

文章编号:0253-9985(2005)03-0344-05

碳酸盐岩烃源岩生烃增压规律及其含义

赵 喆,钟宁宁,黄志龙

(中国石油大学石油天然气成藏机理教育部重点实验室,北京 102249)

摘要:碳酸盐岩由于成岩-固结早,烃源岩排烃的动力主要是水热增压和生烃增压。通过碳酸盐岩烃源岩不同有机碳含量样品温、压关系的模拟实验,建立了增压值与温度的数值关系模型。实验结果表明,碳酸盐岩烃源岩生烃过程中生烃增压值远高于水热增压值。碳酸盐岩烃源岩排烃动力的大小主要受烃源岩有机质丰度和温度的影响。对于同一烃源岩来说,随着热演化程度增高,生烃增压值迅速增大;当热演化程度相当时,生烃增压值与样品的有机碳含量成正相关关系。若烃源岩有机碳含量过低,烃源岩产生的生烃增压值不足以有效地把烃类排出烃源岩。由于碳酸盐岩烃源岩中含水量通常很低,则生烃增压特别是生气增压对排烃而言更为重要。因此,碳酸盐岩烃源岩遵循生烃—增压—超压—压力释放—排烃的动力学模式。

关键词:排烃动力;生烃增压;水热增压;温压数值模型;模拟实验;碳酸盐岩

中图分类号:TE112.1

文献标识码:A

Pattern of pressurization from hydrocarbon generation in carbonate source rocks and its significance

Zhao Zhe, Zhong Ningning, Huang Zhilong

(Key Laboratory for Hydrocarbon Accumulation, Ministry of Education, China University of Petroleum, Beijing)

Abstract: Driving forces of hydrocarbon expulsion from carbonate source rocks are mainly hydrothermal pressurization and hydrocarbon generation pressurization due to the early diagenesis-consolidation of carbonates. A numerical relation model between pressurization values and temperatures is built through simulation experiments of temperature-pressure relationship on carbonate source rock samples with various organic carbon contents. Experiment results show that hydrocarbon generation pressurization values are much higher than hydrothermal pressurization values in the process of hydrocarbon generation in carbonate source rocks. The dynamic forces driving hydrocarbon expulsion from carbonate source rocks are mainly influenced by organic matter abundance of the source rocks and temperature. As for the same source rocks, hydrocarbon generation pressurization values increase rapidly along with the increasing thermal evolution level. Hydrocarbon generation pressurization values would be in positive correlation with organic carbon contents of samples when the thermal evolution levels are equivalent. If the organic carbon content of source rocks is too low, hydrocarbon generation pressurization would not be high enough for effectively driving hydrocarbon expulsion from the source rocks. Since water content in carbonate source rocks is generally very low, hydrocarbon generation pressurization, especially gas generation pressurization would be more important to hydrocarbon expulsion. Therefore, carbonate source rocks follow the dynamic pattern of hydrocarbon generation-pressurization-overpressure-pressure release-hydrocarbon expulsion.

Key words: hydrocarbon expulsion dynamics; hydrocarbon generation pressurization; hydrothermal pressurization; numerical model of temperature and pressure; simulation experiment; carbonate rock

基金项目:国家“973”重点基础研究发展规划项目(19990433)

