

文章编号: 1001-6112(2005)04-0419-06

# 黄骅拗陷中北区沙三段 烃源岩热压模拟实验及其压力的影响

李延钧<sup>1</sup>, 陈义才<sup>2</sup>, 张艳云<sup>1</sup>, 廖前进<sup>3</sup>, 孙晓明<sup>3</sup>

(1. 西南石油学院, 成都 610500; 2. 成都理工大学, 成都 610059;  
3. 中国石油 大港油田分公司, 天津 300283)

**摘要:**热压模拟实验是研究烃源岩生烃能力最直接的方法。该文分别选取黄骅拗陷中北区板桥、歧口和北塘凹陷第三系沙三段烃源岩样品进行热压模拟实验, 分析和对比了生烃产物、油气产率和相态特征。结果表明黄骅中北区沙三段烃源岩的生烃能力都较高, 最大总产烃率可达 300~350 kg/t。板桥凹陷深层烃源岩在成熟—高成熟阶段主要生成凝析油气, 北塘凹陷和歧口凹陷深层烃源岩在成熟阶段主要生油, 高成熟阶段主要生成凝析油气。同时, 通过实验压力的改变探讨了压力对生烃产率、生烃产物组成和相态的影响, 阐明超压作用改变了传统的生烃模式, 使油相出现和存在的深度、范围增大, 扩大了找油领域。

**关键词:**热压模拟实验; 烃源岩; 油气产率; 生烃产物; 沙三段; 黄骅拗陷

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

近年的勘探实践和研究表明, 第三系沙三段为黄骅拗陷中北区的主力烃源岩, 是板桥、北塘和歧口凹陷油气成藏的主要物质基础<sup>[1,2]</sup>。因此, 定量研究沙三段烃源岩的生烃能力和油气产率对于正确评价和估算该区油气资源十分重要。传统的干酪根热降解成烃理论往往主要考虑温度和时间对油气生成的作用, 而较少考虑压力的作用。目前压力对油气生成的影响逐渐得到重视, 丁富臣等(1991)<sup>[3]</sup>的实验表明, 压力升高对生油岩中的干酪根的热解有阻滞作用。姜峰(1998)<sup>[4]</sup>通过未成熟泥炭的热压模拟实验表明, 在相同温度下增加反应压力, 实验样品的镜煤反射率降低。郝芳等(1995)<sup>[5]</sup>对莺歌海盆地超压与烃源岩的生烃演化也作了详尽的研究, 并建立了相应的生烃模式。国外的许多盆地, 如北海盆地<sup>[6,7]</sup>、美国 Urita 盆地<sup>[8]</sup>和加拿大 Sable 盆地<sup>[9]</sup>也存在超压影响生烃作用的现象。黄骅拗陷中北区在一定深度普遍存在超压带, 并且在地温梯度高达  $3.5 \times 10^{-2}$  /m 的板桥、歧口凹陷的 4000 m 以下仍存在液态石油的产出, 这用传统的有机质成烃理论是难以解释的。究其原因, 可能与深部超压环境有关。为此, 选取该区低熟沙三段烃源岩样品通过

热压模拟实验定量研究烃源岩的生烃产物, 并探讨压力对生烃产率和相态的影响是十分必要的。

在“六·五”和“七·五”期间, 国内许多学者通过热压模拟实验来研究生烃演化机理, 特别是煤系有机质的热模拟实验, 对煤成气理论的研究和发展起着重要的作用。近年来, 随着热压模拟实验理论和技术条件的不断完善, 研究者不仅重视气相产物的分析, 而且对液态烃产物进行专门收集计量, 提高了生烃产物分析结果的精度<sup>[10~13]</sup>。在热压模拟实验过程中, 通过改变样品的加水量可以对比同一温度不同压力下生烃产物的特征。因此, 热压模拟实验现在已成为研究有机质成烃演化模式的重要手段之一。

## 1 样品来源及实验条件

从黄骅拗陷中北区板桥、歧口、北塘 3 个第三系生油凹陷的沈 10、歧 74 和塘 20 井沙三段中分别选取 3 个暗色泥岩样品,  $R_o$  分布在 0.45%~0.53% 之间, 有机碳含量为 0.81%~1.44%,  $T_{max}$  为 434~438, 镜鉴干酪根类型为  $1 \sim 2$  型(表 1)。

