

(编者按)在中国石化科技开发部的支持帮助下,石油勘探开发研究院从 2005 年至 2010 年,先后与胜利、中原、河南油田分公司合作,应用成盆成烃成藏理论方法,分别对东营、东濮、泌阳 3 个富油气凹陷,开展了石油地质特征、石油分布规律与石油生成量和排油量计算以及石油勘探潜力与有利区预测等方面的研究。针对干酪跟热降解生烃学说存在的问题,以及按该学说的研究思路提出的盆地模拟生烃史模型有关石油生成量计算公式的质疑,提出了烃源岩有限空间生油模式及相应的石油生成量和排出量的计算公式。并按照这种研究思路,自主研制了 DK-I 型和 II 型地层孔隙热压生排烃模拟实验仪器,系统开展了全新思维下的生排烃模拟实验研究工作,取得了许多创新性的成果和认识。

本期特辟出一个栏目,重点从烃源岩成烃理论研究存在的问题、烃源岩有限空间油气生排模拟实验、烃源岩有限空间生排油气实验与高压釜生排油气对比分析、米氏旋回法恢复剥蚀量计算方法的原理与应用、成烃成藏定量研究的思维及石油生成量和排出量的计算等 5 个方面加以介绍。目的是与关心我国油气地质理论研究的石油地质家共同探讨理论创新的问题,进而更好地促进我国油气勘探事业的发展。

文章编号:1001-6112(2011)05-0441-06

烃源岩有限空间生排烃基础研究新进展

关德范¹,徐旭辉¹,李志明²,郑伦举²,马中良²

(1. 中国石油化工股份有限公司 石油勘探开发研究院,北京 100083;

2. 中国石油化工股份有限公司 石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所,江苏 无锡 214151)

摘要:利用 DK-II 型地层孔隙热压生排烃模拟实验仪开展烃源岩有限空间生烃与压差排烃模拟实验研究,结果表明盆地持续沉降过程中烃源岩成烃过程明显显示 3 个阶段,其中成熟度小于 0.70% 之前,烃源岩处于缓慢生油阶段,0.70%~0.90% 则处于快速生油阶段,至 0.90% 时已基本达到生油最高峰,大于 0.90% 之后,受烃源岩内部流体压力的作用,极大地抑制了烃源岩中干酪根向烃的转化;且在该阶段,烃源岩破裂作用排出油可滞留在烃源岩表面及与之有连通的微裂缝中,部分排出油可进入与烃源岩层互层的砂岩层内。烃源岩成熟度高于 0.70% 之后,当盆地整体抬升阶段烃源岩区与储集岩区压力系统差达到一个临界压力差值(约 4~5 MPa)时,才能使烃源岩生成的油较有效地发生远距离运聚并成藏。

关键词:烃源岩;生烃;排烃;有限空间;压差

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

New progress in basic studies of hydrocarbon generation and expulsion of source rock in finite space

Guan Defan¹, Xu Xuhui¹, Li Zhiming², Zheng Lunju², Ma Zhongliang²

(1. SINOPEC Exploration & Production Research Institute, Beijing 100083, China;

2. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214151, China)

Abstract: Simulation of hydrocarbon generation and expulsion of source rock in finite space has been carried out with the hydrocarbon generation and expulsion simulation experimental instrument of type DK-II with porosity, temperature and pressure under geological conditions. It has been concluded that the process of hydrocarbon generation of source rock during basin subsidence can be divided into 3 stages as follows. 1) $R_o \leq 0.70\%$, oil generates from source rock slowly; 2) $0.70\% < R_o < 0.90\%$, oil generates rapidly, and reaches the peak when R_o is 0.90%; 3) $R_o > 0.90\%$, oil generation from kerogen has finished due to the fluid pressure in source rock. And during the 3rd stage, the oil expelled from source rock cracking stays on rock surface and in connected microfractures. Part of the expelled oil migrates into sandstones which interbed with source rocks. When the maturity of source rock is over 0.70% and

收稿日期:2011-07-06;修订日期:2011-10-08。

作者简介:关德范(1942-),男,教授级高级工程师,从事石油地质研究。

基金项目:中国石油化工股份有限公司科技开发部项目(P08060)资助。

the pressure differential between source rock and reservoir during basin uplifting reaches about 4—5 MPa, oil migrates far away and accumulates.