第一作者简介:赵喆,男,29岁,博士生,油藏地球化学、油气运聚与成藏研究

收稿日期:2005-04-05

碳酸盐岩排烃动力问题是地球化学领域长期争论和研究的焦点问题之一,也是模拟实验中的一个难点。碳酸盐岩固结成岩较早,其成岩-后生作用是在沉积物固结之后进行的,因此,碳酸盐岩缺乏压实-矿物脱水-排液作用的过程,压实作用对其影响不大且不是其排烃的主要动力^[1~3]。碳酸盐岩在热模拟过程中的排出液体量明显低于泥岩^[4~6],意味着碳酸盐岩不可能按照泥岩的矿物脱水—排液不畅—欠压实—流体超压—压力释放—排烃的动力学模式排烃^[7],而可能遵循着另外的排烃动力学模式。关于烃源岩生烃作用的增压意义,多年来一直受到地质家们广泛的关注。人们很早就注意到有机质生成油气时由于体积有所增加,因而能大幅度提高已压实烃源岩的孔隙压力,特别是甲烷等气体的生成对孔隙内压力异常有明显的影 响^[8~11]。通过实验,本文就碳酸盐岩生烃增压值的测定及其规律进行了模拟和归纳,认为生烃增压是碳酸盐岩的主要排烃动力,烃源岩有机质丰度和热演化温度值影响着生烃增压值的大小,而生烃增压值的大小又直接影响着碳酸盐岩烃源岩的排烃效果。

1 生烃实验

1.1 装置

烃源岩的生烃实验采用了中国石油大学(北京)自行研制的高压热模拟实验装置——天然气多源模拟实验台。该装置采用全密闭程控升温实时记录温压数据的办法进行实验,必要时还可以通过外接高压泵泵入定量液体进行增压;可进行实验后产物的收集,特别是采用低温冷凝可对气

体定量收集。

1.2 样品

加水 100 ml(高压釜腔体总体积 200 ml)、源岩样品 50 g(体积大约 20 ml 左右)密闭加热。实验开始前,对釜腔及其相应管线进行抽真空处理,之后设定程控升温的升温速率,温压数据采样时间 48 h,采样间隔为 120 s,自动记录。模拟实验样品情况见表 1。

1.3 流程

每块样品设计 4 个实验温度点(280℃,300℃,330℃,360℃);水热空白实验 4 个温度点(280℃,300℃,330℃,360℃),按不连续程序升温模式,对岩块样品进行多项实验分析并对产物进行计量。实验研究流程见图 1。

碳酸盐岩烃源岩生烃过程是烃源岩在持续埋深的过程中,所经受的地温不断增加的过程。烃源岩内部压力的增加主要有两方面原因,水热增压和生烃增压。通过上述模拟实验再现水热增压和生烃增压的过程。从实验获得温、压对应数据,主要是为了解碳酸盐岩在生、排烃过程中水热增压与生烃增压的特征,为模拟实验提供定量数值依据。

表 1 模拟实验样品情况

Table 1 Samples used in simulation experiment

样品号	成熟度/ 度/ %	有机 碳含 量/%	游离烃 含量/ (mg·g ⁻¹)	裂解烃 含量/ (mg·g ⁻¹)	最高温 度/℃	氢指 数/ (mg·g ⁻¹)	备注
STH-2	0.61	2.73	0.29	30.97	440	736	岩心样品
JC-3	0.52	0.64	0.04	0.44	437	47	露头样品
JC-4	0.65	0.46	0.05	0.23	425	37	露头样品
TZ-1	0.89	0.25	0.05	0.17	429	189	岩心样品

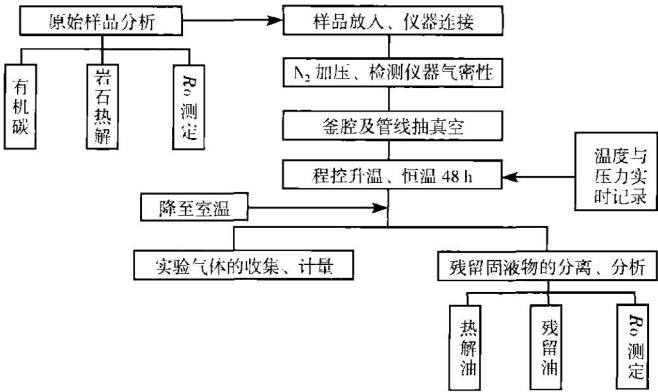


图 1 碳酸盐岩排烃动力条件实验流程图

Fig.1 Experiment flow chart of hydrocarbon expulsion dynamic conditions in carbonate source rocks

