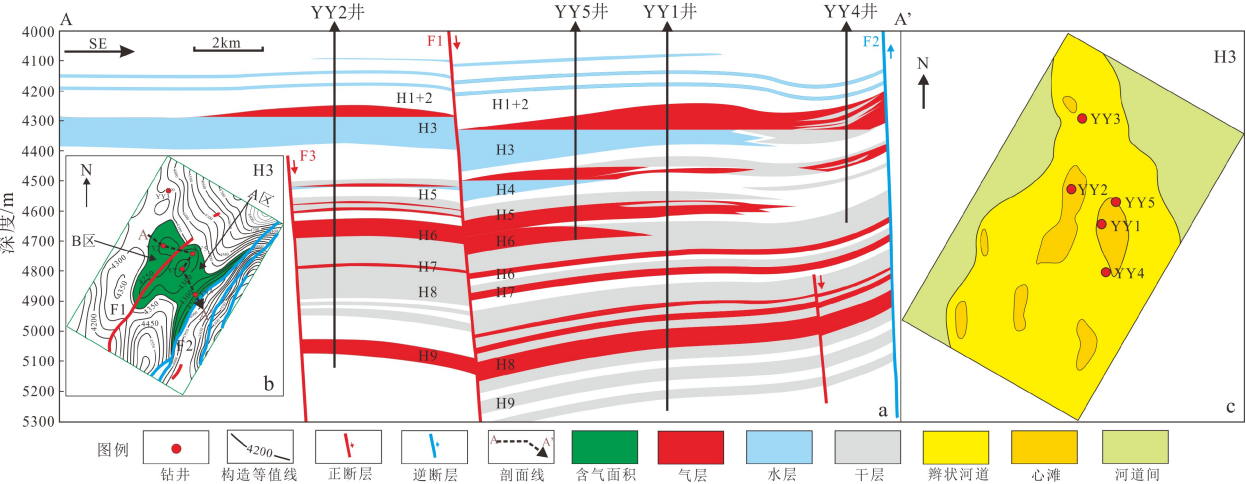


图2 Y构造SE向气藏剖面(a)、H3含气面积图(b)及H3沉积相分布图(c)

Fig.2 SE-direction gas reservoir profile(a), the gas bearing area of H3(b), and the depositional facies distribution of H3(c)of Y structure

表 1 研究区断裂特征

Table 1 Fault features of Y structure

断层	性质	期次	断距/m					断裂产状		区内延伸长度/km	断开层位
			T ₂ ⁰	T ₂ ³	T ₂ ⁴	T ₂ ⁵	T ₃ ⁰	走向	倾向		
F1	正断层	断陷期-反转期		25~50	10~25	25~75	25~150	NE	SE	20.8~49.6	T ₂ ³ -T ₃ ⁴
F2	逆断层	反转期		25~150	50~175	75~150	75~125	NE	SE	46.9~53.7	T ₂ ³ -T ₃ ⁰
F3	正断层	断陷期				10~25	25~75	NNE	SEE	7.3~41.2	T ₂ ⁵ -T ₃ ⁴

