

烃源岩孔隙流体介质对石油初次运移的影响

马中良^{1,2}, 郑伦举^{1,2}, 赵中熙^{1,2}, 葛颖^{1,2}, 徐勤^{1,2}

(1. 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;

2. 中国石化集团公司 油气成藏重点实验室, 江苏 无锡 214126)

摘要:利用自主研发的地层孔隙热压生排烃模拟仪,系统开展了氮气—水蒸气、水蒸气—液态水体系、液态水和无水体系系列生排烃模拟实验,通过对排油效率的分析对比,探讨了烃源岩孔隙流体介质对石油初次运移的影响。在生油气阶段,烃源岩孔隙空间是保持一定温度和压力的多组分(烃气、非烃气、石油、地层水)流体共存的一种相态。液态地层水是石油初次运移过程中不可缺少的运载体。水可能是首先吸附在岩石矿物的表面,起到了一种“润滑剂”的作用,阻止了石油在矿物表面的吸附,从而有利于石油的运移。同时,生油气过程中伴生的大量的CO₂,由于其独特的超临界特性,易于溶解孔隙流体中的石油,降低了油水之间的界面张力和石油的黏度,减小了石油运移阻力,促进了石油的初次运移。

关键词:烃源岩;液态水;CO₂;石油初次运移;生排烃模拟实验

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Effect of fluid medium in source rock porosity on oil primary migration

Ma Zhongliang^{1,2}, Zheng Lunju^{1,2}, Zhao Zhongxi^{1,2}, Ge Ying^{1,2}, Xu Qin^{1,2}

(1. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, Wuxi, Jiangsu 214126, China;

2. SINOPEC Key Laboratory of Petroleum Accumulation Mechanisms, Wuxi, Jiangsu 214126, China)

Abstract: With the self-designed simulation instrument for hydrocarbon generation and expulsion in formation porosity under controlled heating and pressuring conditions, a series of experiments was made with different systems such as nitrogen-water vapor, water vapor-liquid water, liquid water, and anhydrous. Oil discharge efficiency was compared to study the effect of the fluid medium in source rock porosity on oil primary migration. In the oil and gas generation phase, pore space in the source rock was charged by fluids (hydrocarbon gas, non-hydrocarbon gas, oil, formation water) with certain temperature and pressure. Liquid water was an indispensable transport carrier in oil primary migration process. Water might adsorb onto the surface of minerals, preventing the adsorption of hydrocarbon and was favorable for hydrocarbon migration. CO₂ associated with hydrocarbon generation easily dissolved in oil, which reduced the interfacial tension between the oil and water, oil viscosity and oil migration resistance, and promoted oil primary migration.

Key words: source rock; liquid water; carbon dioxide; primary migration; simulation experiment of hydrocarbon generation and expulsion

由于油气运移的时间尺度和空间过程都难以进行直接的观察和测量,所以油气运移一直是一个极其复杂和十分困难的研究课题,对油气的初次运移过程更是知之甚少。国外学者20世纪70至80年代致力于油气初次运移相态方面的研究,并取得了一定进展^[1-4]。20世纪80年代以后,逐渐淡化了对油气初次运移的复杂相态及机理问题的考虑,着重于对油气初次运移过程的分析及初次运移模型的建立^[5-6]。油气的初次运移受多个方面因素

的控制,以往的研究主要关注了物质基础、初次运移相态、动力和通道,而忽视了从含油气盆地整体演化的角度去审视油气初次运移过程中发生的一系列物理化学变化的重要作用。在含油气盆地中,地层水作为盆地流体的一个主要组成部分,总是与生烃母岩和油气相伴生,它们在地史过程中互相依存、相伴演化^[7]。在烃源岩特定的温压场限制的有限的孔隙空间内,流体是地层水、石油、天然气和生油气过程中伴生的其他产物的混合物,这些多组