Key words: source rock; hydrocarbon generation; hydrocarbon expulsion; finite space; pressure differential

通过对国内外 97 个中、新生代含油气盆地(或凹陷)的石油地质演化史分析发现,这些盆地(或凹陷)的演化主要经历了 3 个发展阶段,即持续沉降发展阶段、整体上升发展阶段和全面萎缩发展阶段。其中,在持续沉降发展阶段,大部分主力烃源岩必定达到了成熟生油阶段,实现成烃过程;而整体上升遭受剥蚀阶段,盆地物理场性质已经由加载增压过程转为卸载减压过程,伴随着这一过程,烃源岩和储集岩内部巨大能量的释放,导致烃源岩与储集岩之间产生压力差,促使油从烃源岩的高压区排出,向储集岩的低压区运移、聚集,实现成藏过程^[1,2]。众所周知,烃源岩主要是泥质或钙质沉积物及其内部所含的有机质经沉积成岩过程形成的。在盆地(或凹陷)持续沉降过程中,泥质和钙质沉积物随上覆沉积物的不断加载增压,其逐渐被压实成岩,孔隙度也将总体趋于降低,其中的有机质则因埋藏深度增大(温度增高)而成熟度逐渐增高,经热演化作用有机质逐渐生油并占据烃源岩的孔隙空间。当生成的油全部“充满”了烃源岩的孔隙空间时,两者达到平衡状态,烃源岩内部出现异常高压,导致在上覆岩层的负荷作用下,烃源岩的孔隙度不再减小,只要没有泄压条件就处于欠压实状态^[1]。故在含油盆地中,烃源岩生油过程是在烃源岩沉积成岩演化过程中实现的,生油空间即为烃源岩的孔隙空间,并由此根据烃源岩中有机质热演化与成岩过程中孔隙度变化之间的关系,提出了烃源岩有限空间生油的理论思维和定量模型^[2-3]。本文根据含油气盆地持续沉降过程为一有限空间条件下的生烃过程和整体上升阶段为一压差排烃过程的设想,利用研制的 DK—II 型地层孔隙热压生排烃模拟实验仪,开展了烃源岩有限空间生烃与压差排烃模拟实验研究,旨在揭示盆地持续沉降过程中不同有机质类型与丰度的烃源岩其成烃演化规律,以及盆地整体上升阶段压差对排烃作用的影响。

1 生烃与压差排烃物理模拟实验

1.1 模拟实验仪与样品

受模拟实验装置的限制,现有各种热压生烃模拟实验或者是在无压、无水及无穷空间(开放)中进行的热降解反应(如 Rock—Eval 热解),或者是在低流体压力、无静岩压力、少量水蒸气及较大的生

烃空间中进行热降解反应(传统密闭空间生烃模拟实验)^[4,5],与烃源岩在地质情况下成烃条件相差甚远,所以取得的结果难以有效应用于油气勘探实践中^[6]。根据盆地持续沉降过程中烃源岩有限空间成烃与整体上升阶段压差排烃的思维,中石化无锡石油地质研究所自行研制了一套 DK—II 型地层孔隙热压生排烃模拟实验仪^[7]。模拟实验仪主要包括高温高压生烃反应系统、双向液压控制系统、排烃系统、自动控制与数据采集系统、产物分离收集系统、外围辅助设备与仪器外壳。该模拟仪的模拟温度可由室温至 600 °C,上覆静岩压力最高可达 200 MPa,相当于埋深近 8 000 m 的上覆地层压力;生烃室模拟地层流体压力可达 100 MPa,相当于 10 000 m 深部的地层流体压力,如考虑异常高压可达 150 MPa 以上;排烃室地层流体压力可控制在 0~120 MPa。样品室内径 25~38 mm,高度 50~80 mm,最大装样量约 200 g。因此,利用该模拟实验仪可以较近似地模拟烃源岩在持续沉降过程中烃源岩的生烃演化规律与盆地整体上升过程中压差对排烃的影响。用于模拟实验研究的样品取自泌阳凹陷和东濮凹陷,其样品的成熟度、TOC 等基本特征与模拟实验的目的见表 1。

