

文章编号: 1001 - 6112(2005)04 - 0390 - 05

松辽盆地齐家—古龙凹陷油气成藏期次研究

侯启军^{1,3}, 冯子辉^{2,3}, 邹玉良³

(1. 中国科学院 长沙大地构造研究所, 长沙 410001;

2. 吉林大学, 长春 130061; 3. 大庆油田有限责任公司, 黑龙江 大庆 163712)

摘要:松辽盆地齐家—古龙凹陷在扶余、高台子、葡萄花、黑帝庙等多套油层获工业油流。应用储层包裹体均一温度以及显微傅立叶变换红外光谱等分析技术, 结合储层的热演化史, 探讨了各套油层的油气成藏特征。有机包裹体的类型和特征显示, 青一段源岩生成的原油向储层中运移主要有 3 个期次, 不同油层经历的成藏期次各异, 储层中原油的性质是油气多期成藏的综合反映。包裹体均一温度指示凹陷内油气 3 个成藏期分别是嫩江组沉积末期、白垩纪末期和老第三纪末, 油气成藏期次与盆地构造发展历程表现出较好的一致性。

关键词:包裹体; 傅立叶红外光谱; 均一温度; 热演化史; 松辽盆地

中图分类号: TE122.3

文献标识码: A

松辽盆地齐家—古龙凹陷位于大庆长垣西侧, 面积大于 5 000 km², 沉积盖层主要为白垩系, 其中钻井揭示的上白垩统最大埋深超过 2 500 m。近年来盆地上白垩统的油气勘探结果表明, 这个凹陷不但发育多套成熟的烃源岩, 是盆地最有利的生油凹陷, 而且在扶余、高台子、葡萄花等多套油层获得工业油流, 也是盆地油气勘探的有利地区。本文结合储层包裹体分析, 对齐家—古龙凹陷油气的成藏期次和成藏时间进行了研究。

储层包裹体中的流体保存了矿物生成时的各种物理化学信息, 它为了解流体的运移、聚集和演化过程提供了有效途径, 因此利用包裹体均一温度恢复油气的成藏条件, 估算油气的成藏期得到了广泛的应用^[1-3]。本次研究中, 主要应用有机包裹体显微傅立叶变换红外光谱分析技术研究油气的形成期次和形成条件, 结合储层包裹体的均一温度和储层埋藏史、热演化史, 探讨油气的成藏特征。

1 区域地质背景

齐家—古龙凹陷发育多套成熟的烃源岩, 从下至上包括青山口组一段、青山口组二段、青山口组三段和嫩江组一段烃源岩, 有机质丰度高, 母质类型好, 有机质处于成熟—高成熟阶段, 为油藏的形成提

供了物质基础。凹陷内从下至上主要发育扶余油层、高台子油层、葡萄花油层和黑帝庙油层。储层沉积于水下分流河道或三角洲前缘相, 错叠分布的砂岩为油气藏形成提供了储集空间。油源对比证实, 凹陷内在 NNE 向发育的断裂的沟通下, 青山口组一段生成的原油向上进入高台子、葡萄花、黑帝庙油层, 向下进入扶余油层; 嫩江组一段生成的原油向上进入黑帝庙油层。

英 51 井位于古龙凹陷西侧的敖古拉—哈拉海次级断裂带上, 该井在葡萄花油层、高台子油层、青山口组一段和扶余油层中均获工业油流, 单井中呈现出多层位含油的特征, 其中葡萄花油层为凝析油, 其他油层为正常原油。本次研究中分别在英 51 井的高台子油层、青山口组一段和扶余油层中选取岩石及原油样品进行分析, 重点探讨青山口组一段源岩生成原油的成藏特征。

2 包裹体的分布及荧光特征

显微镜下观察表明, 英 51 井储层主要发育盐水包裹体、有机包裹体和少量的 CO₂ 包裹体, 一般分布于石英加大边和方解石脉及其胶结物中, 通常小于 10 μm。盐水包裹体溶液由纯盐水组成, 气液比 10%, 无色透明, 形状规则, 成群分布。有机包裹

