

高邮凹陷南断阶致密砂岩储层评价方法

丁 圣¹, 刘金华², 林 波³

(1. 中国石化石油物探技术研究院, 江苏 南京 211103; 2. 西南石油大学地球科学与技术学院, 四川 成都 610500;

3. 中国石化江苏油田分公司勘探开发研究院, 江苏 扬州 225009)

摘要: 储层评价对致密砂岩油藏的有效开发至关重要。在总结前人致密砂岩储层评价方法的基础上, 针对高邮凹陷南断阶致密砂岩储层特征, 通过取心井与常规井结合, 测井与地质结合, 常规实验与特殊实验技术结合, 从致密砂岩储层成因入手, 分析储层的储集能力和渗流能力, 由特殊向普遍推广延伸评价, 探索相对优势储层。研究表明: 南断阶致密砂岩储层成因主要为胶结作用, 胶结物主要为碳酸盐类的方解石和白云石。不同渗透率级别的储层, 渗透率越高, 储层潜力越大; 相同渗透率级别的储层, 中等胶结类潜力优于强胶结类。自然电位幅度差 ≥ 20 mV, 声波时差值 ≤ 235 $\mu\text{s}/\text{m}$ 的储层属于致密砂岩储层; 声波时差值为225~235 $\mu\text{s}/\text{m}$ 的储层属于致密砂岩中的相对优势储层。

关键词: 致密砂岩储层; 胶结作用; 储层评价; 相对优势储层; 高邮凹陷

中图分类号: TE321 文献标志码: A

Evaluation method for tight sandstone reservoir in south fault terrace of Gaoyou Sag

DING Sheng¹, LIU Jinhua², LIN Bo³

(1. Sinopec Geophysical Research Institute, Nanjing 211103, China; 2. School of Geosciences and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China; 3. Exploration and Development Research Institute of Jiangsu Oilfield Company, SINOPEC, Yangzhou 225009, China)

Abstract: Effective tight sandstone reservoir development depends on reservoir evaluation. According to the characteristics of tight sandstone reservoirs in the southern fault stage of Gaoyou Sag, through a combination of coring wells and conventional wells, logging and geology, and conventional experiments and special experimental techniques, starting from the genetic analysis of tight sandstone reservoirs, the reservoir capacity and seepage capacity of the reservoirs are analyzed based on a summary of previous evaluation methods of tight sandstone reservoirs. The special to the general evaluation is expanded, and the relatively favorable reservoirs are investigated. According to the findings, cementation is primarily responsible for forming the tight sandstone reservoirs in the south step-fault, and the cement is made primarily of calcite and dolomite. The potential of a reservoir increases with increasing permeability for reservoirs with different levels of permeability. A medium cement reservoir has greater potential than a strong cement reservoir for reservoirs with the same level of permeability. The tight sandstone reservoir has an acoustic value of less than or equal to 235 $\mu\text{s}/\text{m}$ and a spontaneous potential differential larger than or equal to 20 mV. The reservoirs with the acoustic time difference of 225–235 $\mu\text{s}/\text{m}$ belong to the relatively dominant reservoirs in the tight sandstone.

Key words: tight sandstone reservoir; cementation; reservoir evaluation; comparative advantage reservoir; Gaoyou Sag

非常规油气藏勘探开发是事关油田发展战略、市场战略、资源战略的大课题。国外致密油是指以吸附或游离状态赋存于富有机质且渗透率极低的暗色页岩、泥质粉砂岩和砂岩夹层系统中的自生自储、连续分布的石油聚集^[1]; 国内一般指渗透率低于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的特低—超低渗透砂岩储存的原油^[1-3]。江苏油田致密砂岩三级储量占整体储量的约三分之一, 潜力非常大, 如何有效开发致密砂岩油藏, 寻求储量接替的新阵地, 为储层有效开发提

供理论基础? 储层评价的意义重大。

前人对致密砂岩储层的评价主要有两类方法: 一是地质综合法, 综合考虑沉积相、构造、砂体厚度、孔隙度、非均质性等因素, 将每个因素归一化赋值求取综合指数。该方法主要评价储层的储集能