表 1 模拟实验样品基本特征与实验目的

Table 1 Basic features of experiment samples and aims of simulation

项目	东濮凹陷濮 1—154 井	泌阳凹陷 王 24 井	东濮凹陷 胡 88 井
岩性	褐绿色泥岩	黑色泥岩	灰褐色页岩
深度/m	2 364	1 271.3	1 455.7
层位	E _{s1}	Eh ₃	E _{s3x}
EqVR ₀ /%	0.63	0.55	0.52
TOC/%	1.3	4.55	2.18
沥青“A”/%	0.284 4	0.420 9	0.103 9
S ₁ /(mg·g ⁻¹)	0.21	0.74	0.12
S ₂ /(mg·g ⁻¹)	5.87	36.39	9.74
I _H /(mg·g ⁻¹)	376	763	422
H/C	1.29	1.66	1.37
O/C	0.10	0.09	0.18
有机质类型	II ₂	I—II ₁	II ₂
模拟实验意图	研究有机质丰度较低、有机质类型为 II ₂ 型烃源岩在盆地持续沉降过程中生烃演化规律	研究有机质丰度高、有机质类型好(I—II ₁)的烃源岩在盆地持续沉降过程中生烃演化规律	研究盆地整体上升过程中压差对排烃效率的影响

1.2 模拟实验

1.2.1 盆地持续沉降过程中烃源岩生烃模拟实验

利用东濮凹陷濮 1—154 井沙一段烃源岩和泌阳凹陷王 24 井核三段烃源岩样品开展了盆地持续沉降阶段烃源岩有限空间生烃模拟实验研究,其中濮 1—154 井沙一段烃源岩可代表有机质丰度较低、有机质类型为 II₂ 的烃源岩,而王 24 井核三段烃源岩则可代表有机质丰度高、有机质类型好(I—II₁)的烃源岩。模拟过程中实验条件见表 2。模拟结束后收集不同温压条件下生成的凝析油、轻质油和残留油(三者之和为总油)以及烃气,并开展成熟度、有机碳以及热解等分析项目的测试。

1.2.2 盆地整体上升阶段烃源岩压差排烃模拟实验

利用东濮凹陷胡 88 井沙三下亚段的烃源岩样品,开展了盆地整体上升过程中压差对排烃效率影响的研究。需指出的是,这里所指的压差是指模拟生烃系统内的流体压力与储集系统内流体压力之差。开展的压差排烃模拟实验条件见表 3,共计 23 组模拟实验。

在每一组模拟实验中,样品室首先装入 60 g 烃源岩样品压制的小岩心柱,其上再装入 20 g 纯砂岩样品压制的小岩心柱,类似于地质条件下烃源岩层系中夹有砂岩层的情况,并加入一定量的水使样品饱和水,加温升至设定温度后恒温 48 h。实验过程中收集压差作用排出的气体 1 和排出油 1;模拟实验结束后,收集并测定残留在反应体系内气

表 2 盆地持续沉降阶段
烃源岩有限空间生烃模拟实验条件

Table 2 Simulation conditions of hydrocarbon generation of source rock in finite space during basin subsidence

样品	模拟温度/℃	模拟时间/h	静岩压力/MPa	地层压力/MPa	样品量/g
濮 1—154	250	48	52.8	35.7	60.02
	300	48	63.6	47.0	60.46
	320	48	69.6	50.8	60.21
	340	48	74.4	58.7	60.43
	350	48	81.6	59.3	60.02
	360	48	88.8	58.7	60.30
	375	48	91.2	63.2	60.00
	385	48	96.0	73.2	60.08
王 24	250	48	52.8	43.0	60.89
	300	48	63.6	47.0	60.69
	320	48	69.6	54.7	60.42
	340	48	81.6	61.9	60.69
	350	48	84.5	66.5	60.69
	360	48	88.8	75.7	60.08
	375	48	102.0	101.9	60.37
	385	48	112.0	117.9	60.78