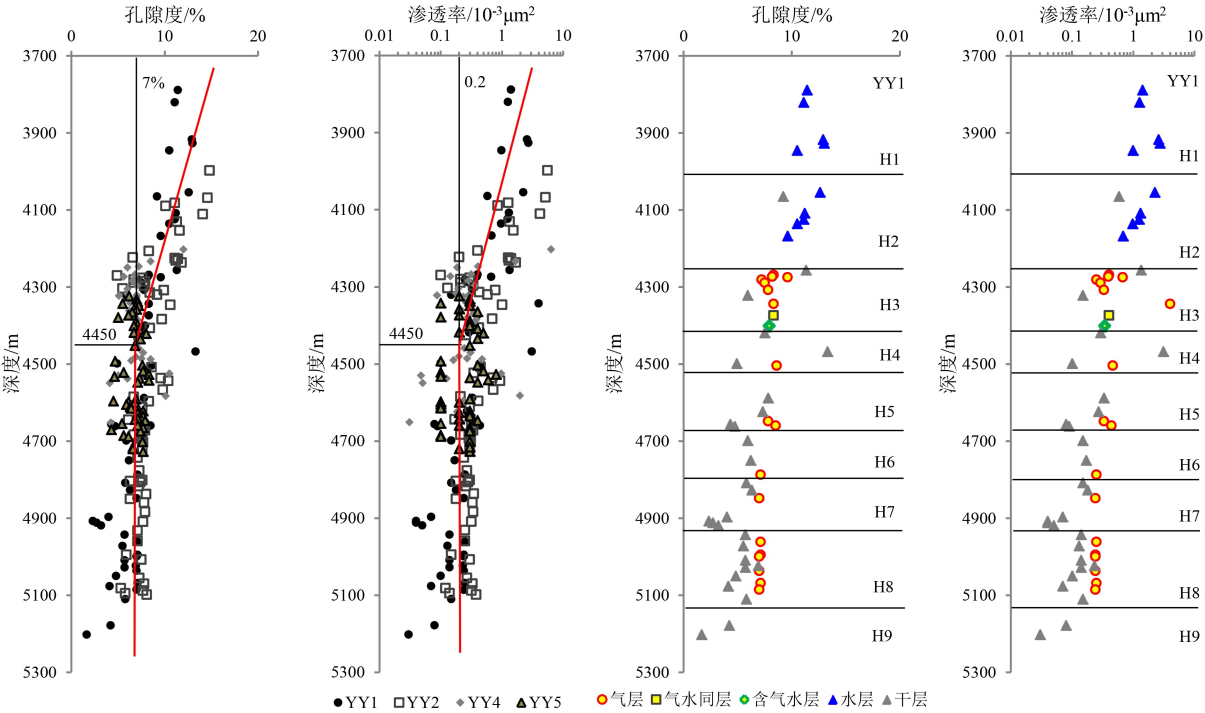


图3 研究区花港组储层及流体分布特征

Fig.3 Distribution of reservoirs and fluids in the Huagang Formation of Y Structure

上段以 H3 为主, 含少量 H1、H2 储层, 其物性随埋深增加大致呈线性减小的变化趋势, 表明该段储层物性主要受压实作用控制。下段的 H4-H9 储层, 深

度对其孔渗的影响减弱, 储层物性主要受差异成岩作用控制^[6-7]; 其中, 河道底部的含砾中—粗砂岩与心滩的中—细砂岩物性相对较好; 该段储层非均质

性较强, 并呈现整体致密、甜点发育的特征。

2.2.1 压实作用段

该段包括 H1-H3 砂层组, 埋深 3700~4450 m; 孔隙度分布在 4.9%~14.8%, 其中 >7% 的占比 61.2%; 渗透率分布在 $(0.09\sim6.29)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$, 其中 $>0.2\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的占比 82.4%; 底部的 H3 储层平均孔隙度 7.16%, 平均渗透率 $0.41\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。该段整体处于中成岩 A 成岩演化阶段^[6], 以中等—粗喉道、中等—大孔隙发育为特征, 平均孔喉半径一般大于 $2\mu\text{m}$, 大于 $0.1\mu\text{m}$ 孔喉体积百分数大于 70%(图 4), 为常规储层发育段。

2.2.2 成岩作用段

研究区钻井揭示该段 H4-H9 砂层组, 埋深 4450~5200 m; 孔隙度分布在 1.66%~13.3%, 其中 >7% 的占比 52.5%, 平均孔隙度仅 6.8%; 渗透率分布在 $(0.03\sim3.07)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$, 其中 $>0.2\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的占比 58.2%, 平均渗透率仅 $0.29\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。该段整体进入中成岩 B 成岩演化阶段^[6], 以细喉道小孔隙和毛细喉道微孔隙为主, 其中毛细喉道微孔隙砂岩的平均孔喉半径一般小于 $0.1\mu\text{m}$ (图 4), 为致密储层发育段。

2.3 气藏源储关系

研究区渐新统花港组具“下生上储”源储配置关系, 以断裂沟通始新统平湖组中下部主要烃源岩

聚集成藏(图 2, 表 1)。断陷期发育的正断层(F1、F3 等)向下断穿平湖组底部(T_3^4), 是油气向上运移的主要通道; 其中 F1 断层持续活动至反转期, 为本区主要的油源断层; F2 逆断层形成于反转期, 下部仅断至平湖组顶部(T_3^0), 上部与储层上倾方向接触, 为控圈断层。

致密砂岩气藏存在两种源储组合关系^[4,20], 一是临近有效烃源岩的叠覆近邻组合, 二是与烃源岩垂向分隔的叠覆跨越组合。叠覆近邻组合, 源岩生烃超压为近距离成藏的主要动力; 研究区花港组下部致密段属于叠覆跨越组合, 成藏动力主要是浮力, 其次为断层等传导后的源储压力差、分子扩散力等^[21]。

2.4 气藏分布特征

Y 构造天然气藏中烃类含量为 92.9%~99.2%, 平均 95.9%, 另含少量 CO_2 、 N_2 非烃类气体; 天然气干燥系数 94.3%~95.7%, 以干气气藏为主。

2.4.1 常规气藏

压实作用段整体呈现气层、水层伴生的流体分布关系, 气水关系正常, 具自然产能, 为常规气藏发育段(图 2, 图 3)。该段上部的 H1、H2 储层厚度小于 10 m, 以水层为主, 不发育气层。H3 为该段主力气层, 其物性较好且分布稳定; 上部为气层, 中部为

