

文章编号:0253-9985(2010)03-0315-06

根据储层成岩特征差异性判断浅层 油气藏油气充注时间 ——以哈萨克斯坦 A 油田为例

刘景东,蒋有录

(中国石油大学 地球资源与信息学院,山东 青岛 266555)

摘要:传统地质分析、储层流体包裹体和伊利石测年等方法对于浅层油气藏油气充注时间的确定,都存在着明显的不足。基于烃类-水-矿物之间的相互作用,提出了根据储层成岩特征差异性判断浅层油气藏油气充注时间的新方法,并以哈萨克斯坦 A 油田为例,应用该方法确定了 M-Ⅱ 油层的油气充注时间。分析认为,部分成岩矿物含量的差异性可以表征油气大量充注时间的早晚。通过分析部分成岩矿物含量的差异性,结合成岩演化序列及埋藏热演化史,可以确定油气大量充注的时间。在成藏因素分析的基础上,结合成岩矿物相对含量的变化趋势,还可以追踪油气充注方向或判断油气充注过程。

关键词:储层成岩特征;油气充注时间;成岩演化;浅层油气藏

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Timing of hydrocarbon charging in shallow reservoirs by differences of diagenetic characteristics of reservoirs —an example from A oilfield in Kazakhstan

Liu Jingdong and Jiang Youlu

(College of Geo-resources and Information, China University of Petroleum, Qingdao, Shandong 266555, China)

Abstract: For the timing of hydrocarbon charging in shallow reservoirs, methods such as traditional geological analysis, fluid inclusions in reservoirs and illite dating have obvious shortages. Based on the interactions between hydrocarbons, water and minerals, this paper puts forward a new method to determine hydrocarbon charging time of shallow reservoirs by differences of diagenetic characteristics of reservoir rocks. Taking the A oilfield in Kazakhstan as an example, the hydrocarbon charging time for the M-Ⅱ oil layer is determined in this way. The time of bulk hydrocarbon charging can be determined through the analyses of differences of content of certain minerals and in combination with diagenetic evolutionary sequence and burial thermal history. On the basis of pool-forming element analysis, hydrocarbon charging direction can be traced and hydrocarbon charging process can be identified with references to the trend of relative content of diagenetic minerals.

Keywords: diagenetic characteristics of reservoirs, hydrocarbon charging time, diagenetic evolution, shallow oil/gas pool

油气成藏过程是成藏研究的重要内容,不同时期人们对油气成藏充注研究的手段不同。传统的油气藏形成时间分析主要是根据油气藏形成需

要的油气源、圈闭等条件的形成时间以及油藏形成后的饱和压力^[1],常用的方法主要包括3种,即烃源岩的主要生排烃期法、圈闭形成期法、油藏饱

和压力法。近十年来,基于烃类-水-矿物之间的相互作用,流体史分析方法逐渐成为确定油气藏形成期的主要手段,依靠“成藏化石”记录方面的成藏期定量数据分析可以“示踪”油气成藏期次和过程^[2~4],如油气非均一性、包裹体研究、成岩矿物定年和储层沥青分析等。

上述油气成藏期的分析方法主要针对成岩作用较强的中深层油气藏(深度>2 000 m),而关于浅层油气藏(深度<2 000 m)成藏期的研究尚未见到相关论述。受构造运动影响,浅层油气藏油气来源可能为晚期生成,也可能为中深层早期油气藏遭破坏后的向上运移,因此应用传统地质分析方法确定浅层油气藏的形成时间误差较大,而储层流体包裹体和自生伊利石测年等方法受浅层储层样品松散或砂岩粒度太大等因素影响,取样和分析的难度较大。笔者从烃类-水-矿物之间的相互作用出发,根据储层成岩特征差异性分析,阐述了浅层油气藏形成时间的方法原理与步骤,并以哈萨克斯坦 A 油田为例,应用该方法对浅层油气藏的形成时间进行了分析。