表 3 盆地整体上升阶段烃源岩压差排烃模拟实验条件

Table 3 Simulation conditions of hydrocarbon expulsion of source rock under pressure differential during basin uplifting

模拟温度/℃	模拟时间/h	静岩压力/MPa	地层压力/MPa	排烃压差/MPa
250	48	48	21.5~26.2	0.3
275	48	57	26.5~29.2	0.3
300	48	58	27.8~31.5	0.3,6
320	48	64	30.6~41.5	0.3,6,12
340	48	72	32.2~43.2	0.3,6,12
360	48	92	38.8~50.4	0.3,6,12
375	48	100	42.5~53.0	0.3,6,12

体 2、排出油 2 和萃取砂岩内排出油 3 和烃源岩内的可溶有机质——残留油。对模拟残留物开展成熟度等项目的分析。

上述实验流程中,排出油 1 是指实验过程中,当生油区与储集区存在一定压差值(ΔP 分别为 0.3, 6, 12 MPa)时,排油装置中收集的油,这相当于地质条件下由烃源岩排出后、经一定距离运移至有效储集区的油量;排出油 2 相当于地质条件下由烃源岩排出但仍滞留在烃源岩表面或其内部微裂缝系统的油量;排出油 3 是指在生排烃系统中放置在烃源岩上方砂岩中的含油量,这相当于地质条件下与烃源岩呈薄互层的砂岩中的油。

2 模拟实验结果

2.1 盆地持续沉降阶段烃源岩有限空间生烃特征

东濮凹陷濮 1—154 井沙一段烃源岩和泌阳凹陷王 24 井核三段烃源岩的有限空间生烃模拟结果见表 4 和图 1—3 所示。从模拟结果看,在盆地持续沉降阶段烃源岩有限空间生烃具有如下特征:无论是有机质丰度较低、有机质类型为 II₂ 烃源岩,还是有机质丰度高、有机质类型好(I—II₁)的烃源岩,其成烃过程均明显显示 3 个阶段。即大致以烃源岩成熟度 0.70% 和 0.90% 为界,当烃源岩成熟度小于 0.70% 时,烃源岩生油产率较低,烃气产率很低,该阶段生烃增压作用不明显;当烃源岩成熟度介于 0.70%~0.90% 之间时,烃源岩进入快速生油阶段,并在成熟度 0.90% 左右时基本达到生油最高峰,该阶段烃气产率仍很低,但生烃增压显著,这与地质条件下超压带烃源岩的成熟度约在 0.70%~1.30%^[8] 相吻合。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油和烃

表 4 盆地持续沉降阶段烃源岩有限空间生烃模拟结果

Table 4 Simulation results of hydrocarbon generation of source rock in finite space during basin subsidence

模拟样品	模拟温度/℃	成熟度 EqVR _o /%	地层压力/MPa	静岩压力/MPa	样品名称	烃气/(kg·t ⁻¹)	总油/(kg·t ⁻¹)
东濮凹陷 濮 1—154 井 沙一段 烃源岩	250	0.63	35.7	52.8	褐绿色泥岩	0.64	178.43
	300	0.68	47	63.6	褐绿色泥岩	3.99	233.64
	320	0.74	50.8	69.6	褐绿色泥岩	4.89	310.29
	340	0.80	58.7	74.4	褐绿色泥岩	17.19	388.24
	350	0.84	59.3	81.6	褐绿色泥岩	26.56	432.45
	360	0.90	58.7	88.8	褐绿色泥岩	40.13	516.81
	375	1.20	63.2	91.2	褐绿色泥岩	69.04	485.44
385	1.39	73.2	96	褐绿色泥岩	91.8	464.32	
泌阳凹陷 王 24 井 核三段 烃源岩	250	0.59	43	52.8	黑色泥岩	0.08	97.88
	300	0.68	47	63.6	黑色泥岩	0.47	154.81
	320	0.74	54.7	69.6	黑色泥岩	0.8	240.61
	340	0.8	61.9	81.6	黑色泥岩	6.83	442.42
	350	0.84	66.5	84.5	黑色泥岩	2.4	513.48
	360	0.9	75.7	88.8	黑色泥岩	1.85	650.75
	375	1.2	101.9	102	黑色泥岩	27.7	651.5
385	1.39	117.9	112	黑色泥岩	47.12	654.45	