收稿日期: 2004 - 10 - 13; 修订日期: 2005 - 07 - 05。

作者简介: 侯启军(1966—), 男(汉族), 黑龙江大庆市人, 博士、高级工程师, 主要从事油气勘探与科技管理工作。

体的有机相主要由气态烃或液态烃组成,根据有机相的数量或成分的差异,这类包裹体包括纯液态烃包裹体和烃加盐水溶液包裹体,在荧光显微镜下见不同强度荧光,包裹体形状不规则,一般沿裂隙成带分布。从储层岩石薄片单位面积发育的有机包裹体数量的比较看,高台子油层和扶余油层偏高,青山口组一段偏低。由于有机包裹体的数量与油气运移和聚集趋势呈正相关关系^[4],因此间接反映凹陷内高台子和扶余油层中的油气数量高于青山口组一段,这与目前的勘探发现相一致。

有机包裹体的类型和特征反映油气的成藏期次^[1]。根据有机包裹体的荧光颜色和发育状况,英51井储层有机包裹体可以划分为3类,反映青山口组一段生成的油气3期成藏的过程。第一类有机包裹体主要发育于石英次生加大边和胶结物中,包裹体呈近圆或椭圆形,多为纯液态烃包裹体,一般发黄褐色或土黄色荧光,反映有机质成熟度相对较低。第二类有机包裹体主要发育于石英或长石的次生溶蚀孔隙和裂隙中,包裹体呈蜂窝状、长条状等,分布数量多且体积也相对较大,流体一般多为烃加盐水溶液,个别为纯液态烃包裹体,有机质呈淡黄色或黄绿色荧光;这次成藏期由于储层发育次生孔隙,有利于油气的运移聚集和大规模成藏,其中凹陷内部分单井原油产能相对较高也与储层发育次生孔隙有

关,如古708井扶余油层自然产能19.6 t/d,次生孔隙占总孔隙的1/3左右。第三类有机包裹体主要发育于胶结物的裂隙中,包裹体较小,一般3~4 μm,呈长条形,沿裂隙成带分布,大部分为纯烃包裹体,个别含少量盐水溶液,有机质呈绿色或蓝绿色荧光,反映本次成藏期油气的成熟度相对较高,且与构造活动关系密切。

3 有机包裹体的显微傅立叶变换红外光谱特征

显微傅立叶变换红外光谱分析为研究包裹体中有机质的结构组成提供了有效手段^[5-9]。有机包裹体在3000~2800 cm⁻¹波数范围内的脂肪烃伸缩振动不受寄主矿物的影响,为分析有机质结构提供了重要信息。其中3000~2947 cm⁻¹和2883~2869 cm⁻¹的吸收峰分别代表甲基的不对称和对称伸缩振动,2947~2883 cm⁻¹和2869~2800 cm⁻¹的吸收峰分别代表亚甲基的不对称和对称伸缩振动^[1]。根据亚甲基和甲基的相对比值(CH_{2a}/CH_{3a}),可以计算有机质烷基链碳原子数(X_{inc})和有机质正烷烃直链碳原子数(X_{std})^[10]。

