

文章编号: 0253-2697(2012)06-1012-06

高邮凹陷成岩相约束下的低渗透储层物性参数测井解释模型

丁圣¹ 钟思瑛¹ 周方喜² 高国强¹ 刘健¹

(1. 中国石化江苏油田公司地质科学研究院 江苏扬州 225009; 2. 中国石化江苏石油勘探局 江苏扬州 225009)

摘要:在低渗透储层中如何根据现有精度的测井资料更加准确地确定储层物性参数,非常重要也十分困难。为进一步提高低渗透储层物性参数的测井解释精度,以高邮凹陷南断阶阜宁组阜一段低渗透储层为例,分析储层物性控制因素,确定了研究区储层物性主要受成岩相控制,根据铸体薄片、扫描电镜等资料厘定成岩相,分析不同类型成岩相的测井曲线特征,建立定量识别标准,在此基础上,利用岩心和测井曲线建立了不同成岩相的物性参数解释模型,并用取心井进行了误差分析。结果表明,储层物性参数解释精度显著提高,这种针对低渗透储层特点,建立成岩相约束下的测井物性参数解释模型的方法是有效的。

关键词:低渗透储层;成岩相;物性参数;测井解释;误差分析

中图分类号:TE132 **文献标识码:**A

A logging interpretation model of physical property parameters confined by diagenetic facies of low-permeability reservoirs in Gaoyou sag

DING Sheng¹ ZHONG Siying¹ ZHOU Fangxi² GAO Guoqiang¹ LIU Jian¹

(1. Geological Scientific Research Institute, Sinopec Jiangsu Oilfield Company, Yangzhou 225009, China;

2. Sinopec Jiangsu Petroleum Administration, Yangzhou 225009, China)

Abstract: It is very important and difficult to more accurately determine physical property parameters of low-permeability reservoirs on conditions of the existing accuracy of logging data. For the sake of improving the logging interpretation accuracy of physical property parameters of low-permeability reservoirs and providing high-accuracy parameters for numerical simulation and reservoir evaluation, we took low-permeability reservoirs of Member Fu-1 of Funing Formation in the south fault terrace of Gaoyou sag as an example, examined controlling factors of reservoir physical properties and identified diagenetic facies that significantly affect physical property parameters of reservoirs in the study area. Diagenetic facies were determined by means of casting thin sections, scanning electron microscope and other information, and then according to these determined diagenetic facies, characteristics of logging curves of various diagenetic facies were investigated so as to establish a quantitative identification criterion, which offers the precondition for interpreting reservoir physical property parameters by diagenetic facies. Various interpretation models of physical property parameters for different diagenetic facies were set up by means of cores and logging curves, and the error analysis was carried out by examining cored wells. The results showed that the interpretation accuracy of reservoir physical property parameters is improved greatly and the approach to establishing an interpretation model of physical property parameters confined by diagenetic facies is effective.

Key words: low-permeability reservoir; diagenetic facies; physical property parameter; logging interpretation; error analysis

利用岩心和测井资料精确获取储层各项参数是测井解释的主要任务,同时也为后续数值模拟和储层评价提供可靠基础数据,在低渗透储层中如何根据现有精度的测井资料更加准确地确定储层物性参数,非常重要也十分困难。对于任何类型的中高渗透沉积储层来说,沉积微相的分布对储集层物性的控制作用是毋庸

置疑的,但是对于低渗、特低渗储层来说,岩性以及成岩作用对物性都有重大影响,往往超过沉积微相的影响,因此对于低渗、特低渗储层建立物性参数解释模型时,不能笼统地建立统一的或者分层、分地区的参数解释模型,必须对储层物性的控制因素进行分析,确定储层物性的主控因素,然后有针对性地进行处理^[1-3]。

基金项目:江苏省自然科学基金项目“复杂断块油藏细分层开发提高采收率潜力研究”(BK2008582)资助。

第一作者及通讯作者:丁圣,男,1978年7月生,2010年获中国石油大学(华东)地质资源与地质工程专业工学博士学位,现为中国石化江苏油田公司地质科学研究院博士后研究人员,主要从事油气藏开发地质研究。Email:ds3108@126.com