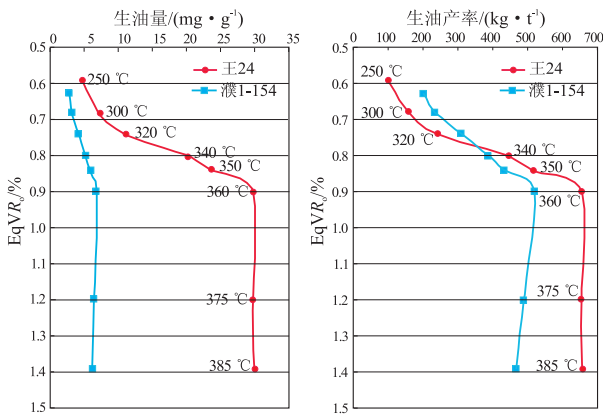


图 1 盆地持续沉降阶段烃源岩有限空间生油特征

Fig. 1 Characteristics of hydrocarbon generation of source rock in finite space during basin subsidence

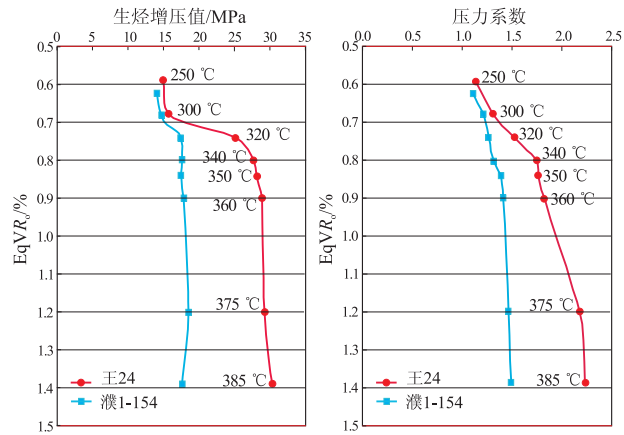


图 3 盆地持续沉降阶段烃源岩有限空间生烃增压曲线

Fig. 3 Pressure increasing curves of hydrocarbon generation of source rock in finite space during basin subsidence

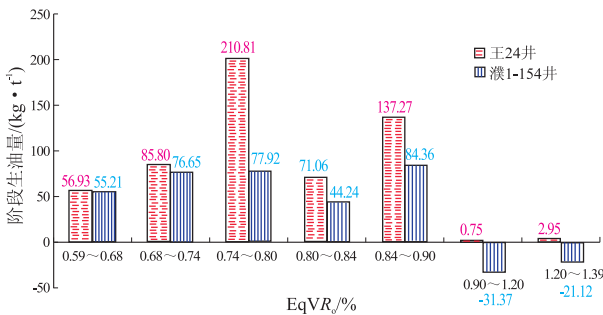


图 2 烃源岩不同成熟度阶段生油特征

Fig. 2 Characteristics of hydrocarbon generation of source rock during different maturity stages

气体体积的迅速增大所引起的增压(即狭义的生烃增压)两部分^[9]。对于有机质丰度高、类型好的烃源岩较有机质丰度较低、有机质类型差的烃源岩,在

相同的模拟温度条件下,其生烃系统内的流体压力明显要高得多,应主要与生烃增压(狭义)有关,导致王 24 井烃源岩生烃系统压力系数超过 1.5。当烃源岩成熟度进一步增高时,对于有机质丰度高、类型好的烃源岩,其生油产率几乎与成熟度 0.90% 时的产率相等,该演化阶段生油产率出现一个平台,烃气产率明显增大,但产率仍较低,小于 50.0 kg/t,生烃增压作用进一步增强,生烃系统压力系数可达 2.0 以上。而有有机质丰度较低、类型为 II₂ 的烃源岩,该阶段其生油产率随成熟度增高逐渐降低,而烃气产率明显增大,大于 50.0 kg/t,生烃增压强度稍有增压,但生烃系统压力系数小于 1.5。模拟实验结果揭示,持续沉降阶段烃源岩有限空间生烃过程有别