1 方法原理与步骤

无论是与碎屑颗粒同期沉积或沉淀的粘土矿物,还是埋藏成岩过程中形成的粘土矿物,在成岩作用过程中随埋深和温度的增加以及孔隙流体介质条件的不断变化,粘土矿物逐渐变得不稳定并趋于向其他粘土矿物转化^[5]。

1) 高岭石:在酸性水介质中稳定,随埋深的增加,在富含 K^+ 偏碱性、碱性溶液中,高岭石会逐渐转变为伊利石;而在富含 Mg^{2+} 的偏碱性介质中,则会向绿泥石转变。

2) 蒙脱石:在富含 Fe^{2+} 和 Mg^{2+} 的水介质中,会转变成绿泥石/蒙脱石混层粘土矿物,并逐渐向绿泥石转化;而在富含 K^+ 的碱性溶液介质中,会通过伊利石/蒙脱石混层粘土的中间状态逐渐转变为伊利石。

3) 伊利石:最明显的成岩变化是其结晶度的变化,随埋藏深度的增加,伊利石的结晶度越来越好。

4) 绿泥石:成岩变化主要表现为由无序型绿泥石随埋藏深度的增加发生有序调整而依次向有序型伊利石转变。

可以看出,在富含 K^+ , Fe^{2+} 或 Mg^{2+} 的成岩环境中,高岭石和蒙脱石逐渐向伊利石或绿泥石转化。当储集层中有烃类充注时,孔隙水中无机离子浓度降低,并改变孔隙水 pH 值^[6],部分替换孔隙水的烃类流体则阻碍矿物与离子之间的质量传递,伊利石或绿泥石的形成受到抑制^[7~9]。因此根据粘土矿物中高岭石、蒙脱石、绿/蒙混层、伊/蒙混层、伊利石及绿泥石的相对含量的变化可以确定油气大量充注的最早时间。

该方法的应用主要通过以下步骤:

1) 对同一层位不同钻井粘土矿物组成的相对含量进行对比,分析烃类充注对粘土矿物转化造成的影响;

2) 分析烃类充注层段的泥岩有机质成熟度等储层成岩特征;

3) 根据烃类充注层段的埋深、粘土矿物组成及有机质成熟度等指标,结合研究区的成岩演化序列判断成岩温度,即油气充注时的地层温度;

4) 结合埋藏热演化史界定油气充注时间。

该方法简便易行,而且根据粘土矿物组成的相对含量在平面上的变化趋势,结合成藏因素分析,还可以追踪油气充注方向或判断油气充注过程。

2 实例分析

哈萨克斯坦 A 油田构造形态为受走滑断层控制并被伴生断层复杂化的背斜,长轴方向为北西-南东向,长约 25 km,宽约 6 km,具有西南翼较缓,东北翼较陡的构造特征(图 1),该区在白垩纪末经历了距今最晚的一次较强烈的构造抬升剥蚀。白垩系 M-II 储层为该油田的主要含油层,现今顶面埋深为 825~1 100 m,白垩系剥蚀前顶面埋深为 757.5~1 060 m,以粉砂岩、砂岩为主,分选中等到好,中等胶结,棱角到次圆状,以原生粒间孔隙为主。下面主要根据储层成岩特征差异性对 M-II 储层的油气充注时间进行分析。

2.1 储层成岩特征

1) 粘土矿物组成差异性

对 A 油田 A123 井、A095 井和 A100 井 M-II 储层粘土矿物组成进行对比发现,A123 井粘土矿物组成中伊/蒙混层含量较大,占 38%~47%,蒙脱石组分占 36%~43%,伊利石含量较少,仅占