英51井3类有机包裹体显微傅立叶红外光谱分析见图1,计算出的有机质结构参数反映3期成

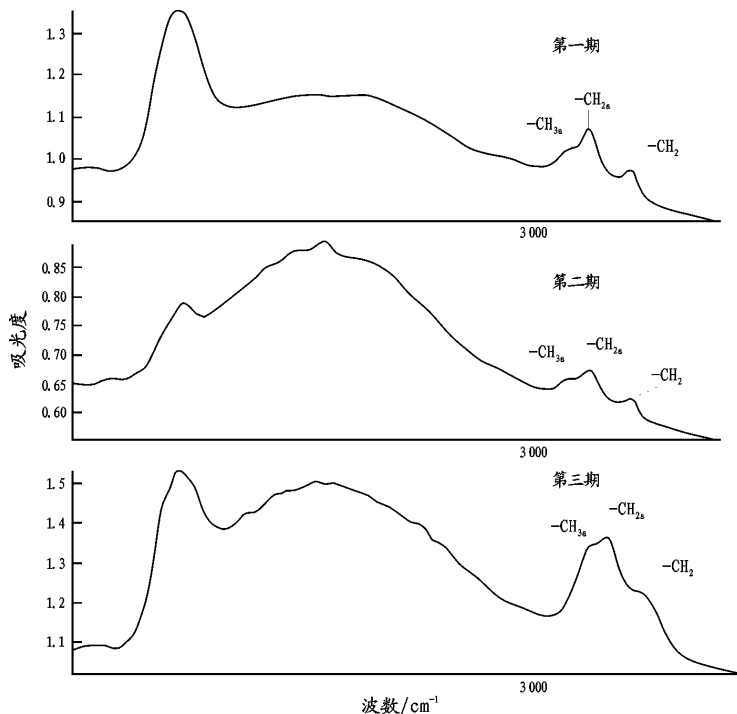


图1 英51井储层包裹体傅立叶红外光谱图

Fig. 1 Fourier transform infrared spectra of reservoir inclusions in well Ying 51

藏过程对应不同的油气性质。第一期形成的有机包裹体的 CH_{2a}/CH_{3a} 值大于 10, X_{inc} 、 X_{std} 值分别大于 100 和 37, 表明有机质的平均分子量大, 油气的成熟度很低, 属烃源岩早期生油的产物。第二期形成的有机包裹体 CH_{2a}/CH_{3a} 值在 6~8 之间, X_{inc} 、 X_{std} 值分别介于 59~80 和 23~30 之间, 仅从有机质正烷烃直链碳原子数看, 与目前的正常原油非常相似。第三期形成的有机包裹体的 CH_{2a}/CH_{3a} 值在 1.54~4.25 之间, X_{inc} 、 X_{std} 值分别介于 8~38 和 6~16 之间, 反映有机质中甲基相对丰富, 成熟度高, 有机质正烷烃直链碳原子数较小, 与凹陷目前发现的轻质油和凝析油接近(图 2)。从有机包裹体成分特征推断, 齐家—古龙凹陷的 3 期油气成藏过程, 第一期以重质油为主, 第二期以中质油为主, 第三期以轻质油和凝析油为主。

英 51 井各套储层有机包裹体的分布期次(图 2)表明, 高台子油层有过 3 期油气充注, 反映青一段源岩生成的各类原油均进入到上部储层。青一段地层中的油层见有第一次和第三次充注, 未发现第二次充注的原因尚有待进一步研究。扶余油层发育 2 期油气充注, 主要为正常原油和轻质油及凝析油, 未见第一次充注, 原因可能是青一段源岩向下排烃需要较高的排驱压力和较高的成熟度。英 51 井各套油层原油的红外光谱分析证实了上述油气充注过程, 扶余油层中的原油 CH_{2a}/CH_{3a} 为 4.88, 介于第二和第三期有机包裹体结构参数之间, 反映这 2 期充注的特征; 高台子和青一段地层中的原油 $CH_{2a}/$

CH_{3a} 分别为 6.15 和 6.01, 与第二期有机包裹体相似, 反映的可能是原油多期充注混合的特征; 葡萄花油层尽管未开展包裹体分析, 但其产出的凝析油的结构参数 CH_{2a}/CH_{3a} 为 3.26, 与第三期有机包裹相似, 推测主要为第三次原油充注的结果。

