

# Logging Evaluation Method of Vuggy Carbonate Reservoir Constrained by Sedimentary Microfacies

—Taking Khasib Formation in Up Cretacic of Ahdab Oil Field in Middle East as Example

Zongan Xue

International Logging Company of CNPC Greatwall Drilling Company, Beijing  
Email: xuezongan@126.com

Received: Aug. 30<sup>th</sup>, 2018; accepted: Sep. 12<sup>th</sup>, 2018; published: Sep. 19<sup>th</sup>, 2018

---

## Abstract

Vuggy carbonate reservoir is characterized by intense heterogeneity, complicated pore texture. The physical parameters obtained by common logging interpretation method are obviously different from the data of core test. Through reservoir sedimentary microfacies analysis, reservoirs with the same sedimentary microfacies usually have similar lithologic characteristics, physical property and pore texture, as well as similar logging response. Based on the analysis of sedimentary microfacies and logging response characteristics, the physical parameters were calculated using the logging parameters crossplot method. The evaluation method of pore texture parameter classification was used to establish the logging evaluation method based on the sedimentary microfacies constrained. The logging interpretation results are in good conformity with the data of core analysis. It shows that the application of this method is significant.

## Keywords

Sedimentary Microfacies, Vuggy Carbonate, Logging Evaluation

---

# 沉积微相约束的孔隙型碳酸盐岩储层测井评价方法

—以中东地区Ahdab油田上白垩统Khasib组为例

薛宗安

中石油长城钻探工程公司国际测井公司, 北京

Email: xuezhongan@126.com

收稿日期: 2018年8月30日; 录用日期: 2018年9月12日; 发布日期: 2018年9月19日

## 摘要

孔隙型碳酸盐岩储层非均质性强, 孔隙结构复杂, 利用通常的测井解释方法求取的物性参数与岩心实验数据差别明显。通过储层沉积微相分析, 相同沉积微相的储层通常具有相似的岩性特征、物性特征和孔隙结构特征, 测井响应特征也类似。在沉积微相分析的基础上, 依据其测井响应特征, 利用测井参数交会图法求取物性参数; 使用孔隙结构参数分类评价方法, 建立基于沉积微相约束的测井评价方法。测井解释结果与岩心分析数据吻合度高, 表明这种方法应用效果显著。

## 关键词

沉积微相, 孔隙型碳酸盐岩, 测井评价

Copyright © 2018 by author and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

## 1. 引言

以溶蚀孔隙为主的孔隙型碳酸盐岩储层, 储层形成的控制因素复杂, 孔隙类型多样, 非均质特征明显; 储层受后期成岩作用改造程度高, 储层孔隙结构复杂; 储层品质主要受孔隙结构影响, 与孔喉半径相关性较好。目前基于经验模型和公式的测井储层评价方法求取的孔隙度和渗透率与岩心分析数据差别加大, 且无法进行孔隙结构的定量表征, 导致解释符合率偏低[1]。为提高测井解释符合率, 选取中东地区 A 油田上白垩统 Khasib 组孔隙型碳酸盐岩储层为例, 依据有些学者对陆相沉积的砂岩储层进行过岩石物理相和相控测井解释的方法[2] [3] [4], 吸取多位学者对复杂碳酸盐岩储层测井评价的成果[5] [6] [7] [8] [9]。通过对工区所取地质资料和岩心分析资料精细研究, 划分并总结储层发育的沉积微相特征, 结合测井参数交会法等工具, 提出了基于沉积微相约束的测井评价方法。此方法与前期学者提出的方法相比, 偏重分析储层的成因机理, 更关注孔隙型碳酸盐岩储层孔隙结构的评价, 使测井评价的内容更全面。

## 2. 研究区概况

研究区 Ahdab 油田位于伊拉克中南部(图 1)。构造上属于美索不达米亚盆地前缘[10] [11]。该油田主要含油层位是上白垩统的 Khasib 组和中白垩统 Misrif 等层组。中生界上白垩统储层以灰岩沉积为主; 中下白垩统储层以灰岩和白云岩为主。