1 研究区储层概况

高邮凹陷南断阶方巷—竹墩地区阜宁组一段(简称阜一段)储层主要为扇三角洲相沉积,扇三角洲前缘亚相砂体是研究区的主体砂体,因河流波浪的共同作用,砂泥经冲刷淘洗和再分布形成了相对较纯、分选较好的砂质集中带,可进一步划分为水下分流河道、水下分流河道侧缘、河口砂坝、前缘席状砂等沉积微相,砂岩类型以细砂岩和粉砂岩为主,通过大量的薄片分析可知,砂岩普遍表现为中等成分成熟度和结构成熟度。砂岩碎屑含量60%~90%,其中,石英含量平均65%,长石含量平均17.4%,钾长石含量高于斜长石。岩屑含量10%~30%,平均16.9%,主要为石英岩、硅质岩、片岩等岩屑。填隙物含量5%~20%,填隙物由杂基和胶结物2部分组成。杂基主要成分为泥质,全岩X衍射分析结果表明,方巷、许庄、竹墩地区及徐31块的泥质含量均较高,都大于6%。胶结物以碳酸盐为主,含量均大于10%。除碳酸盐外还有少量硅质胶结物,偶见黄铁矿、硬石膏、菱铁矿、片钠铝石(竹墩地区)等胶结物。岩性主要为岩屑长石砂岩和少量长石岩屑砂岩及长石石英砂岩。颗粒分选中等,磨圆度为次圆—次棱角状,点—线接触,一般为颗粒支撑,孔隙—接触式胶结^[5]。

根据岩心物性实测资料(表1),南断阶阜宁组阜一段储层孔隙度为3.2%~25%,渗透率为0.07~300 mD。根据储层分类标准,南断阶阜宁组阜一段储层为低渗—特低渗储层。

表1 研究区目的层段物性参数

Table 1 Physical parameters of objective interval in study area

区块	孔隙度/%		渗透率/mD	
	一般	平均	一般	平均
方巷	4.7~18	11.6	0.645~59.6	7.54
许庄	3.2~20.2	13.2	0.035~84.6	12.1
竹墩	8~24.4	18.9	0.167~268	42.7
徐31	6.2~12.1	10.2	0.07~0.93	0.27

2 储层物性控制因素

低渗透储层物性一般受构造裂缝、沉积微相、岩性、成岩相等因素控制^[4-5]。对研究区目的层段岩心观察表明,裂缝不发育,说明储层物性不受裂缝控制,其岩性主要为粉砂岩、细砂岩,其次为泥质及灰质粉砂岩、不等粒砂岩、灰质含砾砂岩。如表2所示,不同岩性的物性分布范围广,相互都有大量重叠区域,重叠区孔隙度集中在10%~15%,渗透率集中在0.1~20 mD,通过不同岩性的划分,很难区别物性的差异,说明

研究区岩性对储层物性控制作用不显著。

研究区沉积相主要有扇三角洲前缘水下分流河道、水道侧缘、河口坝、席状砂4个微相,各微相储层物性具有较大的差异:水下分流河道的物性参数分布范围广,孔隙度分布区间为5%~25%,渗透率分布区间为0.1~300 mD;河口坝的物性最好,孔隙度分布区间为15%~25%,渗透率分布区间为10~300 mD;水道侧缘和前缘席状砂物性相对都比较差,孔隙度基本小于15%,渗透率小于10 mD(表3)。

表2 不同岩性孔隙度与渗透率数据

Table 2 Porosity and permeability data of different lithology

岩性	孔隙度/%		渗透率/mD	
	一般	平均	一般	平均
粉砂岩	4.4~25.2	14.3	0.074~208	13.2
细砂岩	5.4~23.2	16.2	0.333~86.2	24.3
不等粒砂岩	12.3~23.5	18.5	1.02~446	70.5
灰质粉砂岩	3.2~19.9	10.7	0.02~37.7	2.51
泥质粉砂岩	15~18	16.7	0.04~2.4	3.2
灰质含砾砂岩	13.7~17.6	16	5.1~84.6	34.4