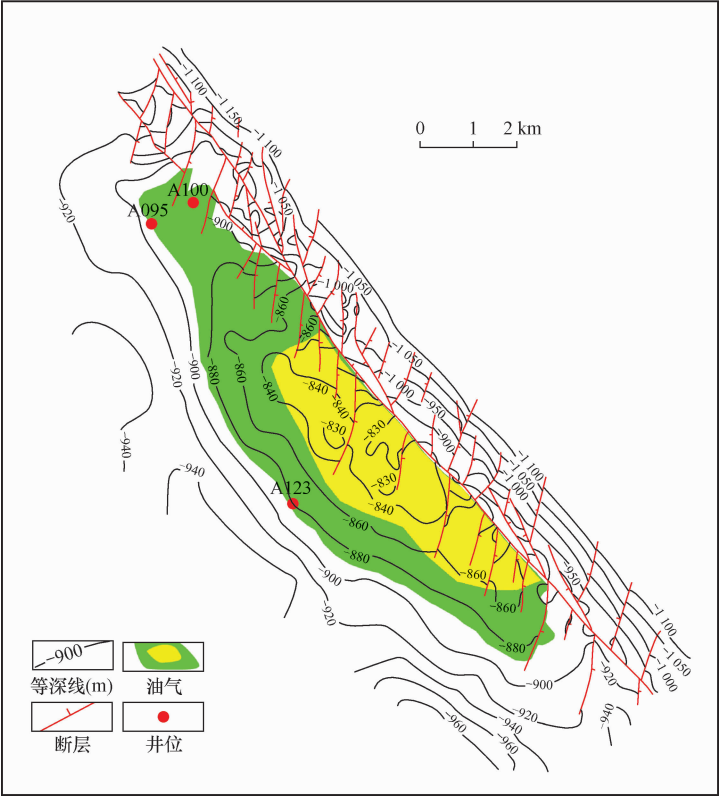


图1 哈萨克斯坦 A 油田 M - II 储层顶面构造与油气分布

Fig.1 Structural contour map of the top of M-II reservoir in A oilfield in Kazakhstan with hydrocarbon distribution map overlaid

7%~18%,高岭石含量小(图2a);A095井和A100井伊/蒙混层分别占0~49%和10%~46%,伊利石含量分别达到31%~71%和31%~61%,并出现了较多的高岭石(图2b,c)。可见A123井蒙脱石转化程度相比A095井和A100井明显偏低,由于三口井M-II储层相互连通,成岩环境一致,粘土矿物原始组成差异性小,所以A123井粘土矿物转化受到抑制为后期烃类的大量充注所致。因此根据A123井储层成岩特征可以判断该油田油气的充注时间。

2) 泥岩有机质成熟度

通过分析粘土矿物转化受抑制层段泥岩有机质成熟度等成岩特征,可以配合粘土矿物组成判断成岩温度。对A123井与M-II储层相邻泥岩有机质成熟度进行分析发现,成熟度 R_o 小于0.37%(图3),处于未熟阶段。

2.2 油气充注时间的界定

从上面的分析可知,A123井M-II储层具有以下成岩特征:

- 1) 现今埋深介于1 010 m~1 050 m 范围;
- 2) M-II 储层相邻泥岩成熟度为 R_o 小于 0.37%,处于未熟阶段;
- 3) 伊/蒙混层含量较大,占38%~47%,蒙脱石组分占36%~43%,伊利石含量较少,仅占7%~18%,高岭石含量小。

依据前人对该区成岩阶段的划分^[10](图4),结合以上对储层成岩特征的分析,研究认为A123井M-II组储层尚处于早成岩A期,根据演化序列,判断其成岩温度小于55℃,推测在45~50℃之间,同时结合埋藏热演化史判断M-II储层大量烃类充注的时间为白垩纪末期(图5)。

2.3 油气充注过程

从M-II储层现今顶面构造与油气分布关系来看,A123井、A095井和A100井均位于背斜构造翼部油气边缘带(图1),理论上应具有相似的油气充注史和矿物转化史,看似与实际成岩特征差异性存在矛盾。通过古构造恢复,不难发现A123井接近于白垩系剥蚀前古构造的背斜高点,而A095井和A100井则位于背斜构造翼部(图6),