研究区白垩系碳酸盐岩储层形成时代较新, 储层为礁滩的孔隙型碳酸盐岩储集层, 沉积作用控制储层形成和发育[12] [13] [14] [15]。由于不同沉积微相具有不同的岩石构成和孔隙类型, 会引起不同的测井响应, 因此测井方法成为储层评价的有利手段。

## 3. 沉积微相分类及特征

通过 5 口井岩心分析结果, 结合测井相分析, 可以看出上白垩统 Khasib 组储层是海平面逐渐上升时

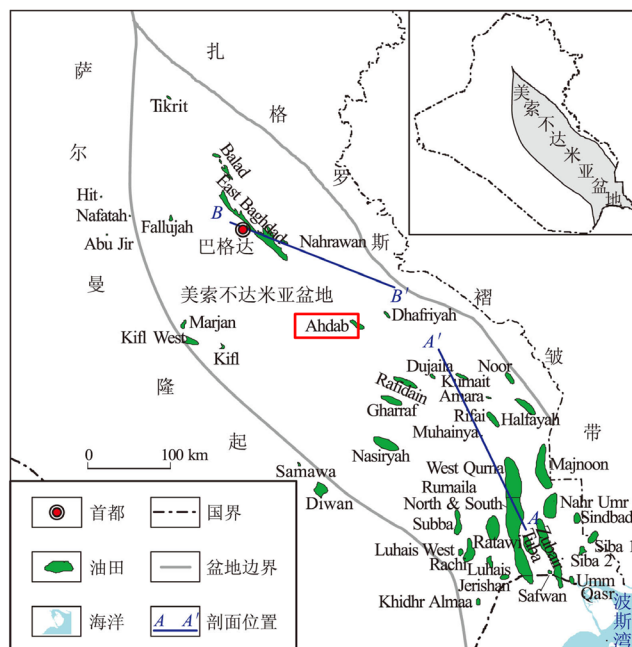


Figure 1. Geographical location of research area (according to [10])

图 1. 研究区地理位置(据[10])

形成的开阔台地，以沉积颗粒灰岩为主。上部主要发育砂屑滩和生屑砂屑滩微相；中下部发育生屑滩和生屑藻屑滩沉积微相(图 2)。

### 1) 砂屑滩

砂屑滩发育于上白垩统 Khasib 层上部，主要的岩石类型是泥晶含生屑砂屑颗粒灰岩，颗粒以砂屑为主，生屑含量低，砂屑颗粒主要由泥晶方解石组成，分选较差，粉-细砂级，生屑以细粒的棘屑为主，多见海百合碎片，次见有孔虫。少量粒内孔(砂屑)和体腔孔(多为有孔虫)，溶蚀孔洞不发育。呈现水进的沉积旋回，水体能量逐渐变弱。

测井相特征：砂屑滩环境自然伽玛 GR 大致呈钟型，曲线锯齿状，数值逐渐升高，表明岩石颗粒逐渐变细，声波时差(DT)、补偿中子(NPHI)和补偿密度(RHOB)曲线值略高，显示孔隙不发育的特征。

### 2) 生屑砂屑滩

生屑砂屑滩发育于上白垩统 Khasib 层中上部，纵向上看，呈现水退的沉积旋回，主要的岩石类型有亮晶生屑砂屑颗粒灰岩和泥晶生屑砂屑颗粒灰岩，见少许的亮晶砂屑颗粒灰岩和泥晶生屑颗粒灰岩。颗粒支撑结构，砂屑颗粒主要由泥晶方解石组成，内部发现有孔虫屑和少许藻屑，颗粒较大的粒径 0.10 mm~1.5 mm，分选较好，次圆状~圆状，顶部见少量砾屑。生屑颗粒种类多，主要由瓣腮类、棘皮类、有孔虫及抱球虫等生物碎屑组成，棘屑具有次生加大边。沉积位于浪基面附近的浅滩，呈现水退的沉积旋回，水体能量较强。岩石颗粒发育溶蚀孔隙，以粒间溶孔为主，呈港湾或不规则状，呈现多期溶蚀的特征。部分被棘皮增生边堵塞。个别可见 3 个喉道。少量原生剩余粒间孔，晶间微孔、生屑体腔孔、砂屑孔等。

