

松辽盆地南部中小断陷白垩系 烃源岩成熟度综合评价

——以彰武、昌图断陷为例

武英利, 朱建辉, 倪春华, 李 颢

(中国石化石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214126)

摘要:应用镜质体反射率、烃转化率、OEP、甾烷异构化、藿烷等多项指标,对松辽盆地南部彰武、昌图断陷下白垩统沙海组—九佛堂组烃源岩成熟度特征进行综合评价,刻画烃源岩随埋深变化的动态热演化过程。松南地区南、北部断陷烃源岩的生烃门限存在显著差异,导致各断陷内的烃源岩现今所处的成熟演化阶段各有不同。南部彰武断陷烃源岩生烃门限深度大约在 1 000 m,总体上沙海组烃源岩处于未熟—低成熟阶段;九佛堂组烃源岩上部处于低成熟阶段,而下部则处于成熟阶段。北部昌图断陷生烃门限深度大约在 1 800 m,总体上沙海组下部、九佛堂组烃源岩处于低成熟—成熟阶段。南部断陷群九佛堂组中下部为有效烃源岩发育层段;而北部断陷群除九佛堂组为有效烃源岩发育层段外,沙海组中下部也是重要的烃源层段。

关键词:热解;饱和烃色谱;成熟度;生烃门限;松辽盆地南部

中图分类号:TE122.11

文献标识码:A

Comprehensive evaluation of Cretaceous source rock maturity in medium and small fault depressions in southern Songliao Basin:

a case study of Zhangwu and Changtu fault depressions

WU Yingli, ZHU Jianhui, NI Chunhua, LI Kuang

(Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China)

Abstract: A comprehensive evaluation of the maturity of the source rocks in the Cretaceous Shahai and Jiufotang formations in the Zhangwu and Changtu fault depressions of the southern Songliao Basin was made using several indicators, including vitrinite reflectance, hydrocarbon conversion rate, OEP, sterane isomerization and hopanoid distribution. The dynamic evolution process of source rocks with burial depth was described. The hydrocarbon generation threshold is different between the southern and northern fault depressions, resulting in the various maturity stages of source rocks. The hydrocarbon generation threshold of source rocks in the Zhangwu Fault Depression in the south is about 1 000 m. Generally, the source rocks in the Shahai Formation are in the immature and low maturity stages. The source rocks in the upper Jiufotang Formation are in the low maturity stage, while those in the lower part are in the mature stage. The hydrocarbon generation threshold of source rocks in the Changtu Fault Depression in the north is about 1 800 m. Generally, the source rocks in the lower Shahai Formation and the Jiufotang Formation are in the low maturity and mature stages. The middle and lower parts of the Jiufotang Formation in the southern fault depressions developed effective source rocks. The Jiufotang Formation in the northern fault depressions developed effective source rocks, and the middle and lower parts of the Shahai Formation also contributed.

Key words: pyrolysis; saturated hydrocarbon chromatography; maturity; hydrocarbon generation threshold; southern Songliao Basin

松辽盆地南部地区发育了众多被凸起分割的中小断陷。该地区勘探开始于 20 世纪 70 年代末,

相续在西部陆家堡凹陷、中部龙湾筒、张强等凹陷的下白垩统九佛堂组、沙海组获得工业油流。近年

来,又在西南部奈曼、南部彰武以及北部昌图断陷发现油气流或工业油流,主要产出层位为九佛堂组,展示了较好的资源前景^[1]。本文以松南南部彰武断陷的 ZW1、ZW2、ZW3 井和北部昌图断陷的 Q1、SN26、CC2 井等为主要研究对象,重点探讨下白垩统断陷层烃源岩(以沙海组—九佛堂组为主)的热演化程度,以期为合理准确把握凹陷油气资源前景提供参考依据。

1 地质背景

松南地区中小断陷是叠置于中朝地台内蒙地轴之上的早白垩世断陷群。其中,南部地区的彰武断陷位于断陷群的彰武—东胜断裂带,呈北北东向展布,表现为东断西超的箕状结构,面积约 150 km²;北部地区的昌图断陷是该地区面积最大的断陷,呈北北西向展布,白垩系发育齐全,呈现出“两洼夹一隆”的构造格局,断陷的北部基底埋深大,南部相对薄且浅,总面积约 2 500 km²(图 1)^[1-2]。

2 烃源岩

松南地区中小断陷下白垩统自下而上主要发育了义县组、九佛堂组、沙海组和阜新组等地层,其中,烃源岩主要为九佛堂期、沙海期半深湖—深湖环境下沉积的暗色泥岩,并集中分布于九佛堂组下部、中上部以及沙海组的下部,普遍具有有机质丰度较高,类型也较好的特征。南部地区的彰武断陷

九佛堂组暗色泥岩最厚达 534 m,总有机碳含量在 0.47%~8.93%之间,平均达 3.58%,有机质类型 I、II、III 型均有分布,主要为 I、II₁ 型;沙海组暗色泥岩最厚达 298 m,总有机碳含量在 0.24%~10.84%之间,平均达 2.85%,有机质类型 II、III 型均有分布。北部地区的昌图断陷九佛堂组暗色泥岩最厚达 321 m,总有机碳含量在 0.44%~14.26%之间,平均达 2.51%,九佛堂组上部烃源岩有机质类型属于 II₁—II₂ 型,而下部烃源岩属于 II₂—III 型;沙海组暗色泥岩最厚达到 266 m,有机碳含量在 0.09%~10.31%之间,平均达 3.05%,有机质类型 II₂、III 型均有分布。