收稿日期: 2004-03-17; 修订日期: 2005-06-17。

作者简介: 李延钧(1966—), 男(汉族), 河南南阳人, 副教授、在读博士, 主要从事油气地质和应用地球化学的研究和教学工作。

基金项目: 四川省重点学科建设项目(SZD0414)。

表 1 沙三段烃源岩热压模拟实验样品地化分析数据

Table 1 Geochemistry analysis data of rock sample in the Member 3 of the Shahejie Formation, the Huanghua Depression

井号	深度/m	TOC, %	氯仿“A”, %	$R_o$ , %	$S_1/(mg \cdot g^{-1})$	$S_2/(mg \cdot g^{-1})$	$S_3/(mg \cdot g^{-1})$	$T_{max}/$	镜检类型
沈 10 井	2 334.5	1.44	0.041	0.50	0.13	4.52	0.69	438	2
塘 20 井	2 135.5	0.81	0.026	0.45	0.05	0.60	0.47	434	2
歧 74 井	2 658.5	1.30	0.013	0.53	0.33	5.18		438	1

热压模拟实验是采用封闭式累计加热方式,模拟温度 200 ~ 400 °C,各温度点的加热时间为 72 h,样品(岩样粉碎 80 ~ 100 目)中加水在 10 % ~ 20 % 之间。反应压力为温压釜流体受热产生的蒸汽压,同一温度下,反应压力是通过加水量的不同而变化。各温度点的气相产物包括  $C_1$ — $C_6$  烃气和  $CO_2$ 、 $N_2$ 、 $O_2$ 、 $H_2$  等非烃气体;液态烃产物包括热解油、重油和残渣中残余油 3 部分。气态烃产量根据气相中烃气含量和氢气按摩尔数 2 : 1 折算来求取。同时制备每一温度点残渣干酪根并测定镜质体反射率  $R_o$  值。

## 2 热压模拟实验生烃产物的油气产率

热模拟实验的油、气产率是指热模拟实验的原始样品中单位有机碳在各温度点的生油量和生气量。热模拟原始样品的有机碳数量由进样量和样品中有机碳含量求得。各温度点的生油量包括 3 部分:随着气体一起排出经冷却分离得到的热解油、吸附在釜盖内壁的重油和吸附在反应残渣中的残余油。

热压模拟实验的气相产物中非烃组分含量较高,特别是二氧化碳和氢气可以达到 48 % ~ 92 % 和 2.5 % ~ 15 %。氢气的大量生成主要与有机质裂解时加氢反应受阻有关。二氧化碳主要来自羧基或脂基的分解。由于二氧化碳在地层水中的溶解度很大,对烃源岩生烃产物的相态影响较小。因此,在计算生烃产物的油产率和气产率时,先将氢气按 2 : 1(摩尔数)折算为甲烷,然后扣除二氧化碳、氧气等非烃组分,得到气态烃产率,再根据各温度点的油气量计算相应的气油比。图 1 为沈 10、塘 20 和歧 74 井沙三段烃源岩热压模拟实验生烃产物的油气产率。

### 2.1 沈 10 井沙三段泥岩热压模拟生烃演化特征

模拟温度在 240 ~ 395 °C ( $R_o$  值在 0.81 % ~ 2.4 %) 之间的液态烃产率为 8.5 ~ 39.4 kg/t,气态烃产率为 64 ~ 302.1  $m^3$ /t,油气总产率为 81.7 ~ 310.7 kg/t。气态烃产率在 240 ~ 270 ~ 330 °C ( $R_o$  为 1.0 % ~ 1.8 %) 之间有显著的增加,其产率约占最大总产率的 60 %。液态烃中原油组分( $C_{12}^+$ )生成高峰在  $R_o$  为 1.0 % 附近,而凝析油生成的  $R_o$  区间值较大,为 0.5 % ~ 2.3 %,高峰在  $R_o = 1.8 %$  (图 1)。

