

# 塔里木盆地巴麦地区泥盆系 东河塘组砂岩储层致密化及成岩相

张永东, 赵永强, 马红强

(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)

**摘要:**运用碎屑岩储层和沉积研究方法,对塔里木盆地巴麦地区泥盆系东河塘组储层特征、成岩作用、致密化机理及成岩相进行分析。东河塘组储层为特低孔、特低渗储层,主要孔隙为溶蚀孔隙。通过恢复原始孔隙度,确定出主要成岩作用对于孔隙的损益量,分析出储层的致密化原因主要为压实作用,仅在少量钻井为胶结作用。储层共有 6 种成岩相,分别为强压实强胶结弱溶蚀相、强压实中胶结弱溶蚀相、强压实中等胶结中溶蚀相、弱压实强胶结弱溶蚀相、中压实强胶结强溶蚀相和中压实强胶结弱溶蚀相。归纳总结 6 种成岩相储层的测井特征,并与非取心段储层进行相似度分析,共划分了 8 口井 23 个砂岩段的成岩相。下砂岩段优势成岩相分布在巴开 8 井区,上砂岩段优势成岩相分布在巴探 2 井区。

**关键词:**致密化机理;成岩相;成岩作用;东河塘组;巴麦地区;塔里木盆地

**中图分类号:**TE122.2

**文献标识码:**A

## Densification and diagenetic facies of Donghetang Formation sandstone reservoir in Bachu-Maigaiti area, Tarim Basin

ZHANG Yongdong, ZHAO Yongqiang, MA Hongqiang

(Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China)

**Abstract:** The reservoir characteristics, diagenesis, densification mechanism and diagenetic facies of the Donghetang Formation in the Bachu-Maigaiti area of Tarim Basin were studied using detrital reservoir and sedimentation research. The Donghetang Formation mainly contains dissolution pores, characterized by extra low porosity and permeability. Through restoring the original porosity, we identified the contribution of main diagenesis to porosity. Compaction is the main reason for reservoir densification, while cementation also works in some wells. There are six types of diagenetic facies in this reservoir, namely strong compaction and strong cementation with weak dissolution facies, strong compaction and medium cementation with weak dissolution facies, strong compaction and medium cementation with medium dissolution facies, weak compaction and strong cementation with weak dissolution facies, medium compaction and strong cementation with strong dissolution facies, and medium compaction and strong cementation with weak dissolution facies. By summarizing the well logging characteristics of the six diagenetic facies reservoirs and analyzing its similarity with the wells in the non-core sandstone segments, we discriminated the diagenetic facies of 23 sandstone segments in 9 wells. The dominant diagenetic facies of the upper sandstone is in the Batan 2 well area while the lower sandstone is in the Bakai 8 well area.

**Key words:** densification mechanism; diagenetic facies; diagenesis; Donghetang Formation; Bachu-Maigaiti area; Tarim Basin

塔里木盆地巴麦地区位于盆地西南部(图 1),处于中央隆起带西段的巴楚隆起和麦盖提斜坡部位。从晚泥盆世法门期开始,在全球性海平面上升时巴麦地区自西向东有一期规模较大的海侵事件。东河塘组就是在这次海侵事件中沉积的滨岸相砂

岩储层,自西向东厚度逐渐减薄,共有 2 套主要的砂体,即下砂岩段和上砂岩段,中间为中泥岩段(图 2)。沉积亚相从下往上依次为上临滨亚相、下临滨亚相、浅海相、下临滨亚相以及上临滨亚相。近年在巴开 8 井的泥盆系东河塘组发现工业油气流,