区域内不同断陷九佛堂组、沙海组烃源岩的热成熟演化差异较大。对比各断陷镜质体反射率(R_o)参数的变化,从彰武断陷 ZW1、ZW2、ZW3 井烃源岩样品实测 R_o与埋深关系(图 2a)可以看出,埋深小于 1 100 m 时,成熟度普遍很低,约在 0.49%~0.60%之间,处于未成熟阶段;埋深大于 1 100 m 的样品的实测 R_o值基本上分布在 0.65%~1.20%之间,为低成熟—成熟阶段,处于主要生油窗。推测昌图断陷烃源岩埋深在 1 140 m 左右,位于阜新组,处于未成熟阶段。沙海组烃源岩 R_o在 0.5%~0.69%之间,处于低成熟阶段;九佛堂组源岩成熟度一般在 0.85%~0.92%之间,已进入成熟演化阶段,推测成熟阶段的开始埋深在 1 620 m 左右,2 325 m 处的样品 R_o达到 1.22%,达到成熟演化阶段,已处于大量生油期(图 2b)。

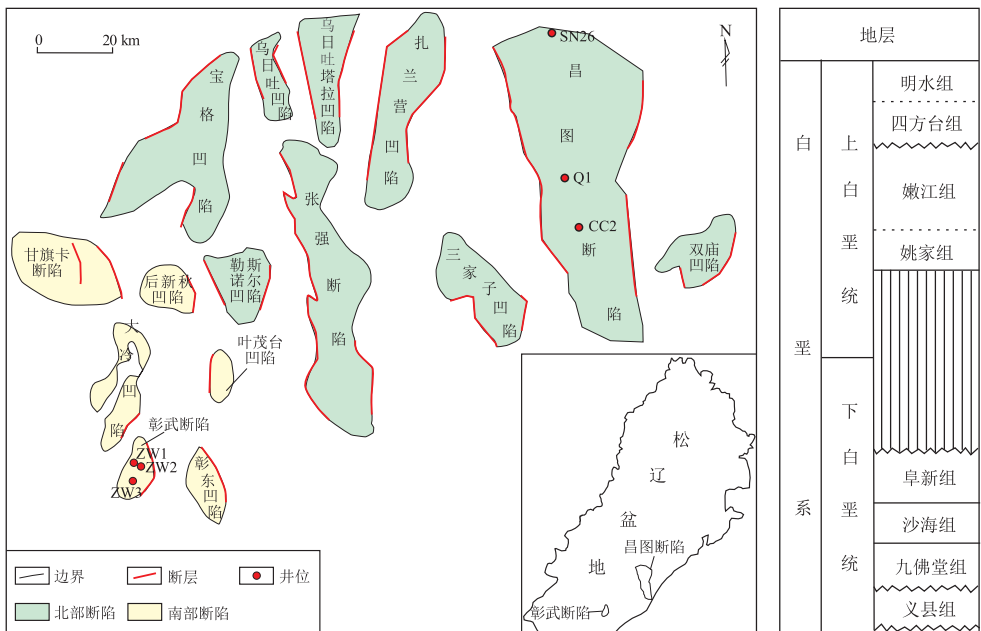


图 1 松南地区东南部断陷群地质简图

Fig.1 Geological sketch map of fault depressions in southeastern part of southern Songliao Basin

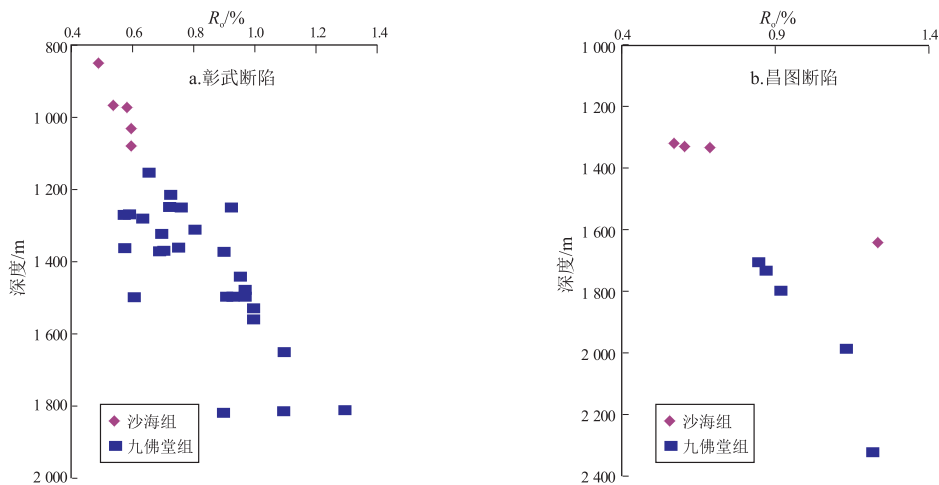


图 2 松辽盆地南部彰武(a)、昌图(b)断陷烃源岩 R_o 与埋深关系

Fig.2 Relationship between source rock maturity and depth in Zhangwu (a) and Changtu (b) fault depressions, southern Songliao Basin

对比 R_o 实测数据, 相同层系烃源岩热成熟演化存在明显差异。由于 R_o 数据测定结果受到比较多的人为经验判断因素的影响, 仅仅通过单一地质因素去评价松南断陷群白垩系烃源岩的成熟特征, 可能会影响松南地区不同断陷烃源岩成烃评价的准确性和合理性, 从而也影响了对该地区油气资源前景的评价。因而, 本文将从原油成熟度分析、烃源岩成熟度评价多种指标的共同验证、油源对比等方面, 来分析松南地区九佛堂组—沙海组烃源岩成熟演化的变化和差异, 为合理评价松南地区油气资源前景提供参考。