于传统认识的生油演化过程,最明显特征主要表现为:①生油具有某种“突变性”,也就是说干酪根有效的“生油窗”存在一个能量积聚之后的突变生烃过程。烃源岩成熟度从0.70%~0.90%,成熟度值仅仅增加了0.20%,而生油量与油产率却迅速从低值升至最大值。这意味着在盆地持续沉降过程中,当烃源岩进入生油门限之后,只需要几百米的埋深范围内即可完成主要的生油过程。②持续沉降阶段烃源岩经历快速生油之后,极大地抑制了干酪根向烃的转化,同时在生烃系统存在异常压力的情况下,也有利于液态烃在深部的保存,是一个能量平衡转化过程。烃源岩成熟度从0.90%~1.39%(模拟温度从360~385℃),尽管温度只增加了15℃,成熟度增加了0.49%,但生油量却变化不大,王24井高有机碳样品阶段生油率增加很少,出现了一个生油产率平台;濮1-154井低有机碳样品在此阶段开始向烃气转化,故阶段生油量为负值。实际上在此演化阶段,对于I-II干酪根而言尽管还有一定的生油潜力,但其生油能力其实已经很低,此时有机质的演化过程主要是前期已经生成的分子量相对较大的可溶有机质(比如胶质与沥青质)向低分子量的烃类物质(饱和烃与芳香烃)的转化,因此生油量与油产率变化不大。

2.2 盆地整体上升阶段烃源岩压差排烃特征

盆地整体上升阶段烃源岩压差排烃模拟结果如图4-6所示。由图4可见,在零压差条件下(相

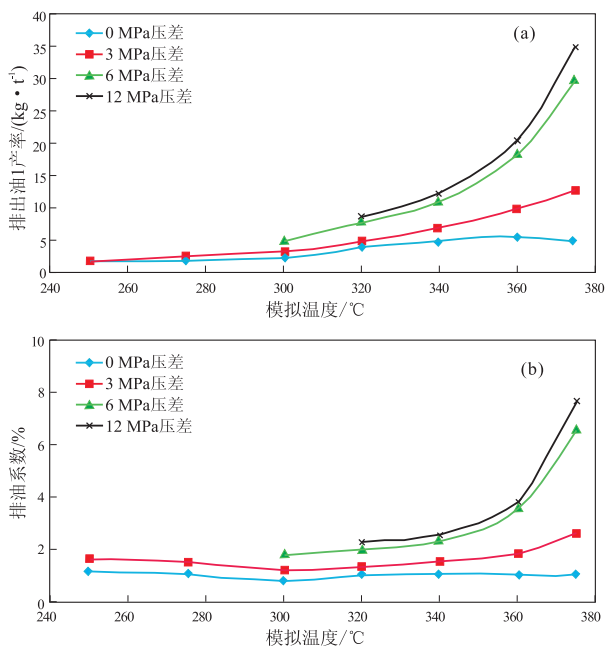


图4 不同压差下排出油1产率与排油系数

Fig. 4 Yielding rate and expulsion coefficient of expelled oil 1 under different pressure differential