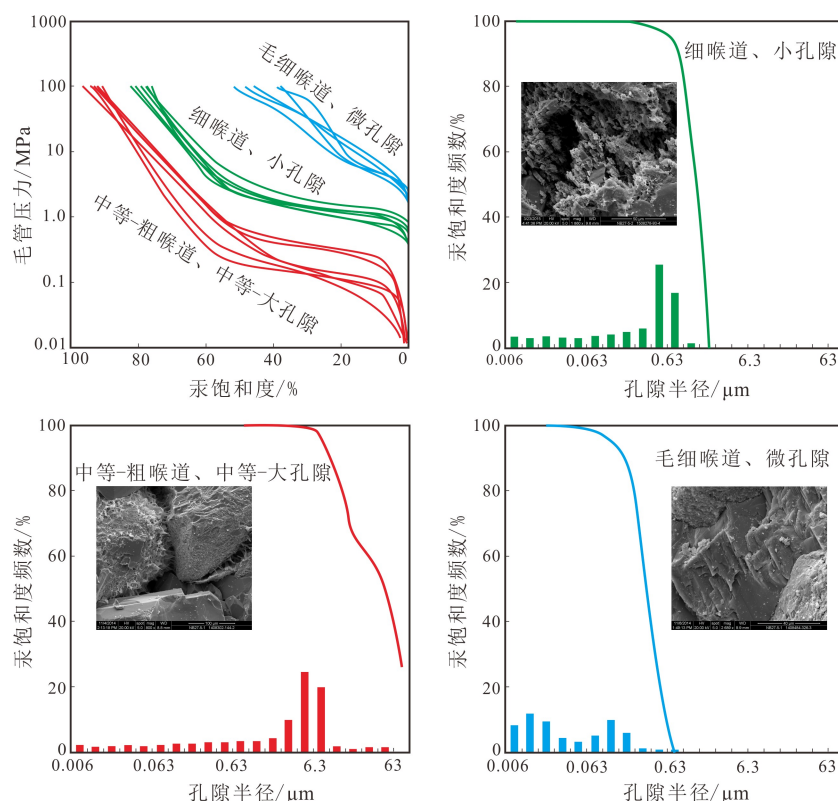


图 4 研究区花港组储层孔喉特征

Fig.4 Pore-throat characteristics of the Huagang Formation reservoir in Y structure

气水同层,下部为水层,正常的气水过渡特征;A区的YY1、YY5井和B区均具有统一的气水界面和气水过渡带;A区北高点的YY1井测试获得高产,瞬时最大产气超过 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ^[5];A区东侧的YY4井该层未钻遇心滩,周边发育少量干层。

2.4.2 致密气藏

成岩作用段整体呈气层、干层间互发育的特征,无明显气水界面(图2,图3);气层含气饱和度整体偏低,为40%~59.8%,测试产量低或无自然产能,为致密气藏发育段。该段顶部YY5井的H4和YY2井H5储层成岩作用强度较上覆压实作用段明显增强,具压实作用-成岩作用过渡段性质;其下部的中细砂岩分选较好,溶蚀铸膜孔发育,发育气层,亦表现为浮力驱动的常规气藏^[22]气水界面和气水过渡特征。

3 储层致密化与油气充注关系

从储层致密化与油气充注时序关系角度出发,可将致密砂岩气藏划分为先成藏后致密、先致密后成藏等几种类型;先成藏后致密型可与常规气藏相类比,而先致密后成藏型气藏的形成和分布与常规气藏明显不同^[3-4]。

西湖凹陷花港组砂岩储层经历了复杂和强烈

的成岩变化,演化程度深;主要成岩作用类型有压实压溶作用、胶结充填作用和溶解作用;主要经历同生阶段、早成岩阶段(A、B期)和中成岩阶段(A、B期)共3阶段5期次的成岩演化过程;在中成岩阶段,伴随第Ⅱ期硅质胶结物和晚期碳酸盐胶结物的沉淀以及机械压实作用持续增强,研究区花港组孔隙度下降至8%~10%以下,储层趋于致密化^[6-7,10]。因此,第Ⅱ期硅质胶结物和晚期碳酸盐胶结物开始大量形成的时间即为研究区花港组储层致密化时间。

研究区花港组含烃盐水包裹体丰度普遍较低($\text{GOI} < 1\%$),主要为油气大规模充注期之前沉淀的方解石胶结物^[10];其均一化温度数据统计表明,硅质胶结物沉淀温度主要分布在140~160℃。利用氧同位素数据并由Narthrop^[23]公式进行温度计算,确定花港组碳酸盐胶结物沉淀温度主要分布在140~150℃和>160℃之间,平均值162℃。将硅质和碳酸盐胶结物沉淀温度与研究区埋藏史、热史模拟结果相结合,确定研究区花港组储层致密化时间为龙井组-柳浪组沉积中晚期;而已有的成藏年代研究成果^[10-17]表明,花港组储层最主要的油气充注期时间较晚,为7~0 Ma;因此,研究区花港组天然气的规模成藏阶段基本在储层致密化之后,致密砂岩气藏属于先致密后成藏类型(图5)。