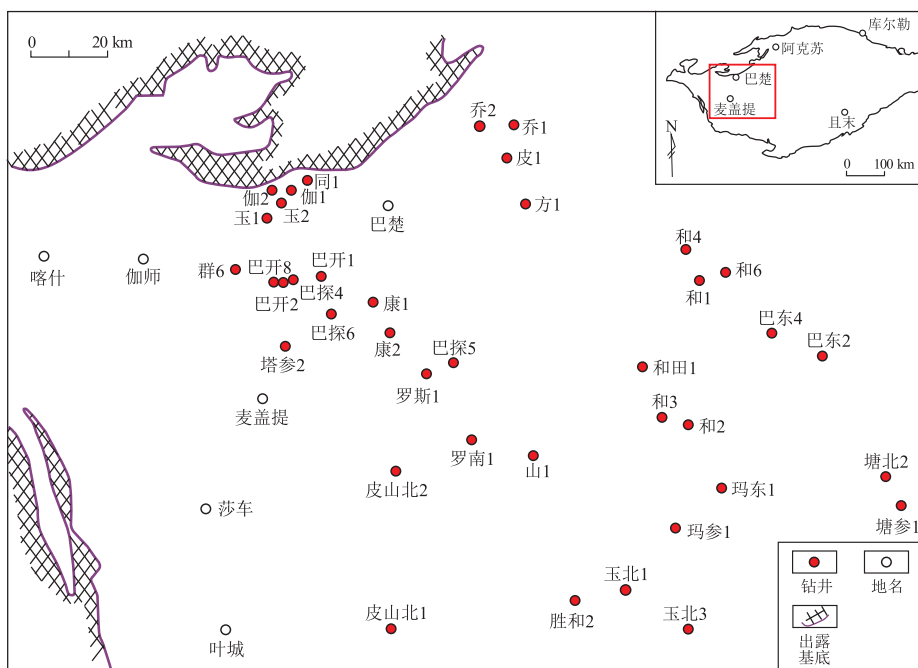


图 1 塔里木盆地巴麦地区位置及井位

Fig.1 Location and well distribution in Bachu-Maigaiti area, Tarim Basin

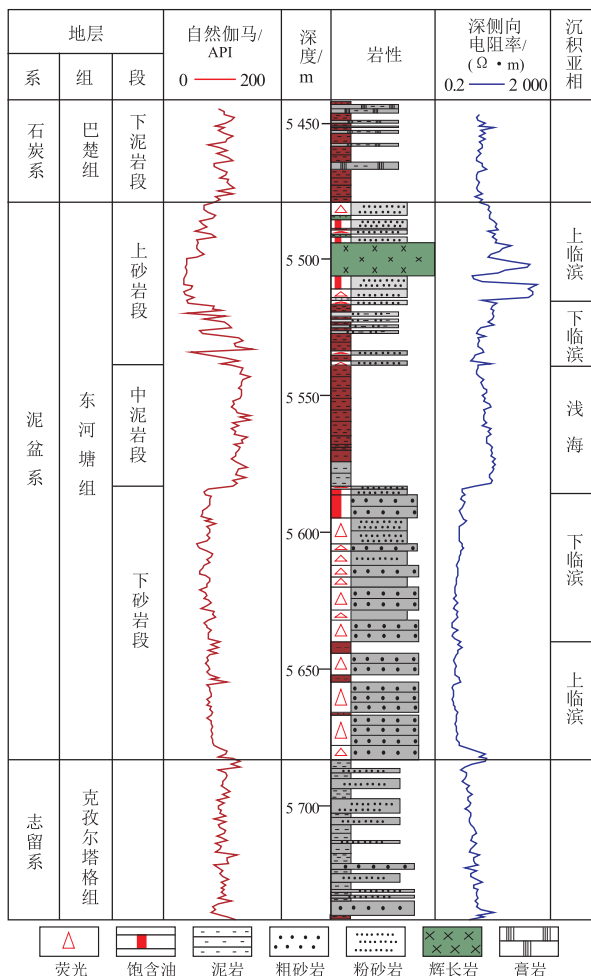


图 2 塔里木盆地巴麦地区群 6 井东河塘组综合地层柱状图

Fig.2 Comprehensive stratigraphic histogram of Donghetang Formation in well Qun 6, Bachu-Maigaiti area, Tarim Basin

显示本层位具有较强的勘探潜力。前人对于东河塘组储层孔隙类型、成岩作用对储层的影响存在不同的认识<sup>[1-2]</sup>,对于储层成岩相的研究也较少。笔者通过岩心观察、普通薄片、铸体薄片、扫描电镜、阴极发光、测井资料等分析化验手段,对东河塘组储层岩石类型、孔隙类型、成岩作用、储层致密化以及成岩相划分和预测进行研究,以期为该地区下一步油气勘探提供参考依据。

储层在沉积之后,随着埋藏深度的增加而不断致密化<sup>[3-10]</sup>,成岩作用在这个过程中起着重要作用<sup>[11]</sup>。由于沉积环境、埋藏环境以及地层物质组成的不同,储层会发生不同的成岩作用,形成不同的成岩相<sup>[12-15]</sup>,而对于成岩相的划分,通常会从岩石学特征、物性特征、成岩作用和强度等方面进行分析和研究。

## 1 岩石学和物性特征

### 1.1 岩性特征

按照中华人民共和国石油天然气行业标准《SY/T 5368-2000 砂岩分类标准》(该标准石英砂岩的石英和燧石含量不低于 90%),对全区泥盆系东河塘组岩性进行统计得出,东河塘组以石英砂岩和岩屑石英砂岩为主,其次为岩屑砂岩,还有少量长石岩屑砂岩和长石石英砂岩。东河塘组共有 3 个岩性段,分别为上砂岩段、中泥岩段和下砂岩段。上砂岩段石英砂岩含量为 69.45%,为最重要

的岩性;岩屑砂岩和岩屑石英砂岩含量为 30.55%, 主要分布在和田 1 井上砂岩段和巴探 6 井上砂岩段。下砂岩段岩屑石英砂岩含量为 76.39%, 石英砂岩含量为 14.58%, 长石石英砂岩含量为 6.9%, 长石岩屑砂岩含量为 2.13%(图 3)。上砂岩段成分成熟度高于下砂岩段。

### 1.2 物性特征

东河塘组储层孔隙度平均值为 5.6%, 渗透率平均值为  $2.59 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图 4), 根据《SY/T 6285-1997 油气储层评价方法》, 属于特低孔、特低渗储层。东河塘组上、下砂岩段储层物性略有不同: 上砂岩段孔隙度平均值为 4.2%, 渗透率平均值为  $1.24 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; 下砂岩段孔隙度平均值为 6.36%, 渗透率平均值为  $3.31 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 孔隙度和渗透率都普遍比上砂岩段储层要好。

### 1.3 孔隙类型

东河塘组储层主要有 4 种孔隙类型, 分别为次生粒间溶蚀孔、次生粒内溶蚀孔、原生残余粒间孔和微裂缝。以次生粒间溶蚀孔为主, 占全部孔隙量的 62%; 其次为次生粒内孔, 占 23%; 原生残余粒

间孔含量很少, 占 7%; 同时存在少量由于构造挤压形成的微裂缝, 占 8%。溶蚀孔隙占总体孔隙的 85%, 为最主要的孔隙类型。

## 2 成岩作用

东河塘组储层成岩作用主要有压实、胶结、溶蚀、交代、构造破裂作用等。压实和胶结作用为破坏性成岩作用, 溶蚀作用为建设性成岩作用。

### 2.1 主要成岩作用

压实作用: 东河塘组压实作用发育强烈, 颗粒之间以线接触为主(图 5a, b); 其次为凹凸接触和点接触。黑云母和塑性颗粒被压实变形呈弯曲状, 部分刚性颗粒被压实产生微裂纹。

胶结作用: 在东河塘组主要有石英次生加大胶结(图 5c, d, f, g), 发育不均匀, 一般加大边较窄, 局部较宽; 其次为方解石胶结(图 5e)、白云石胶结(图 5j)、黏土矿物胶结(图 5f)和铁白云石胶结(图 5h); 少量石膏胶结。胶结类型以孔隙式胶结为主, 少量基底式胶结。

