

文章编号:0253-9985(2012)05-0720-10

白垩储层:一种特殊的碳酸盐岩储层类型

——以叙利亚 Tishrine 油田为例

张涛, 邬兴威, 竺知新, 夏东领, 陈桂菊, 于慧玲

(中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要:通过实例介绍一种特殊的碳酸盐岩储层类型——白垩储层的特征。叙利亚 Tishrine 油田上白垩统-始新统油藏具微孔隙-裂缝,其典型特征是孔隙度高、渗透率特低,岩心孔隙度高达 35%,多数样品渗透率却小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;地层电阻率较低($1 \sim 5 \Omega \cdot \text{m}$),束缚水饱和度可高达 70%~95%。分析认为:Tishrine 油田上白垩统-始新统是陆棚和外陆棚沉积的白垩储层或类白垩储层,含大量颗石藻(球),颗粒半径小,直径几个微米,发育大量粒间微孔,喉道半径在 $0.5 \sim 1.0 \mu\text{m}$,加之高矿化度(海水的 3~7 倍),造成该碳酸盐岩地层电阻率极低。沉积环境、泥质含量及方解石胶结作用、重结晶作用和压实作用是影响白垩型储层发育的主要因素。对于该区而言,无大气水暴露、高水位期、无陆源碎屑供应条件下有利于形成有效储层。晚期造缝事件对储层渗透性影响至关重要,裂缝多与晚期走滑断裂作用或构造反转有关,同时裂缝也控制了油藏的几何形态和非均质性。如何预测裂缝的分布、识别油层及确定储量计算参数是该类储层研究的难点。

关键词:裂缝;白垩沉积;碳酸盐岩储层;Tishrine 油田;叙利亚

中图分类号:122.2

文献标识码:A

Characterization of chalk reservoirs: an example from Tishrine oilfield, Syria

Zhang Tao, Wu Xingwei, Zhu Zhixin, Xia Dongling, Chen Guiju and Yu Huiling

(Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China)

Abstract: Taking the Tishrine oilfield in Syria as an example, this paper discusses a characterization of a special type of carbonate reservoir—chalk reservoir. The Upper Cretaceous-Eocene reservoirs in this oilfield are rich in micro-pores and fractures, and typically have high porosity and ultra-low permeability. Lab analysis shows that their core plug porosity can be as high as 35%, permeability is less than $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ for most samples, formation resistivity is rather low ($0.1 \sim 5 \Omega \cdot \text{m}$), and the irreducible water saturation can be as high as 70–95%. The study suggests that the Upper Cretaceous-Eocene are chalk or chalkoid (chalk-like) reservoirs deposited in shelf and off-shelf environments, which contain a large number of tiny coccolithophores of a few microns in diameter and well developed intergranular micropores. Their pore throat radius is in the range from 0.5 to 1 μm . Coupled with high salinity (3–7 times higher than that of sea water), these reservoirs have very low formation resistivity. Factors such as sedimentary environment, shale content, calcite cementation, recrystallization and compaction are considered as the key forces controlling the development of the reservoirs. As far as the study area is concerned, such conditions as no exposure to atmospheric water, highstand deposition and no clastic input were favorable for forming high-quality reservoirs. The late fracturing event played a very important role in the forming of present permeability of these reservoirs. The fractures are mostly associated with late strike-slip faulting or tectonic inversion and also control the geometry and heterogeneity of the reservoirs. The challenges we are going to

收稿日期:2011-07-04;修订日期:2012-06-29。

第一作者简介:张涛(1973—),男,高级工程师,石油地质。

基金项目:国家科技重大专项(2008ZX05005-002-01)。

facing in the study of this special reservoir include the prediction of fracture distribution, identification of oil-bearing intervals, and determination of reserves estimating parameters

Key words: fracture, chalk deposit, carbonate reservoir, Tishrine oilfield, Syria

碳酸盐岩储层由于其受控因素较多而较为复杂。国内对岩溶型、礁滩孔隙型、白云岩及复合型储层的研究较多。在转向海外的过程中,会遇到一些新的储层类型,准确把握这些储层的特征对于我们评价一个油藏至关重要。本文以叙利亚 Tishrine 油田为例,介绍一种含大量微孔的特殊碳酸盐岩储层——白垩型储层。叙利亚 Tishrine 油田位于叙利亚东北部, Sinjar 隆起的西部倾没端(图 1), Sinjar 隆起是上新世以来构造反转形成的^[1]。Tishrine 油田面积 400 km², 由 Chilou, Jaddala 和 Shiranish 三个主要产层组成。Chilou 和 Jaddala 这两个产层属于古近纪灰岩, 主要在 Tishrine 西, 随着构造部位逐步降低, 产油层时代变新, 自东高部位向西低部位逐渐由 Jaddala 组变为 Chilou B 组, 低部位的产层为 Chilou A 组。产层油、气、水分布复杂, 无统一油-水边界, 就是在同一断裂带, 在其不同部位也可能存在不同的油-水和油-气界面; 含油层海拔差异大, 为 -300 ~

-900 m, 主力产层为 Chilou B₄ - Jaddala 组。Tishrine 东以 Shiranish 层为主要目的层。该油田的裂缝较为发育, 目前的研究重点多放在裂缝预测评价上, 但是岩心测定基质孔隙度较高, 渗透率较低。在对储集空间类型的认识上仍存在较大争议, 如: 什么类型的碳酸盐岩具有这样的特征? 裂缝和基质对产能的贡献如何? 如何计算储量? 如何确定孔隙度截止值? 本文主要集中探讨该类储层的岩石学特征、沉积模式、构造背景和储层发育控制因素及其对储量计算的意义。

1 区域地质背景

1.1 区域构造

Abd Al Aziz - Sinjar 地区经历了 4 期演化阶段: ①晚古生界—早中生界地堑形成期 (pre-rift); ②晚白垩世东西向正断裂作用期 (syn-rift); ③古