4 包裹体均一温度与油气成藏时间

包裹体的均一温度可以反映油气注入时的储层温度, 因此可以应用与有机包裹体同期的盐水包裹体的均一温度恢复油气成藏温度和成藏期。但若寄主矿物受到较高的温度和压力影响, 包裹体的均一温度会发生再平衡而不反映成藏温度^[11], 此时需要根据储层的埋藏情况进行校正。英 51 井各套油层储层包裹体的均一温度校正结果显示成藏温度在 60~120 之间(图 3), 进一步可以明显地分为 3 个成藏期次, 对应的主要成藏温度段分别为 60~70, 80~90, 110~120。结合松辽盆地齐家—古龙凹陷储层埋藏史与热演化史^[12]初步确认, 第一次成藏期发生在嫩江组末期(嫩江组三一五段沉积期); 第二次成藏期发生在白垩纪末期(四方台—明水组沉积期); 第三次成藏期发生在老第三纪末。

齐家—古龙凹陷油气成藏期次与盆地构造发展历程表现出较好的同步性。已有的研究表明, 齐家—古龙地区构造演化经历了嫩江组末具雏形, 白垩纪末完善, 老第三纪末定形的发展过程。嫩江组末期构造运动以褶皱作用为特征, 齐家—古龙凹陷

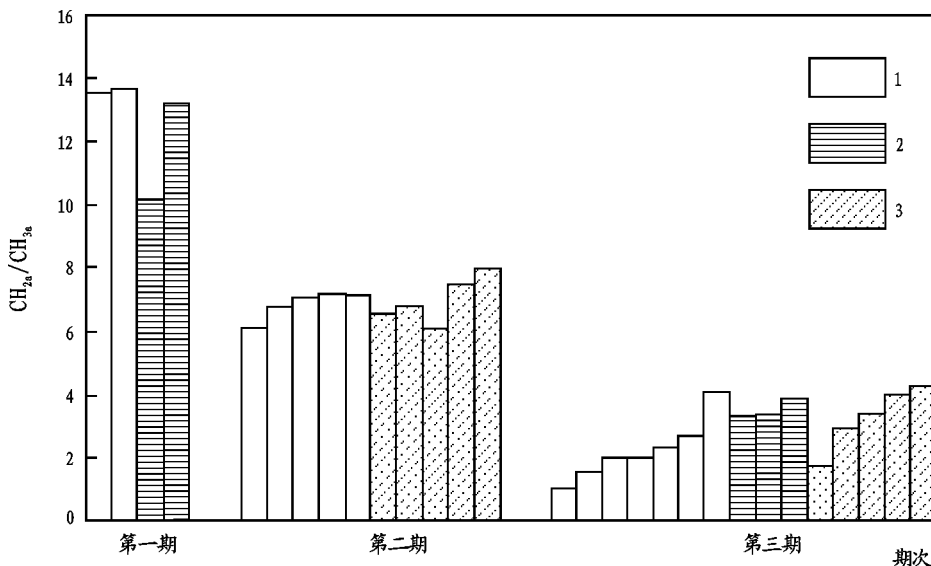


图 2 英 51 井不同油层油气成藏期次分布图

1. 高台子; 2. 青一段; 3. 扶余

Fig. 2 Distribution of pool-forming periods for different reservoirs in well Ying 51