收稿日期:2013-12-03;修订日期:2014-11-12。

作者简介:马中良(1984—),男,硕士,工程师,从事成烃成藏物理模拟实验、油页岩原位油气转化与开采技术研究。E-mail: mazl.syky@sinopec.com。

基金项目:中国石化科技开发部项目“烃源岩有限空间生排烃机理研究与应用”(P11060)、国家重点基础研究发展计划(973计划)项目专题“陆相页岩油储集空间与发育模式”(2014CB239102)和“陆相页岩油资源潜力与分布规律”(2014CB239105)资助。

© The Author(s) 2015. This article is published with open access by *Petroleum Geology & Experiment*.

分流体对油气初次运移的影响作用还鲜有人论及。本文通过大量模拟实验,探讨了烃源岩孔隙流体介质组成及特性对石油初次运移的影响。

1 地层水对石油初次运移的影响

水在沉积盆地中广泛分布,在油气形成中的作用已被广大研究者所关注。Lewan 等率先开展了加水生烃模拟实验,发现热解产物与地质体中的石油组成非常类似^[8],从而使水在油气形成过程中的作用倍受重视。但由于各种实验装置的差异与缺陷,生排烃模拟实验过程中所加入水的状态并不符合地质实际^[9]。如最常用的金属高压釜封闭体系生烃模拟装置样品室一般体积都比较大,长 30 cm、直径 10 cm 左右,无法对样品施加静岩压力,加入烃源岩样品和地层水后,反应釜上部还剩余较大的空间,加热过程中水将会以水蒸气或水蒸气—液态水平衡状态存在,必然会误导地层水介质在有机质生排油气过程的作用机理。中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所研制的地层孔隙热压模拟仪,可以在保留烃源岩原始矿物组成结构和有机质赋存状态、在与孔隙空间接近的生烃空间中完全充满高压液态水,同时考虑到与地质条件相近的上覆静岩压力、地层流体压力和围压的条件下,进行有机质高温短时间热解生烃反应。由于上覆静岩压力的束缚,所加入的水始终以液态水状态存在^[10-11]。为了进一步厘清烃源岩孔隙地层水在石油初次运移过程中的作用,开展了氮气—水蒸气体系、水蒸气—液态水平衡体系、液态水体系、无水体系的系列对比实验。

1.1 氮气—水蒸气体系与液态水体系实验对比

样品为准噶尔盆地黑岱沟煤矿上石炭统太原组 6 号煤样,Ⅲ型干酪根, $R_0 = 0.64\%$, $w(\text{TOC}) = 66.36\%$, $I_H = 141 \text{ mg/g}$, 氯仿沥青“ A ” = 0.87%。

氮气—水蒸气体系在实验加温前加入 2 mL 水(未充满水),再向高压釜体内充注 2 MPa 氮气。由于所加水量相对于反应生烃空间较小,在加热生烃过程中将会呈水蒸气状态。液态水体系模拟主要通过以下方式实现,首先根据取样区的埋藏演化史(R_0 和埋深的对应关系)和模拟实验不同温度对应的 R_0 值,来确定不同模拟温度不同演化阶段相对应的埋深、静岩压力和流体压力值;然后对样品施加静岩压力进行压实,使其在尽可能保留样品的原始孔隙、在一个有限生烃空间里、同时考虑到与地质条件相近的地层流体压力、上覆静岩压力条件下进行烃源岩的加温加压密闭生、排烃模拟实验。实验过程中,

体系内流体压力控制在相应演化阶段埋深时的流体压力值,设定的最低地层流体压力为相对应埋深的静水压力值。考虑到实际地质情况超压的发育,最高地层流体压力为 1.5 倍的静水压力值。

液态水体系模拟在实验加温前将生排烃反应体系内(包括岩石孔隙与釜体内部)充满水。实验条件:流体压力为 38 MPa,静岩压力为 80 MPa;模拟温度 290 ~ 390 °C 之间,升温速率为 1 °C/min,当温度达到设置温度后,恒温 48 h;生烃空间为 9.5 mL,称样量为 20 g。具体的实验步骤见参考文献[10]。