溶蚀作用: 储层的有效孔隙主要为溶蚀作用产

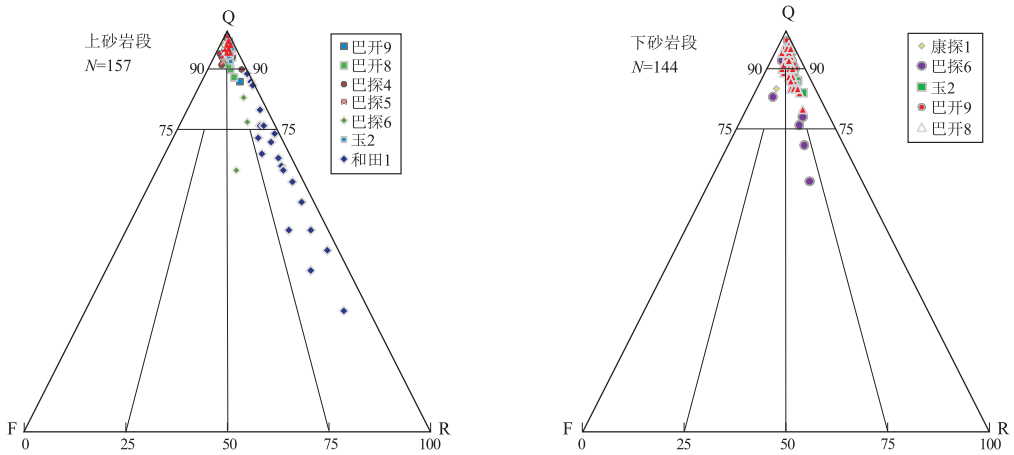


图 3 塔里木盆地巴麦地区泥盆系东河塘组岩性三角图

Fig.3 Sandstone types in Donghetang Formation, Bachu-Maigaiti area, Tarim Basin

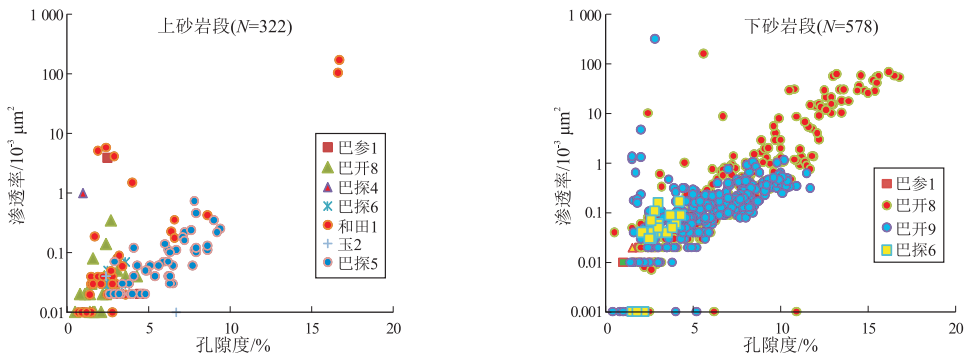


图 4 塔里木盆地巴麦地区东河塘组储层孔隙度和渗透率关系

Fig.4 Relationship between porosity and permeability of Donghetang Formation, Bachu-Maigaiti area, Tarim Basin

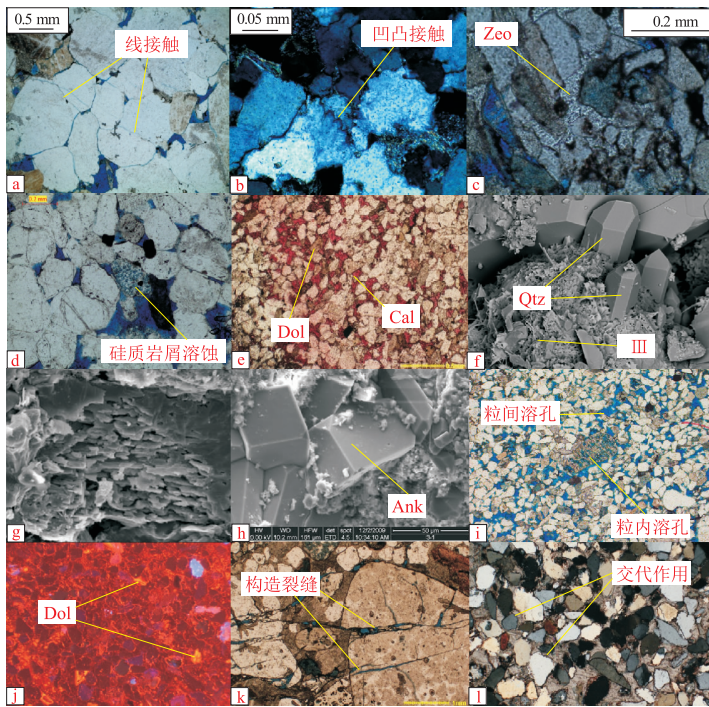


图 5 塔里木盆地巴麦地区东河塘组成岩作用微观特征

a. 玉 2 井, 3 658.94 m, 中粒石英砂岩, 颗粒压实呈线接触,  $5 \times 10 (-)$ ; b. 玉 2 井, 3 660.46 m, 中粒石英砂岩, 颗粒压实呈缝合线接触,  $10 \times 10 (+)$ ; c. 巴开 8 井, 4 924.5 m, 细粒石英砂岩, 沸石胶结 (Zeolite, 缩写 Zeo),  $2 \times 10 (-)$ ; d. 巴探 4CX 井, 5 115.9 m, 细粒石英砂岩, 硅质岩屑被碱性流体溶蚀产生溶蚀孔,  $10 \times 10 (-)$ ; e. 和田 1 井, 3 487.95 m, 粒间胶结方解石 (Calcite, 缩写 Cal), 茜素红染色后为红色, 未被染色的为白云石,  $4 \times 10 (-)$ ; f. 和田 1 井, 3 457.55 m, 细粒岩屑砂岩, 石英次生加大 II 级 (Quartz, 缩写 Qtz), 粒间充填黏土矿物伊利石 (Illite, 缩写 Ill), 扫描电镜,  $\times 600$ ; g. 巴开 9 井, 4 966.8 m, 长石颗粒被溶蚀, 扫描电镜,  $\times 1 500$ ; h. 巴开 8 井, 4 921.27 m, 扫描电镜下铁白云石 (Ankerite, 缩写 Ank) 晶体, 自形程度好,  $\times 1 200$ ; i. 巴开 8 井, 4 950.45 m, 细粒岩屑石英砂岩, 溶蚀粒间孔和溶蚀粒内孔发育,  $10 \times 10 (-)$ ; j. 和田 1 井, 3 443.75 m, 白云石胶结 (Dolomite, 缩写 Dol),  $5 \times 10$ , 阴极发光; k. 巴参 1 井, 2 566.8 m, 含砾石英砂岩, 发育一期构造裂缝, 砾石颗粒被错断,  $2.5 \times 10 (-)$ ; l. 和田 1 井, 3 443.9 m, 白云石胶结交代石英颗粒,  $4 \times 10 (-)$