3 原油成熟度

在松南地区已发现油气田的陆家堡、龙湾筒以及奈曼等断陷中, 油源地化特征对比表明, 各断陷成熟原油主要来自九佛堂组烃源岩。无论是沙海组还是九佛堂组, 其原油成熟度均呈现出低熟—早

成熟演化的特征^[3-7]。根据对彰武、昌图断陷九佛堂组 5 件原油样品的轻烃检测(图 3), 彰武断陷原油表现出成熟早期特征; 昌图断陷原油成熟度相对较高。依据甲基菲指数的换算^[8-10], 彰武原油成熟度约分布在 0.6%~0.8% 之间; 昌图原油成熟度最大值超过了 0.8%, 早期勘探的 CC2 井原油也表现为成熟特征^[7]。总体来说, 松南地区各中小断陷原油均处于低熟—成熟演化阶段, 存在南低北高的地区差异, 本文认为这是由于不同断陷白垩系烃源岩存在较大的成熟演化差异所致。

4 烃源岩成熟度

4.1 萘烷参数

饱和烃色谱中萘烷 $C_{31} 22S/(22S+22R)$ 、 $C_{32} 22S/(22S+22R)$ 指标以及异构化 $\beta\alpha$ -萘烷/ $\alpha\beta$ -萘烷值也是很好的成熟度指标^[12]。彰武、昌图断陷层烃源岩的五环三萘烷异构化随深度变化的速

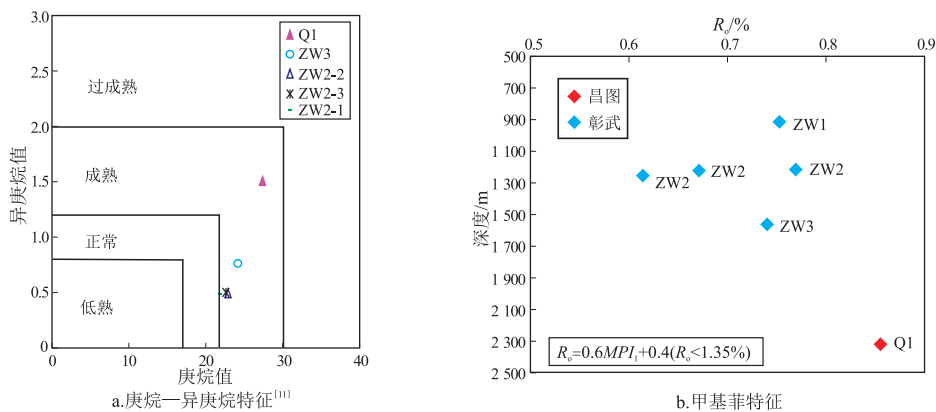


图 3 松辽盆地南部彰武、昌图断陷原油成熟度特征

Fig.3 Crude oil maturity of Zhangwu and Changtu fault depressions, southern Songliao Basin

率较快(图 4),在深度 1 100~1 200 m 时, $C_{31}22S/(22S+22R)$ 、 $C_{32}22S/(22S+22R)$ 值快速增加;而深度在 1 500~1 800 m 之间时,2 个值分别接近 0.6 和 0.6~0.7,到达平衡状态,说明松南断陷中烃源岩处于成熟阶段的深度应该在 1 500~1 800 m 或者更深。同时由于莫烷的不稳定性,在热力作用下, $\beta\alpha$ -莫烷含量减少得很快,使得 $\beta\alpha$ -莫烷/ $\alpha\beta$ -藿烷值快速减小,烃源岩处于未成熟—成熟早期阶段时该值约在 0.15~0.80 之间,小于 0.15 时烃源岩处于成熟状态,原油的该值更低。彰武、昌图断陷的原油 $\beta\alpha$ -莫烷/ $\alpha\beta$ -藿烷值均处在 0.15 附近,而烃源岩的 $\beta\alpha$ -莫烷/ $\alpha\beta$ -藿烷值大多在 0.15~0.40 左右,并随深度增加逐渐减小,反映了烃源岩成熟度浅部为低熟、深部成熟的变化过程。

4.2 烃转化率

热解参数中的可溶烃(S_1)和热解烃(S_2)能快速直接地反映烃源岩的生烃能力,随着温度升高,烃源岩成熟度增加,可溶烃和热解烃含量增大。 $S_1/(S_1+S_2)$ 、 $S_1/w(\text{TOC})$ 、 $(S_1+S_2)/w(\text{TOC})$ 等烃转化率能直观反映不同埋深烃源岩的成熟程度和供烃能力。彰武断陷烃源岩烃转化率 $S_1/(S_1+S_2)$ 最大值为 33.33%,最小值为 0.28%,平均值为

2.51%;昌图断陷的 $S_1/(S_1+S_2)$ 最大值为 37.50%,最小值为 0.70%,平均值为 11.17%。烃转化率随深度增加的变化规律如图 5 所示。彰武断陷埋深小于 950 m 的烃源岩烃转化率增幅不大,总体小于 10%,说明沙海组烃源岩目前处于低成熟阶段,而埋深在 1 050 m 左右烃转化率快速增大,表明埋深大于此范围的烃源岩进入了生油门限(图 5a);昌图断陷在 1 900 m 埋深处烃转化率快速增大,而小于 1 800 m 埋深范围内烃源岩烃转化率均小于 10%,表明昌图断陷的烃源岩进入门限的深度应该在 1 900 m 左右(图 5b)。