由图 1 可知,在 $R_0 < 0.80\%$ 时,2 种体系排出油产率基本保持一致; $0.80\% < R_0 < 1.40\%$ 时,2 种体系排出油效率均随演化程度的升高而增大,但液态水体系排出油效率增幅较强; $R_0 > 1.40\%$ 之后,2 种体系的排出油效率趋于相对稳定,液态水体系是氮气—水蒸气体系的 4 倍左右,同时由于氮气—水蒸气体系开始大量生气,排出油产率开始下降,而液态水体系由于高流体压力的延迟作用^[9],演化程度要慢一些,仍保持较高的排油效率。

1.2 水蒸气—液态水体系与液态水体系实验对比

样品为泌阳凹陷泌 215 井核三段的灰色泥岩, $R_0 = 0.38\%$, $w(\text{TOC}) = 3.22\%$, $S_2 = 22.30 \text{ mg/g}$, $I_H = 684 \text{ mg/g}$, 氯仿沥青“ A ” = 0.041 9%, 每个温度点实验称样量 60 g。

水蒸气—液态水体系模拟方式时,不对样品施加静岩压力进行压实,整个生烃过程是在一个相对较大的反应空间(约为 80 mL)内进行的,加热过程中部分水会以水蒸气形态存在。液态水体系模拟温度、压力设置方式同 1.1 所述。2 个系列实验的温压设置见表 1。

由图 2 可知, $R_0 < 0.80\%$, 2 种体系排出油产率基本保持一致; $0.80\% < R_0 < 1.40\%$, 2 种体系排出油效率均随演化程度的升高而增大,但液态水体系排

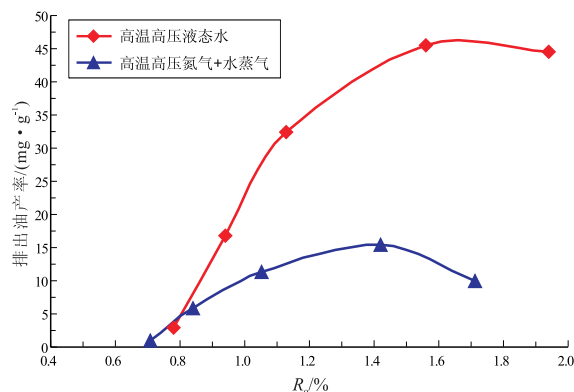


图 1 氮气—水蒸气体系与液态水体系实验排油产率对比

Fig. 1 Comparison of expelled oil yields of liquid water and nitrogen-water vapor experimental systems

表 1 液态水体系和水蒸气—液态水体系实验边界条件

Table 1 Boundary conditions of liquid water and vapor-liquid water experimental systems

温度/ ℃	液态水体系			水蒸气—液 态水体系
	静岩压力/ MPa	最低地层流 体压力/MPa	最高地层流 体压力/MPa	加水量/ mL
275	34.5	15.0	22.5	6.0
300	39.1	17.0	25.5	6.0
325	46.0	20.0	30.0	6.0
350	52.0	22.6	33.9	6.0
360	55.2	24.0	36.0	6.0
370	57.5	25.0	37.5	6.0
380	64.4	28.0	42.0	6.0
400	69.0	30.0	45.0	6.0

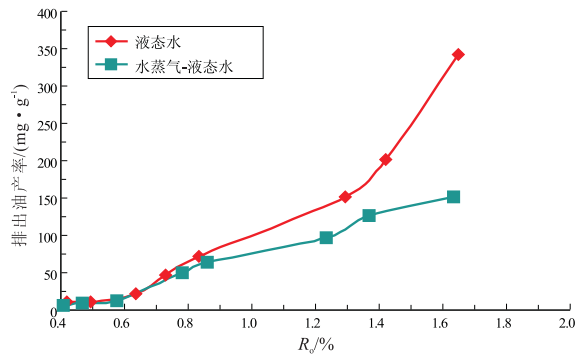


图 2 水蒸气—液态水体系与液态水体系实验排油产率对比

Fig. 2 Comparison of expelled oil yields of liquid water and vapor-liquid water experimental systems