表3 不同微相孔隙度与渗透率数据

Table 3 Porosity and permeability data of different sedimentary microfacies

沉积微相	孔隙度/%		渗透率/mD	
	一般	平均	一般	平均
河口坝	7.3~25	16.9	10~300	53.2
水道侧缘	2.1~17.4	8.9	0.02~115	6
前缘席状砂	2.2~21.2	10.2	0.04~40.4	1.55
水下分流河道	5~23.2	13.5	0.05~351.8	28.7

从表3可以看出不同沉积微相孔渗数据点虽存在差异,但重叠区域大,尤其是水下分流河道受间歇性洪水影响,其孔渗低值部分与水道侧缘、前缘席状砂重叠,高值部分与河口坝重叠,因此沉积微相对储层物性的控制作用也不显著。

结合井深、泥质含量、碳酸盐含量、填隙物(泥质+碳酸盐)、平均粒径、颗粒分选系数6方面因素对孔隙度、渗透率进行多因子分析(表4),从表4可看出,深度对孔隙度及渗透率的影响因子分别为-0.59、-0.48,说明压实作用对储层物性起主要控制作用;其次,影响孔渗参数的因素为填隙物,特别是碳酸盐含量的影响要高于泥质含量的影响,填隙物和孔渗参数为负相关关系,对孔隙度、渗透率的影响因子分别为-0.4、-0.36,说明后期成岩作用(胶结作用、溶蚀作用)对孔渗参数的影响也很强烈。综合分析储层物性控制因素,认为研究区低渗透储层物性主要受压实、胶结、溶蚀等成岩作用控制。

表4 孔隙度、渗透率多因子影响因素分析
Table 4 Multiple factors analysis of porosity and permeability

参数	井深	黏土总量	碳酸盐	填隙物	平均粒径	分选系数	孔隙度	渗透率
井深	1							
黏土总量	-0.21	1						
碳酸盐	-0.07	0.27	1					
填隙物	-0.11	0.49	0.97	1				
平均粒径	0.28	-0.39	-0.53	-0.58	1			
分选系数	0.21	-0.09	0.22	0.17	-0.21	1		
孔隙度	-0.59	-0.24	-0.38	-0.4	0.12	-0.17	1	
渗透率	-0.48	-0.27	-0.33	-0.36	0.29	-0.27	0.896	1

3 成岩相划分及识别

通过大量的岩心薄片及扫描电镜资料分析,研究区目的层段主要成岩作用类型有机械压实作用、交代作用、胶结作用、溶蚀作用,结合油田实际生产需要,将目的层段储层成岩相划分为弱压实成岩相、中等压实胶结相、中等压实溶蚀相、强压实胶结相及强压实溶蚀相等5类成岩相^[6-17]。根据有限的岩心薄片资料标定解释绝大多数未取心生产井的测井资料,在岩心薄片分析确定成岩相的基础上,分析不同成岩相的测井曲线特征,确定常规通用的定量识别标准,为按成岩相评价物性参数提供依据。压实作用的强弱主要受埋深的控制,对不同压实作用类型的深度及声波时差数据进行统计分析,如图1所示,弱压实作用储层声波时差(AC)大于285 μs/m,深度小于1500 m,中等压实作用储层声波时差230~285 μs/m,深度1500~2400 m;强压实作用声波时差220~240 μs/m,深度大于2400 m。

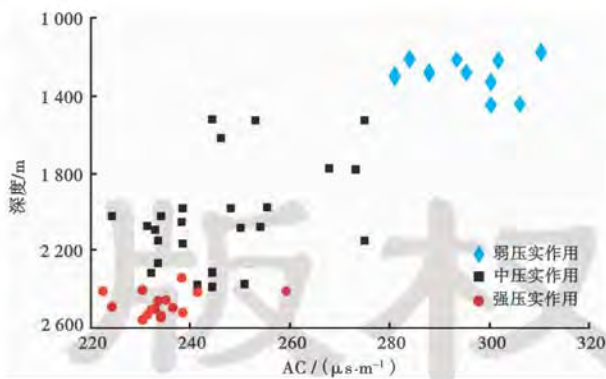


图1 不同压实作用深度-声波时差散点图
Fig. 1 Depth and AC scatter diagram of different compaction

确定不同压实强度以后,将弱压实成岩相、胶结类成岩相和溶蚀类成岩相的不同测井响应特征值做散点图分析^[14-19],研究发现声波时差值以及自然电位(SP)幅度差(或者自然伽马)散点图能够显著判别不同成岩相(图2),弱压实成岩相声波时差值大于285 μs/m,溶蚀成岩相声波时差主要介于245~285 μs/m,胶结成岩相声波时差值小于245 μs/m。从图2中可以看出