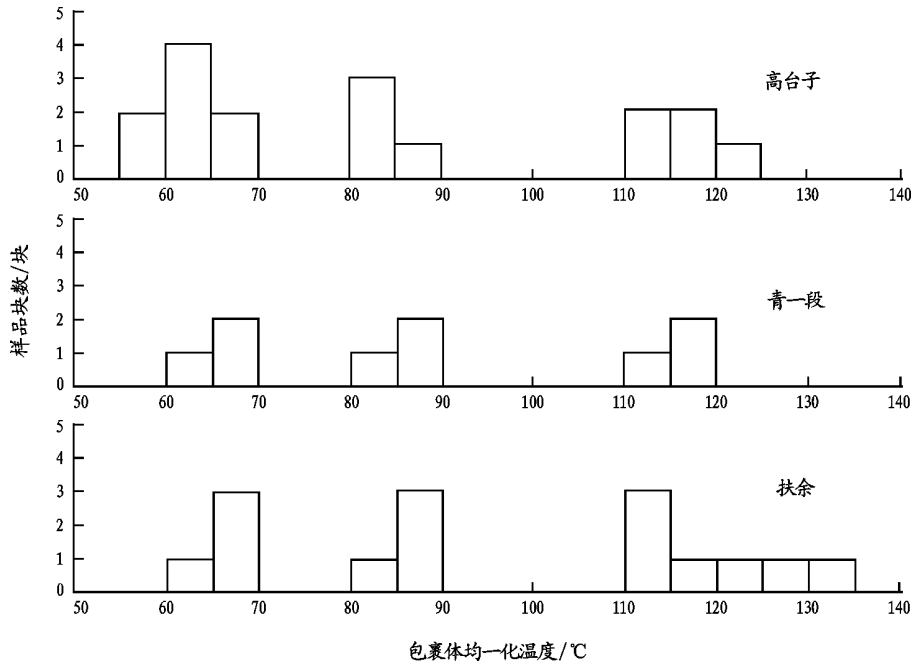


图3 英51井储层包裹体均一温度分布图

Fig. 3 Distribution of homogenization temperatures of reservoir inclusions in well Ying 51

东侧出现大庆长垣锥形,凹陷内青一段源岩开始大量生油,为第一次成藏提供了条件;白垩纪末期,盆地受到SEE向挤压,齐家—古龙凹陷内NNE向断裂发育,凹陷周边形成一系列背斜和鼻状构造,青一段源岩进入生油高峰,形成了第二次油气运移、成藏条件;老第三纪末的构造运动使凹陷内的构造带定形,断裂进一步活动,青一段源岩进入高成熟阶段,为第三次成藏创造了条件。

5 结论

英51井包裹体的发育特征、有机质荧光颜色以及红外光谱结构参数显示,齐家—古龙凹陷青一段源岩生成的原油经历了3次成藏期,各期次原油的性质不同。其中高台子油层有3期油气充注,扶余油层有2期油气充注,葡萄花油层可能仅发育1期油气充注,各油层中原油的性质是储层有机包裹体性质的综合反映。

包裹体均一温度和储层的埋藏史与热演化史研究表明,齐家—古龙凹陷第一次成藏期在嫩江组末期(嫩江组三—五段沉积期),第二次成藏期在白垩纪末期(四方台—明水组沉积期),第三次成藏期在老第三纪末。凹陷内油气成藏期次与盆地构造发展历程表现出较好的同步性。

参考文献:

1 李荣西,金奎励,廖永胜. 有机包裹体显微傅立叶红外光谱和荧

- 光光谱测定及其意义[J]. 地球化学,1998,27(3):243~249
- 2 陶士振,秦胜飞. 塔里木盆地克拉2气藏流体包裹体与油气充注运移期次[J]. 石油实验地质,2002,24(5):437~440,445
- 3 刘小平,徐健,杨立干. 有机包裹体在油气运聚研究中的应用——以苏北盆地高邮凹陷为例[J]. 石油实验地质,2004,26(1):94~99
- 4 施继锡,傅家谟,李本超. 有机包裹体及其与油气的关系[J]. 中国科学(b辑),1987,3:318~325
- 5 刘斌. 广西十万大山盆地流体包裹体特征及其在石油地质上的应用[J]. 石油实验地质,2000,22(4):387~391
- 6 邹海峰,徐学纯,高福红等. 大港探区中区油气显微迹象和有机包裹体的荧光显微分析及其应用[J]. 石油实验地质,2002,24(1):80~84
- 7 潘长春,周中毅. 流体包裹体在准噶尔盆地油气资源评价中的应用[J]. 石油实验地质,1990,12(4):412~420
- 8 刘鑫,杨传忠. 碳酸盐岩矿物流体包裹体的主要研究方法及其应用[J]. 石油实验地质,1991,13(4):399~407
- 9 马红强,陈强路,陈红汉等. 盐水包裹体在成岩作用研究中的应用——以塔河油田下奥陶统碳酸盐岩为例[J]. 石油实验地质,2003,25(增):601~606
- 10 Pironon J, Barres Q. Semi-quantitative FT-IR microanalysis limits: Evidence from synthetic hydrocarbon fluid inclusions in sylvite[J]. Geochim Cosmochim Acta,1990,54:509~518
- 11 赵靖舟. 油气成藏年代学研究进展及发展趋势[J]. 地球科学进展,2002,17(3):378~383
- 12 高瑞祺,蔡希源. 松辽盆地油气田形成条件与分布规律[M]. 北京:石油工业出版社,1997