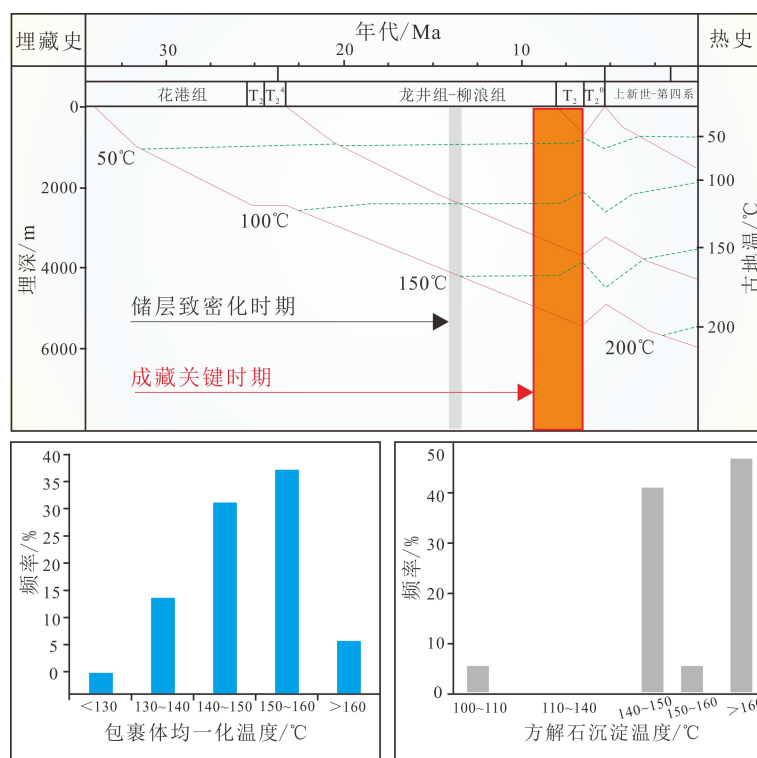


图5 研究区花港组储层致密化与油气充注关系图

Fig.5 Relationship between sandstone reservoirs densification and hydrocarbon charging in the Huagang Formation of Y structure

4 成藏主控因素

4.1 常规气藏

区域盖层在油气聚集和分布中起着重要作用, 油气在沿着断裂向上运移过程中, 其向上运移的距离和层位除受断裂本身向上延伸距离影响外, 还要受到盖层被断裂破坏程度的影响; 按照盖层厚度和断裂断距的相对大小, 可将断盖配置对沿断裂运移油气的封闭作用分为 3 级模式^[24]。

研究区 H1-H4 为常规气藏主要发育段, 其中 H1、H2 位于区域盖层内(图 2, 图 6)。H1、H2 泥岩盖层厚度分别为 101.1~147.8 m 和 87.9~99.5 m, 油源断层 F1 在区域盖层段断距仅 10~25 m, 故 H1、H2 盖层的断接厚度(断接厚度=盖层厚度-断距)分别达到 75~140 m 和 65~90 m; 同时盖层段断裂密度仅 1 条/60 km²。盖层段断接厚度大、断裂密度小, 其完整性好, 垂向阻烃作用强^[25]。下部油气难以穿越盖层向 H1、H2 内的储层充注, 故 H1、H2 以水层为主, 不发育气层, 油气主要在盖层之下的地层中富集。

H3、H4(也包括 YY2 井 H5 上部)紧靠区域盖层, 砂岩含量平均高达 52.7%, 是常规气藏聚集的优势层段(图 2, 图 6)。A 区 H3、H4 为 F1、F2 断层夹持的断背斜构造, 气藏最终的规模受两条断层侧向封闭性控制。东侧边界断层 F2 为逆断层, 同时 YY4 井揭示该区域砂岩分选和物性明显变差; 断层的压性和砂岩致密联合作用, 确保东侧边界断层具备较强的侧向封堵能力。西侧 F1 断层在该段地层

断距 < 50 m, 计算该段 F1 的断层泥比率(SGR)仅 20%~40%(凹陷经验值: SGR > 62% 为有封堵能力), 且断层两侧砂岩对接概率高, 故 A 区 H3、H4 气藏仅局限分布在断背斜自圈范围内。B 区 H3 处 F1 断层 SGR < 5%, H5 处 F1、F3 断层的 SGR 仅 5% 和 10% 左右, 断层侧向封堵能力差造成 B 区 H3、H5 气藏同样局限分布。