左侧有3个点属于胶结成岩相,但其声波时差数据均大于245 μs/m,其自然电位幅度差很低,基本上都小于15 mV,自然电位的幅度差主要反映了泥质含量的高低,这3个点自然电位幅度差很低,主要因为该层位泥质含量非常高,受泥质的影响,声波时差值偏大,因此在利用声波时差数值进行成岩相识别过程中,须紧密结合自然电位幅度差进行综合判别。综合上述统计分析,建立了研究区成岩相定量判别标准如表5,利用该标准对研究区的储层进行成岩相的识别。

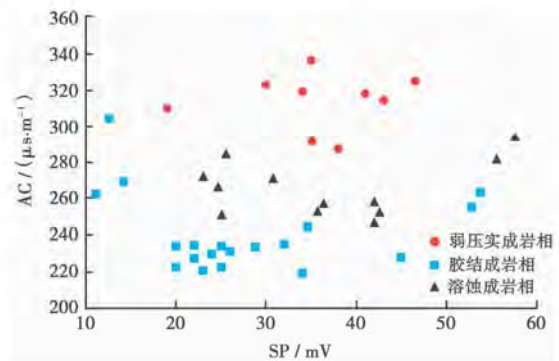


图2 不同成岩相声波时差-自然电位散点图
Fig. 2 AC-SP scatter diagram of different diagenetic facies

表5 成岩相定量判别标准

Table 5 The quantitative recognition criteria of different diagenetic facies

成岩相类型	深度/m	AC/(μs·m ⁻¹)	SP/mV
弱压实成岩相	≤1500	≥285	≥20
中等压实胶结成岩相	1500~2400	≤245	≥20
中等压实溶蚀成岩相	1500~2400	245~285	≥20
强压实溶蚀成岩相	≥2400	245~285	≥20
强压实胶结成岩相	≥2400	≤245	≥20

4 物性参数解释模型的建立

在对测井资料标准化、环境校正的前提下,利用岩心资料和测井曲线,按照成岩相分类后,孔隙度(φ)与声波时差有着很好的线性关系,渗透率(K)与孔隙度也有非常好的指数关系,通过统计回归分析(图3),建立研究区储层不同成岩相孔隙参数解释模型(表6)。