2 水热增压

在封闭的高压釜中加入 100 ml 水和 20 ml 铁块(铁块体积与烃源岩样品体积相同,便于对比)进行加热实验。实验过程中可自动记录高压釜中流体的温、压变化,可以得到烃源岩加水模拟实验中对应的水热增压值,可视为生烃模拟实验的空白试验。实验中所加的水量为 100 g,高压釜的剩余封闭空腔体积为 80 ml,水热增压的变化见表 2 和图 2。

从图 2 中可以看出,在 250℃之前水的受热增压的速率不大(即水热增压作用不明显),但是在 250℃之后特别是在 300℃以后,水热增压作用明显增强。其温度 T 和压力 P 的回归数值方程为

$$P(T) = 10^{-6} T^3 - 0.0003 T^2 + 0.0309 T - 0.833$$

(相关系数 $R^2 = 0.9993$)

表 2 水热增压实验结果

Table 2 Results of hydrothermal pressurization experiments

模拟温度/℃	水热增压值/MPa	模拟温度/℃	水热增压值/MPa
25	0	234	2.246 642
42	0	246	2.881 563
55	0	262	3.956 044
70	0	273	4.786 325
94	0	280	5.323 565
106	0	290	6.202 686
112	0	299	7.130 647
135	0	308	8.253 969
146	0.048 84	319	9.621 490
158	0.146 52	329	11.184 370
169	0.341 88	333	11.575 090
179	0.488 40	341	12.942 610
189	0.683 76	348	14.505 500
203	1.074 48	355	16.019 540
212	1.367 52	361	17.191 700
224	1.758 24	363	17.435 900

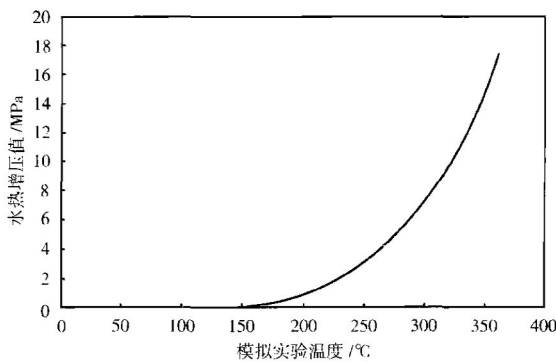


图 2 水热增压与加热温度关系图
Fig.2 Hydrothermal pressurization vs. heating temperature

3 生烃增压

3.1 实验测定

广义地说,生烃增压可以理解为生烃过程中烃源岩孔隙内的增压。其包含烃源岩所含水分(或矿物结合水)受热产生的增压(即水热增压)和烃源岩有机质热降解产生流体(油和气)体积的迅速增大所引起的增压(即狭义的生烃增压)两部分。通过水热增压空白实验和岩石生烃模拟实验的对比,绘制了水热增压空白曲线、岩石生烃模拟的高压釜内升温压力和降温压力的变化曲线。升温压力变化曲线和降温压力变化曲线之间的差值即为狭义的生烃增压值。即从烃源岩孔隙内释放出来之后在高压釜内的“视生烃增压值”(图 3)。从表3和图3中可以看出,在升温阶段初期,由于还没有开始生烃或生烃量很少,所以其增压主要为“水热增压”,表现为伴随升温,压力变化曲线和空白曲线基本重合。在较高温度时,伴随生烃量的增多,“生烃增压”逐渐表现出来,这就造成了热模拟曲线在降温阶段的压力比同一上升温度阶段的压力大,其产生的压差即视生烃增压值。