从 $S_1/w(\text{TOC})$ 和 $(S_1+S_2)/w(\text{TOC})$ 纵向表现的特征来看,其值的包络线均表现出“大肚子”特征(图 6),这是因为随着烃源岩成熟度的增大,可溶烃大量生成,烃转化率也随之增大,表明埋深达到一定深度时,烃含量增加、压力增加、孔隙中原油饱和度超过外部围压条件,油气排出烃源岩。因此,烃转化率能比较直观地反映烃源岩纵向的生排烃演化过程。彰武断陷的烃转化率在埋深 900~1 000 m 处快速增大,1 500~1 600 m 处达到最大值,而后随埋深增大而减小;表明 900~1 000 m 深度该断陷烃源岩开始生烃,而在 1500~1600 m

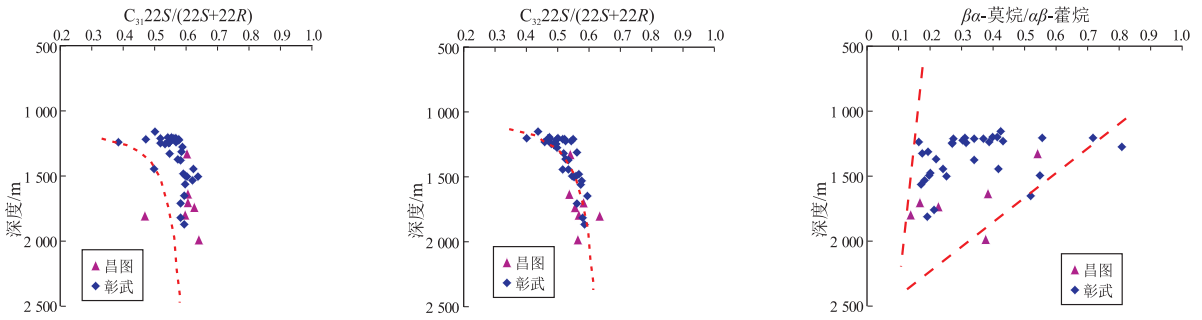


图 4 松辽盆地南部彰武、昌图断陷烃源岩萜烷随埋深的变化特征

Fig.4 Terpane characteristics of source rocks changing with burial depth, Zhangwu and Changtu fault depressions, southern Songliao Basin

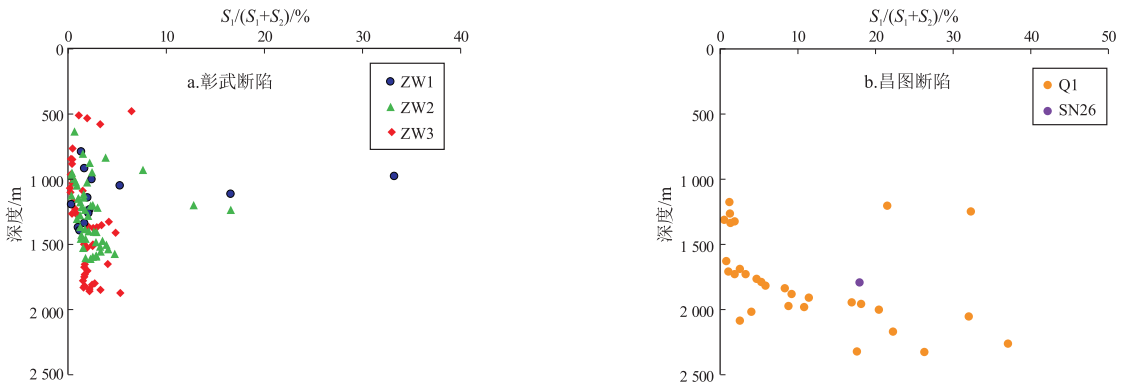


图 5 松辽盆地南部彰武(a)、昌图(b)断陷烃转化率与深度的关系

Fig.5 Relationship between hydrocarbon index and depth, Zhangwu(a) and Changtu(b) fault depressions, southern Songliao Basin