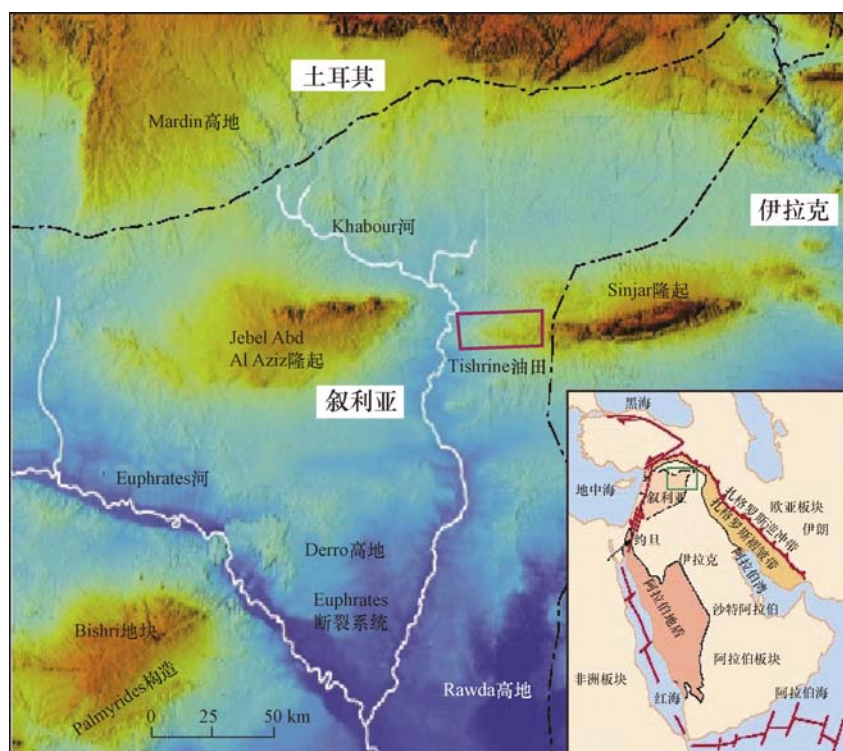


图1 Tishrine 油田位置

Fig. 1 Location of Tishrine oilfield

近纪—中新世后裂谷期(post-rift);④上新世—更新世构造反转期。

syn-rift 阶段发生在晚 Campanian—Maastrichtian 早期。晚 Campanian 期是一个进一步变化的时期,新一组大致东西走向的断裂在 Abd Al Aziz—Sinjar 地区发育,且控制了 Shiranish 组的沉积。该阶段的拉张作用造成主要的半地堑沿南倾的 Jafar 断裂系统发育,Aziz—Sinjar 地堑内部被北西和北东向断裂分成断块。伸展作用进一步发展,北倾的 Syrom 断裂沿着半地堑的南边界发育,盆地形成完整的地堑形态。不整合上部 Shiranish 组地层向北变薄。Maastrichtian 早期,沉积主要集中在地堑内,Shiranish 期的沉积盆地沿 Jafar 断裂北部扩展很短的距离,古近系下部沉积物的充填范围比晚白垩世 Shiranish 组的沉积范围更广。Shiranish 组地层向上变细,Shiranish 组上段沉积范围和古近系下部沉积范围都说明地堑边界断裂对沉积作用的影响越来越小^[1]。

始新世—中新世的挤压性构造运动不明显,大多数水平挤压作用是在上新世才开始的(上新世—更新世),整个中新世地层厚度均匀、无上超现象^[2]可以说明这一点。古新世是静止期,阿拉

伯地台的北部主要是广泛的半深海海相沉积,该地区向上持续变浅。

构造反转在地堑北部边缘东西向断层上部产生大量断层传递褶皱,更小的褶皱发育在其他地堑边缘断层上和地堑内北西和北东向断层上,这些褶皱在变形期经历了倾斜滑动^[3]。现今构造特征是上新世—现今一些正断层的重新活动形成断层扩展褶皱和一些相关断裂(图2)。

1.2 地层特征

本区生产层段主要包括3个组。

1) Chilou 组

该组分为3段:下段(Chilou B)为灰色、棕色致密灰岩;中段为10 m 厚的石膏;上段(Chilou A)为灰色、棕色灰岩,岩性致密,局部发育孔隙和微裂缝。

Chilou B 由含生物潜穴的瘤状—透镜状泥晶灰岩组成,夹纤维状泥质条纹,厚度160~190 m,分为B₁,B₂,B₃和B₄四段,但段与段之间没有明显的垂向流动隔层。Chilou A 下部由含生物潜穴的有孔虫灰岩和毫米级层状泥晶灰岩组成,上部是毫米级层状白云岩化泥晶灰岩和层状—瘤状嵌晶石膏序列。