表 3 釜内温压变化实验数据

Table 3 Experimental data of temperature and pressure changes in the autoclave

温度/℃	视生烃增压/MPa	温度/℃	视生烃增压/MPa
332	1.562 882	171	1.416 362
308	1.660 561	150	1.154 571
288	1.660 562	130	0.927 961
269	1.416 361	110	0.830 281
247	1.318 682	90	0.732 601
229	1.416 362	70	0.586 081
209	1.367 522	60	0.537 241
190	1.367 521	50	0

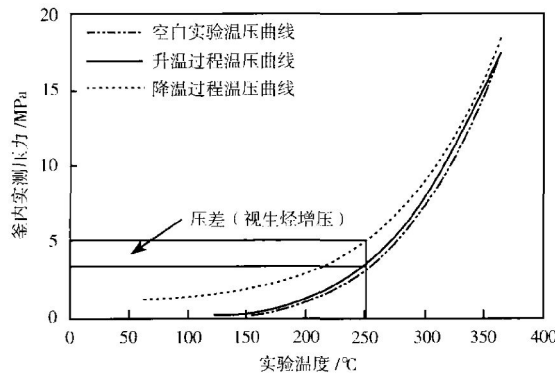


图 3 釜内温、压变化关系曲线
Fig.3 Temperature vs. pressure in the autoclave

从图3中可以看出,样品STH-2在360℃时的升温-降温曲线由于生烃增压的释放,降温阶段釜内腔体压力比升温阶段大0.1~2MPa,其升、降温压差值(视生烃增压值)相应温压关系中压力 P 和温度 T 的回归数值方程为

$$P(T)_{\text{压差}} = P(T)_{\text{降温压力}} - P(T)_{\text{升温压力}}$$

$$P(T)_{\text{降温压力}} = 10^6 T^3 - 0.0003 T^2 + 0.0479 T - 0.8849$$

(相关系数 $R^2 = 0.9997$)

$$P(T)_{\text{升温压力}} = 9 \times 10^{-7} T^3 - 0.0003 T^2 + 0.028 T - 0.8173$$

(相关系数 $R^2 = 0.9991$)

则有

$$P(T)_{\text{压差}} = 10^{-7} T^3 + 0.0199 T - 0.0676$$

(相关系数 $R^2 = 0.9988$)

此外,值得注意的是:很容易从图3中得出升、降温曲线之间的压差值(视生烃增压值)随着模拟温度的升高而降低的错误结论。这主要是由于高温模拟阶段,生烃增压突破源岩破裂压力界限值排出孔隙后,其(视生烃增压)在高压釜内增压效果很小(相对此时的水热增压而言)。但是,当模拟温度降低时,水热增压值随温度降低而降低,此时视生烃增压所占总增压效果的相对比例增大,从而导致了图3中关系曲线上的假相。实际上,从表3中可以很清楚的看出,升、降温曲线之间的压差值(视生烃增压值)是随着模拟温度的升高而升高的。

3.2 理论计算

在生、排烃热模拟实验中,高压釜内的压力状况见图4。根据模拟装置的特点和所采集的数据类型,可以建立碳酸盐岩生烃时岩石内部的生烃增压理论数学计算模型

$$P_{\text{压差}}(V_{\text{剩}} + V_{\text{气}}) = P_{\text{内}} V_{\text{岩}} \phi$$

将 $P_{\text{压差}} V_{\text{气}}$ 转化为标准状态下为 $\sum_i P_{\text{标}} V_i$, 则上式变为:

$$P_{\text{压差}} V_{\text{剩}} + \sum_i P_{\text{标}} V_i = P_{\text{内}} V_{\text{岩}} \phi$$

式中 $P_{\text{标}}$ 为标准状态下的压力,单位 MPa; V_i 为水溶的气体标准状态下的体积,单位 L; ϕ 为源岩孔隙度; $P_{\text{内}}$ 为狭义的生烃增压值,单位 MPa。