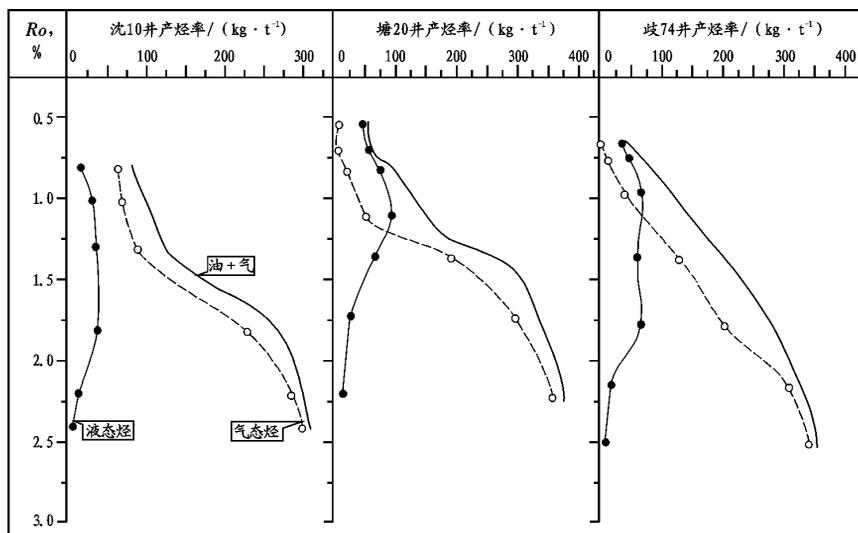


图 1 黄骅坳陷中北区沙三段烃源岩热压模拟油气产率

Fig. 1 The oil-gas production rate of the source rock heat-press simulation experiment in the Member 3 of the Shahejie Formation, the Middle-North area of the Huanghua Depression

沈10井沙三段泥岩样品在各模拟温度点的气态烃产率都大于相应的液态烃的产率,生烃产物的气油比均在 $1000\text{ m}^3/\text{t}$ 以上,即生烃产物主要为凝析气相和湿气相,油相产物的生成可能在未—低成熟阶段。

## 2.2 塘20井沙三段泥岩热压模拟生烃演化特征

该样品在模拟温度为 $200\sim 395$  ( $R_o$ 为 $0.53\%\sim 2.2\%$ )之间的液态烃产率为 $29\sim 95\text{ kg/t}$ ,气态烃产率为 $5.6\sim 298.6\text{ m}^3/\text{t}$ ,油气总产率为 $54.9\sim 382.2\text{ kg/t}$ 。原油组分生成高峰为 $R_o$   $1.0\%$ ,凝析油生成高峰为 $R_o$   $1.25\%$ 。气态烃在 $R_o$   $1.1\%$ 以后开始大量生成, $R_o > 2.0\%$ 以后增加的幅度较小(图1)。

塘20井沙三段泥岩样品在模拟温度为 $200\sim 290$  ( $R_o$ 为 $0.53\%\sim 1.1\%$ )之间的液态烃产率都小于相应的液态烃的产率,生烃产物的气油比均在 $600\text{ m}^3/\text{t}$ 以下,即生烃产物主要为油相;模拟温度在 $320\sim 395$  ( $R_o$ 为 $1.35\%\sim 2.2\%$ )时的气态烃产率都大于相应的液态烃的产率,生烃产物的气油比均在 $2000\text{ m}^3/\text{t}$ 以上,主要生成凝析气相和湿气相。

## 2.3 歧74井沙三段泥岩热压模拟生烃演化特征

该样品在模拟温度为 $200\sim 400$  ( $R_o$ 为 $0.66\%\sim 2.5\%$ )之间的液态烃产率为 $12\sim 89.6\text{ kg/t}$ ,气态烃产率为 $2.1\sim 345.3\text{ m}^3/\text{t}$ ,油气总产率为 $40.1\sim 357.7\text{ kg/t}$ 。原油组分生成高峰为 $R_o$   $1.0\%$ ,凝析油生成的成熟度区间较大, $R_o$ 为 $0.5\%\sim 2.5\%$ 。气态烃在 $R_o$   $1.3\%$ 以后开始大量生成, $R_o > 2.0\%$ 后增加的幅度较小(图1)。

歧74井沙三段泥岩样品在模拟温度为 $200\sim 260$  ( $R_o$ 为 $0.66\sim 0.96\%$ )之间的液态烃产率都

小于相应的液态烃的产率,生烃产物的气油比均在 $600\text{ m}^3/\text{t}$ 以下,即生烃产物主要为油相;模拟温度在 $280\sim 480$  ( $R_o$ 为 $1.36\%\sim 2.5\%$ )时的气态烃产率都大于相应的液态烃的产率,生烃产物的气油比均在 $2000\text{ m}^3/\text{t}$ 以上,即主要生成凝析气相和湿气相。