4.2 致密气藏

H5-H9 是致密气藏集中发育段, 属于与烃源岩垂向分隔的叠覆跨越源储组合关系; 成藏过程主要为借助断层的二次运聚过程, 成藏动力主要是浮力, 其次为断层传导后的源储压力差; 浮力大小取决于连续单体气柱高度, 连续气柱高度越大, 浮力越大, 天然气可进入储层的孔喉半径越小, 反之仅能进入相对大孔喉中; 该类气藏储层总体处于气水过渡带之内, 无明显的气水界面, 处于不同构造位置处不同物性的储层具有不同的含气特征^[20-21,26]。

综合孔隙度、渗透率、储层非均质性及成岩特征, H5-H9 气层储层大致可以划分为 4 种类型(表 2, 图 2, 图 7)。1 类: 储层非均质性较强, 孔隙度 7.0%~7.1%, 渗透率 $(0.24 \sim 0.25) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 代表层位为 YY1 井的 H6-H8; 2 类: 孔隙度 7.6%~8.0%, 渗透率 $(0.30 \sim 0.35) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 代表层位为 YY2 井的 H5-H7; 3 类: 储层孔隙度和渗透率与第 2 类相当, 但非均质性较强, 代表层位为 YY1 井的 H5; 4 类: 储层孔隙度和渗透率与第 2 类相当, 但成岩作用强度明显增加, 代表层位为 YY2 井的 H9。

根据研究区致密储层性质, 应用毛细管力与水

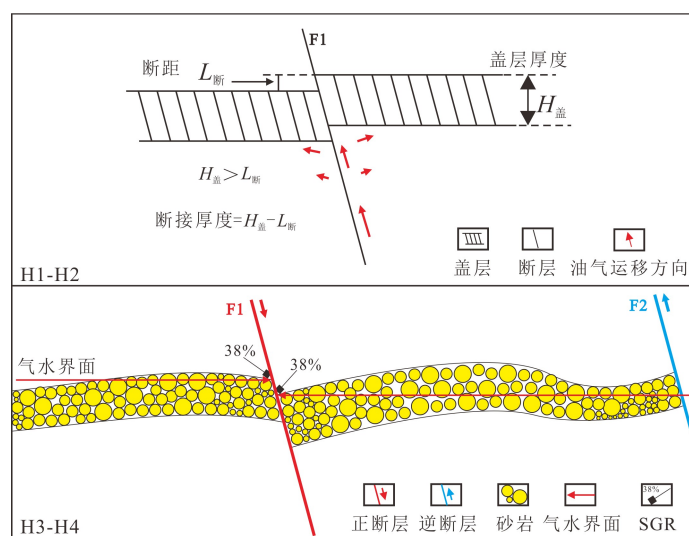


图 6 研究区花港组常规气藏与断层-盖层关系

Fig.6 Relationship between fault-caprock system and the conventional gas reservoirs in the Huagang Formation of the study area

表 2 研究区花港组致密气藏物性、幅度和含气饱和度特征

Table 2 Characteristics of physical properties, structural amplitude and gas saturation for the tight sandstone gas reservoirs in the Huagang Formation of the study area

构造单元	井名	层位	序号	深度/m	幅度/m	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	含气饱和度/%
A区	YY1	H5	1	4648.3	160	7.8	0.33	40.5
			2	4660.1		8.5	0.44	42
			均值			8.2	0.39	41.3
	YY1	H6	1	4787.3	150	7.1	0.25	40
	YY1	H7	1	4848.8	170	7	0.24	49
	YY1	H8	1	4961.7	220	7.1	0.25	40
			2	4995.3		7.1	0.24	40
			3	4999.4		7	0.24	40
			4	5036.7		7	0.24	46
			5	5068.9		7.1	0.25	41.4
			6	5086		7	0.24	40
			均值			7.1	0.24	41.2
	YY2	H5	1	4611.8	20	7.6	0.3	49.7
	YY2	H6	1	4659.1	40	7.8	0.32	55
			2	4672.5		7.9	0.34	50
			3	4679.5		7.6	0.31	48.9
			4	4703.6		7.7	0.31	50.2
			均值			7.8	0.32	51
B区	YY2	H7	1	4801.6	100	7.6	0.3	59.8
			2	4806.8		7.4	0.28	49.6
			3	4837.3		8	0.35	44.6
			均值			7.7	0.31	51.3
	YY2	H9	1	5070.8	270	7.8	0.33	51.8
			2	5088.6		7.7	0.32	43.9
			3	5099.2		8.1	0.38	52.9
			均值			7.9	0.34	49.5