测井相特征：生屑砂屑滩自然伽玛 GR 大致呈箱型，曲线锯齿状，数值低，表明岩石颗粒较粗，水体能量高，声波时差(DT)和补偿中子(NPHI)曲线值升高，补偿密度(RHOB)曲线值降低，显示出高孔隙的特征。

### 3) 生屑滩

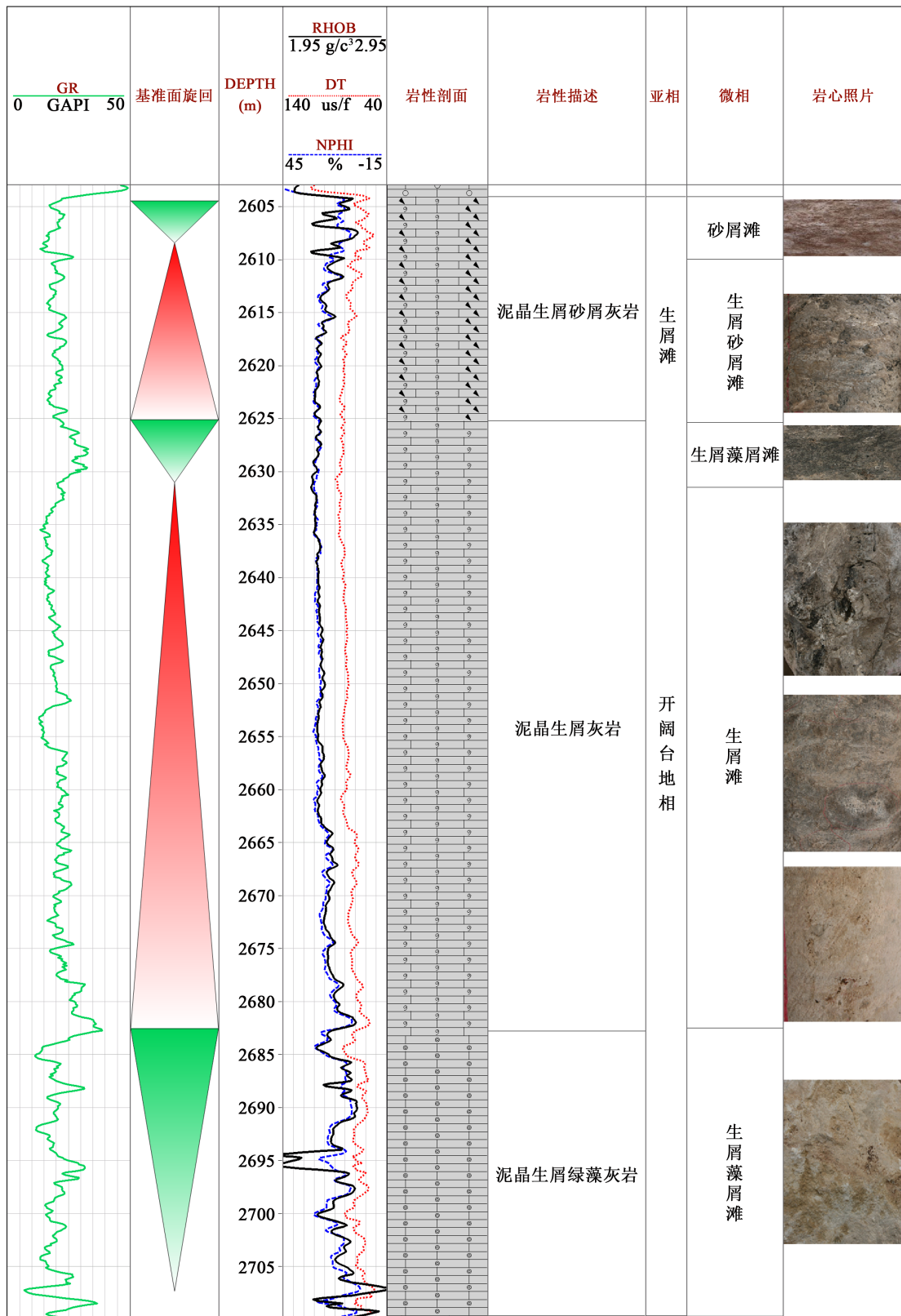


Figure 2. Sedimentary microfacies identification of Khasib  
 图 2. Khasib 沉积微相识别

Khasib 层中部发育开阔台地的生屑滩相, 主要发育泥晶生屑颗粒灰岩, 生屑种类多, 主要有瓣腮类、有孔虫、抱球虫灰岩和棘屑等, 少量绿藻, 生屑大小不均, 部分颗粒粒度较粗, 表明水体能量较强。可见缝合线构造, 多在生屑颗粒发育带与不发育带的接触面处。孔隙主要为有孔虫与抱球虫体腔孔为主, 并局部集中; 见多量晶间微孔不甚清晰及瓣腮类壳壁孔。

测井相特征: 自然伽玛 GR 幅度值较低, 表明细粒成分较少, 水体能量较强。自然伽玛呈锯齿状, 表明水体能量不均。声波时差和补偿中子测井值较高, 密度值偏低, 显示储层孔隙比较发育。

#### 4) 生屑藻屑滩

Khasib 层下部为生屑藻屑滩微相, 岩性主要为泥晶生屑绿藻灰岩, 岩石中发育粗大的绿藻碎片, 分布不均匀, 颗粒粗细混杂, 有些被泥晶方解石交代, 藻颗粒多被溶蚀, 形成细小的藻模孔; 生屑含量逐渐减少, 以底栖有孔虫等居多, 代表了水深不断增加, 呈水进沉积旋回, 水体能量较弱, 颗粒间被生物粉屑和灰泥充填。

测井相特征: GR 值高低不等, 曲线锯齿状现象明显, 内部有多个次级沉积旋回, 表明水体能量较高, 但不稳定; 声波时差 DT 和补偿中子值参差不齐, 密度值也高低不等, 表明储层孔隙分布不均匀, 非均质性较强。