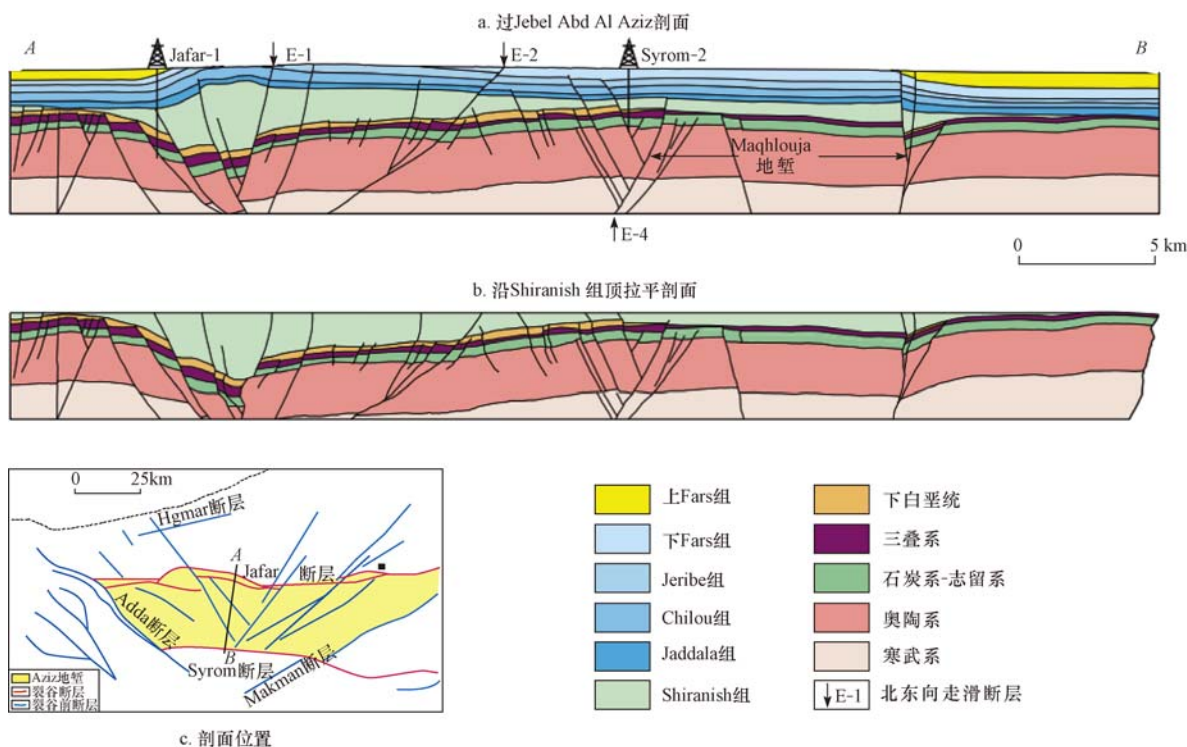


图2 Abd Al Aziz—Sinjar 地区构造恢复剖面

Fig. 2 Restored structural cross section of the Abd Al Aziz-Sinjar area

2) Jaddala 组

该组为棕色、灰色-浅灰色致密灰岩,局部孔隙和微裂缝发育,含泥质,局部见海绿石和黄铁矿。该组东厚西薄,在 Tishrine 西地区厚 377 ~ 433 m。Jaddala 组上部由浅棕色近水平状潜穴泥晶灰岩组成;下部为层状泥晶灰岩,浮游抱球虫沿层分布;底部是细层状球状粒质泥晶灰岩,含分散状有孔虫,无较大化石成分,浮游有孔虫出现在具生物潜穴的球粒灰岩基质中。

3) Shiranish 组

Shiranish 组有两种不同岩性:上部主要为浅灰色泥质层状-生物钻孔泥晶灰岩;下部为浅灰色-灰色、棕色油斑灰泥质生屑灰岩,致密,局部孔隙和小溶洞发育,含泥质,部分层段为泥灰岩。该组在 T-005 井厚 937 m,在东部 T-30 井厚度为 1 747 m。

2 储层特征

从整体看,Tishrine 油田储层有以下几个独特的特征:高孔隙度、低渗透率、高束缚水饱和度、低电阻率及高矿化度(海水的 3 ~ 7 倍)。

2.1 高孔低渗

Tishrine 油田的岩心数据来自 Chilou 和 Jaddala 层,孔隙度 4.2% ~ 35.8%,平均 22.8%;渗透

率大部分低于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。Tishrine 东油区 Shiranish 产层厚 500 m 左右,有效厚度为 50.0 ~ 324.5 m。岩心分析总孔隙度稍低,多在 20% 左右,随深度增加孔隙度有下降趋势。

2.2 高 GR 不代表高泥质含量

多口井的伽马能谱测井(GR)表明,Chilou 组的高 GR 是由高铀含量引起的,钍和钾的含量较低。一般来讲,钍和钾的含量值与粘土含量有关,而铀含量与粘土含量无关。岩心测定显示,高 GR 灰岩段的粘土含量不超过 10%,说明地层的吸附能力较强,能够吸附大量的铀,造成 GR 值升高。

2.3 高束缚水饱和度

岩心测定和常规解释孔隙度较为吻合,Chilou A 的孔隙度较高,多数超过 20%。而核磁测井解释出多数层段的束缚水孔隙度占总孔隙的 70% ~ 95%(图 3),说明储层中束缚水孔隙度较高。岩心毛管压力和相对渗透率测定均显示,束缚水饱和度高达 75% ~ 85%。油-水共存区间很短,一旦油井见水,可能含水会迅速上升达到 100%(图 3)。

2.4 高矿化度

T-341P 井 Shiranish 组的地层水矿化度为 $233\ 278 \times 10^{-6}$,T-309HST 井 Chilou-Jaddala 组

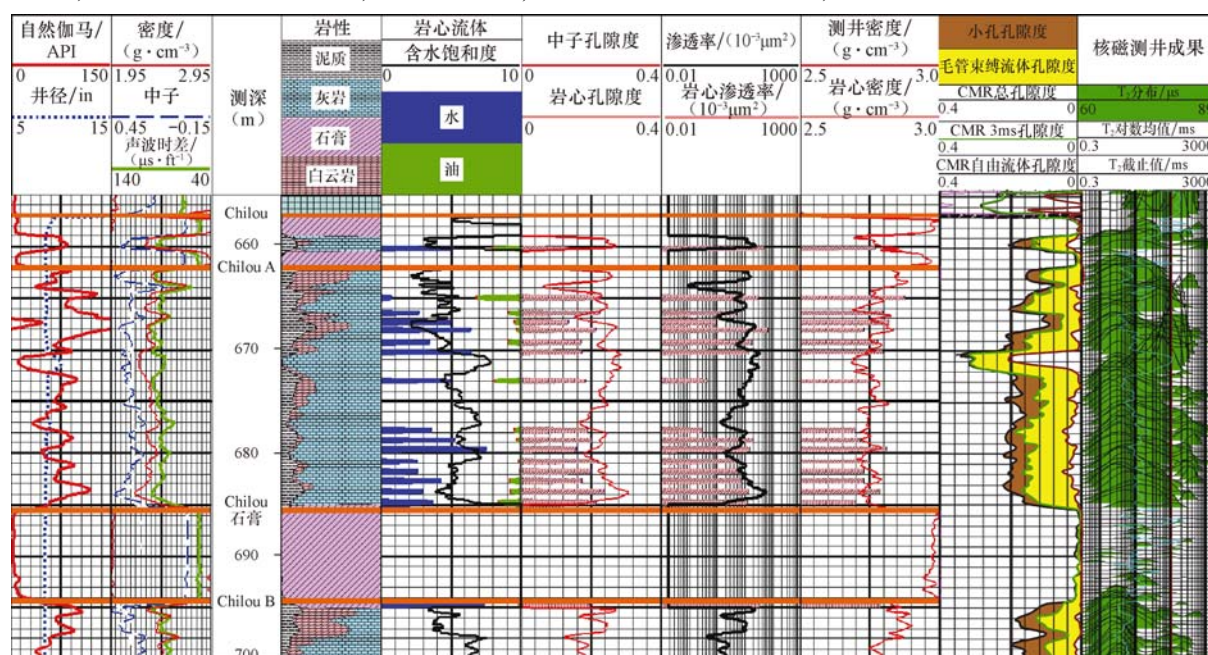


图3 Tishrine 油田储层岩心测试、常规测井及核磁测井解释综合图

Fig. 3 Integration of core testing,conventional well logging and NMR interpretations