出油效率增幅较强,是水蒸气—液态水平衡体系的 1.5 倍; $R_0 > 1.40\%$ 之后,2 种体系的排出油效率差异增至 2 倍。

1.3 无水体系与液态水体系实验对比

样品为吉林桦甸第三系未熟灰色泥岩(HC-2), $R_0 = 0.35\%$, $w(\text{TOC}) = 6.95\%$, $S_2 = 44.85 \text{ mg/g}$, $I_H = 645 \text{ mg/g}$,氯仿沥青“A” $= 0.0998\%$,每个温度点实验称样量为 60 g。液态水体系模拟温度、压力设置方式同 1.1 所述。无水体系模拟时,与液态水体系模拟实验施加同样的静岩压力。2 个系列实验的参数设置见表 2。

表 2 液态水体系与无水体系实验边界条件

Table 2 Boundary conditions of liquid water and anhydrous experimental systems

温度/ ℃	液态水体系			无水体系	
	静岩压 力/MPa	最低地层流 体压力/MPa	最高地层流 体压力/MPa	静岩压 力/MPa	加水量/ mL
300	52.9	23.0	34.5	52.9	0.0
330	59.8	26.0	39.0	59.8	0.0
350	69.0	30.0	45.0	69.0	0.0
370	78.2	34.0	51.0	78.2	0.0

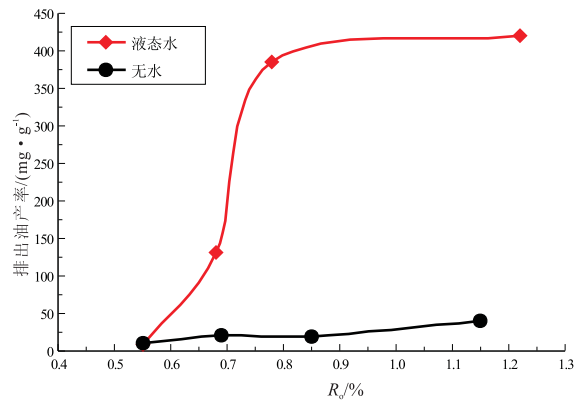


图 3 无水体系与液态水体系实验排油产率对比
Fig. 3 Comparison of expelled oil yields of liquid water and anhydrous experimental systems

由图 3 可知,整个演化过程中,液态水体系模拟实验的排油效率随着演化程度的升高而增加,无水体系实验排油量很低且随着演化程度升高排油效率基本不变,进入生油高峰后前者的排出油产率远远大于无水模拟实验排出油产率。 $R_0 < 0.55\%$ 之前,2 种体系排出油产率基本保持一致; $0.55\% < R_0 < 0.80\%$ 之间,液态水体系排出油效率相对无水体系急剧增加(如在 $R_0 = 0.70\%$ 时,液态水体系排出油效率是无水体系的 5 倍, $R_0 = 0.80\%$ 时,液态水体系排出油效率是无水体系的 10 倍); $0.80\% < R_0 < 1.30\%$ 之间,排出油效率的差异基本保持不变。