### 4. 测井储层评价

基于以上的沉积微相分析结果, 可以看出不同的沉积微相形成的储层岩性特征、物性特征和孔隙结构特征表现出不同的特点, 而且不同沉积微相约束的储层测井曲线响应特征有所差异。因此根据沉积微相特征选取不同测井解释参数和方法进行有针对性的储层评价, 可以提高测井解释的符合率。

#### 1) 孔隙度计算

不同沉积微相约束的储层由于物质基础和改造作用不同, 孔隙特征差别较大, 因此沉积微相约束的储层孔隙度分析要有所侧重。通过对三孔隙度测井曲线进行分析, 不同沉积微相约束的储层由于基质孔隙和溶蚀孔隙占比不同, 导致了不同的测井曲线特征, 密度曲线可以表征储层总孔隙度特征, 声波曲线能较好的反应储层的基质孔隙度。由于砂屑滩和生屑滩储层溶蚀孔隙不发育, 基质孔隙较发育, 声波时差曲线响应较好, 因此有效孔隙度的计算使用中子-声波交会的方法(NPHI/DT) (公式 1)。生屑砂屑滩和生屑藻屑滩储层, 溶蚀孔隙较发育, 密度曲线对储层孔隙度响应较好, 因此孔隙度的计算使用中子-密度交会的方法求取孔隙度(NPHI/RHOB) (公式 2)。

中子声波孔隙度计算公式:

$$\phi = \phi_{DT1} + \frac{\phi_{N1} - \phi_{DT1}}{1 - (\phi_{N1} - \phi_{N2})(\phi_{DT1} - \phi_{DT2})} \quad (1)$$

其中:

$\phi_{N1}$  = 骨架 1 校正后的中子孔隙度;

$\phi_{N2}$  = 骨架 2 校正后的中子孔隙度;

$\phi_{DT1}$  = 骨架 1 校正后的声波孔隙度;

$\phi_{DT2}$  = 骨架 2 校正后的声波孔隙度。

中子密度孔隙度计算公式:

$$\phi = \phi_{D1} + \frac{\phi_{N1} - \phi_{DT1}}{1 - (\phi_{N1} - \phi_{N2})(\phi_{D1} - \phi_{D2})} \quad (2)$$

其中:

- $\phi_{N1}$  = 骨架 1 校正后的中子孔隙度;  
 $\phi_{N2}$  = 骨架 2 校正后的中子孔隙度;  
 $\phi_{D1}$  = 骨架 1 校正后的密度孔隙度;  
 $\phi_{D2}$  = 骨架 2 校正后的密度孔隙度。

### 2) 渗透率计算

通常使用的渗透率解释模型建立在均质储层模型基础之上, 不能准确表征不同沉积微相约束的储层特征。基于储层成因机理, 按沉积微相特征进行岩性划分, 利用岩心实验测得孔隙度和渗透率数据进行拟合, 建立基于沉积微相的不同岩性的渗透率解释模型(图 3)。

### 3) 孔隙结构评价

储集岩的孔隙结构是指岩石所具有的孔隙和喉道的几何形状、大小、分布及其连通关系。储层孔隙结构研究首先要进行储层孔隙结构成因分析[16]。通过沉积微相分析之后, 孔隙结构成因比较清楚, 有利于选取合适的测井方法分类进行孔隙结构的分析解释[17] [18] [19]。

孔隙度测井参数曲线可以用来定性表征储层孔隙发育程度, 利用声波时差测并能反映基质孔隙发育程度, 而补偿密度测并能反映总孔隙发育程度的特点, 通过声波时差和补偿密度拟合孔隙结构参数  $Z$  用来定性评价储层的孔隙结构特征(公式 3), 加大了储层基质孔隙与次生孔隙发育程度好坏差异的评价, 突出研究区目的层孔隙结构分析, 与单纯的孔隙度计算相比,  $Z$  对储层孔隙结构反映更为全面。此参数主要受岩性和物性的影响, 可以通过  $Z$  值的相对大小来区别储层孔隙结构的优劣,  $Z$  值越大说明孔隙结构越差。

孔隙结构参数计算公式

$$Z = \frac{DEN}{DT} \times 30.48 \times 10 \quad (3)$$

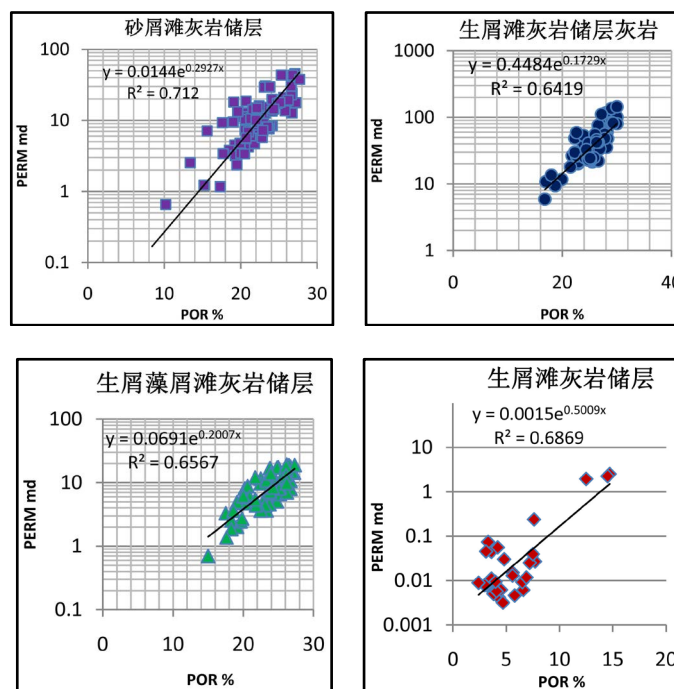


Figure 3. Permeability calculation equation of reservoir in different sedimentary microfacies

图 3. 不同沉积微相储层渗透率计算公式

其中:

$Z$ : 孔隙结构参数, 单位  $\text{g}/\text{cm}^3 \cdot \text{cm}/\text{us} \cdot 10$ ;

$DEN$ : 密度测井值, 单位  $\text{g}/\text{cm}^3$ ;