Fig. 5 Diagenesis characteristics of Donghetang Formation, Bachu-Maigaiti area, Tarim Basin

生, 溶蚀物质为长石颗粒 (图 5i)、黏土矿物以及硅铝酸盐岩屑, 而方解石胶结物则很少溶蚀, 这与溶蚀流体中的二氧化碳分压较高有关。

**交代作用:** 东河塘组主要的交代作用为钙质胶结物交代石英颗粒, 石英颗粒形成锯齿状的交代边缘 (图 5l)。

**构造破裂作用:** 在构造挤压作用下, 岩石颗粒被挤压产生微裂缝 (图 5k), 裂缝切穿石英颗粒等刚性颗粒, 形成重要的流体通道, 这对于储层的改善具有重要意义。

## 2.2 成岩阶段和成岩序列

根据《SY/T 5477-2003 碎屑岩成岩阶段划分》, 东河塘组处于中成岩阶段 B 期。划分依据为: L/S 中 S 百分比在 9%~15%; 镜质体反射率  $R_o$  为 1.5%; 颗粒之间以线接触为主; 扫描电镜下发现铁白云石。

根据对研究样品成岩作用及胶结物产状的分析, 可以确定其成岩序列。在地层沉积埋藏之后, 压实作用持续对其产生影响。同时, 黏土矿物对颗

粒具有包壳的胶结, 石英次生加大、方解石胶结以及沸石胶结减少了粒间孔隙的含量, 储集空间几乎消失。碱性溶液对石英进行溶蚀, 产生少量次生溶蚀孔隙; 后期酸性流体对方解石胶结物产生溶蚀作用, 产生主要的次生孔隙, 成为现今主要的储集空间。确定成岩序列为: 压实作用—黏土包壳—石英次生加大—方解石胶结—沸石胶结—硅质颗粒碱性溶蚀—方解石溶蚀—长石溶蚀。

## 3 储层致密化及成岩相

### 3.1 储层致密化

在地层沉积之后, 储层粒间孔隙逐渐减少, 成岩作用是储层致密化的主要原因<sup>[16-17]</sup>。为研究各成岩作用对储层致密的贡献, 需要对压实、胶结以及溶蚀作用进行量化分析, 并恢复原始孔隙度, 以明确储层致密化机理。

根据 BORAD 和 WEY 的经验统计公式进行原始孔隙度计算, 公式表明原始孔隙度只与储层的分选系数 ( $S_0$ ) 有关<sup>[18]</sup>:

$$\text{原始孔隙度} = 20.91 + 22.9/S_0$$

分选系数是对粒度进行统计时,在粒度累计曲线上,75%和25%所对应的颗粒直径的比值,是表示碎屑沉积物分选性的一种参考。当颗粒分选很好时, $P_{75}$ 和 $P_{25}$ 比值很靠近,分选系数接近于1;反之,则远大于1:

$$S_0 = P_{75}/P_{25}$$

通过计算原始孔隙度、薄片观察统计胶结物含量以及面孔率来明确压实作用、胶结作用在减孔过程中的贡献。根据样品分选系数统计(表1),计算出巴参1井、巴探5井、巴探6井、玉2井、康探1井、和田1井、巴开9井等7口钻井的原始孔隙度。经统计,上砂岩段分选系数范围在1.39~2.39,平均值为1.582,原始孔隙度范围为30.49%~

37.38%,平均值为35.73%(图6a);下砂岩段分选系数范围在1.39~1.72,平均值为1.528,原始孔隙度范围为34.22%~37.38%,平均值为35.97%(图6b),可见上、下砂岩段沉积时原始孔隙度相差不大。

通过统计现有孔隙度、胶结物含量,并结合原始孔隙度,反推由压实作用发育使得储层减少的孔隙度(表2)。压实作用减孔含量在6.99%~28.5%之间,而胶结作用减孔含量在4.35%~24%之间,但在同一口钻井中压实作用大部分均比胶结作用减孔量大,仅在和田1井上砂岩段和巴参1井上砂岩段胶结作用减孔大于压实作用。所以泥盆系东河塘组储层致密化的主要原因是压实作用,其次为胶结作用。

### 3.2 成岩相划分和预测

本区储层主要成岩作用为压实、胶结和溶蚀,故通过量化3种成岩作用的强弱来确定储层的成岩相。首先分析钻井取心段储层的成岩相,并通过测井曲线的相似性,对非取心段成岩相进行预测。为了分析储层取心段的成岩相,因为本研究层段主要成岩作用为压实、胶结和溶蚀,所以选用视压实率(视压实率=(压实减孔量/原始孔隙度)×100%)、视胶结率(视胶结率=[胶结物体积/(胶结物体积+粒间孔隙体积)]×100%)以及面孔率<sup>[19-22]</sup>3个参数来进行成岩作用强弱程度的划分。由于储层主要孔隙类型为溶蚀孔隙,所以本次研究利用面孔率间接反映储层溶蚀作用的强弱,同时对3个参数的强弱程度进行划分(表3)。

分析8口钻井的取心段储层,进行视压实率、视胶结率和面孔率统计,并划分出6种成岩相,分别为强压实强胶结弱溶蚀相、强压实中胶结弱溶蚀相、强压实中胶结中溶蚀相、弱压实强胶结弱溶蚀相、中压实强胶结强溶蚀相、中压实强胶结弱溶蚀相(表4,5)。

为了预测成岩相平面分布,需要对非取心段砂岩储层进行成岩相划分。利用测井和常规储层分

表1 塔里木盆地巴麦地区东河塘组分选系数统计

Table 1 Sorting coefficient of Donghetang Formation, Bachu-Maigaiti area, Tarim Basin

井名	井深/m	砂岩段	分选系数
和田1	3 438.10	上砂	2.39
和田1	3 458.55	上砂	1.49
玉2	3 657.21	上砂	1.47
玉2	3 702.50	上砂	1.45
玉2	3 737.63	下砂	1.39
巴开9	4 958.95	下砂	1.60
巴开9	4 975.55	下砂	1.61
巴探5	2 541.00	上砂	1.71
巴探5	2 542.54	上砂	1.56
巴探6	5 066.30	上砂	1.49
巴探6	5 131.10	下砂	1.72
巴探6	5 135.95	下砂	1.61
康探1	2 168.50	上砂	1.43
康探1	2 188.00	上砂	1.39
康探1	2 218.50	下砂	1.51
康探1	2 220.75	下砂	1.51
巴参1	2 564.20	上砂	1.44