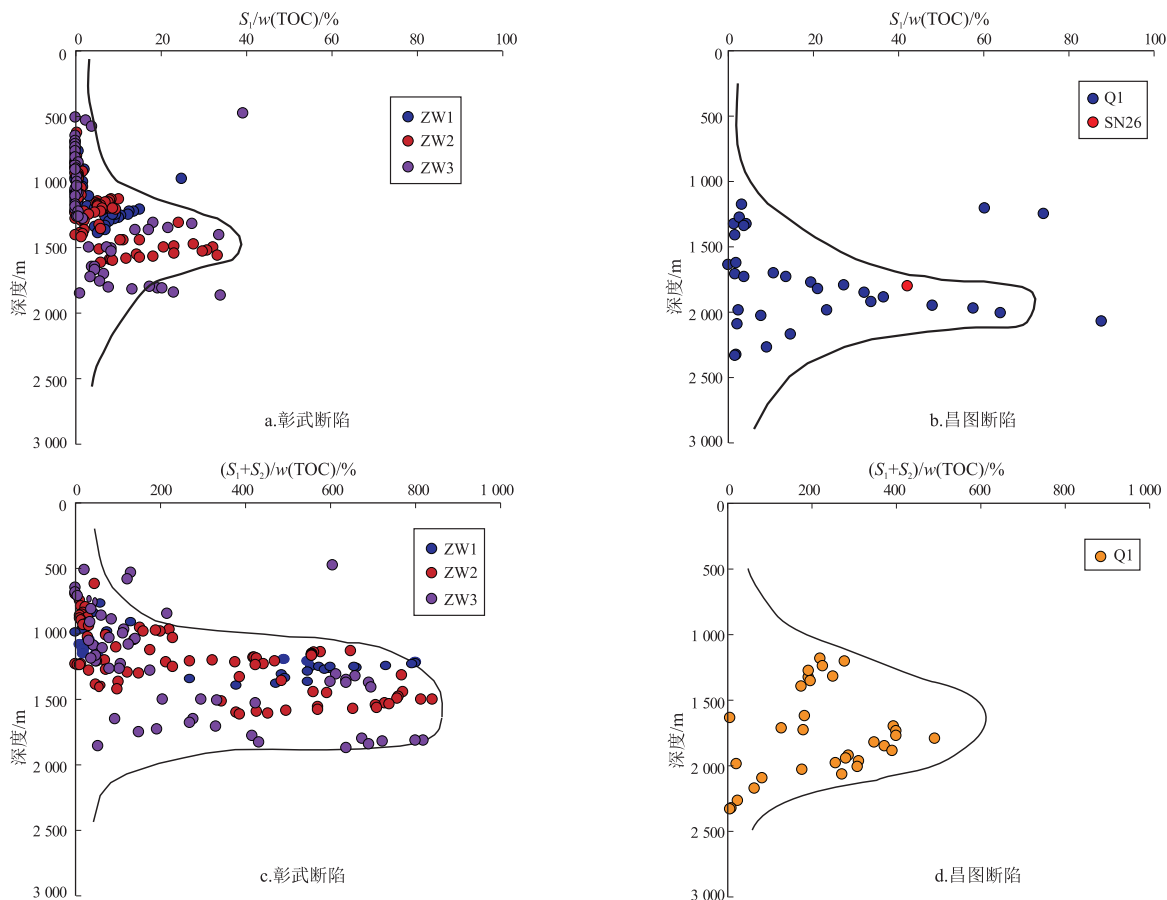


图6 松辽盆地南部彰武、昌图断陷烃源岩烃转化率随埋深变化对比

Fig.6 Hydrocarbon conversion rate of source rocks changing with burial depth, Zhangwu and Changtu fault depressions, southern Songliao Basin

埋深处烃源岩处于大量生烃阶段;昌图断陷的烃转化率在埋深1700~1900 m处快速增大,在2000~2100 m处达到最大值;表明昌图断陷烃源岩的门限深度在1700~1900 m,而埋深在2000~2100 m左右的烃源岩处于大量生烃阶段。

综上所述,南部断陷(彰武断陷为代表)与北部断陷(昌图断陷为代表)相比,北部断陷烃源岩成熟度要高于南部断陷;南部断陷群烃源岩的成烃门限深度要浅于北部断陷群,两者之间相差800~900 m左右,大量生烃的埋深也大约相差500~600 m。

5 原油与烃源岩成熟度关系

在烃源岩进入生烃门限之前,未成熟或低成熟度烃源岩饱和烃色谱具有较明显的奇偶优势,随着烃源岩成熟度的增大,奇偶或偶奇优势消失,CPI和OEP值逐渐趋近于1。SCALAN等^[13]最早利用数学方法计算并提出OEP为1.2时烃源岩进入生油门限,当更趋近于1.0时,烃源岩进入成熟演化阶段。根据ZW1、ZW2、ZW3及Q1井大量样品资料

的分析(图7),大多数样品的OEP和CPI值分布在1~1.4之间,说明部分烃源岩饱和烃存在明显的奇偶优势,反映了部分烃源岩处于成熟阶段,部分处于低成熟—成熟早期阶段。彰武断陷九佛堂组烃源岩明显存在未成熟—低成熟的样品,而昌图

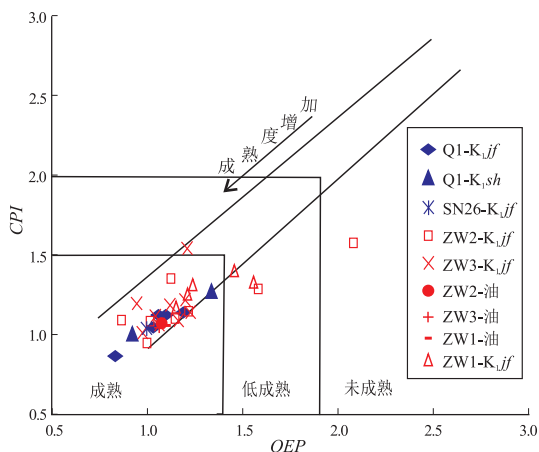


图7 松辽盆地南部彰武、昌图断陷饱和烃奇偶优势变化关系

Fig.7 Odd even predominance of saturated hydrocarbon, Zhangwu and Changtu fault depressions, southern Songliao Basin

断陷烃源岩均处于成熟阶段。

未成熟—低成熟的烃源岩比成熟烃源岩有较高的 Pr/nC_{17} 和 Ph/nC_{18} 值。纵观彰武、昌图断陷 Pr/nC_{17} 、 Ph/nC_{18} 与埋深的关系(图 8), 1 000 ~ 1 400 m 深度区间内 Pr/nC_{17} 值约在 0.50 ~ 2.95 之间, 平均为 1.20; Ph/nC_{18} 在 0.22 ~ 2.70 之间, 平均为 1.05。超过 1 400 m 埋深区域的 Pr/nC_{17} 在 0.16 ~ 1.60 之间, 平均为 0.73; Ph/nC_{18} 在 0.14 ~ 1.68 之间, 平均为 0.65, 表现出成熟度随埋深加大而逐渐增大的特征, 也反映了该地区烃源岩在埋深 1 400 m 左右进入成熟阶段。而彰武断陷样品的 Pr/nC_{17} 和 Ph/nC_{18} 值小于 1 所对应的埋深要浅于昌图断陷。