STUDY ON THE POOL-FORMING PERIODS OF OIL AND GAS IN QIJIA-GULONG SAG IN SONGLIAO BASIN

Hou Qijun^{1,3}, Feng Zihui^{2,3}, Zou Yuliang³

(1. *Changsha Institute of Tectonics, Chinese Academy of Sciences, Changsha, Hunan 410001, China*; 2. *Jilin University, Changchun, Jilin 130065, China*;
3. *Daqing Oilfield Company Ltd., Daqing, Heilongjiang 163712, China*)

Abstract : There are a series of oil- and gas-bearing reservoirs in Qijia-Gulong Sag in Songliao Basin, including Fuyu, Gaotaizi, Putaohua, Heidimiao, etc. The characteristics of these reservoirs were discussed according to the homogenization temperatures of reservoir inclusions and micro-Fourier transform infrared spectroscopic analysis combining thermal evolution histories of the reservoirs. The types and characteristics of the organic inclusions indicate that there are 3 main migration periods of oil and gas generated from $K_1 q^1$ source rock. There are different pool-forming periods for different reservoirs, and the oil/gas properties of reservoirs are the comprehensive reflection of multi-period pool-forming processes. The homogenization temperatures of inclusions show that the 3 pool-forming periods of the oil and gas in the sag are in the ends of $K_1 n$, K and E respectively. The pool-forming periods are well consistent with the tectonic-developing history in the basin.

Key words : inclusion; Fourier transform infrared spectrum; homogenization temperature; thermal evolution history; Songliao Basin

(continued from page 389)

migrating from the deep seated source rocks. Hydrocarbons in the oil sand samples have normal GC fingerprints, while the adjacent shale extracts with buried depth less than 2 700 m are characteristic of high odd-even predominance of normal alkane, and a distinct bulge composed of undistinguished compounds of steroids and terpanoids was observed in the behind section of the GC fingerprint with high retain time. The low-matured E_s^4 shales with buried depth less than 2 700 m also have distinct features including low concentration of geological stereochemical configuration (i. e. $20R \gg 20S$ and \gg) and such the high content of compounds with low thermal stability as 5-steranes, 13 (H) 14 (H)-tricyclic terpanes. In addition, little amount of dinosteranes were discovered in all of the oil sand samples while dinosteranes are the main constitution in E_s^4 shale above normal oil window, further indicating no possibility of the algae-rich E_s^4 interval with buried depth less than 2 700 m to be the source rocks of the oils in the area. With the buried depth decreasing, the maturity of hydrocarbons in oil sand samples and the level of $C_{35} - / C_{34} -$ hopane increased and the concentration of Gamacerance decreased. These can not only indicate the direction of oil migration, but also reveal the different chemical compositions of hydrocarbons generated by the source rocks with different thermal stages and/or mixing of immature oils or bitumen with normal oils.

Key words : oil sand; immature oils; algae-rich shale; biomarkers; oil-rock correlation; the Niuzhuang Sag; teh Bohai Bay Basin