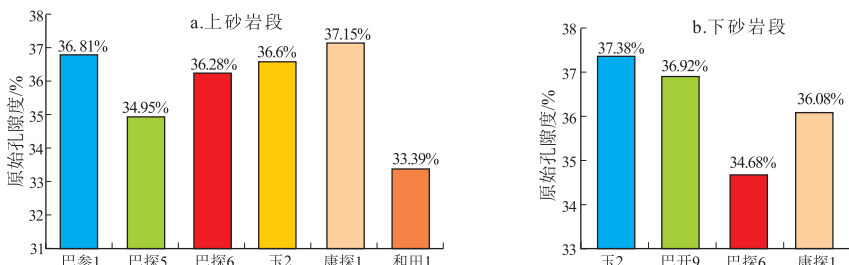


图6 塔里木盆地巴麦地区东河塘组原始孔隙度统计

Fig.6 Primary porosity of Donghetang Formation, Bachu-Maigaiti area, Tarim Basin

表 2 塔里木盆地巴麦地区东河塘组孔隙损失统计

Table 2 Lost porosity of Donghetang Formation, Bachu-Maigaiti area, Tarim Basin %

井名	砂岩段	原始孔隙度	现有孔隙度	胶结物含量	压实减孔量
玉 2	上段	36.48~36.70/36.60(2)	0.50~3.00/1.60(4)	5.50~8.00/6.50(4)	24.50~30.50/28.50(4)
玉 2	下段	37.38	3.00~6.70/5.60(5)	3.50~5.00/4.35(5)	23.75~29.60/27.43(5)
康探 1	上段	36.92~37.38/37.15(2)	1.20~4.00/2.20(12)	8.25~17.80/15.34(12)	17.20~23.60/19.61(12)
康探 1	下段	36.07~36.09/36.08(2)	0.20~2.40/1.00(4)	5.45~10.32/8.00(4)	24.50~29.30/27.08(4)
巴探 6	上段	36.28	0.10~6.50/2.00(10)	6.21~9.07/7.00(10)	25.10~29.30/27.28(10)
巴探 6	下段	34.22~35.13/34.68(2)	0~0/0(3)	11.30~16.85/15.25(3)	16.70~22.40/19.43(3)
巴开 9	下段	35.20~36.74/35.92(2)	2.40~18.00/7.40(260)	2.50~11.35/5.77(48)	21.10~24.90/22.80(48)
巴参 1	上段	36.81	0.10~2.40/0.60(3)	14.70~23.50/20.00(3)	13.90~18.45/16.21(3)
巴探 5	上段	34.30~35.59/34.95(2)	1.00~4.50/2.70(95)	2.50~6.20/3.80(24)	25.40~32.30/28.45(10)
和田 1	上段	30.49~36.28/33.39(2)	0.20~4.80/2.40(40)	17.50~29.75/24.00(40)	5.65~9.20/6.99(12)

注:表中算式含义为:最小值~最大值/平均值(样品数)。

表 3 压实作用、胶结作用和面孔率分级标准

Table 3 Grade scale for degree of compaction, cementation and plane porosity %

级别	视压实率	视胶结率	面孔率
强	>60	>60	>8
中等	40~60	40~60	4~8
弱	0~40	0~40	0~4

表 5 塔里木盆地巴麦地区东河塘组下砂岩段成岩相划分

Table 5 Diagenetic facies of lower sandstones in Donghetang Formation, Bachu-Maigaiti area, Tarim Basin

井名	压实率/%	视胶结率/%	溶蚀孔隙/%	成岩相
玉 2	73.38	43.70	5.60	强压实中等胶结中等溶蚀
康探 1	75.06	88.90	1.00	强压实强胶结弱溶蚀
巴探 6	56.03	100.00	0.00	中等压实强胶结弱溶蚀
巴开 8	63.39	43.80	7.40	中等压实中等胶结强溶蚀

表 4 塔里木盆地巴麦地区东河塘组上砂岩段成岩相划分

Table 4 Diagenetic facies of upper sandstones in Donghetang Formation, Bachu-Maigaiti area, Tarim Basin

井名	压实率/%	视胶结率/%	溶蚀孔隙/%	成岩相
玉 2	77.87	80.25	1.00	强压实强胶结弱溶蚀
康探 1	52.79	87.50	2.20	中等压实强胶结弱溶蚀
巴探 6	75.19	77.80	2.00	强压实强胶结弱溶蚀
巴参 1	44.04	97.10	0.60	中等压实强胶结弱溶蚀
巴探 5	81.40	58.50	2.70	强压实中等胶结弱溶蚀
和田 1	20.93	90.90	2.40	弱压实强胶结弱溶蚀
巴开 8	52.03	87.50	2.14	中等压实强胶结弱溶蚀
巴探 4	74.39	86.00	1.28	强压实强胶结弱溶蚀

析手段,对 6 种成岩相所对应储层测井曲线特征进行归纳总结,挑选敏感曲线进行分析,分别为自然伽马曲线(GR)、深侧向电阻率(RD)、浅侧向电阻(RS)、声波时差(AC)、密度(DEN)和中子(CNL)。通过归纳总结 6 种成岩相与测井曲线的对应关系(图 7,8,表 6),6 种成岩相测井曲线的范围各不相同,代表了不同成岩相在测井反映上的差异,也代表着不同成岩相储层物理特性的不同。