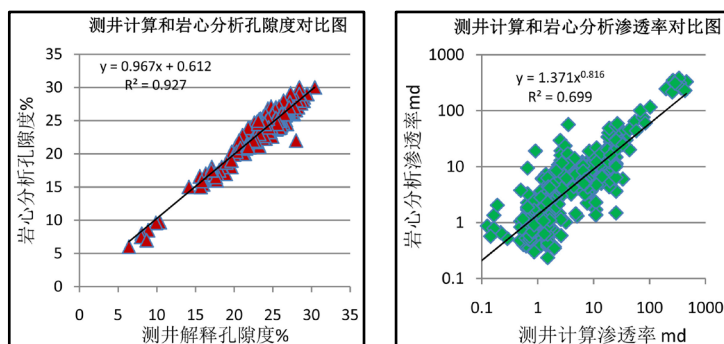
$DT$ : 声波测井值, 单位  $\text{us}/\text{ft}$ 。

选取研究区 5 口井 Khasib 组测井数据计算得到  $Z$  值, 按沉积微相特征对储层岩性进行类比,  $Z$  值分布在 8~15 之间, 生屑砂屑滩的泥晶生屑砂屑灰岩  $Z$  值较低, 生屑藻屑滩的泥晶生屑绿藻灰岩  $Z$  值较高(表 1)。因此不同沉积微相约束的储层孔隙结构特征可以通过  $Z$  值进行表征。

## 5. 应用效果分析

1) 沉积微相约束的孔隙型碳酸盐岩测井评价方法针对不同特征的储层分类建立计算评价图版, 经分析拟合, 测井计算孔隙度与岩心分析孔隙度对比后相关性可达 0.93, 测井计算渗透率与岩心分析渗透率对比后相关性可达 0.70 (图 4)。

2) 孔隙结构参数  $Z$  值与压汞数据分析的排驱压力和孔喉半径对比可见,  $Z$  值越大, 排驱压力越小, 对应孔喉半径越大;  $Z$  值越大, 排驱压力越大, 对应孔喉半径越小(表 2)。



**Figure 4.** Porosity and permeability parameter comparison between logging data calculation and core analysis  
**图 4.** 测井计算孔渗参数与岩心分析孔渗参数对比

**Table 1.**  $Z$  statistical table of different reservoir in different sedimentary microfacies  
**表 1.** 不同沉积微相储层  $Z$  统计表

沉积微相	主要岩性	$Z$ 值		
		最大	平均	最小
生屑砂屑滩	泥晶生屑砂屑灰岩	11.2	8.7	8.1
生屑滩	泥晶生屑灰岩	12.5	9.2	9.3
生屑藻屑滩	泥晶生屑绿藻灰岩	14.4	12.4	8.2
砂屑滩	含生屑砂屑灰岩	11.9	8.9	8.3

**Table 2.** Comparison table between pore texture parameter  $Z$  and displacement pressure & pore-throat radius  
**表 2.** 孔隙结构参数  $Z$  与排驱压力和孔喉半径对比表

沉积微相	孔隙结构参数 $Z$	排驱压力 MPa	对应孔喉半径 $\mu\text{m}$
生屑砂屑滩	8.4	0.25	2.51
砂屑滩	9.1	0.65	1.21
生屑藻屑滩	11.6	4.5	0.19
生屑滩	12.5	5.8	0.11

## 6. 结论

1) 根据储层岩性、物性、古生物发育和孔隙结构等特征,可以把研究区控制 Khasib 组孔隙型碳酸盐岩发育的沉积微相划分为四种类型:砂屑滩、生屑砂屑滩微相、生屑滩和生屑藻屑滩。不同沉积微相的储层具有不同测井曲线特征。

2) 基于测井曲线特征分析,应用中子声波交会法对砂屑滩和生屑滩储层有效孔隙度进行计算,应用中子密度交会法对生屑砂屑滩和生屑藻屑滩储层有效孔隙度进行计算,与岩心分析孔隙度吻合度可达 0.93;利用岩心实验测得孔隙度和渗透率数据拟合建立基于沉积微相的不同岩性渗透率解释模型,与岩心分析渗透率吻合度可达 0.70。

3) 提出孔隙结构参数公式,并对不同沉积微相储层的孔隙结构参数进行计算,与岩心分析排驱压力和孔喉半径呈正相关,吻合度较高,可以用于不同沉积微相储层的孔隙结构评价。