柱上升的关系^[26], 计算得到要突破 0.1 μm 孔喉半径所需气柱高度为 53.35 m; 核磁共振测试结果显示, 研究区物性较好的第 2 类致密储层可动流体饱和度达到 60% 所需气柱高度至少为 240 m。研究区 H5-H9 构造幅度仅 20~270 m, 使得致密气藏储层总体处于气水过渡带之内, 含气饱和度整体偏低, 仅 40%~59.8%, 不同部位含气性受构造幅度和储层物性共同控制(表 2, 图 2, 图 7)。

A 区 YY1 井: H5 物性明显好于 H8, 但 H5 非均质程度更高且 H8 幅度超 H5 达 60 m, 最终两套气层

含气饱和度相当, 体现出物性和幅度共同作用控制致密储层含气性的特征; 物性和幅度均处于中间水平的 H7 含气饱和度却能达到 49%, 这可能与 H7 非均质程度相对较低、更易形成较大连续气柱高度有关。

B 区 YY2 井: 各气层物性相当, 但层间幅度差异明显, 由 H9 的 270 m 向上降低到 H5 的 20 m; 在此背景下, 构造幅度对含气饱和度的控制作用增强, H5-H7 含气饱和度随幅度增加呈上升的趋势。在埋深超过 5000 m 的 H9 中, 碳酸盐岩胶结, 石英

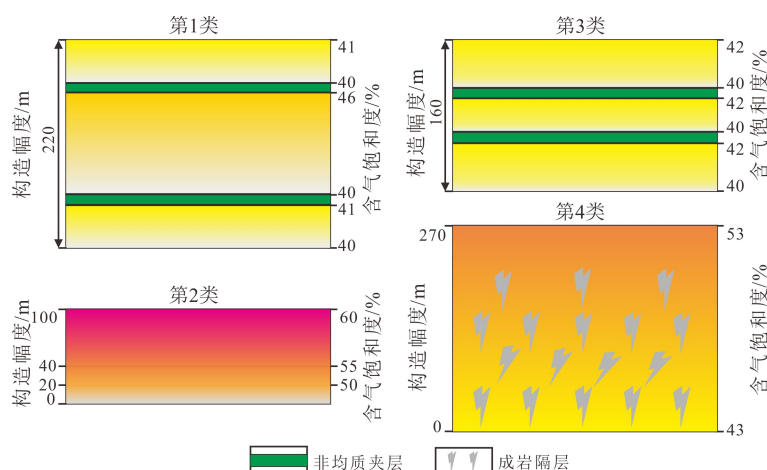


图 7 研究区花港组致密气藏含气饱和度与储层物性和构造幅度关系

Fig.7 Relationship between physical properties or structural amplitude and gas saturation of the tight sandstone gas reservoirs in Huagang Formation of the study area

次生加大,黏土矿物的伊利石化和绿泥石化作用明显增强^[6],加剧孔喉堵塞;但其构造幅度高达 270 m,在浮力、源储压差和分子扩散力等综合作用下,高部位物性甜点含气饱和度仍可达 50% 以上。

从 Y 构造整体来看, A 区相对更靠近东侧沉积中心,其储层非均质程度明显高于 B 区,导致 A 区储层物性整体相较于 B 区变差,孔隙度和渗透率的差值分别达约 1% 和 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;在物性明显差异的情况下,构造幅度对含气性的影响减弱, B 区含气性整体好于 A 区。

5 结论

(1)研究区为“凹中隆”背景下的低幅断背斜构造;主要目的层花港组上部以压实作用为主导,发育常规储层;中下部受差异成岩作用控制,呈现“整体致密、甜点发育”的致密储层特征。

(2)上部常规气藏发育段整体呈现气层、水层伴生的流体分布关系,气水关系正常;中下部致密气藏段具叠覆跨越源储组合关系,整体呈气层、干层间互发育的特征,无明显气水界面,含气饱和度低。

(3)受断盖配置对沿断裂运移油气的封闭作用影响,常规气藏主要在盖层之下的储层中分布,断层侧向封堵能力差造成油气仅局限分布于断背斜顶部;致密砂岩气藏属先致密后成藏类型,不同部位含气性受构造幅度和储层物性共同控制。

参考文献 (References)

[1] 戴金星, 倪云燕, 吴小奇. 中国致密砂岩气及在勘探开发上的重要意

义[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3): 257-264. [DAI Jinxing, NI Yunyan, WU Xiaoqi. Tight gas in China and its significance in exploration and exploitation [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 257-264.]

[2] 康玉柱. 中国非常规油气勘探重大进展和资源潜力[J]. 石油科技论坛, 2018, 37(4): 1-7. [KANG Yuzhu. Significant exploration progress and resource potential of unconventional oil and gas in China [J]. Oil Forum, 2018, 37(4): 1-7.]

[3] 魏国齐, 张福东, 李君, 等. 中国致密砂岩气成藏理论进展[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(2): 199-210. [WEI Guoqi, ZHANG Fudong, LI Jun, et al. New progress of tight sand gas accumulation theory and favorable exploration zones in China [J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(2): 199-210.]