总而言之,黄骅中北区沙三段烃源岩的生烃能力都较高,最大总产烃率可达 $300\sim 350\text{ kg/t}$ 。板桥凹陷深层烃源岩在成熟—高成熟阶段主要生成凝析油气,北塘凹陷和歧口凹陷深层烃源岩在成熟阶段( $R_o$ 为 $0.5\%\sim 1.2\%$ )主要生油,高成熟阶段主要生成凝析油气。

## 3 压力对生烃产物的影响

实验的其它条件不变,改变加水量,汽化反应压力也改变,从而获得同一样品在相同温度、不同压力条件下的生烃产物。对3个样品进行了4组同温异压的模拟实验,结果见表2所列。根据实验得到的数据,我们主要从油气产率、生烃产物组成和生烃相态3个方面探讨压力对生烃模拟实验产物的影响。

### 3.1 油气产率

在相同温度下,反应压力增加,烃产物中液态烃增加,气态烃减少,总烃略有减少(表2)。通过上述3个分析样品4组同温异压模拟结果分析表明,反应压力每增加 $1\text{ MPa}$ ,4组样品液态烃平均增加 $4.76\text{ kg/t}$ ,最高增加 $7.74\text{ kg/t}$ ,4组样品气态烃平均减少 $9.61\text{ kg/t}$ ,最高减少 $17.87\text{ kg/t}$ ,气油比平均减少 $160.27\text{ m}^3/\text{t}$ ,最高减少 $293.15\text{ m}^3/\text{t}$ 。总烃除1组样品略有增加外( $1\text{ MPa}$ 增加 $0.39\text{ kg/t}$ ),其它3组样品平均减少 $7.77\text{ kg/t}$ ,最高减少 $17.57\text{ kg/t}$ 。

表2 相同温度不同压力下烃源岩热压模拟产物对比表

样品来源	模拟温度/ °C	$R_o$ , %	进样量/ ml	加水量/ ml	加热时间/ h	反应压力/ MPa	液态烃产率/ ( $\text{kg}\cdot\text{t}^{-1}$ )	气态烃产率/ ( $\text{m}^3\cdot\text{t}^{-1}$ )	总烃产率/ ( $\text{kg}\cdot\text{t}^{-1}$ )	气油比/ ( $\text{m}^3\cdot\text{t}^{-1}$ )
沈10井	270	1.01	100	10	72	2.3	31.22	69.46	100.68	1 545.3
	270*	1.01	100	20	72	7.3	47.81	40.75	88.56	591.9
塘20井	260	0.82	80	8	72	2.2	67.92	35.31	103.22	519.8
	260*	0.82	80	12	72	4.0	75.41	21.83	97.24	288.8
	260	0.96	100	10	72	4.7	68.93	41.11	110.04	596.4
歧74井	260*	0.96	100	20	72	7.8	92.94	18.30	111.24	196.8
	280	1.36	100	10	72	5.6	61.91	130.35	192.26	2 105.6
	280*	1.36	100	20	72	9.7	63.16	57.08	120.24	903.7

注: \*为加水量和反应压力加大的温度点

### 3.2 生烃产物组成

在相同温度下,反应压力增加,液态产物中重组分增加,轻组分减少。对上述 4 组样品同温异压模拟产物进行分析表明,反应压力增加,液态烃组分中高碳数烷烃含量增加,低碳数烃含量相对减少,正构烷烃主峰碳后移(图 2)。众所周知,凝析油烷烃以主峰呈现低碳数( $< C_{10}$ )和碳数分布范围窄( $< C_{25}$ )为分布特征,当模拟实验中加水量增加使反应压力升高后,热模拟油的烷烃主峰的后移,导致凝析油烷烃峰态趋向于正常油峰态变化。如歧 74 井样品在 280 (  $R_o = 1.36\%$  ) 加水 10% (反应压力为 4.7 MPa) 的热模拟油以  $C_{10}$  为主峰,最大碳数为  $C_{21}$ ,显然属于高成熟凝析油或轻质油;当在同样温度下,加水量增加到 20% (反应压力增加到 9.7 MPa),热模拟油主峰后移至  $C_{14}$ ,最大碳数扩大到  $C_{29}$ ,具有正常油的特征(图 2)。