通过以上对比实验可以发现:无水体系实验中,在整个生油窗内几乎没有油排出,主要原因可能是由于无水实验中烃源岩孔隙都需要有油气充入,而生成的油气体积小于生烃空间,难以满足自身孔隙的吸附,因而难以排出;所排出的少量油气也是靠热蒸发作用以及生成气体的气相溶解携带出来的。水参与的情况下,无论水以何种相态参与生烃反应,在 $R_0 < 0.80\%$ 之前排出油产率基本保持一致; $0.80\% < R_0 < 1.40\%$ 之间,水的相态对石油初次运移的影响十分显著,液态水体系排油效率是水蒸气—液态水平衡体系的 1.5 倍,是水蒸气—氮气体系的 4 倍,是无水体系的 10 倍。可见,水的相态是影响石油初次运移效率的至关重要的因素,只有在基质孔隙与微裂隙中饱和了液态水的情况下,石油才能很好地排出。水可能是首先吸附在岩石矿物的表面,起到了一种“润滑剂”的作用,阻止了油气在矿物表面的吸附,从而有利于石油的运移。无水体系下很难有石油排出,水蒸气—惰性气体、水蒸气—液态水平衡体系排油量远达不到油气成藏的要求。

2 生油气过程中伴生 CO₂ 的重要作用

在有机质演化生油气过程中,来源于羧基、羰

表 3 地层孔隙热压生排烃模拟实验样品的基本地质特征

Table 3 Geochemical characteristics of source rocks for simulation experiments

样品号	采集地	岩性	层位	$R_o/\%$	$w(\text{TOC})/\%$	$I_H/(\text{mg} \cdot \text{g}^{-1})$	类型
王 24	泌阳凹陷	黑色泥岩	Eh ³	0.55	4.55	763	I
卫 20	东濮凹陷	含盐页岩	Es ³	0.62	3.93	592	I
查 1 井	白音查干	深灰色泥岩	K ₁ bd ¹	0.56	3.45	505	II ₁
桦甸-8	桦甸	灰色泥岩	R	0.36	6.40	578	II ₁
泌 215	泌阳凹陷	灰色泥岩	Eh ³	0.66	2.56	600	II ₁
桦甸-3	桦甸	灰色泥岩	R	0.42	2.29	466	II ₂
桦甸-6	桦甸	灰色泥岩	R	0.46	0.89	130	III

基与羟基等含氧官能团的脱杂原子反应,从沉积有机质中脱除会形成大量的 CO₂。对于烃源岩来说,在实验温度低于 400 °C 时,烃源岩中的碳酸盐矿物不会发生分解,CO₂ 主要来源于沉积有机质中含氧官能团的热降解^[12]。统计了利用地层孔隙热压生排烃模拟仪开展的 7 件不同起始成熟度、不同有机质丰度和不同岩性烃源岩样品(表 3)进行的 70 个液态水体系模拟实验产物中的 CO₂ 产率(图 4),可见在烃源岩的整个油气演化过程中生成了大量的 CO₂,且其生成过程与油气的生成具有良好的正相关性。

CO₂ 在温度高于临界温度($T_c = 31.26\text{ °C}$),压力高于临界压力($P_c = 72.9\text{ atm}$)的状态下,性质会发生变化,其密度近于液体,黏度近于气体,扩散系数为液体的 100 倍,呈现超临界状态。液态水体系模拟实验生成的大量的 CO₂ 势必在原油饱和和溶解后以独立状态存在。地质条件下,按照静水和静岩压力梯度分别为 10 MPa/km 和 26 MPa/km 以及 20 °C/km 的地温梯度来计算,CO₂ 在地表几百米深度之下就一直处于超临界状态。超临界状态的流体具有很多特殊的性质:其一,微小的压力变化就可以造成超临界流体密度很大的变化,因此,只要有微小的压力变化就可以造成几个数量级的溶解度差;其二,超临界流体的密度介于气体和液体之间,许多物理性质也与这二者有所不同。超临界