确定取心段成岩相以及与成岩相所对应的 6 种敏感曲线的范围,并以此作为划分非取心段储层

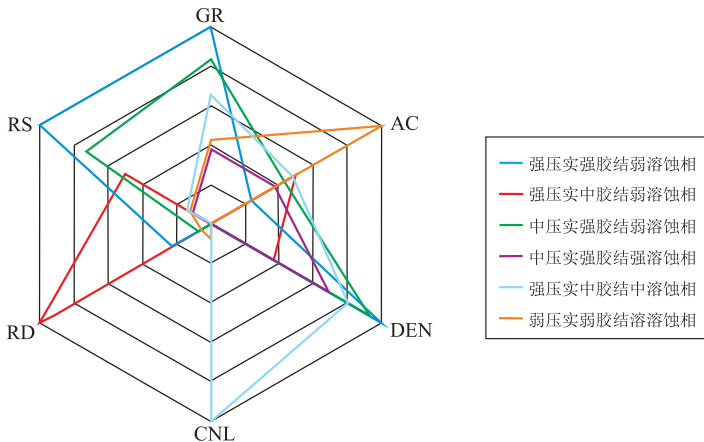


图 7 成岩相与敏感测井曲线蜘蛛图

Fig.7 Spider chart of diagenetic facies and sensitive logging

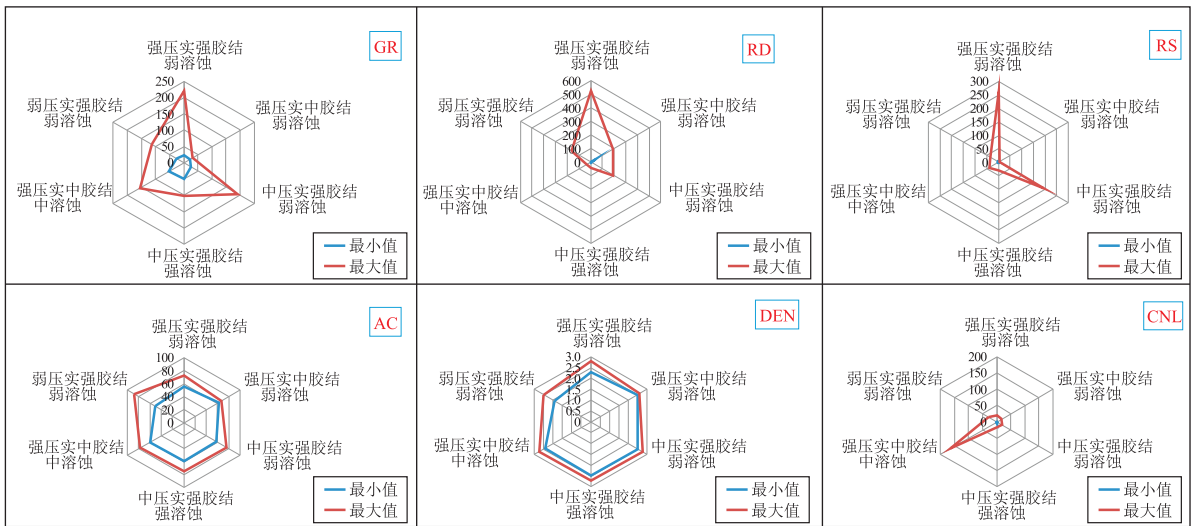


图8 6种成岩相敏感曲线蜘蛛图

Fig.8 Spider charts of sensitive logging about six diagenetic facies

表6 成岩相与测井曲线对应关系

Table 6 Congruent relationship between diagenetic facies and logging

成岩相	GR/API	RD/(Ω·m)	RS/(Ω·m)	AC/(μs·ft <sup>-1</sup> )	DEN/(g·cm <sup>-3</sup> )	CNL/%
强压实强胶结弱溶蚀	23~222	4~529	4~263	55~72	2.30~2.80	0.37~19.00
强压实中胶结弱溶蚀	22~31	41~190	3.1~3.7	62~67	2.51~2.61	3.6~18.0
中压实强胶结弱溶蚀	26~191	5~195	3	57.5~76	2.51~2.78	3.0~18.5
中压实强胶结强溶蚀	51~103	6~46	193	59~75	2.48~2.71	7~17
强压实中胶结中溶蚀	53~156	1.5~36	3~31	60~77	2.43~2.74	2.7~165.0
弱压实强胶结弱溶蚀	25~113	7~166	1.6~39.0	51~88	1.90~2.50	3~28

成岩相的标准,将9口钻井非取心段的23个砂岩段划分为23个识别单元,并将每一个识别单元的6种敏感曲线与6种成岩相的对应敏感测井曲线进行对比,得出每一根曲线的相似度,而总的相似度为6根曲线相似度之和,公式如下:

$$S_{总} = S_{GR} + S_{RD} + S_{RS} + S_{AC} + S_{DEN} + S_{CNL}$$

式中: $S_{总}$ 为总相似度; $S_{GR}$ 为伽马曲线相似度; $S_{RD}$ 为深侧向电阻率相似度; $S_{RS}$ 为浅侧向电阻率相似度; $S_{AC}$ 为声波时差曲线相似度; $S_{DEN}$ 为密度曲线相似

度; $S_{CNL}$ 为中子测线相似度。而每一条测井曲线的相似度计算如下式,以 $S_{GR}$ 为例:

$$S_{GR} = N_{相似数据量} / N_{总数据量}$$

式中: $N_{相似数据量}$ 为识别单元对应曲线落入已知成岩相对应测井曲线数据范围内的数据量; $N_{总数据量}$ 为该识别单元待分析曲线总的测井数据量。

以群7井为例,上、下砂岩段各为一个识别单元,编号为群7上-1(图9a)和群7下-1(图9b)。在上砂岩段识别单元中,成岩相相似度分别为强压

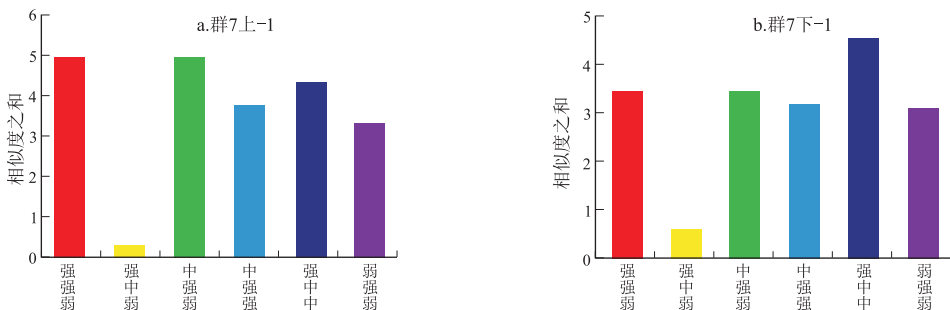


图9 塔里木盆地巴麦地区群7井识别单元成岩相相似度柱状图

Fig.9 Facies similarity of recognition unit of well Qun 7, Bachu-Maigaiti area, Tarim Basin