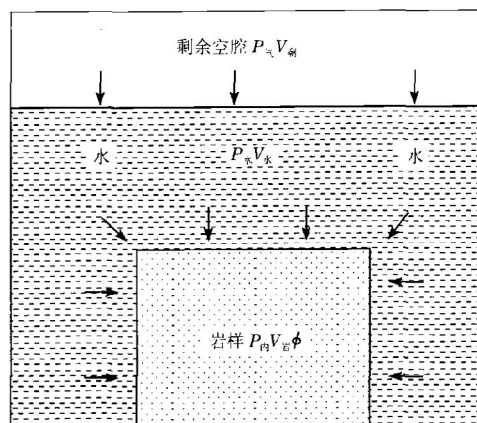


图4 高压釜内压力示意图

Fig.4 Sketch map showing pressures in the autoclave

上式中 $P_{\text{压差}}$, $V_{\text{剩}}$, $V_{\text{气}}$, $V_{\text{岩}}$ 和 ϕ 值由实验测得,根据上述生烃增压的理论计算模型,可以计算烃源岩生烃时的生烃增压值 $P_{\text{内}}$,用以定量描述烃源岩的生烃增压现象。

3.3 影响因素

3.3.1 有机质丰度

根据生烃增压的理论计算模型,生烃增压值的大小与烃源岩的生烃量(特别是气态烃产量)的大小有关,而烃源岩的生烃量又与其有机碳含量有关^[12],所以生烃增压与烃源岩有机质丰度密切相关。实验表明,在同一热演化条件下,有机质丰度高的样品生烃增压作用明显;有机碳含量低的样品,生烃增压作用不明显(图5)。

从表4和图5中可以看出,有机碳含量高的样品STH-2(2.73%)和JC-3(0.64%)在相同的热演化温度时生烃增压值明显大于其他两种有机碳含量低的样品JC-4(0.46%)和TZ-1(0.25%)。同时,有机碳含量低的样品(JC-4和TZ-1样品),在热演化温度较低时,生烃增压值很小,温、压曲线几乎重合。说明在演化温度太低时,有机质含量低的样品,由于生成的烃类产物(油和气)少,其体积膨胀不可能产生足够的内压使烃类排出。

3.3.2 热演化程度

对于同一烃源岩样品来说,生烃增压的幅度与其热演化的温度高低有关(图5)。由于同一烃源岩样品,热演化程度高、低产生的烃类数量不同,因而“生烃增压”的程度显然会有差异,演化程度高(温度高)时烃源岩的生烃增压值明显大于演化程度低(温度低)时的生烃增压值。烃源岩在不

表4 样品内压值与相应模拟温度的实验数据

Table 4 Experimental data of the samples' internal pressures and the corresponding simulation temperatures

样品名称	热演化温度/℃	镜质体反射率/%	有机碳含量/%	生烃增压值/MPa
STH-2	280	0.74	2.73	223.61
JC-3	280	0.70	0.64	99.35
JC-4	280	0.79	0.46	49.17
TZ-1	280	1.05	0.25	55.66
STH-2	300	0.78	2.73	370.12
JC-3	300	0.82	0.64	115.94
JC-4	300	0.82	0.46	63.06
TZ-1	300	1.12	0.25	57.68
STH-2	330	1.04	2.73	552.32
JC-3	330	1.02	0.64	226.92
JC-4	330	1.06	0.46	154.43
TZ-1	330	1.25	0.25	127.32
STH-2	360	1.15	2.73	615.44
JC-3	360	1.13	0.64	343.21
JC-4	360	1.29	0.46	306.33
TZ-1	360	1.4	0.25	260.11