地层水矿化度为 $187\ 154 \times 10^{-6}$, T-703 井 Shiranish 组地层水矿化度为 $142\ 920 \times 10^{-6}$, 均为海水的 3~7 倍, 为 CaCl_2 型水。

2.5 低电阻率

微晶灰岩地层在埋深 1 000 m 电阻率低至 $1 \sim 2 \Omega \cdot \text{m}$ 。如 T-327P 井在埋深 970 m 的深侧向电阻率为 $1.2 \Omega \cdot \text{m}$; T-226 井在埋深 1 225 m 的深侧向电阻率为 $1.8 \Omega \cdot \text{m}$, 深层 1 600 m 电阻率不超过 $10 \Omega \cdot \text{m}$ 。

3 成因分析

上述储层特征说明, 储层中存在大量的微孔。经过扫描电镜 (SEM) 分析 (图 4), 形成大量微孔分布的原因是岩石基质本身是由颗石藻组成的。颗石藻粒间微孔隙 (直径小于 $5 \mu\text{m}$) 非常发育, 造成孔隙度高、渗透率低、束缚水饱和度高, 加之地层水矿化度高 (是海水的 3~7 倍), 所以地层的电阻率极低。因此, 白垩 (颗石藻) 沉积是造成储层

独具特色的根本原因。

3.1 白垩的定义

白垩是一种松散到固结的、多微孔的、极细粒 (直径小于 $6 \mu\text{m}$) 的碳酸盐岩, 其三分之二的基质和颗粒由钙质远洋浮游生物碎屑组成, 最为富集的生物成分是颗石藻 (单细胞藻类) 和浮游有孔虫, 其他种类远洋和底栖生物碎屑也常见。颗石藻是一种浮游的光合自养生物, 需要阳光和生活在海面附近, 死后像雨一样沉降到深水陆棚或深海环境, 一般在方解石补偿深度 (CCD) 以上^[4-6]。白垩一般在水深百米到数百米内沉积, 大多数白垩只发生弱的石化作用, 具有较高的孔隙度。弱胶结作用主要是由于骨架颗粒为低镁方解石矿物、缺乏大气淡水作用和埋藏不深所致, 另外含粘土也会延缓石化作用^[7]。

3.2 白垩形成的构造背景

统计表明, 白垩沉积多形成于拉张 (局部扭压) 应力背景、盆地基底轮廓不规则, 呈狭长形, 一

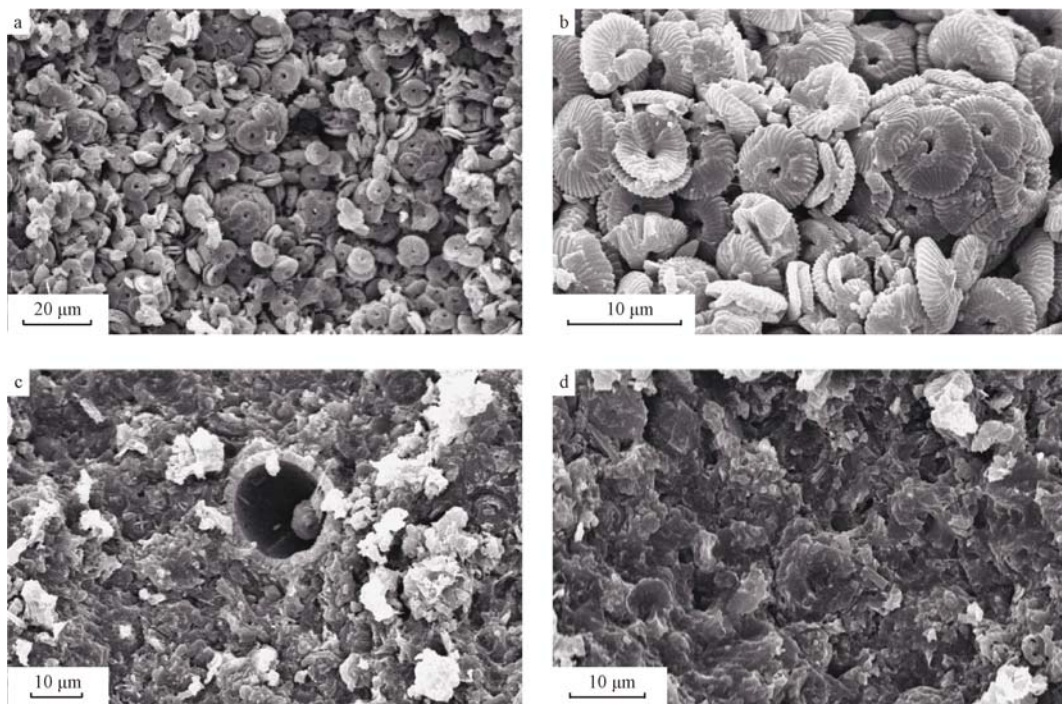


图4 Tishrine 油田储层岩心扫描电镜照片

Fig. 4 SEM images of reservoir cores from Tishrine oilfield

a, b. T-318P 井, 埋深 784.40 m, Chilou A, 孔隙度 26.9%, 渗透率 $17.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 岩石完全由颗石藻组成, 形态完整, 能见到完整的颗石球, 盾片厚 $1 \mu\text{m}$, 直径小于 $6 \mu\text{m}$, 颗石球直径 $20 \mu\text{m}$; c. T-701 井, 埋深 1 130.40 m, 颗石藻重结晶严重, 中间为有孔虫, 含方解石 84.1%、粘土 8.0%、石英 5.0%; d. T-701 井, 埋深 1 141.80 m, 重结晶严重, 只显颗石藻轮廓, 含方解石 81.8%、粘土 9.9%、石英 4.7%, 孔隙度为 16.9%, 无渗透率

般是断陷+坳陷叠合盆地^[8]。从前述构造特征可知,从 Shiranish 沉积期到 Chilou 沉积期,该区处在拉张断陷—坳陷盆地演化阶段。

3.3 海平面的变化

海平面的升降对白垩沉积的影响体现在陆源碎屑物质的进入。在低水位期,陆架分布范围窄,陆源物质会进入深水区;而在高水位期,陆架和陆缘海把陆源物质限定在近滨,使得这些陆源物质不能进入白垩沉积区,虽然沉积速率有所降低^[7],但白垩沉积占绝对主导,有利于白垩的沉积与保存。