[4] 赵靖舟, 李军, 曹青, 等. 论致密大油气田成藏模式[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(5): 573-583. [ZHAO Jingzhou, LI Jun, CAO Qing, et al. Hydrocarbon accumulation patterns of large tight oil and gas fields [J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(5): 573-583.]

[5] 叶加仁, 刘金水, 徐陈杰, 等. 东海盆地西湖凹陷西次凹天然气资源分级评价[J]. 地质科技通报, 2020, 39(3): 1-9. [YE Jiaren, LIU Jinshui, XU Chenjie, et al. Grading evaluation of natural gas resources in the western sub-sag of Xihu Depression, East China Sea Basin [J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2020, 39(3): 1-9.]

[6] 黄苏卫, 张传运, 刘峰. 西湖凹陷Y构造花港组黏土矿物特征及对储层物性的影响[J]. 海洋石油, 2018, 38(2): 13-20. [HUANG Suwei, ZHANG Chuanyun, LIU Feng. Clay mineral characteristics of Huagang Formation and impact on the physical property of sandstone reservoir in Structure Y of Xihu Sag [J]. Offshore Oil, 2018, 38(2): 13-20.]

[7] 李倩, 张萍, 闫洁, 等. 西湖凹陷Y构造花港组致密砂岩储层孔隙演化模式[J]. 海洋石油, 2017, 37(4): 29-34. [LI Qian, ZHANG Ping, YAN Jie, et al. The porosity evolution of tight sandstone reservoir of Huagang Formation in the Y geological structure in Xihu Depression [J]. Offshore Oil, 2017, 37(4): 29-34.]

[8] 张武, 蒋一鸣, 肖晓光, 等. 东海陆架盆地西湖凹陷中北部花港组储层致密化过程分析[J]. 石油实验地质, 2021, 43(1): 86-95.