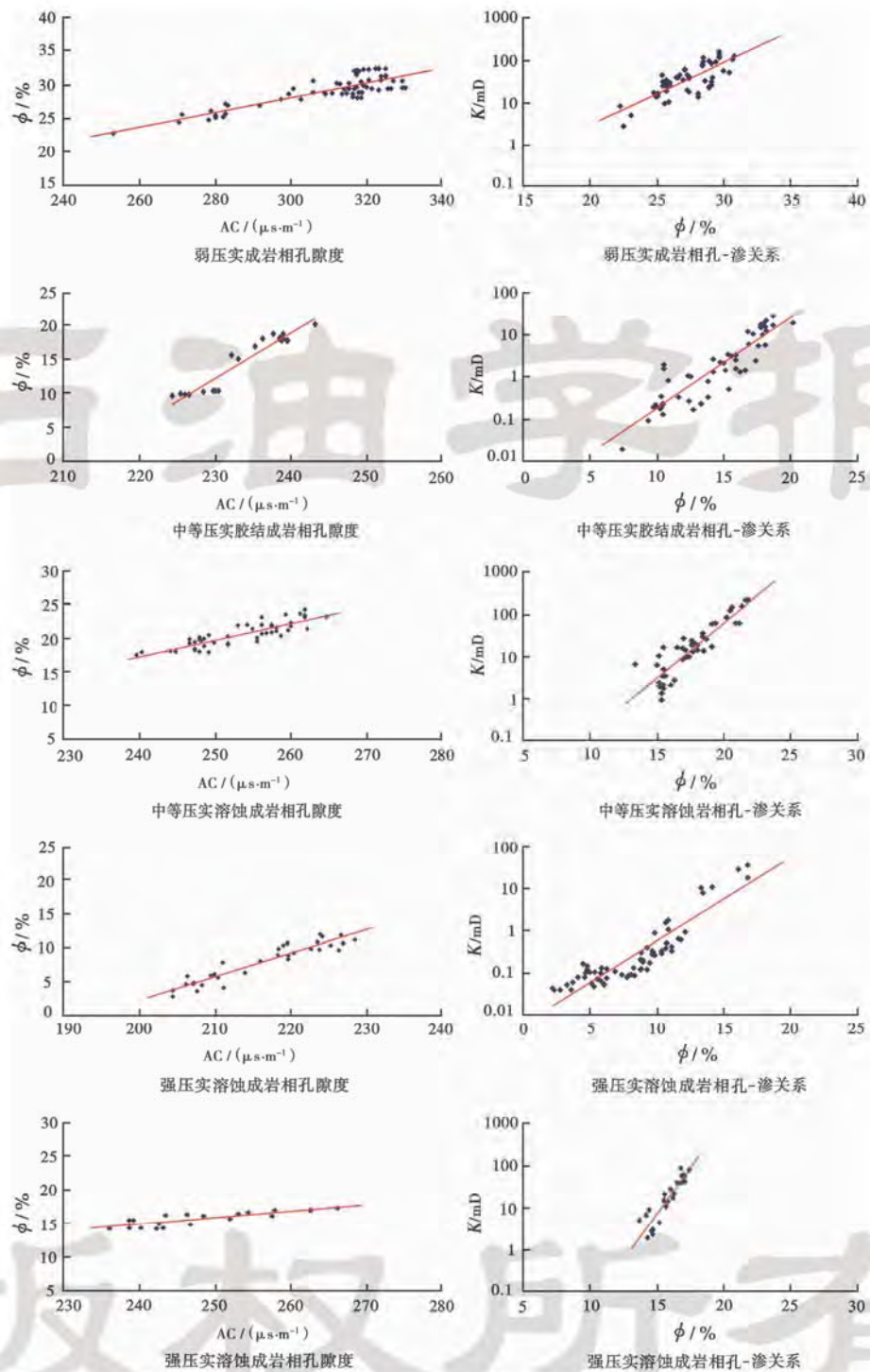


图 3 不同成岩相孔-渗参数回归散点图

Fig. 3 The porosity and permeability scatter diagram of different diagenetic facies

表 6 孔隙度、渗透率测井解释模型

Table 6 The porosity and permeability log interpretation model

成岩相	孔隙度 $\phi / \%$	相关系数	渗透率 K / mD	相关系数
弱压实成岩相	$0.1094 \times AC - 4.6106$	0.8581	$0.0166 \times e^{0.3342 \times \phi}$	0.8694
中等压实胶结相	$0.6657 \times AC - 140.94$	0.9503	$0.0014 \times e^{0.4836 \times \phi}$	0.91
中等压实溶蚀相	$0.2462 \times AC - 41.678$	0.8613	$0.0004 \times e^{0.394 \times \phi}$	0.887
强压实胶结相	$0.3476 \times AC - 67.366$	0.9412	$0.0061 \times e^{0.4519 \times \phi}$	0.9056
强压实溶蚀相	$0.0968 \times AC - 8.241$	0.8848	$0.000003 \times e^{0.9836 \times \phi}$	0.9090