3.4 沉积相模式

从本区3个层系的岩性、厚度,结合其构造特征分析,Shiranish 组主要为远离陆棚沉积。在 Shiranish 沉积期,工区位于地堑中,沉积厚度由东南向西北为1747 m至500 m,主要为浅灰色泥质层状—生物钻孔泥晶灰岩,下部为浅灰色—灰色、棕色灰泥质灰岩,电镜图片显示为白垩沉积,局部层段存在灰泥质生屑灰岩—颗粒灰岩,生屑部分与软泥沉积物一起发生变形,反应一种快速沉积。富含生屑物质与泥质灰岩不规则接触,界面没有岩化,为岩屑流沉积物。

Jaddala 组为棕色、灰色—浅灰色致密灰岩,局部孔隙和微裂缝发育,含泥质。该组东厚西薄。Jaddala 组在 Tishrine 西地区厚377~433 m,上部由浅棕色近水平状潜穴泥晶灰岩组成,透镜状泥晶灰岩层被大的垂直潜穴切割,潜穴呈U形,浅色潜穴泥晶灰岩逐步进入深色潜穴沉积物,最终变成底部厌氧环境的层状泥晶灰岩。该段升高的GR值说明了有机碳含量的富集和在测井上的突

变趋势。Jaddala 组沉积由含生物潜穴的瘤状—层状泥晶灰岩组成,见分散状的海绿石小球,说明较低的沉积速率;浮游抱球虫沿层分布说明较深的外陆棚环境。Jaddala 组底部是细层状球状粒质泥晶灰岩,含分散状有孔虫,无较大化石成分,浮游有孔虫出现在具生物潜穴的球粒灰岩基质中,有些情况下像非常小的抱球虫有孔虫。该单元代表广海外陆棚沉积环境,处于风暴浪击面以下。

Chilou B 由含生物潜穴的瘤状—透镜状泥晶灰岩组成,夹纤维状泥质条纹,厚160~190 m。Chilou A 下部由含生物潜穴的有孔虫灰岩和毫米级层状泥晶灰岩组成,是一种较深水外陆棚沉积,层状沉积物可能代表厌氧环境,该环境限制了海底生物潜穴的出现;上部是毫米级层状白云岩化泥晶灰岩和层状—瘤状嵌晶石膏序列,沉积环境是局限水下蒸发环境中盐度升高的旋回。

3组沉积演化由下而上依次为:远离陆棚沉积、外陆棚沉积及浅水陆棚间盆地沉积(图5)。

3.5 具有鲜明的时代性

白垩储层形成于中白垩统一始新统之中,主要在上白垩统^[4,8]。古老地层单元中的远洋碳酸盐岩沉积物不能发育成较好的储层,原因有两个:①埋藏成岩造成的孔隙度较少;②缺乏钙质浮游生物。直到侏罗纪钙质浮游生物颗石球才出现,晚侏罗世浮游有孔虫才出现,这些生物的多样化繁盛期是在晚白垩世。正是由于钙质浮游生物的出现,使得其在地层中得以沉淀保存,形成厚层沉积物。早期的浮游生物多以有机质的形成蕴藏于沉积物中。古新世以后,由于广泛的火山硅质碎屑岩的入侵,白垩沉积分布较为局限。

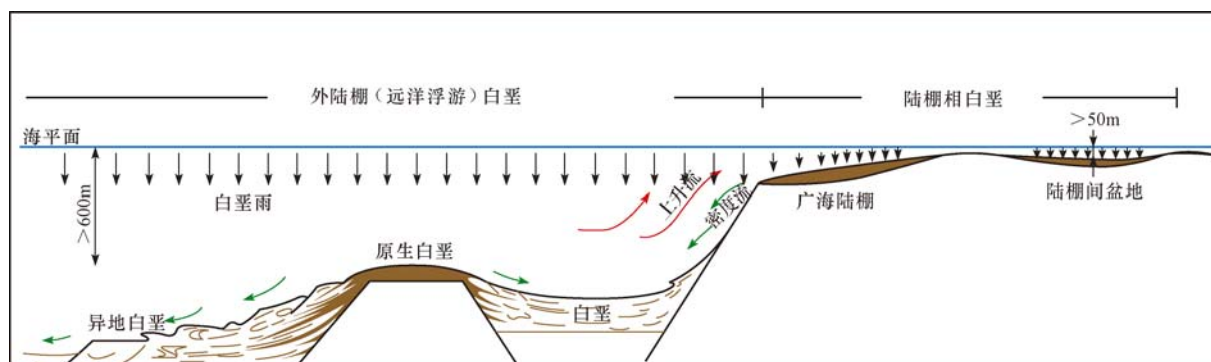


图5 Abd Al Aziz—Sinjar 地区白垩沉积相模式(据文献[8]修编)

Fig. 5 Facies model of the chalk deposits in Abd Al Aziz-Sinjar area^[8]

4 白垩储层控制因素

4.1 沉积相

外陆棚和陆棚间盆地内更有利于白垩储层的发育,因为陆棚相白垩和陆源与浅水生屑颗粒的混合破坏白垩的孔隙度。对于外陆棚白垩沉积,古凹陷底部和古隆起翼部的厚层异型白垩沉积(碎屑流、浊流沉积)储层较为发育(图5),该类白垩相对于薄层原生白垩而言具有较好的初始孔隙度和渗透率。

4.2 成岩因素

白垩的初始沉积为孔隙度可达60%~80%的松散远洋软泥(埋深小于100 m)。埋深300 m时,经过压实和去水作用后仍具有较高的孔隙度,但显示出方解石的共轴生长和颗石藻、有孔虫的溶

蚀,随着埋深的增加,发生压溶和胶结作用。埋深1 000 m时,岩石变坚硬,具有30%~40%的孔隙度,颗石藻表现为强烈的刻蚀和圆化作用,基质为自形-半自形方解石胶结物,无颗石藻碎片。埋深继续增加,孔隙度随之降低,本区在埋深1 200~1 500 m时孔隙度分布范围为5%~20%。