饱和和烃质谱中甾烷和藿烷异构化特征是较好的表征源岩成熟演化程度的指标。随着埋深热力场的增强, 不稳定的 $\alpha\alpha$ -构型向稳定的 $\beta\beta$ -构型转变, $C_{29}\alpha\alpha\alpha-20R$ 向 $\alpha\alpha\alpha-20S$ 异构体转变, 使得甾烷异构化指数 $C_{29}20R\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ 和 $\alpha\alpha\alpha C_{29}20S/(20S + 20R)$ 值逐渐升高^[14]; MACKENZIE 等^[15-16] 指出 $\alpha\alpha\alpha C_{29}20S/(20S+20R)$ 值小于 0.2 的烃源岩为未成熟的烃源岩, 在 0.4~0.6 之间的烃源岩处于生油高峰阶段; SEIFERT 等^[16] 认为 0.52 ~ 0.55 是异构化平衡状态, 超过此演化程度的烃源岩虽然成熟度增大但对异构化特征影响不大。根据中国东部断陷湖盆烃源岩研究认为, $\alpha\alpha\alpha C_{29}20S/(20S+20R)$ 值为 0.25 和 $C_{29}20R\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ 值为 0.2 为未成熟和低成熟的界限, 两者分别大于 0.35 和 0.25 时, 烃源岩处于成熟早期阶段^[13]。据此, 彰武和昌图断陷烃源岩主要处于低熟—成熟阶段, 小于 1 300 m 埋深的样品多为未成熟—低成熟, 异构化程度较低; 处于埋深 1 300 ~ 1 600 m 的部分样

品的 $\alpha\alpha\alpha C_{29}20S/(20S + 20R)$ 和 $C_{29}20R\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ 值分别处于 0.25 ~ 0.42 和 0.2 ~ 0.4 之间, 显示了烃源岩从低熟状态向成熟状态演化的过程; 处于 1 600 ~ 1 700 m 埋深的烃源岩 2 个异构化参数大部分大于 0.4(图 9)。相应原油样品的 2 个异构化参数也呈低熟—成熟特征, 其中 ZW1 井原油的成熟度较低, ZW3 井和 Q1 井原油的异构化值较高, 接近 0.6 平衡状态(表 1), 表明在这些中小断陷中存在低成熟和成熟状态的 2 种性质的原油, 且原油成熟度随埋深的变化与烃源岩随埋深的变化形成较好的匹配。虽然饱和烃异构化指标还与岩石类型、有机质形成水介质盐度等因素有关, 但在松南中小断陷烃源岩成熟度不是很高的地区仍能较好反映烃源岩成熟演化特征。2 个断陷之间的对比也表明, 相同异构化参数对应的烃源岩的埋深, 彰武断陷要小于昌图断陷。

6 结论

(1) 运用多项成熟度参数综合研究表明, 松辽盆地南部中小断陷白垩系烃源岩总体处于低熟—成熟演化阶段, 其中, 下白垩统九佛堂组均为成熟烃源岩, 沙海组为低熟—成熟烃源岩。断陷中的原油主要来源于九佛堂组, 北部地区沙海组下部烃源岩也具有较好的供烃潜力。

(2) 松南地区南、北断陷白垩系烃源岩生烃门限存在差异, 南部彰武断陷生烃门限深度约为 1 000 m, 北部昌图断陷生烃门限在 1 800 m 左右。不同断陷内九佛堂组同层系烃源岩成熟演化存在一定的差异, 认为白垩世末期以后, 南部断陷受到较大幅度的构造抬升是白垩系烃源岩成熟演化有

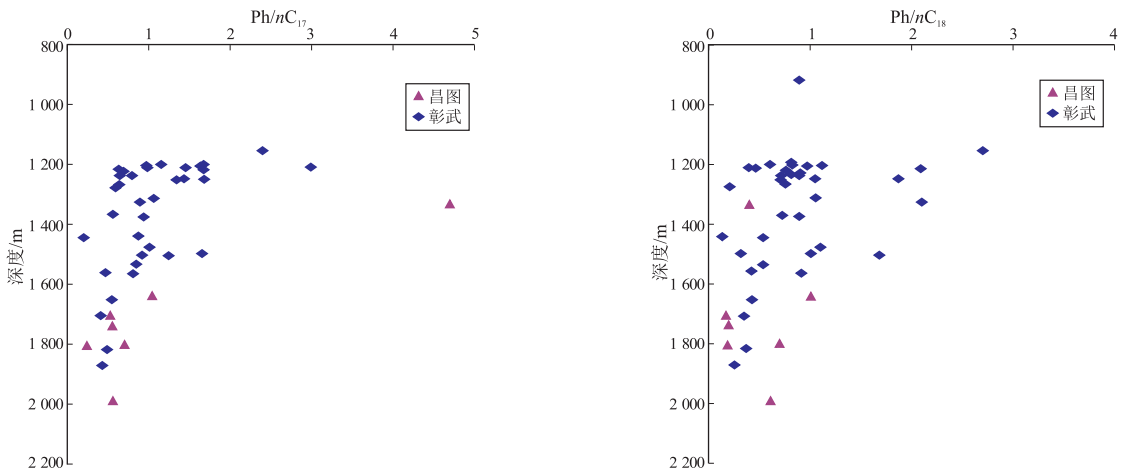


图 8 松辽盆地南部彰武、昌图断陷九佛堂组烃源岩姥鲛烷、植烷随深度变化

Fig. 8 Pristane and phytane characteristics of Jiufotang source rocks changing with burial depth, Zhangwu and Changtu fault depressions, southern Songliao Basin