5 物性参数精度分析

可以引进参数对孔隙度、渗透率精度进行计算检验,设不分成岩相孔隙度、渗透率解释模型的误差平方和为 θ ,其计算式为:

$$\theta = \sum_0^{N_i} (K_i - K_i^*)^2 \tag{1}$$

式中: K_i 为岩心样品点孔隙度或者渗透率的实验测量值; K_i^* 为样品点按不分成岩相解释模型计算的孔隙度、渗透率值; N_i 为样品点的个数。对于 M_j 类成岩相,如果每类成岩相包含 N_j 个样本点,设其误差平方和为 θ^* ,其计算式为:

$$\theta^* = \sum_0^{M_j} \sum_0^{N_j} (K_{ji} - K_{ji}^*)^2 \tag{2}$$

式中: K_{ji} 为第 j 类成岩相的岩心样品点孔隙度或者渗透率的实验测量值; K_{ji}^* 为第 j 类成岩相岩心样品点按

该类成岩相的解释模型计算的孔隙度、渗透率值,如果分成岩相所建立的解释模型精度提高,就必须使 $\theta < \theta^*$,为便于直观判别分析,可定义以下指标:

$$E_f = \frac{\sqrt{\theta} - \sqrt{\theta^*}}{\sqrt{\theta^*}} \tag{3}$$

当 $E_f > 0$ 时,分成岩相建立的孔隙度、渗透率解释模型精度比不分成岩相建立的渗透率模型有了提高;当 $E_f < 0$ 时,精度则降低,而且 E_f 值越大,说明新方法的效果越好^[20-21]。通过计算孔隙度、渗透率 E_f 的值分别为 0.87 和 0.81,说明分成岩相建立的孔隙度、渗透率模型的精度比不分成岩相建立的模型有显著提高。利用分成岩相建立的模型对徐 31 井取心段进行解释,将不同模型解释结果与岩心分析结果进行对比,从图 4 可以看出,分成岩相计算结果与岩心分析结果非常接近,不分成岩相计算结果误差较大,证明分成岩相建立模型结果可靠。

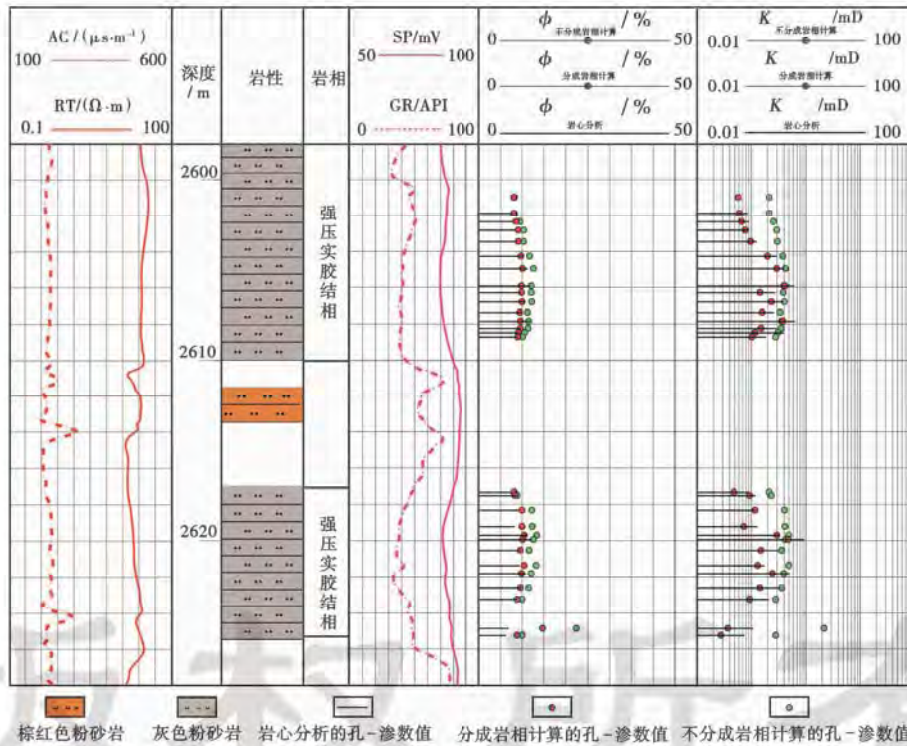


图 4 徐 31 井取心段孔-渗解释成果

Fig. 4 The porosity and permeability well log graph of cored interval in Well Xu31

6 结论

- (1) 对低渗透储层物性控制因素的分析是建立低渗透储层物性参数解释模型的基础,可提高建模的精度。
- (2) 根据铸体薄片、扫描电镜等分析测试资料厘定成岩相,分析不同类型成岩相的测井曲线特征,建立定量识别标准,使分成岩相解释储层物性参数成为可能。
- (3) 通过计算 E_f 指标可以判断分成岩相建立模