实强胶结弱溶蚀相(简称强强弱相)为 4.960 8, 强压实中胶结弱溶蚀相(简称强中弱相)为 0.321 2, 中压实强胶结弱溶蚀相(简称中强弱相)为 4.954 2, 中压实强胶结强溶蚀相(简称中强强相)为 3.758 2, 强压实中胶结中溶蚀相(简称强中中相)为 4.313 7, 弱压实强胶结弱溶蚀相(简称弱强弱相)为 3.320 3, 其中强强弱相相似度最大, 所以其成岩相为强压实强胶结弱溶蚀相。在下砂岩段中, 成岩相相似度排序为: 强中中相(4.530 7) > 强强弱相(3.451 3) 和中强弱相(3.451 3) > 中强强相(3.173 4) > 弱强弱相相(3.107 6) > 强中弱相(0.600 9), 其中强中中相相似度最大, 所以其成岩相为强压实中胶结中溶蚀相。

通过对 23 个识别单元相似度进行分析, 得出每个识别单元和 6 个成岩相的相似度对比柱状图, 选取相似度最高的即为本识别单元的成岩相类型。东河塘组上砂岩段储层主要发育的成岩相为强压实中等胶结中等溶蚀相、弱压实强胶结弱溶蚀相和中压实强胶结弱溶蚀相, 其中强压实中等胶结中等溶蚀相为优势成岩相, 主要分布在巴探 2 井区。下砂岩段储层主要发育的成岩相为中等压实强胶结强溶蚀相、强压实中等胶结中等溶蚀相、弱压实强胶结弱溶蚀相, 其中优势成岩相为中压实强胶结强溶蚀相和强压实中胶结中溶蚀相, 主要分布在巴开 8 井区。

## 4 结论

(1) 巴麦地区东河塘组储层上砂岩段岩性主要为细粒石英砂岩, 下砂岩段岩性主要为细粒岩屑石英砂岩。上砂岩段成分成熟度高于下砂岩段。溶蚀孔隙为储层的主要孔隙类型, 包括溶蚀粒间孔和溶蚀粒内孔, 其次为残余原生孔和微裂缝。

(2) 储层的主要成岩作用为压实、胶结和溶蚀作用, 处于中成岩阶段 B 期。

(3) 东河塘组储层属于特低孔特低渗储层, 通过恢复储层的原始孔隙度, 确定压实、胶结、溶蚀作用对于孔隙度的损失和增加量, 分析得出储层致密化的主要原因为压实作用, 其次为胶结作用, 少量钻井致密原因为胶结作用, 其次为压实作用。

(4) 东河塘组储层共有 6 种成岩相, 分别为强压实强胶结弱溶蚀成岩相、强压实中等胶结弱溶蚀成岩相、强压实中等胶结中等溶蚀成岩相、弱压实强胶结弱溶蚀成岩相、中等压实强胶结强溶蚀成岩相、中等压实强胶结弱溶蚀成岩相。通过测井相似度方法对非取心段砂岩进行成岩相划分和预测, 可

见上砂岩段优势成岩相分布在巴探 2 井区, 下砂岩段优势成岩相分布在巴开 8 井区。

## 参考文献:

- [1] 张永东, 邵志兵, 乔桂林, 等. 塔里木盆地巴麦地区东河塘组储集层特征与成岩作用[J]. 石油实验地质, 2014, 36(2): 176-181.  
ZHANG Yongdong, SHAO Zhibing, QIAO Guilin, et al. Reservoir characteristics and diagenesis of Devonian Donghetang Formation in Bachu-Maigaiti area[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(2): 176-181.
- [2] 李建交, 曹自成, 岳勇. 塔里木盆地巴楚隆起泥盆系东河砂岩成岩作用研究[J]. 石油实验地质, 2014, 34(2): 125-128.  
LI Jianjiao, CAO Zicheng, YUE Yong. Diagenesis of Devonian Donghetang sandstones in Bachu Uplift, Tarim Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 34(2): 125-128.
- [3] 罗静兰, 罗晓容, 白玉彬, 等. 差异性成岩演化过程对储层致密化时序与孔隙演化的影响: 以鄂尔多斯盆地西南部长 7 致密浊积砂岩储层为例[J]. 地球科学与环境学报, 2016, 38(1): 79-92.  
LUO Jinglan, LUO Xiaorong, BAI Yubin, et al. Impact of differential diagenetic evolution on the chronological tightening and pore evolution of tight sandstone reservoirs: a case study from the Chang-7 tight turbidite sandstone reservoir in the southwestern Ordos Basin[J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2016, 38(1): 79-92.
- [4] 苏妮娜, 宋璠, 邱隆伟, 等. 大牛地气田下石河子组致密砂岩储层成岩演化[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2016, 47(10): 3555-3561.  
SU Ni'na, SONG Fan, QIU Longwei, et al. Diagenetic evolution of tight sandstone reservoir in lower Shihezi Formation from Daniudi Gas Field[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2016, 47(10): 3555-3561.
- [5] 朱世发, 徐黎明, 朱筱敏, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组长 4+5 致密砂岩储层成岩作用特征[J]. 岩性油气藏, 2014, 26(3): 22-27.  
ZHU Shifa, XU Liming, ZHU Xiaomin, et al. Diagenetic characteristics of tight sandstone of Chang 4+5 reservoir in Longdong area, Ordos Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2014, 26(3): 22-27.
- [6] 张翔, 田景春, 杜本强, 等. 蜀南观音场地区须家河组砂岩致密化与成藏匹配关系[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(2): 231-237.  
ZHANG Xiang, TIAN Jingchun, DU Benqiang, et al. Matching between sandstone tightening and hydrocarbon accumulation of the Xujiahe Formation, Guanyinchang area in southern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(2): 231-237.
- [7] 刘春燕. 致密碎屑岩储层“甜点”形成及保持机理: 以鄂尔多斯盆地西南部镇泾地区延长组长 8 油层组为例[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(6): 873-879.  
LIU Chunyan. Formation and preservation mechanism of sweet spot in tight clastic reservoirs: a case study of Chang 8 oil layer of Yanchang Formation in Zhenjing area, southwest Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(6): 873-879.