状态的流体的扩散系数和黏度等物性参数均介于气、液之间,是一种理想的运输媒介^[13]。

CO₂ 溶解气使原油体积膨胀,降低原油的黏度,具有气驱及解堵能力,对油层具有一定的酸化解堵作用^[14]。地层油中轻质烃与 CO₂ 间具有很好的互溶性,在多孔介质中流动时,可以引起 CO₂ 和地层油之间各组分变化,生成混性流体。而且在一定压力下,CO₂ 能使地层油中的轻质烃抽提和汽化,CO₂ 抽提时主要是地层油中 C₂₀ 以下组分。随着压力增加,CO₂ 抽提地层油中的较重质成分。超临界 CO₂ 萃取烃源岩样品实验表明,当压力低于 20 MPa 时,超临界 CO₂ 主要溶解 C₂₀ 以下烃类组分;随着压力的增加,剩余重质组分逐渐开始溶解^[15-16]。桦甸 HC-2 样品的液态水体系实验排出油的族组分特征(表 4)也证实了地层压力条件下,由于超临界 CO₂ 的存在携带了较多的重质成分运移出去。在石油初次运移过程中,干酪根生成的 CO₂ 促使石油从烃源岩中排放出来。实验过程中 CO₂ 的生成量与排出油量的变化关系也说明了这一点(图 5),整体上都显现随着 CO₂ 生成量的增加,排出油量也在增加,如桦甸-8、卫 20、王 24、查 1、泌 215,而桦甸-3、桦甸-6 由于 CO₂ 生成量少,几乎没有油排出。

再者,通过对比液态水和无水体系实验的 CO₂ 产率可知,虽然 2 个系列实验均是同一个样品,但

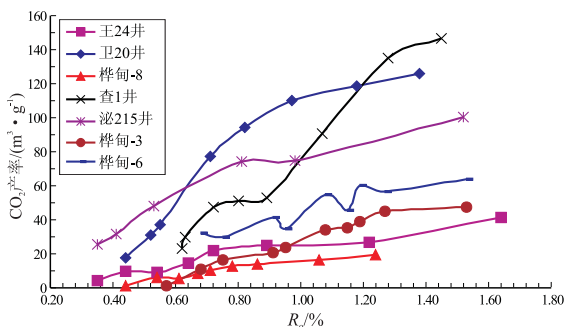


图 4 液态水体系模拟实验气态产物中 CO₂ 产率
Fig. 4 CO₂ yields of liquid water experimental system

表 4 吉林桦甸第三系未熟灰色泥岩 HC-2 样品液态水体系实验排出油族组分

Table 4 Composition characteristics of expelled oil of the sample HC-2 (immature gray mudstone from Tertiary, Huadian, Jilin province) in liquid water experimental system %

R_o	饱和烃	芳香烃	非 烃	沥青质
0.55	14.79	5.03	16.56	50.90
0.68	9.30	7.06	13.69	57.30
0.78	17.51	11.70	16.45	40.64
1.22	30.81	14.88	10.47	29.56

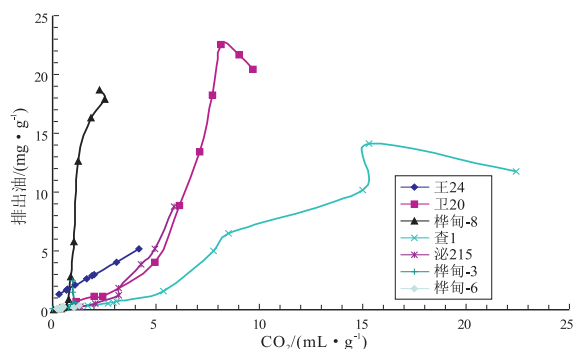


图 5 液态水系模拟实验气态产物中 CO₂ 产量与排出油量的关系

Fig. 5 Relationship between CO₂ yields and expelled oil yields of liquid water experimental system