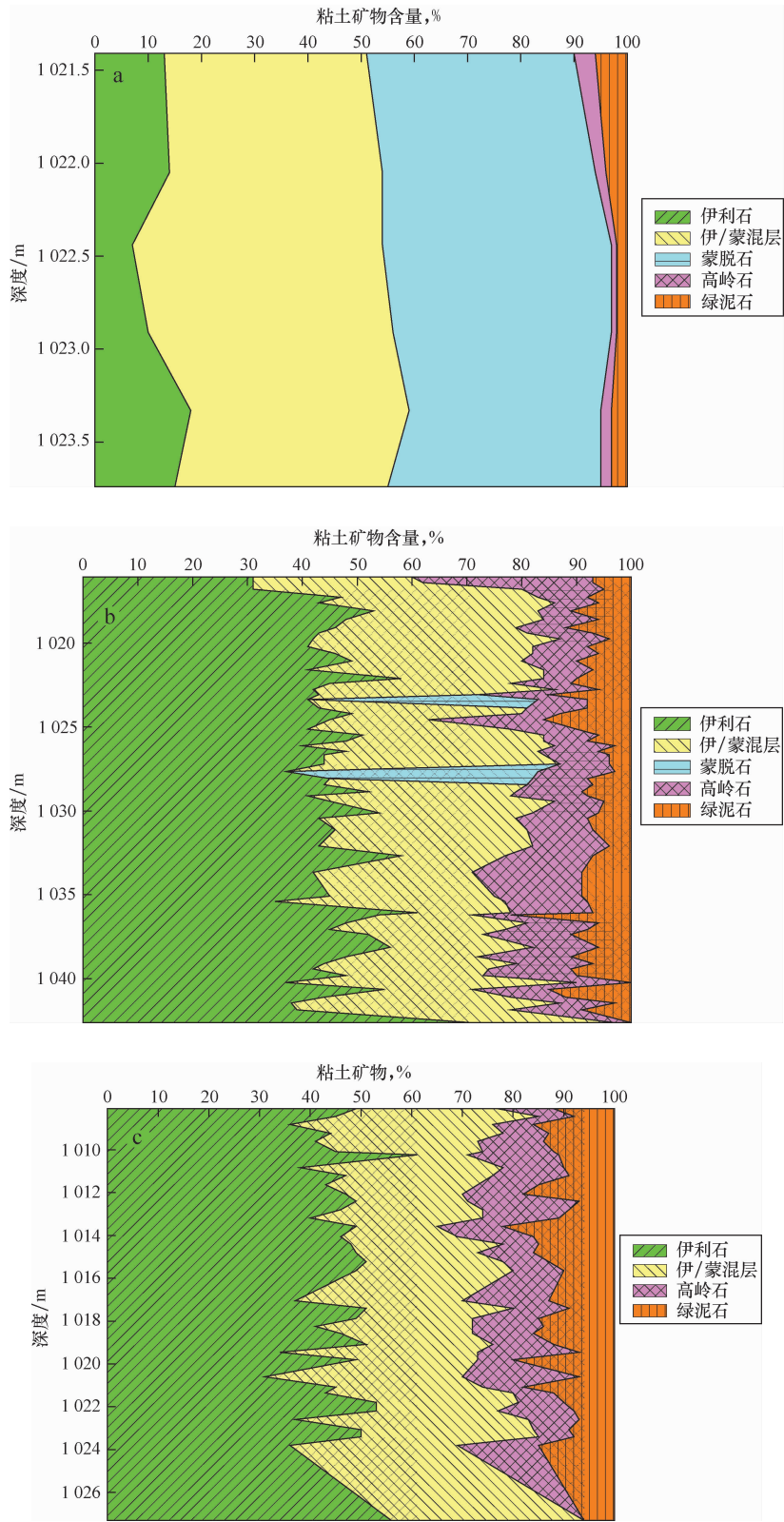


图 2 哈萨克斯坦 A 油田 M - II 储层粘土矿物组成特征

Fig. 2 Composition of clay minerals in M-II reservoir in A oilfield, Kazakhstan

a. A123 井; b. A095 井; c. A100 井

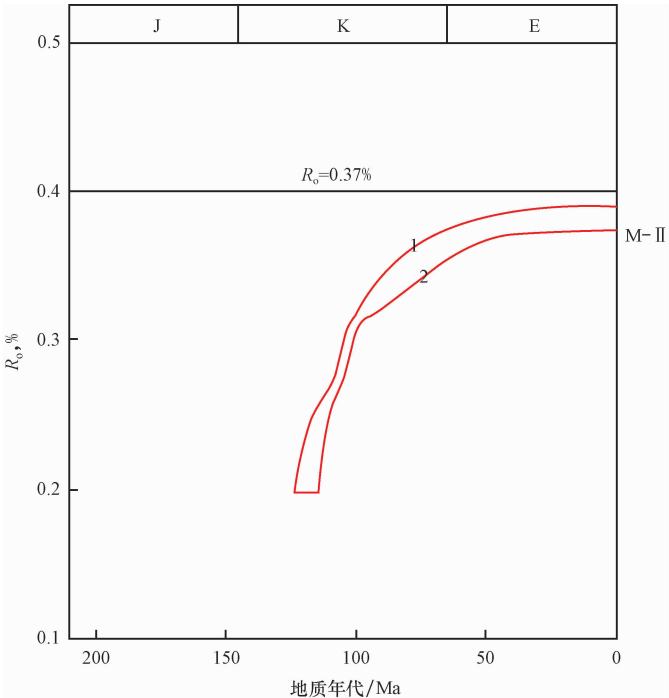