型所提高的渗透率解释精度,这种针对低渗透储层特点建立物性参数测井解释模型的方法是有效的。

参考文献

[1] 史彦尧,宋新民,郝志海,等.基于沉积微相-岩石相建立砾岩油藏测井参数解释模型[J].吉林大学学报:地球科学版,2010,40(3):707-712.
Shi Yanyao, Song Xinmin, Hao Zhihai, et al. A new method of well log interpretation by the sedimentary microfacies-lithofacies used in the conglomerate reservoir[J]. Journal of Jilin University

- ty; Earth Science Edition, 2010, 40(3): 707-712.
- [2] 赵辉, 司马立强, 吴学刚. 北16井区砂泥岩地层测井精细解释模型研究[J]. 西南石油大学学报:自然科学版, 2009, 31(1): 33-36.
Zhao Hui, Sima Liqiang, Wu Xuegang. Fine log interpretation model of sand and shale strata in the Bei 16 area[J]. Journal of Southwest Petroleum University; Science & Technology Edition, 2009, 31(1): 33-36.
- [3] 赵澄林, 朱筱敏. 沉积岩石学[M]. 第3版. 北京: 石油工业出版社, 2001: 101-134.
Zhao Chenglin, Zhu Xiaomin. Sedimentary petrography[M], 3rd edition, Beijing: Petroleum Industry Press, 2001: 101-134.
- [4] 冯娟萍, 李文厚, 欧阳健征, 等. 陕北青化砭油田长2砂岩储层物性的控制因素[J]. 吉林大学学报:地球科学版, 2008, 38(3): 417-424.
Feng Juanping, Li Wenhui, Ouyang Zhengjian, et al. Major factors controlling reservoir quality of the Upper Triassic Chang 2 sandstones in the Qinghuabian oilfield, northern Shaanxi[J]. Journal of Jilin University; Earth Science Edition, 2008, 38(3): 417-424.
- [5] 邱隆伟, 黄双泉, 民丰洼陷沙三段孔隙发育特征及储层物性主控因素[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2009, 33(4): 10-15.
Qiu Longwei, Huang Shuangquan. Characteristics of pore development and controlling factors of reservoir property of Es₃ in Minfeng sag[J]. Journal of China University of Petroleum; Edition of Natural Science, 2009, 33(4): 10-15.
- [6] Aloa M, Salem S, Morad S, et al. Diagenesis and reservoir quality evolution of fluvial sandstones during progressive burial and uplift: evidence from the Upper Jurassic Boipeba Member, Reconcavo Basin, northeastern Brazil[J]. AAPG Bulletin, 2000, 84(7): 1015-1040.
- [7] Ceriani A, Giulio A D, Goldstein R H, et al. Diagenesis associated with cooling during burial: an example from Lower Cretaceous reservoir sandstones (Sirt Basin, Libya) [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(9): 1573-1591.
- [8] 杨晓萍, 赵文智, 邹才能, 等. 低渗透储层成因机理及优质储层形成与分布[J]. 石油学报, 2007, 28(4): 57-61.
Yang Xiaoping, Zhao Wenzhi, Zou Caineng, et al. Origin of low-permeability reservoir and distribution of favorable reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(4): 57-61.
- [9] 张胜斌, 王琪, 李小燕, 等. 川中南河包场须家河组砂岩沉积-成岩作用[J]. 石油学报, 2009, 30(2): 225-231.
Zhang Shengbin, Wang Qi, Li Xiaoyan, et al. Depositional-diagenetic coupling complex of Xujiahe sandstone in Hebaochang Block in the south part of the Central Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(2): 225-231.
- [10] 杜业波, 季汉成, 吴因业, 等. 前陆层序致密储层的单因素成岩相分析[J]. 石油学报, 2006, 27(2): 48-52.
Du Yebo, Ji Hancheng, Wu Yinye, et al. Single factor diagenetic facies analysis of tight reservoir in western Sichuan foreland basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(2): 48-52.
- [11] 王琪, 崔喜准, 陈国俊, 等. 鄂尔多斯西部长6砂岩成岩演化与优质储层[J]. 石油学报, 2005, 26(5): 17-23.