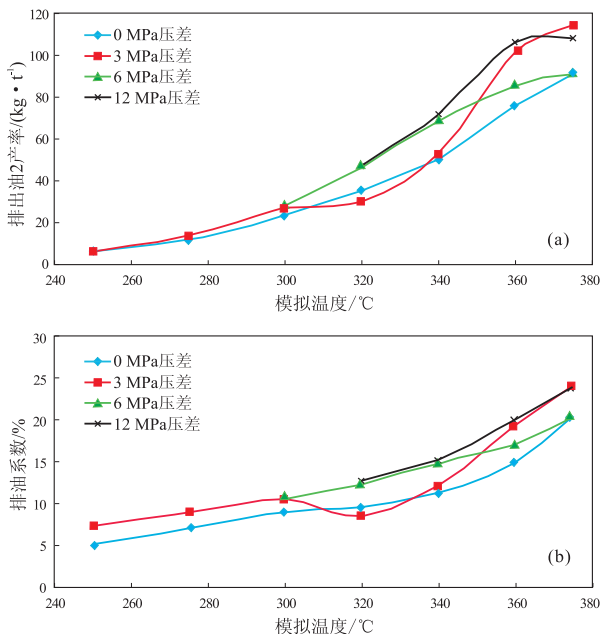


图5 不同压差下排出油2产率与排油系数

Fig. 5 Yielding rate and expulsion coefficient of expelled oil 2 under different pressure differential

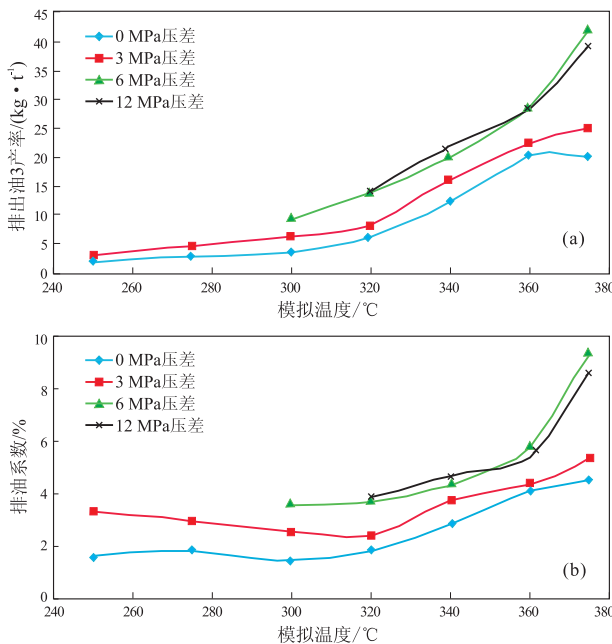


图6 不同压差下排出油3产率与排油系数

Fig. 6 Yielding rate and expulsion coefficient of expelled oil 3 under different pressure differential

当于模拟盆地沉降过程),排出油1的排出油产率随温压条件的增高变化很小,即便是烃源岩达到生烃高峰阶段,其排出油1的产率依旧无显著增高,排油系数在1.0%左右。这意味着即使盆地或凹陷的烃源岩进入了生烃高峰阶段,但如果盆地或凹陷不存在明显的构造抬升作用,没有造成生烃区与主要储层之间存在压差,那么烃源岩生成的油几乎

难以远距离排运到储集层或构造圈闭中进行有效成藏。

同时,由图 4 可见,当模拟温度小于 320 °C 时(烃源岩成熟度小于 0.70%),即使生烃系统与排烃系统之间存在一定的压差,排出油 1 的产率和排油系数均很小。这意味着如果盆地或凹陷内的主力烃源岩在持续沉降阶段末(也即整体上升阶段前)尚未进入快速生烃期,那么由于烃源岩的生油量有限,烃源岩孔隙空间内的含油饱和度尚很低,生烃增压不显著,即使该时期盆地或凹陷发生整体上升,使烃源岩区与储集岩区存在一定的压力系统差,但烃源岩生成的油也很难发生远距离排运,至储集层或构造圈闭中进行有效成藏。而当模拟温度达到 320 °C 之后时(烃源岩成熟度大于 0.70%),随着模拟温度的增高(烃源岩进入快速生油阶段)和生烃系统与排烃系统之间压差的增强,排出油 1 的产率和排油系数也逐渐增强,并且压差为 3 MPa 时的结果与零压差的结果较接近,而压差为 6 MPa 和压差为 12 MPa 时的结果较接近。这说明当盆地或凹陷内的主力烃源岩在整体抬升前已进入生油高峰,但整体抬升阶段烃源岩区与储集岩区压力系统差较小时,烃源岩生成的油也较难发生远距离排运,至储集层或构造圈闭中进行有效成藏;而当压差达到一定值之后(如 6 MPa),压差进一步增高对排出油 1 的产率和排油系数的增高不显著,这意味着盆地整体抬升阶段烃源岩区与储集岩区压力系统差达到一个临界值(约 4~5 MPa)时,就可以使烃源岩生成的油较有效地发生远距离排运至储集层中进行有效成藏。