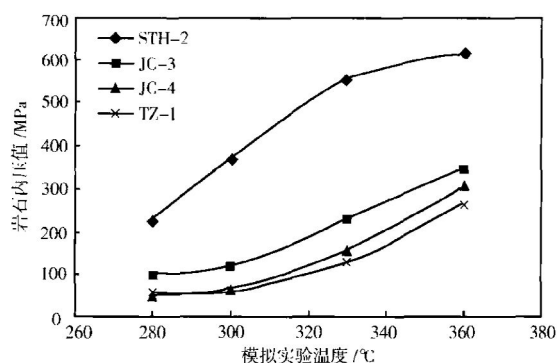


图5 样品内压值与模拟温度关系图

Fig.5 Samples' internal pressure vs. simulation temperature

同演化温度(360, 330, 300, 280℃)条件下,随着演化最高温度值的降低,生烃增压值也随之降低。

对比表2和表4中水热增压和理论计算的生烃增压数据,可以知道对于碳酸盐岩烃源岩生烃过程中的增压来说,生烃增压值远高于水热增压值,是主要的增压贡献者。但是当烃源岩演化程度很低,产生烃类不足以造成明显的生烃增压现象时,此时烃源岩的生烃增压值很小,烃源岩内部增压主要贡献者就变成了水热增压。

4 结论

碳酸盐岩由于成岩-固结早,缺少压实脱水过程^[1],由于其矿物颗粒框架对上覆地静压力的稳

定支撑,使得岩石压实脱水不能成为碳酸盐岩的主要排烃动力。实验表明,碳酸盐岩烃源岩排烃的动力主要是水热增压和生烃增压。因为碳酸盐岩中的结晶水和生烃过程中水的产生量都很小^[6],所以生烃增压特别是生气增压对碳酸盐岩排烃而言更为重要^[8-11]。综上所述,从碳酸盐岩的岩石成分和生烃特点来看,碳酸盐岩烃源岩排烃必然遵循生烃—增压—超压—压力释放—排烃的动力学模式。

参考文献

- 郝石生,张有成,高耀斌,等.碳酸盐岩生油岩热演化模拟实验[J].石油学报,1987,8(4):26~36
Hao Shisheng, Zhang Youcheng, Gao Yaobin, et al. Thermal evolution simulation of carbonate source rock [J]. Acta Petrolei Sinica, 1987, 8(4):26~36
- 张水昌,梁狄刚,张大江.关于古生界烃源岩有机质丰度的评价标准[J].石油勘探与开发,2002,29(2):8~12
Zhang Shuichang, Liang Digang, Zhang Dajiang. Evaluation criteria for Paleozoic effective hydrocarbon source rocks [J]. Petroleum Exploration & Development, 2002, 29(2):8~12
- 李建明,刘秉理,朱忠德,等.湖北松滋下奥陶统大湾组碳酸盐岩压实作用[J].石油与天然气地质,1993,14(4):278~284
Li Jianming, Liu Bingli, Zhu Zhongde, et al. Compaction of carbonate rocks in Lower Ordovician Dawan Formation in Songzi, Hubei [J]. Oil & Gas Geology, 1993, 14(4):278~284
- Zhong Ningning, Lu Shuangfang, Huang Zhilong, et al. TOC changes in the process of thermal evolution of source rock and its controls [J]. Science in China (Series D, Earth Sciences), 2004, 34(Suppl II): 141~149
- 黄志龙,钟宁宁,张四海.碳酸盐岩与泥质烃源岩生气规律对比研究[J].地球化学,2003, 32(1):29~34
Huang Zhilong, Zhong Ningning, Zhang Sihai. Comparison researches on gas-generating rule of carbonate rocks and argillaceous source rocks [J]. Geochimica, 2003, 32(1):29~34
- 黄志龙,张四海,钟宁宁.碳酸盐岩生气的热模拟实验[J].地质科学,2003,38(4):455~458
Huang Zhilong, Zhang Sihai, Zhong Ningning. Simulation experiment of gas generation in carbonate rocks [J]. Chinese Journal of Geology, 2003, 38(4):455~458
- 陈中红,查明,金强.东营凹陷超压系统的幕式排烃[J].石油与天然气地质,2004,25(4):444~447
Chen Zhonghong, Zha Ming, Jin Qiang. Episodic expulsion of hydrocarbons in overpressured systems in Dongying depression [J]. Oil & Gas Geology, 2004, 25(4):444~447
- Hedberg H D. Relation of methane generation to undercompacted shales, shale diapirs and mud volcanics [J]. AAPG Bull, 1974, 58(4):661~679