此外在热模拟实验中,在相同模拟温度下,随着反应压力的升高,4 组气态烃组成中甲烷含量相对降低,干燥系数相对升高;非烃中氢气含量降低,二氧化碳含量增加。

### 3.3 气油比和 PVT 相图

在相同模拟温度下,随着压力的变化,生烃产物的气油比有较大变化,如沈 10 井样品在 270 下,

反应压力由 2.3 MPa 升高到 7.3 MPa 时,生烃产物的气油比由  $1\ 545.3\ m^3/t$  降低到  $591.9\ m^3/t$  (表 2)。气油比从宏观上反映了烃体系中轻组分和重组分的相对含量,它往往决定着油气成藏类型。因此在超压带,高压环境有利于油藏的形成和保存。

从计算的 PVT 相图上也可观察到相应的变化特征(图 3),当反应压力增加时,生成物临界温度、临界压力、临界凝析温度及泡点压力增加,使得凝析气相趋向于油相变化。

此外,通过对不同有机质类型不同演化阶段压力的变化实验结果观察,我们发现在低—成熟阶段,无论是以生凝析油气为主的  $2$  型烃源岩,还是以生油为主的  $1$  型烃源岩,压力的升高都有利于油相产物的生成;在高—过熟阶段,压力升高对生烃产物相态的影响较小。

## 4 结论

1) 黄骅中北区沙三段 2 种类型烃源岩 ( $1$  型和  $2$  型) 的生烃能力都较高,最大总产烃率可达  $300 \sim 350\ kg/t$ 。板桥凹陷沙三段烃源岩 ( $2$  型) 在成熟—高成熟阶段主要生成凝析油气;北塘凹陷和歧口凹陷深层烃源岩在成熟阶段主要生油,高成熟

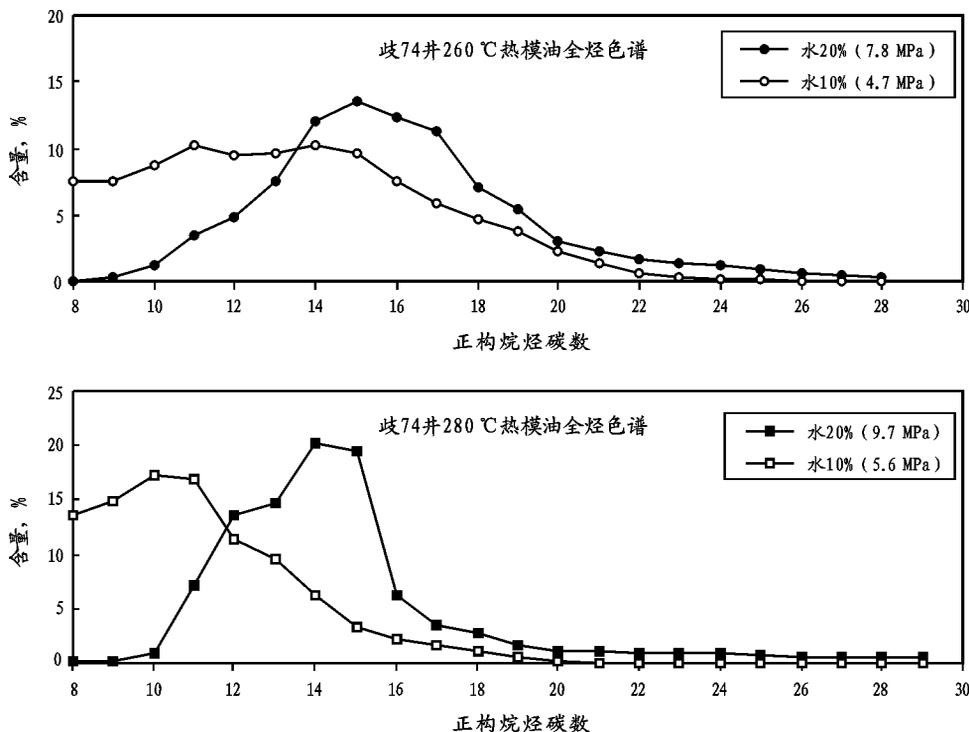


图 2 同一温度不同压力热模拟油正构烷烃分布对比图

Fig. 2 The distribution comparison diagram of the alkane hydrocarbon in heat simulation oil with the same temperature and different pressure