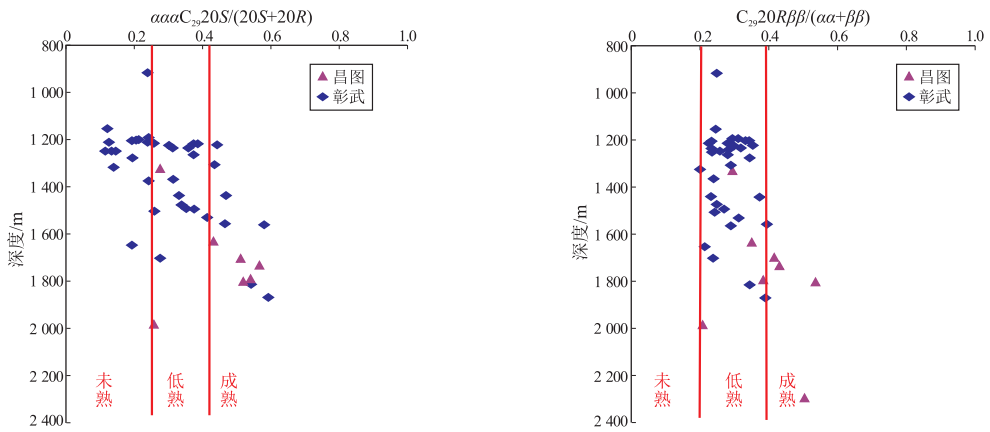


图 9 松辽盆地南部彰武、昌图断陷烃源岩甾烷异构化程度随深度变化

Fig.9 Sterane isomerization degree of source rocks changing with burial depth, Zhangwu and Changtu fault depressions, southern Songliao Basin

表 1 松辽盆地南部彰武、昌图原油异构化程度与成熟度特征

Table 1 Isomerization degree and maturity of crude oil in Zhangwu and Changtu fault depressions, southern Songliao Basin

原油样品	OEP	C ₂₉ 甾烷 20S/(20S+20R)	C ₂₉ 甾烷 20Rββ/(αα+ββ)	芳烃 MPI 换算的 R _o , %	轻烃参数换算的 R _o , %
ZW1	1.099	0.30	0.27	0.71	0.65
ZW2-1	1.048	0.38	0.28	0.76	0.68
ZW2-2	1.081	0.39	0.35	0.72	0.76
ZW2-3	1.074	0.44	0.29	0.84	0.74
ZW3	1.065	0.57	0.39	0.73	0.66
Q1	1.031	0.55	0.5	0.82	0.83

差异的重要原因。

(3)根据烃源岩成熟演化和生烃门限差异的对比分析,推测南部断陷油气资源潜力较好区域局限在断陷的深洼带;而北部断陷的油气资源潜力相对较大,且深洼带到断陷周缘的断阶、斜坡带均有分布。

参考文献:

[1] 胡纯心,洪雪,赵宏伟,等.松南断陷群石油勘探潜力与勘探方向分析[J].石油与天然气地质,2015,34(3):252-256.
HU Chunxin,HONG Xue,ZHAO Hongwei, et al.Petroleum exploration potential and targets in fault depressions, southern Songliao Basin[J].Oil & Gas Geology,2015,34(3):252-256.

[2] 朱建辉,沈忠民,李颀,等.彰武断陷白垩系烃源岩地球化学特征与生烃潜力评价[J].成都理工大学学报(自然科学版),2012,39(5):471-479
ZHU Jianhui, SHEN Zhongmin, LI Kuang, et al. Geochemical characteristics and hydrocarbon -generation potentials of source rocks in cretaceous ZhangWu fault depression [J]. Journal of Chengdu University of technology (Science & Technology edition),2012,39(5):471-479.

[3] 程建,段铁军,向洪,等.松辽盆地南部九佛堂组烃源岩特征及与油气富集的关系[J].石油实验地质,2018,40(3):

397-402.
CHENG Jian, DUAN Tiejun, XIANG Hong, et al.Characteristics of Jiufotang source rock and its relationship to hydrocarbon enrichment, southern Songliao Basin[J].Petroleum Geology & Experiment,2018,40(3):397-402.

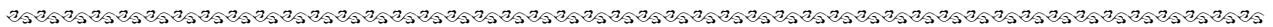
[4] 刘斌,关晓东,雷安贵,等.开鲁盆地陆东凹陷油气成藏条件与富集规律[J].石油与天然气地质,1997,18(1):65-69.
LIU Bin,GUAN Xiaodong,LEI Angui, et al.Pool forming conditions and accumulated law of hydrocarbon in Ludong Depression,Kailu Basin[J].Oil & Gas Geology,1997,18(1):65-69.