成岩演化过程中,方解石胶结作用和压实作用是白垩孔隙减少的主要因素。一系列复杂、相关的因素控制孔隙的减少,粘土矿物减少胶结几率但也增加了压溶的可能性,颗粒大小也是重要因素^[9]。较细的颗粒趋于紧密堆积和溶解,然而大的颗粒易溶蚀或共轴次生加大^[10]。本区 Chilon A 中段约2 m厚的地层(T-318P井,埋深783~785 m段)泥质含量极低(小于1%),GR值低,颗石藻呈球状聚集形成颗石球,颗粒半径增大,喉道半径也相应增大,因此该段孔隙度在30%以上,且渗透率大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为有效储层(图6)。而

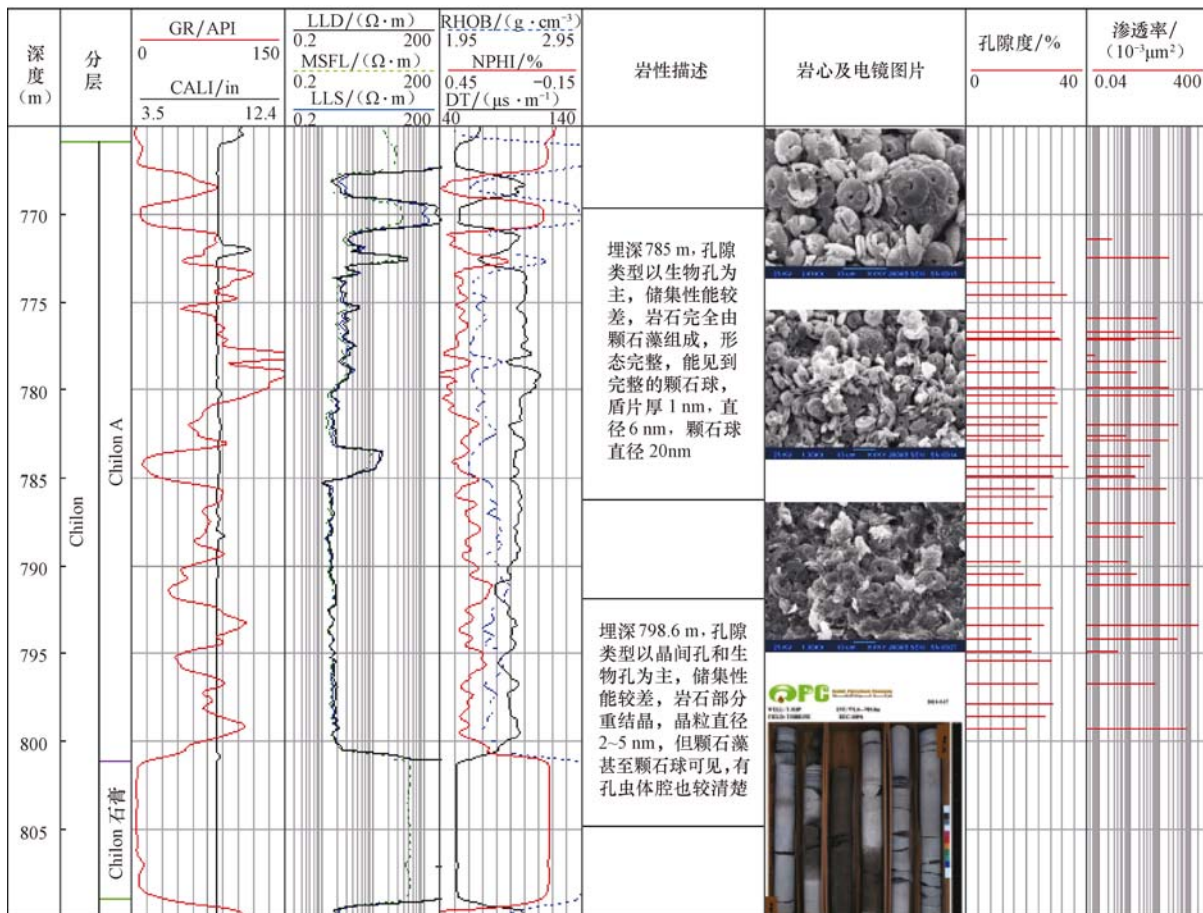


图6 T-318P井岩性、电性、含油气性和物性关系

Fig. 6 Relationship among lithology, electric, oil-bearing and physical properties of reservoirs in well T-318P

GR. 自然伽马; CALI. 井径; LLD. 深侧向电阻率; MSFL. 微球型聚焦电阻率;

LLS. 浅侧向电阻率; RHOB. 密度测井; NPHI. 中子测井; DT. 声波时差

其他灰岩段尽管颗石藻含量高,但同时也含有泥质,造成颗石藻发生泥晶化和胶结作用,大大降低了储层的有效性。

另外,无大气水的影响也有利于白垩孔隙的保存(如本区 Chilou A 中段,地层水矿化度较高,无大气淡水影响,孔隙度高达 35%)。对于广泛受到强烈淡水方解石胶结作用和压溶作用影响的白垩油藏,无一例外地依靠晚期裂缝的沟通,如 Jaddala 组顶部。深层(埋深 2 000 ~ 3 000 m)白垩要想成为有效储层,必须依靠超压孔隙水和早期油气进入来阻止压溶作用和广泛的方解石胶结,如北海白垩油藏^[11]。

4.3 微裂缝

裂缝和微裂缝提高渗透性,最有效的裂缝渗透率对应晚期构造反转与走向滑动断层^[2], Tishrine 油田基本上被认为是裂缝型稠油藏,主要是晚期构造反转,褶皱变形,发育大量裂缝,大大提高渗透性。裂缝主要包括 3 类:Ⅰ型,裂缝平行于最大应力;Ⅱ型,裂缝垂直于最大应力;Ⅲ型,形成相对于地层的低角度缝。目前主要依靠成像测井、蚂蚁追踪、曲率等预测和评价裂缝的发育程度。有效基质孔隙与晚期裂缝的配合,使得油井的稳产期很长,单井累计产量较高,如 T-002 井,以平均 23.85 m³/d 的产量稳产 36 年,累计产油量 2.18 × 10⁸ m³。