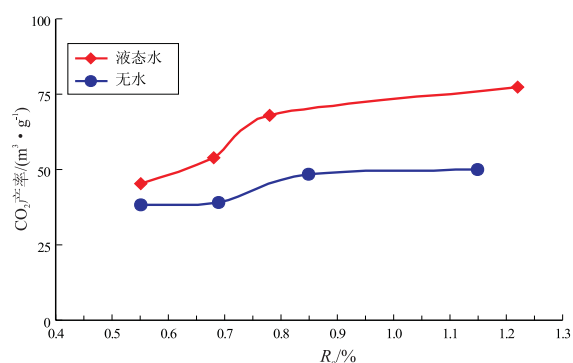


图 6 液态水与无水体系实验气态产物中 CO₂ 产率

Fig. 6 CO₂ yields of liquid water and anhydrous experimental systems

由于地层水的加入,有水条件下 CO₂ 的产率更高(图 6)。超临界态的 CO₂ 是一种非常好的溶剂,其低黏度的特点,易于溶解孔隙中的石油,降低油水之间的界面张力,降低原油黏度,减小油气运移阻力等,促进油气运移。更为重要的一点是虽然无水条件下,烃源岩也能生成大量的 CO₂,但其排油效率仍然很低。可见,没有地层水的参与,这种超临界的 CO₂ 对烃源岩排烃(初次运移)的作用不大。Lewan 烃源岩热解模拟实验中以液体含 Ga 合金代替水^[17],却没有油排出,可见液态地层水在油气初次运移过程中是不可缺少的运移载体。

3 结论

地层温压环境条件下,石油的初次运移既不是简单的水溶相运移,也非单纯的游离相运移。在生油气阶段,烃源岩孔隙空间是保持一定温度、压力的多组分(烃气、非烃气、石油、地层水)流体共存的一种相态。液态地层水是石油初次运移过程中不可缺少的运移载体,水可能是首先吸附在岩石矿物的表面,起到了一种“润滑剂”的作用,阻止了石油在矿物表面的吸附,从而有利于石油的运移。同

时,生油气过程中伴生的大量的 CO₂,由于其独特的超临界特性,易于溶解孔隙中的石油,降低了油水之间的界面张力和原油的黏度,减小了石油运移阻力,从而促进了石油的初次运移。运移到储集层后,由于温度、压力的降低,一部分 CO₂ 将会出溶,溶解到地层水中,在与储集层相互作用以及在二次运移的路途中不断消耗,等到达圈闭中聚集时,CO₂ 含量已经很低。

Open Access

This article is distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (CC-BY 4.0) which permits any use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original author(s) and the source are credited.

参考文献:

- [1] Dickney P A. Possible primary migration of oil from source rocks in oil phase[J]. AAPG Bulletin, 1975, 59(2): 337-345.
- [2] Price L C. Aqueous solubility of petroleum as applied to its origin and primary migration[J]. AAPG Bulletin, 1976, 60(2): 213-244.
- [3] Barker C. Primary migration: the importance of water-mineral-organic matter interactions in the source rock [M]//Roberts W H, Cordell R J. Problems of Petroleum Migration: AAPG Studies in Geology 10. Tulsa: AAPG, 1980: 19-31.
- [4] Bary E E, Foster W R. A process for primary migration of petroleum[J]. AAPG Bulletin, 1980, 64(1): 107-114.
- [5] 陈中红,查明. 烃源岩排烃作用研究现状及展望[J]. 地球科学进展, 2005, 20(4): 459-466.
Chen Zhonghong, Zha Ming. Current situation and prospect of the investigation on hydrocarbon expulsion from source rocks [J]. Advances in Earth Science, 2005, 20(4): 459-466.
- [6] 郝石生,柳广弟,黄志龙,等. 油气初次运移的模拟模型[J]. 石油学报, 1994, 15(2): 21-30.
Hao Shisheng, Liu Guangdi, Huang Zhilong, et al. Simulation models for primary hydrocarbon migration[J]. Acta Petrolei Sinica, 1994, 15(2): 21-30.
- [7] 沈忠民,刘四兵,吕正祥,等. 川西坳陷中段陆相地层水纵向变化特征及水-岩相互作用初探[J]. 沉积学报, 2011, 29(3): 495-502.
Shen Zhongmin, Liu Sibing, Lü Zhengxiang, et al. Vertical geochemical characteristics of continental formation water and its water-rock interaction in the middle area of western Sichuan Depression [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2011, 29(3): 495-502.
- [8] Lewan M D, Winters J C, McDonald J H. Generation of oil-like pyrolyzates from organic-rich shales [J]. Science, 1979, 203(4383): 897-899.
- [9] 郑伦举,何生,秦建中,等. 近临界特性的地层水及其对烃源岩生排烃过程的影响[J]. 地球科学: 中国地质大学学报, 2011, 36(1): 83-92.
Zheng Lunju, He Sheng, Qin Jianzhong, et al. Formation water of near-critical properties and its effects on the processes of hydrocarbon generation and expulsion [J]. Earth Science: Journal of China University of Geosciences, 2011, 36(1): 83-92.