- [ZHANG Wu, JIANG Yiming, XIAO Xiaoguang, et al. Densification process of Huagang Formation in northern and central Xihu Sag of East China Sea Shelf Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2021, 43(1): 86-95.]
- [9] 徐昉昊, 徐国盛, 刘勇, 等. 东海西湖凹陷中央反转构造带古近系花港组致密砂岩储集层控制因素[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(1): 98-109. [XU Fanghao, XU Guosheng, LIU Yong, et al. Factors controlling the development of tight sandstone reservoirs in the Huagang Formation of the central inverted structural belt in Xihu Sag, East China Sea Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(1): 98-109.]
- [10] 徐国盛, 崔恒远, 刘勇, 等. 东海盆地西湖凹陷古近系花港组砂岩储层致密化与油气充注关系[J]. 地质科技通报, 2020, 39(3): 20-29. [XU Guosheng, CUI Hengyuan, LIU Yong, et al. Relationship between sandstone reservoirs densification and hydrocarbon charging in the Paleogene Huagang Formation of Xihu Depression, East China Sea Basin [J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 2020, 39(3): 20-29.]
- [11] 刘勇, 徐国盛, 曾兵, 等. 东海盆地西湖凹陷花港组储层孔隙演化与油气充注关系[J]. 石油实验地质, 2018, 40(2): 168-176. [LIU Yong, XU Guosheng, ZENG Bing, et al. Relationship between porosity evolution and hydrocarbon charging in tight sandstone reservoirs in Oligocene Huagang Formation, Xihu Sag, East China Sea Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2018, 40(2): 168-176.]
- [12] 苏奥, 陈红汉, 陈旭, 等. 东海盆地西湖凹陷平湖构造带致密砂岩储层成岩成藏的耦合关系[J]. 中南大学学报:自然科学版, 2015, 46(3): 1016-1026. [SU Ao, CHEN Honghan, CHEN Xu, et al. Coupling relationship between diagenetic evolution and oil and gas accumulation of tight sandstone reservoir in Pinghu structural belt in Xihu depression, Eastern Sea basin [J]. *Journal of Central South University: Science and Technology*, 2015, 46(3): 1016-1026.]
- [13] 钟韬, 李键, 曹冰, 等. 西湖凹陷花港组储层致密化及其与油气成藏的关系[J]. 海洋地质前沿, 2018, 34(1): 20-27. [ZHONG Tao, LI Jian, CAO Bing, et al. Densification timing of reservoir and its bearing on hydrocarbon accumulation in the Huagang Formation of Xihu Sag [J]. *Marine Geology Frontiers*, 2018, 34(1): 20-27.]
- [14] 彭己君, 张金川, 唐玄, 等. 东海西湖凹陷非常规天然气分布序列与勘探潜力[J]. 中国海上油气, 2014, 26(6): 21-27. [PENG Jijun, ZHANG Jinchuan, TANG Xuan, et al. Unconventional gas distribution sequence and exploration potential in Xihu Sag, East China Sea [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2014, 26(6): 21-27.]
- [15] 彭己君, 张金川, 唐玄, 等. 低渗透背景下西湖凹陷致密砂岩气藏的成藏条件[J]. 地质科技情报, 2015, 34(3): 107-112. [PENG Jijun, ZHANG Jinchuan, TANG Xuan, et al. Formation conditions of tight sandstone gas reservoir in Xihu Sag under the background of low permeability [J]. *Geological Science and Technology Information*, 2015, 34(3): 107-112.]
- [16] 苏奥, 陈红汉, 吴悠, 等. 东海盆地西湖凹陷中西部低渗近致密—致密砂岩气成因、来源及运聚成藏[J]. 地质学报, 2018, 92(1): 184-196. [SU Ao, CHEN Honghan, WU You, et al. Genesis, origin and migration-accumulation of low-permeable and nearly tight-tight sandstone gas in the central western part of Xihu Sag, East China Sea Basin [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2018, 92(1): 184-196.]
- [17] 连小翠. 东海西湖凹陷深层低渗—致密砂岩气成藏的地质条件与模式[J]. 海洋地质前沿, 2018, 34(2): 23-30. [LIAN Xiaocui. A model of hydrocarbon accumulation in deeply buried low permeability-high density sandstone gas reservoirs in Xihu Sag, East China Sea [J]. *Marine Geology Frontiers*, 2018, 34(2): 23-30.]
- [18] 唐贤君, 蒋一鸣, 张建培, 等. 东海盆地西湖凹陷平北区断陷层断裂特征及其对圈闭的控制[J]. 海洋地质前沿, 2019, 35(8): 34-43. [TANG Xianjun, JIANG Yiming, ZHANG Jianpei, et al. Fault characteristic and its control on traps of fault structural layer in the northern Pinghu slope belt, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin [J]. *Marine Geology Frontiers*, 2019, 35(8): 34-43.]
- [19] 周心怀, 蒋一鸣, 唐贤君. 西湖凹陷成盆背景、原型盆地演化及勘探启示[J]. 中国海上油气, 2019, 31(3): 1-10. [ZHOU Xinhui, JIANG Yiming, TANG Xianjun. Tectonic setting, prototype basin evolution and exploration enlightenment of Xihu Sag in East China Sea Basin [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2019, 31(3): 1-10.]
- [20] 蔡勋育, 邱桂强, 孙冬胜, 等. 中国中西部大型盆地致密砂岩油气"甜点"类型与特征[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(4): 684-695. [CAI Xunyu, QIU Guiqiang, SUN Dongsheng, et al. Types and characteristics of tight sandstone sweet spots in large basins of central-western China [J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(4): 684-695.]
- [21] 赵力彬, 张同辉, 杨学君, 等. 塔里木盆地库车坳陷克深区块深层致密砂岩气藏气水分布特征与成因机理[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(4): 500-509. [ZHAO Libin, ZHANG Tonghui, YANG Xuejun, et al. Gas-water distribution characteristics and formation mechanics in deep tight sandstone gas reservoirs of Keshen block, Kuqa Depression, Tarim Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2018, 29(4): 500-509.]
- [22] Law B E. Basin-centered gas systems [J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(11): 1891-1919.
- [23] Northrop D A, Clayton R N. Oxygen-isotope fractionations in systems containing dolomite [J]. *The Journal of Geology*, 1966, 74(2): 174-196.
- [24] 付广, 杨敬博. 断盖配置对沿断裂运移油气的封闭作用: 以南堡凹陷中浅层为例[J]. 地球科学-中国地质大学学报, 2013, 38(4): 783-791. [FU Guang, YANG Jingbo. Sealing of matching between fault and caprock to oil-gas migration along faults: an example from middle and shallow strata in Nanpu Depression [J]. *Earth Science-Journal of China University of Geosciences*, 2013, 38(4): 783-791.]
- [25] 孙永河, 赵博, 董月霞, 等. 南堡凹陷断裂对油气运聚成藏的控制作用[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(4): 540-549. [SUN Yonghe, ZHAO Bo, DONG Yuexia, et al. Control of faults on hydrocarbon migration and accumulation in the Nanpu Sag [J]. *Oil & Gas Geology*, 2013, 34(4): 540-549.]
- [26] 王国亭, 何东博, 程立华, 等. 吐哈盆地巴喀气田八道湾组致密砂岩气藏气水分布特征[J]. 现代地质, 2012, 26(2): 370-376. [WANG Guoting, HE Dongbo, CHENG Lihua, et al. Gas-water distribution characteristics of tight sand reservoirs in Badaowan Formation in Baka gas field, Tuha Basin [J]. *Geoscience*, 2012, 26(2): 370-376.]