5 对储量计算的意义

对于该类油藏的储量计算,关键有两点。一是确定含油层,首先要明确孔隙的类型——孔隙半径和喉道半径的分布,这是如何确定基质部分的孔隙度下限值和有效厚度的基础^[12]。R. F. Lindsay(2010)在碳酸盐岩储层的分类中指出,微孔指孔隙半径小于 4 μm 且孔喉半径小于 0.5 μm 的泥晶晶间孔;中孔指孔隙半径为 4 ~ 30 μm 且孔喉半径为 0.5 ~ 2.5 μm 的微亮晶晶间孔和微铸模孔,该类储层形成于含泥质的基质或颗粒中,要使这类储层具备生产能力,需要采用水平井加大井筒与储层的接触面积^[13]。Chilou A 中间 2 m 厚的低 GR 油层属于该类沉积。

统计表明,白垩储层孔隙度具有较宽的分布范围,一般利用孔隙度截止值确定净毛比(N/G),

渗透率 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 对应的孔隙度范围是 5.4% ~ 31.3%^[12],因此孔隙类型的研究对储量估算至关重要。针对具体油藏,原油性质、温压系统都不同,参数下限值的选取在充分岩心分析及核磁测井、试井资料分析的基础上来确定^[14],避免了油层厚度的失误造成储量计算的重大偏差。如图 6 所示,Chilou A 的孔隙度在 20% 以上,但含油段为埋深 783 ~ 785 m 段,其孔隙度为 32%,渗透率平均为 $3.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,油层厚度仅为 2 m。如图 7 中虚线椭圆区域所示,孔隙度必须大于 29% 时基质部分才含油,属于基质流,基本属于微孔和中孔,微裂缝不发育。而含油段的上、下段孔隙度低于 29%,基质不含油,主要原因在于喉道半径过小,束缚流体孔隙所占比例高。另外,T-262P 井核磁测井显示该段(Chilou A 中部低 GR 段)可流动孔隙度为 19%,而其他段束缚水饱和度高达 80%。因此,常规测井无法判别,必须依靠岩心测定和核磁测井相结合来认识孔隙结构和含油气性。本区一口井常规测井解释油层总厚度为 227 m,核磁测井解释出含自由流体层为 54 m,其他层段为高束缚水段,尽管孔隙度很高。在该类油藏的储量计算中要特别谨慎,尤其要考虑孔隙的结构和可流动性。

该类油藏储量计算的第二个关键点是裂缝的发育使得储层呈现较强的非均质性,油藏几何形态和油、水分布更加复杂^[15-19],含油气面积难以确定。对于老油田,也可以用老油井(例如生产 20 年以上,现今产量极低或含水率较高)的累计产量、相关储量参数、采收率等参数反算泄油半径,根据多口井的泄油半径分布特征,同时参考裂缝系统的分布,确定 1P(探明储量)、2P(控制储量)、3P(预测储量)的含油面积。

6 结论与建议

1) 白垩沉积多形成于拉张(局部扭压)应力背景、盆地基底轮廓不规则,呈狭长形,为断陷+拗陷叠加盆地。外陆棚和陆棚间盆地更有利于白垩的发育。白垩储层形成于中白垩统一始新统之中,主要在上白垩统,具有鲜明的时代性。

2) 白垩沉积是微孔发育的主要原因,具有高孔低渗、高束缚水饱和度特征,其孔隙度的截止值变化较大。扫面电镜是识别该类岩石的主要工

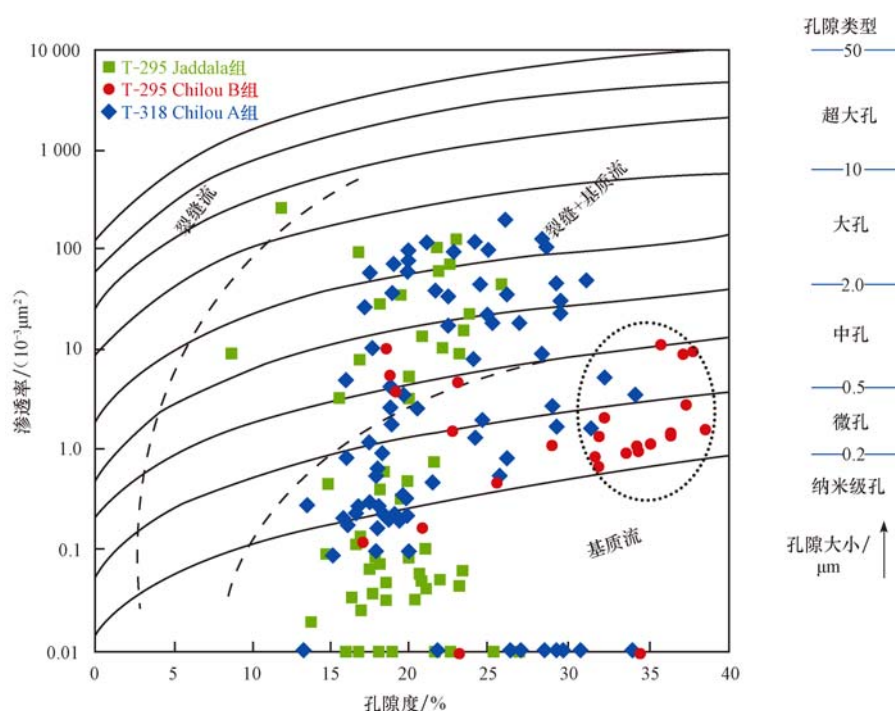


图7 T-295和T-318井孔隙度、渗透率与流动机制交汇图

Fig. 7 Porosity and permeability vs. flow mechanism of reservoirs in well T-295 and well T-318

具,毛管压力资料是分析孔隙结构的必要工具。

3) 方解石胶结作用、重结晶作用和压实作用是白垩孔隙较少的主要因素。一系列复杂、相关的因素控制孔隙的减少,粘土矿物减少胶结几率但也增加了压溶的可能性,颗粒大小也是重要因素。较细的颗粒趋于紧密堆积和溶解,大的颗粒易溶蚀或共轴次生加大。

4) 由于常规测井难以识别孔隙结构,只用常规测井资料难以确定有效厚度,必须参考核磁测井资料测量基质孔隙中的束缚水饱和度。通过制定岩心测定的含油饱和度和测井解释的含油饱和度关系图版,建立孔隙度(或渗透率)与含油气饱和度的相关关系。