图3 哈萨克斯坦 A 油田 A123 井 M - II 储层相邻泥岩热演化史

Fig.3 Thermal history of mudstones adjacent to M - II reservoir in A-123 well of A oilfield, Kazakhstan

1. 紧邻 M - II 储层的上部泥岩;2. 紧邻 M - II 储层的下部泥岩

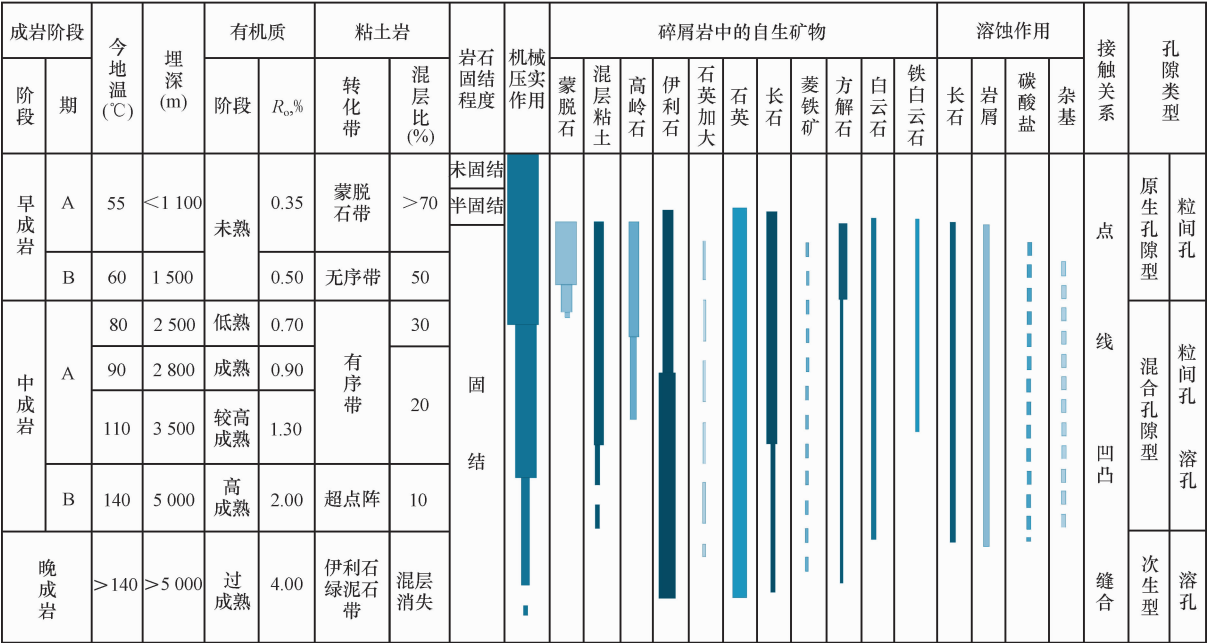


图4 哈萨克斯坦 A 油田成岩阶段划分及成岩演化序列^[10]