(下转第 108 页)

(上接第 101 页)

- [10] 马中良,郑伦举,李志明. 烃源岩有限空间温压共控生排烃模拟实验研究[J]. 沉积学报,2012,30(5):955-963.
Ma Zhongliang, Zheng Lunju, Li Zhiming. The thermocompression simulation experiment of source rock hydrocarbon generation and expulsion in formation porosity[J]. Acta Sedimentologica Sinica,2012,30(5):955-963.
- [11] 秦建中,申宝剑,腾格尔,等. 不同类型优质烃源岩生排油气模式[J]. 石油实验地质,2013,35(2):179-186.
Qin Jianzhong, Shen Baojian, Tenger, et al. Hydrocarbon generation and expulsion pattern of different types of excellent source rocks[J]. Petroleum Geology & Experiment,2013,35(2):179-186.
- [12] 程有义. 含油气盆地二氧化碳成因研究[J]. 地球科学进展,2000,15(6):684-687.
Cheng Youyi. Origins of carbon dioxide in petroliferous basins[J]. Advances in Earth Science,2000,15(6):684-687.
- [13] 郑军卫,庾凌,孙德强. 低渗透油气资源勘探开发主要影响因素与特色技术[J]. 天然气地球科学,2009,20(5):651-656.
Zheng Junwei, Yu Ling, Sun Deqiang. Main affecting factors and special technologies for exploration and exploitation of low-permeability oil and gas resources[J]. Natural Gas Geoscience, 2009,20(5):651-656.
- [14] 赵明国,李金珠,王忠滨. 特低渗透油藏 CO₂ 非混相驱油机理研究[J]. 科学技术与工程,2011,11(7):1438-1440,1446.
Zhao Mingguo, Li Jinzhu, Wang Zhongbin. The study on CO₂ immiscible mechanism in low permeability reservoir [J]. Science Technology and Engineering,2011,11(7):1438-1440,1446.
- [15] 王振峰,何家雄,张树林,等. 南海北部边缘盆地 CO₂ 成因及充注驱油的石油地质意义[J]. 石油学报,2004,25(5):48-53.
Wang Zhenfeng, He Jiaxiong, Zhang Shulin, et al. Genesis of carbon dioxide and geological significance for carbon dioxide infilling and oil displacement in the northern marginal basin of South China Sea [J]. Acta Petrolei Sinica,2004,25(5):48-53.
- [16] 杨胜来,杭达震,孙蓉,等. CO₂ 对原油的抽提及其对原油黏度的影响[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2009,33(4):85-88.
Yang Shenglai, Hang Dazhen, Sun Rong, et al. CO₂ extraction for crude oil and its effect on crude oil viscosity [J]. Journal of China University of Petroleum,2009,33(4):85-88.
- [17] Lewan M D, Roy S. Role of water in hydrocarbon generation from Type- I kerogen in Mahogany oil shale of the Green River Formation [J]. Organic Geochemistry,2011,42(1):31-41.

(编辑 徐文明)