## 参考文献

- [1] 司马立强, 疏壮志. 碳酸盐岩储层测井评价方法及应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009: 85-87.
- [2] 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.
- [3] 石玉江, 张海涛, 侯雨庭, 等. 基于岩石物理相分类的测井储层参数精细解释建模[J]. 测井技术, 2005, 29(4): 328-332.
- [4] 马向东, 朱曰荣, 马俊芳, 等. SN 油田 S19 块阜三段储层相控测井解释与评价[J]. 测井技术, 2002, 26(4): 286-290.
- [5] 颜其彬, 陈明江, 汪娟, 等. 碳酸盐岩储层渗透率与孔隙度、喉道半径的关系[J]. 天然气工业, 2015, 35(6): 30-36.
- [6] 边环玲, 关睢, 孙立国, 等. 伊朗 A 油田碳酸盐岩储层特征测井分析[J]. 石油天然气学报, 2009, 31(4): 256-260.
- [7] Saggaf, M.M. and Nebrija, E.L. (2000) Estimation of Lithologies and Depositional Facies from Wire-Line Logs. *AAPG Bulletin*, **84**, 1633-1646.
- [8] Tanguay, L.H. and Friedman, G.M. (2001) Petrophysical Characteristics and Facies of Carbonate Reservoirs: The Red River Formation (Ordovician), Williston Basin. *AAPG Bulletin*, **85**, 491-523.
- [9] 刘宏, 谭秀成, 周彦, 等. 颗粒碳酸盐岩测井相及其对滩相储层的指示意义[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(4): 527-530.
- [10] 周长征, 张庆春, 杨沛广, 等. 美索不达米亚盆地成藏主控因素分析[J]. 石油实验地质, 2013, 35(3): 296-301.
- [11] 何登发, 何金有, 文竹, 等. 伊拉克油气地质与勘探潜力[M]. 北京: 石油工业出版社, 2013: 415-424.
- [12] 沈安江, 赵文智, 胡安平, 等. 海相碳酸盐岩储集层发育主控因素[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(5): 545-554.
- [13] 郭睿, 伏美燕, 赵丽敏, 等. 艾哈代布油田 Khasibasib 组沉积相及其对储层发育的控制[J]. 矿物岩石, 2014, 34(1): 95-103.
- [14] 韩海英, 穆龙新, 郭睿, 等. 伊拉克艾哈代布油田白垩系生物碎屑灰岩储集层特征及主控因素[J]. 海相油气地质, 2014, 19(2): 54-63.
- [15] 刘宏, 谭秀成, 李凌, 等. 孔隙型碳酸盐岩储集层特征及主控因素—以川西南嘉陵江组嘉 5 段为例[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(3): 275-281.
- [16] 陈欢庆, 曹晨, 梁淑贤, 等. 储层孔隙结构研究进展[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(2): 227-237.
- [17] Weger, R.J., Eberli, G.P., Baechle, G.T., Massaferro, J.L. and Sun, Y.-F. (2009) Quantification of Pore Structure and Its Effect on Sonic Velocity and Permeability in Carbonates. *AAPG Bulletin*, **93**, 1297-1317. <https://doi.org/10.1306/05270909001>
- [18] 徐敬领, 王亚静, 曹光伟, 等. 碳酸盐岩储层测井评价方法[J]. 现代地质, 2012, 26(6): 1265-1274.
- [19] 徐婷, 伦增珉, 谭中良, 等. 塔河油田碳酸盐岩岩块系统的参数法分类及孔喉结构特征[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2008, 32(4): 76-81.



**知网检索的两种方式：**

1. 打开知网页面 <http://kns.cnki.net/kns/brief/result.aspx?dbPrefix=WWJD>  
下拉列表框选择：[ISSN]，输入期刊 ISSN：2330-1724，即可查询
2. 打开知网首页 <http://cnki.net/>  
左侧“国际文献总库”进入，输入文章标题，即可查询

投稿请点击：<http://www.hanspub.org/Submission.aspx>

期刊邮箱：[ojs@hanspub.org](mailto:ojs@hanspub.org)