Wang Qi, Zhuo Xizhun, Chen Guojun, et al. Diagenetic evolution and high quality reservoir in Chang 6 sandstone in the western Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(5): 17-23.
- [12] 刘林玉, 王震尧. 白豹地区延长组长3储层的成岩作用与成岩相[J]. 西北大学学报:自然科学版, 2008, 38(1): 99-102.
Liu Linyu, Wang Zhenliang. The diagenesis and lithofacies of Yan-chang formation Chang 3 reservoirs in Baibao area[J]. Journal of Northwest University; Natural Science Edition, 2008, 38(1): 99-102.
- [13] 高辉, 孙卫. 鄂尔多斯盆地合水地区长8储层成岩作用与有利成岩相带[J]. 吉林大学学报:地球科学版, 2010, 40(3): 542-548.
Gao Hui, Sun Wei. Diagenesis and favorable diagenetic facies of Chang 8 reservoir in Heshui area, Ordos Basin[J]. Journal of Jilin University; Earth Science Edition, 2010, 40(3): 542-548.
- [14] 张响响, 邹才能, 朱如凯, 等. 川中地区上三叠统须家河组储层成岩相[J]. 石油学报, 2011, 32(2): 257-264.
Zhang Xiangxiang, Zou Caineng, Zhu Rukai, et al. Reservoir diagenetic facies of the Upper Triassic Xujiahe Formation in the central Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(2): 257-264.
- [15] 张响响, 邹才能, 陶士振, 等. 四川盆地广安地区上三叠统须家河组四段低孔渗砂岩成岩相类型划分及半定量评价[J]. 沉积学报, 2010, 28(1): 50-57.
Zhang Xiangxiang, Zou Caineng, Tao Shizhen, et al. Diagenetic facies types and semiquantitative evaluation of low porosity and permeability Sandstones of the fourth member Xujiahe Formation Guang'an area Sichuan Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2010, 28(1): 50-57.
- [16] 邹才能, 陶士振, 周慧, 等. 成岩相的形成、分类与定量评价方法[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(5): 526-540.
Zou Caineng, Tao Shizhen, Zhou Hui, et al. Genesis, classification and evaluation method of diagenetic facies[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(5): 526-540.
- [17] 李海燕, 彭仕宓. 苏里格气田低渗透储层成岩相特征[J]. 石油学报, 2007, 28(3): 100-104.
Li Haiyan, Peng Shimí. Characteristics of diagenetic reservoir facies of low-permeability reservoir in Sulige gas field[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(3): 100-104.
- [18] 石玉江, 肖亮, 毛志强, 等. 低渗透砂岩储层成岩相测井识别方法及其地质意义——以鄂尔多斯盆地姬塬地区长8段储层为例[J]. 石油学报, 2011, 32(5): 820-828.
Shi Yujiang, Xiao Liang, Mao Zhiqiang, et al. An identification method for diagenetic facies with well logs and its geological significance in low permeability sandstones: a case study on Chang 8 reservoirs in the Jiyuan region, Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(5): 820-828.
- [19] 林文姬, 汤达祯, 徐凤银, 等. 苏里格气田盆8段成岩相类型及其测井标志[J]. 石油天然气学报, 2010, 32(2): 271-273.
Lin Wenji, Tang Dazhen, Xu Fengyin, et al. Diagenesis facies type of H₈ reservoir in Sulige gas field and its logging identification marker[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2010, 32(2): 271-273.
- [20] 袁新涛, 彭仕宓, 林承焰, 等. 分流单元精确求取储层渗透率的方法[J]. 石油学报, 2005, 26(6): 78-81.
Yuan Xintao, Peng Shimí, Lin Chengyan, et al. An interpretation method for permeability based on flow units and its applicability[J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(6): 78-81.
- [21] 丁圣, 林承焰. 动静态资料相结合精确求取渗透率的方法[J]. 测井技术, 2009, 33(2): 157-159.
Ding Sheng, Lin Chengyan. A method for computing permeability with dynamic and static data[J]. Well Logging Technology, 2009, 33(2): 157-159.