[5] 许晓宏,瞿辉,潘继平,等.层序地层格架下的含油气系统研究:开鲁盆地龙湾筒凹陷下白垩统含油气系统(!)[J].江汉石油学院学报,2000,22(3):4-9.
XU Xiaohong, QU Hui, PAN Jiping, et al.Research on petroleum system based on sequence stratigraphic framework: Lower Cretaceous petroleum system in Longwantong Sag of Kailu Basin (!)[J].Journal of Jiangnan Petroleum Institute,2000,22(3):4-9.

[6] 姚丹姝,商出岫.张强凹陷长北背斜原油分析[J].地质地球化学,1997(4):57-62.
YAO Danshu, SHANG Chuxiu. Analysis of the crude oils from Changbei Anticline in Zhangqiang Depression [J]. Geology - Geochemistry,1997(4):57-62.

- tional oil and gas exploration and development [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2015.
- [5] 童晓光, 窦立荣, 田作基. 21 世纪初中国跨国油气勘探开发战略研究 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2003.
TONG Xiaoguang, DOU Lirong, TIAN Zuoji. Strategic research on China's overseas oil and gas exploration and development in the early 21st century [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003.
- [6] PYRCZ M J, DEUTSCH C V. Geostatistical reservoir modeling [M]. 2nd ed. New York: Oxford University Press, 2014.
- [7] 吴胜和. 储层表征与建模 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2010.
WU Shenghe. Reservoir characterization & modeling [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010.
- [8] 段太忠, 王光付, 廉培庆, 等. 油气藏定量地质建模方法与应用 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2019.
DUAN Taizhong, WANG Guangfu, LIAN Peiqing, et al. Quantitative reservoir modeling method and its application [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2019.
- [9] 穆龙新, 范子菲, 许安著. 海外油气田开发特点、模式与对策 [J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 690-697.
MU Longxin, FAN Zifei, XU Anzhu. Development characteristics, models and strategies for overseas oil and gas fields [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 690-697.
- [10] YAMAMOTO J K, KOIKE K, KIKUDA A T, et al. Post-processing for uncertainty reduction in computed 3D geological models [J]. Tectonophysics, 2014, 633: 232-245.
- [11] CAERS J. Modeling uncertainty in the earth sciences [M]. Chichester: Wiley-Blackwell, 2011.
- [12] SCHUYLER J R. Probabilistic reserves lead to more accurate assessments [C] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana: SPE, 1998.
- [13] CAPEN E C. Probabilistic reserves! Here at last? [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2001, 4(5): 387-394.
- [14] 张明禄, 王家华, 卢涛. 应用储层随机建模方法计算概率储量 [J]. 石油学报, 2005, 26(1): 65-68.
ZHANG Minglu, WANG Jiahua, LU Tao. Calculation of probabilistic reserves of reservoir with stochastic modeling method [J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(1): 65-68.

(编辑 徐文明)



(上接第 295 页)

- [7] 梁文华, 昌参 2 井九佛堂组原油的地球化学特征及油源对比 [J]. 新疆石油学院学报, 2003, 15(4): 22-25.
LIANG Wenhua. Geochemical characteristics and oil-source rock correlation of Jiufotang Formation oil in well Changcan 2 [J]. Journal of Xinjiang Petroleum Institute, 2003, 15(4): 22-25.
- [8] 宋长玉, 金洪蕊, 刘璇, 等. 烃源岩中甲基菲的分布及对成熟度参数的影响 [J]. 石油实验地质, 2007, 29(2): 183-187.
SONG Changyu, JIN Hongrui, LIU Xuan, et al. Distribution of methyl phenanthrene in sediments and its impacting on maturity parameters [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2007, 29(2): 183-187.
- [9] RADKE M, WELTE D H. The methylphenanthrene index (MPI): a maturity parameter based on aromatic hydrocarbons [M] // BJØRØY M, ALBRECHT P, CORNFORD C, et al. Advances in Organic Geochemistry 1981. Chichester: John Wiley and Sons Incorporation, 1983: 504-512.
- [10] 倪春华, 包建平, 梁世友. 渤海湾盆地渤中凹陷原油成熟度的多参数综合评价 [J]. 石油实验地质, 2009, 31(4): 399-402.
NI Chunhua, BAO Jianping, LIANG Shiyu. Overall evaluation by multi-parameters on maturity of crude oil from the Bozhong Sag, the Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2009, 31(4): 399-402.
- [11] 侯读杰, 张林晔. 实用油气地球化学图鉴 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2003: 92.
HOU Dujie, ZHANG Linye. Practical petroleum geochemical map [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003: 92.
- [12] PETERS K E, MOLDOWAN J M. Guide for the application of biological markers [M]. London: Prentice-Hall, 1993: 79-187.
- [13] SCALAN E S, SMITH J E. An improved measure of the odd-even predominance in the normal alkanes of sediment extracts and petroleum [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1970, 34(5): 611-620.
- [14] 任军虎, 王万春, 康晏. 有机地球化学指标的分析 [J]. 矿物岩石地球化学通报, 2006, 25(3): 266-271.
REN Junhu, WANG Wanchun, KANG Yan. The analysis of organic geochemistry indexes [J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2006, 25(3): 266-271.
- [15] MACKENZIE A S, MAXWELL J R, COLEMAN M L, et al. Biological marker and isotope studies of North Sea crude oils and sediments [C] // Proceedings of the 11th World Petroleum Congress. London: World Petroleum Congress, 1983: 45-56.
- [16] SEIFERT W K, MOLDOWAN J M. Use of biological markers in petroleum exploration [M] // JOHNS R B. Methods in Geochemistry and Geophysics. Amsterdam, the Netherlands: Elsevier, 1986, 24: 261-290.

(编辑 黄娟)