(下转第355页)

- 广州科技出版社,1992
- Zhou Zhongyi, Pan Changchun. Determination methods of paleogeotemperature in sedimentary basins and their applications [M]. Guangzhou: Guangzhou Science & Technology Press, 1992
- 8 Roedder E. Fluid inclusion [J]. Reviews in Mineralogy, 1984, 12 (11-45): 251-290
 - 9 刘德汉. 包裹体研究——盆地流体追踪的有利工具 [J]. 地学前缘, 1995, 2(3-4): 149-154
Liu Dehan. Fluid inclusion studies — an effective means for basin fluid investigation [J]. Earth Science Frontiers, 1995, 12(3-4): 149-154
 - 10 Waples D W. Time and temperature in petroleum formation: application of Lopatin's method to petroleum exploration [J]. AAPG Bull, 1980, 64(6): 916-926
 - 11 Sweeny J J, Burnham A K. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics [J]. AAPG Bull, 1990, 74(10): 1559-1570
 - 12 任占利. 中国北方沉积盆地热演化史的对比 [J]. 石油与天然气地质, 2000, 21(1): 33-37
Ren Zhanli. Comparison of thermal evolution history in sedimentary basins, North China [J]. Oil & Gas Geology, 2000, 21(1): 33-37
 - 13 Hunt J M. Petroleum geochemistry and geology [M]. New York: Freeman, 1995
 - 14 Law B E. Thermal maturity patterns of Cretaceous and Tertiary rocks, San Juan basin, Colorado and New Mexico [J]. The Geological Society of America Bull, 1992, 104(2): 192-207
 - 15 王庭斌. 中国气田的成藏特征分析 [J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(2): 103-110
Wang Tingbin. Reservoir characteristics analysis of gasfields in China [J]. Oil & Gas Geology, 2003, 24(2): 103-110
 - 16 陈践发, 徐永昌, 黄第藩. 塔里木盆地东部地区天然气地球化学特征及成因探讨(之一) [J]. 沉积学报, 2002, 18(4): 606-610
Chen Jianfa, Xu Yongchang, Huang Difan. Geochemical characteristics and origin of natural gas in east Tarim Basin (I) [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2002, 18(4): 606-610
 - 17 戴金星. 威远气田成藏期及气源 [J]. 石油实验地质, 2003, 25(5): 473-480
Dai Jinxing. Pool-forming periods and gas sources of Weiyuan gasfield [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2003, 25(5): 473-480

(编辑: 李树森)

(上接第348页)

- 9 Luo Xiaorong, Vasseur G. Geopressuring mechanism of organic matter cracking: numerical modeling [J]. AAPG Bull, 1996, 80(6): 856-874
- 10 Tissot B P, Welte D H. Petroleum formation and occurrence [M]. New York: Springer-Verlag, 1978. 260-297
- 11 徐国盛, 曾凡刚. 致密碎屑岩储层天然气成藏的古压控制作用 [J]. 石油与天然气地质, 1996, 17(3): 243-250
Xu Guosheng, Zeng Fangang. Control of paleopressure over natural gas formation in tight clastic reservoirs [J]. Oil & Gas Geology, 1996, 17(3): 243-250
- 12 李剑, 蒋助生, 罗霞, 等. 高成熟碳酸盐岩气源岩定量评价标准的探讨 [J]. 石油与天然气地质, 1999, 20(4): 354-356
Li Jian, Jiang Zhusheng, Luo Xia, et al. Discussion on quantitative evaluation criterion for high-matured carbonate gas source rocks [J]. Oil & Gas Geology, 1999, 20(4): 354-356

(编辑: 李树森)