由图 5 可见,随着模拟温度与压力的增高,烃源岩的成熟度增高,其中的含油量和内压也增高,排出油 2 的产率就越大,而且压差为零的条件下,生油高峰期排出油 2 的油产率也可达到 100 kg/t 左右,排油系数可达 20% 以上。这说明在盆地持续沉降阶段,由于烃源岩破裂排烃作用,这些排出油可大量滞留在烃源岩表面及与之有连通的微裂缝或透镜体砂岩中。

由图 6 可见,排出油 3 的产率和排油系数在烃源岩进入快速生油期阶段及之后随生烃系统与排烃系统压差的增大而增高,并且达到 6 MPa 之后趋于稳定;同时在 0 压差情况下,尽管排出油产率和排油系数较低,但暗示即使在盆地持续沉降阶段,部分排出油仍可进入与烃源岩层互层的薄砂岩层内,并可能形成非常规油藏,这应是生油区内烃源岩与互层薄砂岩之间的局部压差和浓度差调整

作用的结果。

3 结论

1) 盆地持续沉降过程中,烃源岩生烃过程具有 3 阶段性,在成熟度小于 0.70% 之前,烃源岩处于缓慢生油阶段,0.70%~0.90% 则处于快速生油阶段,至 0.90% 时已基本达到生油最高峰,大于 0.90% 之后,受烃源岩内部流体压力的作用,极大地抑制了烃源岩中干酪根向烃的转化,对于高有机质丰度和有机质类型好的烃源岩,异常压力使烃源岩油产率出现一个平台。

2) 在盆地持续沉降阶段,烃源岩破裂作用排出油可大量滞留在烃源岩表面及与之有连通的微裂缝中,部分排出油可进入与烃源岩层互层的薄砂岩层内,并可能形成非常规油藏。即使盆地(或凹陷)的烃源岩进入了生烃高峰阶段,但如果盆地(或凹陷)演化不存在明显的构造抬升作用,没有造成生烃区与主要储层之间存在压差,那么烃源岩生成的油几乎难以远距离运聚到储集层中进行有效成藏;只有当盆地整体抬升阶段烃源岩区与储集岩区压力系统差达到一个临界压力差值(约 4~5 MPa)时,才可以使烃源岩生成的油较有效地发生远距离排运至储集层中进行有效成藏。

参考文献:

- [1] 关德范,王国力,张金功,等. 成盆成烃成藏理论思维:从盆地到油气藏[M]. 北京:石油工业出版社,2004:24-80.
- [2] 关德范,徐旭辉,李志明,等. 成盆成烃成藏理论思维与有限空间生烃模式[J]. 石油与天然气地质,2008,29(6):709-715.
- [3] 关德范. 试论石油地质基础研究与理论创新[J]. 中外能源,2009,14(12):47-53.
- [4] Landais P, Michels R, Elie M. Are time and temperature the only constraints to the simulation of organic matter maturation? [J]. Organic Geochemistry, 1994,22:617-630.
- [5] 邹艳荣,帅燕华,孔枫,等. 油气生成过程实验研究的思考与展望[J]. 石油实验地质,2004,26(4):375-381.
- [6] 郑伦举,秦建中,何生,等. 地层孔隙热压生排烃模拟实验初步研究[J]. 石油实验地质,2009,31(3):296-302.
- [7] 郑伦举,马中良. 中国石化无锡石油地质研究所实验地质技术之地层孔隙热压生排烃模拟实验技术[J]. 石油实验地质,2010,31(3):封二.
- [8] 何生,何治亮,杨智,等. 准噶尔盆地腹部侏罗系超压特征和测井响应以及成因[J]. 地球科学——中国地质大学学报,2009,34(3):457-470.
- [9] 赵喆,钟宁宁,黄志龙. 碳酸盐岩烃源岩生烃增压规律及其含义[J]. 石油与天然气地质,2005,26(3):344-355.

(编辑 徐文明)