参考文献

- [1] Brew G, Litak R, Barazangi M. Tectonic evolution of northeast Syria; regional implications and hydrocarbon prospects [J]. GeoArabia, 1999, 4(3): 289-318.
- [2] Brew G, Barazangi M. Tectonic and geologic evolution of Syria [J]. GeoArabia, 2001, 6(4): 573-616.
- [3] Kent W N, Hickman R G. Structural development of Jebel Abd Al Aziz, northeast Syria [J]. GeoArabia, 1997, 2(3): 307-330.
- [4] Scholle P A. A color guide to the petrography of carbonate rocks [M]. AAPG Memoir 77, 2003: 54-59.
- [5] Tatum E P. Upper Cretaceous chalk in cap rock of McFaddin beach salt dome [J]. AAPG Bulletin, 1939, 23(3): 339-342.
- [6] Young K, Marks E. Zonation of Upper Cretaceous Austin chalk and burditt marl, Williamson County, Texas [J]. AAPG Bulletin, 1952, 36(3): 477-488.
- [7] Scholle P A, Bebout D D, Morre C H. Carbonate depositional environments [M]. AAPG Memoir 33, 1983: 619-690.
- [8] Primary chalk plays [DB/DK]. C & C Reservoirs, 1998: 1-27.
- [9] Brasher J E, Vagle K R. Influence of lithofacies and diagenesis on Norwegian North Sea chalk reservoirs [J]. AAPG Bulletin, 1996, 80(5): 746-769.
- [10] Safaric M, Davison I. Pressure solution in chalk [J]. AAPG Bulletin, 2005, 89(3): 383-401.
- [11] Stage M. Recognition of cyclicity in the petrophysical properties of a Maastrichtian pelagic chalk oil field reservoir from the Danish North Sea [J]. AAPG Bulletin, 2001, 85(11): 2003-2015.
- [12] Lenoy A. Making sense of Carbonate pore systems [J]. AAPG Bulletin, 2006, 90(9): 1381-1405.
- [13] Lindsay R F. Carbonate porosity families and their reservoir potential [C]. AAPG annual convention & exhibition, 2010.
- [14] 刘宏, 吴兴波, 谭秀成, 等. 多旋回复杂碳酸盐岩储层渗透率测井评价 [J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(5): 678-

684.
Liu Hong, Wu Xingbo, Tan Xiucheng, et al. Logging evaluation of permeability of multicyclic carbonate rock reservoirs in the Middle Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(5): 678–684.
- [15] 涂兴万. 缝洞型碳酸盐岩底水油藏水锥风险条件综合评判[J]. 断块油气田, 2011, 18(3): 383–385.
Tu Xingwan. Risk evaluation of water coning by synthetic judgment in fractured-vuggy carbonate reservoir with bottom water[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2011, 18(3): 383–385.
- [16] 郭彤楼. 川东北地区碳酸盐岩层系孔隙型与裂缝型气藏成藏差异性[J]. 石油与天然气地质, 2011, 31(3): 311–317, 326.
Guo Tonglou. Differences in reservoir forming between porous and fractured gas pools in carbonates, the northeastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 31(3): 311–317, 326.
- [17] 梁积伟, 李宗杰, 刘昊伟, 等. 塔里木盆地塔河油田 S108 井区奥陶系一间房组裂缝性储层研究[J]. 石油实验地质, 2010, 32(5): 447–452.
Liang Jiwei, Li Zongjie, Liu Haowei, et al. Characteristics of fracture reservoir of Ordovician Yijianfang Formation in S108 area of Tahe oilfield, Tarim Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2010, 32(5): 447–452.
- [18] 杨敏, 靳佩. 塔河油田奥陶系缝洞型油藏储量分类评价技术[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(4): 625–630.
Yang Min, Jin Pei. Reserve classification and evaluation of the Ordovician fractured-vuggy reservoirs in Tahe oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(4): 625–630.
- [19] 宋化明, 刘建军. 塔河油田四区缝洞性油藏缝洞单元划分方法研究[J]. 石油地质与工程, 2011, 25(3): 61–64.
Song Huaming, Liu Jianjun. Study on the fracture-cavity unit division method of fracture-cavity reservoirs in the 4th block of Tahe oilfield[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2011, 25(3): 61–64.

(编辑 李军)

(上接第 719 页)

- Li Mingrui, Dou Weitan, Lin Hongbin, et al. Model for tight lithologic gas accumulation in upper Palaeozoic, east of Ordos basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(1): 56–61.
- [18] 李振宏, 王欣. 鄂尔多斯盆地东部石千峰组天然气成藏机理初探[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(3): 314–318.
Li Zhenhong, Wang Xin. The elementary analysis of reservoir mechanism in the Shiqianfeng formation of the eastern Ordos basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2005, 16(3): 314–318.
- [19] 张艳萍. 鄂尔多斯盆地东部地区上古生界天然气成藏年代研究[D]. 西安: 西安石油大学油气资源学院, 2008: 69–74.
Zhang Yanping. Study on reservoiring period of the Upper Paleozoic gas reservoir of the eastern Ordos basin[D]. Xi'an: School of Petroleum Resources Xi'an Shiyou University, 2008: 69–74.
- [20] 王飞宇, 郝石生, 雷加锦. 砂岩储层中自生伊利石定年分析油气藏形成期[J]. 石油学报, 1998, 19(2): 40–43.
Wang Feiyu, Hao Shisheng, Li Jiajin. The isotopic dating of authigenic illite and timing of hydrocarbon fluid emplacement in sandstone reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 1998, 19(2): 40–43.
- [21] 张有瑜, 罗修泉, 宋健, 等. 油气储层中自生伊利石 K-Ar 同位素年代学研究若干问题的初步探讨[J]. 现代地质, 2002, 16(4): 403–407.
Zhang Youyu, Luo Xiuquan, Song Jian, et al. Discussions on K-Ar isotopic geochronological studies of authigenic illites in hydrocarbon reservoirs[J]. Geoscience, 2002, 16(4): 403–407.
- [22] Hamilton P J, Kelley S, Fallick A E. K-Ar dating of illite in hydrocarbon reservoirs[J]. Clay Minerals, 1989, 24: 215–231.
- [23] Worden R H. Can oil emplacement prevent quartz cementation in sandstones? [J]. Petroleum Geoscience, 1997, 4(2): 129–137.
- [24] Karlsen D A, Nedkvitne T, Larter S R, et al. Hydrocarbon composition of authigenic inclusions: application to elucidation of petroleum reservoir filling history[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1993, 57(15): 3641–3659.
- [25] Luo Xiaorong. Simulation and characterization of pathway heterogeneity of secondary hydrocarbon migration[J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(6): 881–898.

(编辑 高岩)