Fig.4 Diagenetic stages and evolutionary sequences of A oilfield in Kazakhstan^[10]

A123 井具有大量油气优先充注的可能性,与前面储层成岩特征的差异性分析结果吻合。综合分析认为,M - II 储层大量油气充注期为白垩纪末期,油气首先大量充注于古构造(白垩系剥蚀前构造)高点,受后期构造运动影响,构造高点迁移至断层带附近,早期在 A123 井构造高点聚集的油气发生调整,与下部沿断层运移的油气一起充注于现今构造高点处。

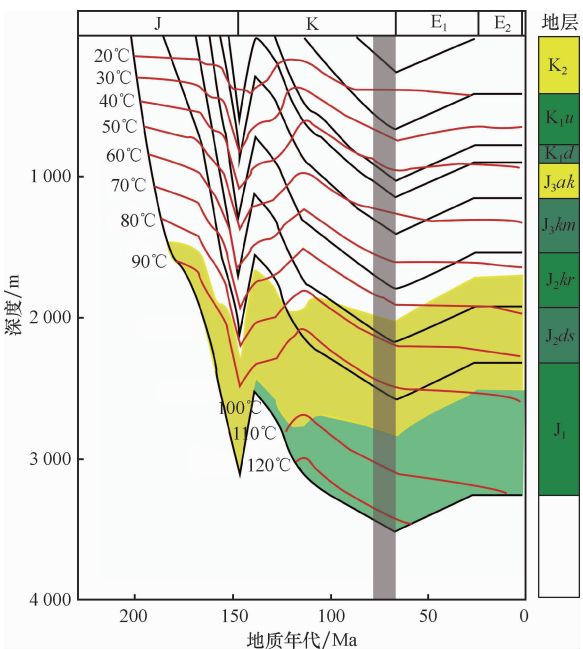


图5 哈萨克斯坦A油田A123井热演化史及M-Ⅱ储层油气充注时间

Fig. 5 Thermal history of A-123 well and hydrocarbon-charging stages of M-Ⅱ reservoir in A oilfield, Kazakhstan (纵向阴影对应油气充注时间; 右侧柱状图表示现今地层剖面) J₁. 下侏罗统; J₂ds. 中侏罗统多尚组; J₂kr. 中侏罗统卡拉甘塞组; J₃km. 上侏罗统库姆科尔组; J₃ak. 上侏罗统阿克沙布拉克组; K₁d. 下白垩统阿雷斯库姆组(M-Ⅱ)+下白垩统下达尔乌尔组(K₁nc¹); K₁u. 下白垩统上达尔乌尔组(K₁nc²)+下白垩统卡拉沙陶组(K₁a); K₂. 上白垩统

3 结论

1) 通过烃类-水-矿物之间的相互作用分析,认为根据储层成岩特征差异性可以判断浅层油气藏形成时间,在存在较多样品的情况下,还可以根据成岩矿物相对含量的变化趋势,结合油气成藏因素分析,判断油气充注方向或油气充注过程。

2) 根据成岩特征差异性分析油气充注时间,首先应根据成岩矿物相对含量变化确定油气充注对矿物转化的抑制作用,并分析其它的成岩特征,结合成岩演化序列分析矿物转化受抑制时的成岩温度,最后根据埋藏热演化史确定油气充注时间。

3) 浅层油气藏经历的构造旋回相对单一,应用储层成岩特征差异分析油气充注时间具有较好的效果。中深层油气藏大多经历多期构造活动,油气充注期次较多,应用该方法仅能确定油气充注的最早时间,应用性较差,但可以配合其他方法