- [8] 李先军. 碎屑岩成岩作用对储层物性的影响[J]. 地下水, 2015, 37(1): 219-220.  
LI Xianjun. Influence of diagenesis of clastic rocks on reservoir porosity and permeability [J]. Ground Water, 2015, 37(1): 219-220.
- [9] 王明培, 夏东领, 伍岳, 等. 鄂尔多斯盆地红河油田长8致密砂岩储层成岩特征[J]. 石油实验地质, 2018, 40(6): 786-792, 835.  
WANG Mingpei, XIA Dongling, WU Yue, et al. Diagenesis features of Chang 8 tight sandstone reservoir in Honghe Oil Field, Ordos Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(6): 786-792, 835.
- [10] 郝杰, 周立发, 袁义东, 等. 断陷湖盆致密砂砾岩储层成岩作用及其对孔隙演化的影响[J]. 石油实验地质, 2018, 40(5): 632-638, 649.  
HAO Jie, ZHOU Lifa, YUAN Yidong, et al. Diagenetic characteristics and their control on porosity of sandy conglomerate reservoirs in faulted basins [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(5): 632-638, 649.
- [11] 雷卞军, 刘斌, 李世临, 等. 致密砂岩成岩作用及其对储层的影响[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2008, 30(6): 57-61.  
LI Bianjun, LIU Bin, LI Shilin, et al. Diagenesis of tight sandstone and the influence on reservoir [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2008, 30(6): 57-61.
- [12] 王猛, 曾明, 陈鸿微, 等. 储层致密化影响因素分析与有利成岩相带预测: 以马岭油田长8油层组砂岩储层为例[J]. 岩性油气藏, 2017, 29(1): 59-70.  
WANG Meng, ZENG Ming, CHEN Hong'ao, et al. Influencing factors of tight reservoirs and favorable diagenetic facies: a case study of Chang 8 reservoir of the Upper Triassic Yanchang Formation in Maling Oilfield, Ordos Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2017, 29(1): 59-70.
- [13] 叶博, 梁晓伟, 牛小兵, 等. 鄂尔多斯盆地华庆地区三叠系长9砂岩成岩相研究[J]. 西安科技大学学报, 2013, 33(3): 298-306.  
YE Bo, LIANG Xiaowei, NIU Xiaobing, et al. Diagenetic facies of Chang 9 sandstone of Triassic in Huaqing area of Ordos Basin [J]. Journal of Xi'an University of Science and Technology, 2013, 33(3): 298-306.
- [14] 方艳兵, 王海红, 杨新生, 等. 鄂尔多斯盆地五谷城地区长6砂岩成岩相分析[J]. 内蒙古石油化工, 2011, 22(2): 127-130.  
FANG Yanbing, WANG Haihong, YANG Xinsheng, et al. Diagenetic facies of Chang 6 sandstone of Yanchang Formation in Wugucheng area, Ordos Basin [J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2011, 22(2): 127-130.
- [15] 王欣, 薛林福, 遇运良, 等. 压实法石英砂岩成岩相识别及其应用[J]. 测井技术, 2012, 36(4): 387-391.  
WANG Xin, XUE Linfu, YU Yunliang, et al. Recognition of quartz sandstone diagenetic facies with compaction method [J]. Well Logging Technology, 2012, 36(4): 387-391.
- [16] 唐俊, 庞国印, 唐丽, 等. 鄂尔多斯盆地姬塬地区区长8段孔隙度演化定量模拟[J]. 地球科学与环境学报, 2013, 35(1): 56-65.  
TANG Jun, PANG Guoyin, TANG Li, et al. Quantitative simulation on porosity evolution of Chang-8 section in Jiyuan area of Ordos Basin [J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2013, 35(1): 56-65.
- [17] 刘翔, 丁熊, 杨家静, 等. 合川气田须二段储层成岩与孔隙演化定量分析[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报), 2013, 35(3): 20-25.  
LIU Xiang, DING Xiong, YANG Jiajing, et al. Quantitative analysis of diagenesis and porosity evolution of reservoirs in 2nd member of Xujiahe Formation of Hechuan Gas Field [J]. Journal of Oil and Gas Technology (Journal of Jiangnan Petroleum Institute), 2013, 35(3): 20-25.
- [18] 潘高峰, 刘震, 赵舒, 等. 砂岩孔隙度演化定量模拟方法: 以鄂尔多斯盆地镇泾地区延长组为例[J]. 石油学报, 2011, 32(2): 249-254.  
PAN Gaofeng, LIU Zhen, ZHAO Shu, et al. Quantitative simulation of sandstone porosity evolution: a case from Yanchang Formation of the Zhenjing area, Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(2): 249-254.
- [19] 蒋裕强, 王猛, 刁昱翔, 等. 川中低孔渗砂岩成岩相定量评价与快速预测: 以遂宁—蓬溪须二段为例[J]. 中国地质, 2014, 41(2): 437-449.  
JIANG Yuqiang, WANG Meng, DIAO Yuxiang, et al. Quantitative evaluation and prediction of diagenesis facies with low porosity and permeability sandstone in central Sichuan: a case study of 2nd member of Xujiahe Formation in Suining-Pengxi area [J]. Geology in China, 2014, 41(2): 437-449.
- [20] 吕成福, 付素英, 李晓峰, 等. 鄂尔多斯盆地镇北地区区长8油层组砂岩成岩相与优质储层分布[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报), 2011, 33(7): 1-6.  
LV Chengfu, FU Suying, LI Xiaofeng, et al. Diagenetic facies and high quality reservoir distribution of Chang 8 sandstones in Zhenbei area of Ordos Basin [J]. Journal of Oil and Gas Technology (Journal of Jiangnan Petroleum Institute), 2011, 33(7): 1-6.
- [21] 谭开俊, 许多年, 尹路, 等. 准噶尔盆地乌夏地区三叠系成岩相定量研究[J]. 岩性油气藏, 2011, 23(6): 24-29.  
TAN Kaijun, XU Duonian, YIN Lu, et al. Quantitative study on Triassic diagenetic facies in Wuxia area, Junggar Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2011, 23(6): 24-29.
- [22] 胡海燕, 彭仕宓, 卢春慧, 等. 吉林新立油田下白垩统泉头组成岩储集相及储集空间演化[J]. 古地理学报, 2007, 9(1): 99-106.  
HU Haiyan, PENG Shimmi, LU Chunhui, et al. Diagenetic reservoir facies and reservoir space evolution of the Quantou Formation of Lower Cretaceous Xinli Oilfield, Jilin Province [J]. Journal of Palaeogeography, 2007, 9(1): 99-106.