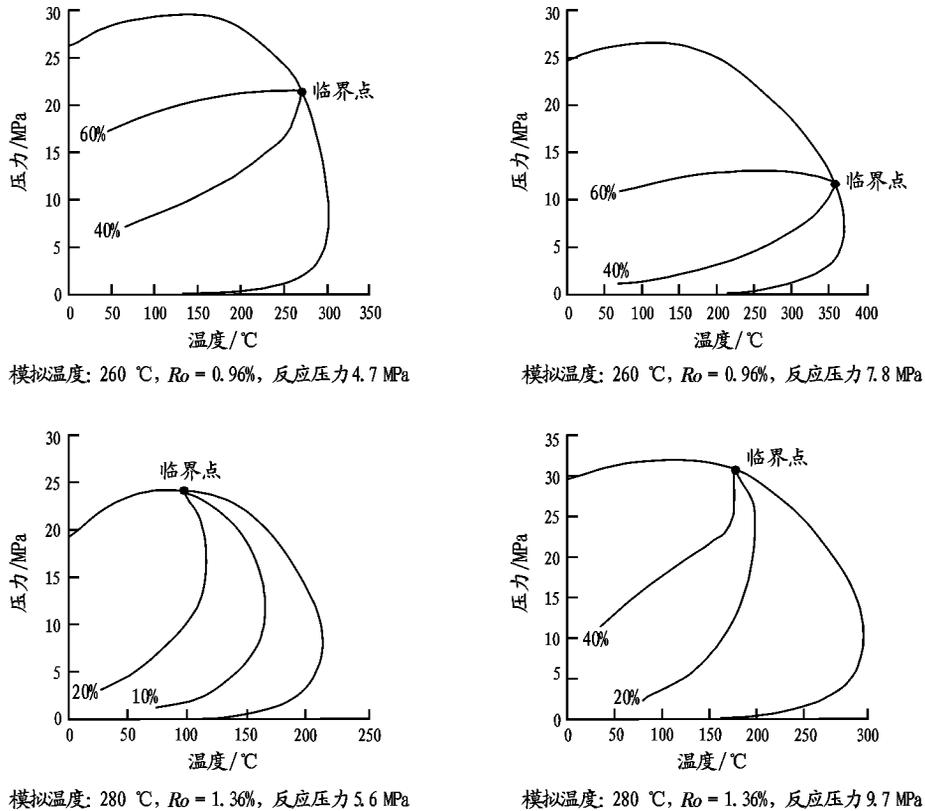


图3 歧74井沙三段烃源岩热压模拟产物相图

Fig. 3 Source rock heat-press simulation outcome phase diagram in the Member 3 of the Shahejie Formation of the Well Qi-74

阶段主要生成凝析油气。

2) 在相同温度下,反应压力增加,烃产物中液态烃增加,气态烃减少,总烃略有减少;液态烃和气态烃产物都表现为重组分增加,轻组分减少,热模拟油烷烃主峰具有明显主峰后移的特征。热模拟生成物气油比因压力增加而大幅度降低;PVT相图表现为在相同温度下反应压力增加,生成物临界温度、临界压力、临界凝析温度及泡点压力增加。

3) 从相同温度不同压力的模拟实验结果可以看出,超压区烃源岩的生烃模式不同于传统模式,主要差异表现在油相出现和保存的深度(演化程度)和范围增大,生油高峰滞后,从而在异常压力区更深的储层中可能发现液态石油聚集,扩大了找油领域和范围。

致谢:在此特别感谢中国石油大港油田分公司吴永平教授级高工给予该项研究的大力支持和鼓励!同时也对北京石油天然气勘探开发科学研究院原实验中心许怀先博士及其热模组的全体工作人员所提供的实验上的帮助和方便表示感谢!

#### 参考文献:

- 1 于志海,杨池银,廖前进等. 黄骅拗陷天然气地质[M]. 北京:石油工业出版社,1997. 122~145
- 2 高锡兴,田世澄. 黄骅拗陷天然气地质特征与成因类型[J]. 石油实验地质,1987,9(1):13~21
- 3 丁富臣,王剑秋,钱家麟等. 油页岩压力热解动力学研究[J]. 石油学报,1991,12(3):20~27
- 4 姜峰,杜建国,王万春等. 高温超高压模拟实验研究[J]. 沉积学报,1998,16(3):153~155
- 5 Hao Fang, Sun Yongchuan, Li Sitian, et al. Overpressure retardation of organic-matter maturation and hydrocarbon generation: a case study from the Yinggehai and Qiongdongnan Basins, South China Sea[J]. AAPG Bulletin, 1995, 79(4): 551~562
- 6 Carr A D. A pressure dependent model for vitrinite reflectance [A]. In: Manning D, ed. Organic Geochemistry: Advances and Applications in Energy and the Natural Environment [C]. Manchester: Manchester University Press, 1991. 285~287
- 7 McTavish R A. The role of overpressure in the retardation of organic matter maturation [J]. Journal of Petroleum Geology, 1998, 21(2): 153~186
- 8 Fouch T D, Nuccio V F, Ander D E, et al. Green river (!) petroleum system, Uinta Basin, Utah, USA [A]. In: Magoon L B, Dow W G, eds. The Petroleum System From Source to Trap [C]. AAPG Memoir 60, 1994. 398~421
- 9 Carr A D. A vitrinite reflectance kinetic model incorporating overpressure retardation [J]. Marine and Petroleum Geology, 1999, 16: 355~377
- 10 刘宝泉,蔡冰,方杰. 上元古界下马岭组干酪根的油气生成

- 模拟实验[J]. 石油实验地质, 1990, 12(2): 147 ~ 161
- 11 程克明, 关德师, 陈建平等. 烃源岩产烃潜力的热压模拟实验及其在油气勘探中的应用[J]. 石油勘探与开发, 1991, 18(5): 1 ~ 11
- 12 党 巍, 赵 虹, 隗合明. 稠油热采条件下沥青质沉积热模拟实验研究及影响因素分析[J]. 石油实验地质, 2003, 25(3): 305 ~ 309
- 13 熊永强, 张海祖, 耿安松. 热演化过程中干酪根碳同位素组成的变化[J]. 石油实验地质, 2004, 26(5): 484 ~ 487

## SOURCE ROCKS HEAT-PRESS SIMULATION EXPERIMENT AND ITS INFLUENCE WITH PRESSURE IN THE MEMBER 3 OF THE SHAHEJIE FORMATION, MIDDLE-NORTH AREA OF HUANGHUA DEPRESSION

Li Yanjun<sup>1</sup>, Chen Yicai<sup>2</sup>, Zhang Yanyun<sup>1</sup>, Liao Qianjin<sup>3</sup>, Sun Xiaoming<sup>3</sup>

(1. South West Petroleum Institute, Chengdu, Sichuan 610500, China;

2. Chengdu Science and Engineering University, Chengdu, Sichuan 610059, China;

3. Dagang Oilfield Branch, CNPC, Tianjin 300283, China)

**Abstract:** The heat-press simulation experiment is the most direct method for studying the ability of hydrocarbon-generating in source rock. This paper selects by examinations respectively three rock samples in the Member 3 of the Shahejie Formation of Banqiao, Qikou and Beitang Depression to do the heat-press simulation experiments, analyzing with contrasted to the hydrocarbon outcomes, the oil-gas production rate and its phase characteristic. The result shows that three source rocks are all the highly ability of hydrocarbon-generating, the biggest hydrocarbon-generating rate can amount to 300 ~ 350 kg/t. The source rock in deep of Banqiao Depression mainly produces condensation oil-gas during mature-high mature stage, while the source rock in deep of Qikou and Beitang Depression produces oil during mature stage, and produces condensation oil-gas during high mature stage. On the experiment, by changing the experiment pressure to study its influence on hydrocarbon-generating rate and outcome constitution and hydrocarbon-generating phase. In the end, the author clarified that superpressure changes the traditional hydrocarbon-generating mode, enlarging depth and scope of existing oil phase, and extending frontier areas to look for oil.

**Key words:** heat-press simulation experiment; source rock; oil-gas production rate; hydrocarbon-generating outcome; the Member 3 of the Shahejie Formation; the Huanghua Depression