收稿日期: 2022-02-15; 改回日期: 2022-03-06。

第一作者简介: 丁圣(1978—), 博士, 高级工程师, 长期从事开发地质和地震地质综合评价工作。E-mail: ds3108@126.com。

力,虽然能对研究区所有井进行评价,但致密砂岩储层的开采能力主要取决于储层的渗流能力,因此对致密砂岩储层而言,该方法有其局限性^[3]。二是油藏综合法,综合考虑渗透率、主流喉道半径、可动流体百分数、启动压力梯度等因素求取综合指数。该方法主要评价储层的渗流能力,依据特殊实验技术手段,对影响储层开采能力的关键因素进行综合评价,具有先进性,但对储层的储集能力未评价,同时该方法主要依赖岩心,评价的对象局限于取心井,不能对研究区所有井进行评价^[4]。高邮凹陷南断阶阜一段部分储层属于非致密砂岩,致密砂岩与非致密砂岩混存,如何区分?对致密砂岩,其致密成因是什么?如何找出相对优势储层?针对以上储层评价需首要解决的问题,在前人对致密砂岩储层评价方法的基础上,本文以南断阶阜一段储层为例,对致密砂岩储层评价方法进行探讨,从致密砂岩成因出发,通过测井与地质结合,综合评价储层的储集能力和渗流能力,以找出相对优势储层,为致密砂岩储层的有效开发提供依据。

1 致密砂岩成因分析

储层的优劣一般取决于物性的好坏,通过区分孔隙发育的好坏可确定储集能力的大小,因此,需要找到一个物性的敏感因子,将不同物性的储层进行分类。

1.1 物性控制因素分析

致密砂岩储层物性一般对沉积微相、岩石相、成岩相等因素比较敏感^[4],研究区目的层段岩性以粉砂岩、细砂岩为主,泥、灰质粉砂岩次之,少量不等粒砂岩、灰质含砾砂岩^[5-6]。

根据表1,不同岩石相孔隙度为3.2%~25.2%,渗透率为 $(0.02 \sim 446) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,不同岩性物性数据

基本重叠,说明该区致密储层物性与岩石相耦合关系较差。

表1 不同岩石相物性统计

岩性	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$
粉砂岩	4.4 ~ 25.2	0.074 ~ 208
细砂岩	5.4 ~ 23.2	0.333 ~ 86.2
不等粒砂岩	12.3 ~ 23.5	1.02 ~ 446
灰质粉砂岩	3.2 ~ 19.9	0.02 ~ 37.7
泥质粉砂岩	15.0 ~ 18.0	0.04 ~ 2.4
灰质含砾砂岩	13.7 ~ 17.6	5.1 ~ 84.6

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、席状砂四个微相,从表2可看出,不同沉积微相孔隙度为2.1%~25.0%,渗透率为 $(0.02 \sim 446) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,不同微相物性数据重叠区域较大^[5-6],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,说明该区致密储层物性与沉积相耦合关系较差。

表2 不同沉积相物性统计

沉积微相	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$
河口坝	7.3 ~ 25.0	10 ~ 446
水道侧缘	2.1 ~ 17.4	0.02 ~ 115
前缘席状砂	2.2 ~ 21.2	0.04 ~ 40.4
水下分流河道	5.0 ~ 23.2	0.05 ~ 351.8

将可能影响物性的因素进行相关性分析^[5-6],从表3可看出,与孔隙度、渗透率相关系数最高的是深度,分别为-0.59,-0.48;其次为填隙物和碳酸盐,分别为-0.40,-0.36和-0.38,-0.33,特别是碳酸盐含量的影响要高于黏土含量的影响,均与孔渗为负相关关系,说明南断阶致密储层物性主要受压实、胶结、溶蚀等成岩作用影响。

表3 不同物性影响因素相关性统计

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	-0.40	0.12	-0.17	1	
渗透率	-0.48	-0.27	-0.33	-0.36	0.29	-0.27	0.896	1

1.2 成岩相与致密砂岩的关系

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有机械压实、交代、胶结和溶解作用;颗粒接触关系主要为点接触、点-线接触、线接触和凹凸接触;孔隙类型主要有粒间原生孔隙、粒间溶蚀孔、粒内溶蚀孔和铸模孔。综合这几个方面,将南断阶阜一段储层划分为弱压实成岩相、溶蚀成岩相、中等胶结成岩相和强胶结成岩相四类^[5-8]。

不同成岩相的孔渗数据分析见表4。南断阶阜一段致密砂岩主要有中等胶结成岩相和强胶结成岩相。江苏油田南断阶阜一段致密砂岩的致密性主要由成岩作用里的胶结作用造成,根据铸体薄片镜下观察,胶结物主要为碳酸盐胶结物。

表4 不同成岩相孔渗数据

成岩相类型	孔隙度/%		渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	
	一般	平均	一般	平均
弱压实成岩相	≥ 22	28	0.5 ~ 351.8	45.2
溶蚀成岩相	14.8 ~ 22	17	0.1 ~ 223	18.8
中等胶结成岩相	10 ~ 14.8	11.5	0.09 ~ 20	3.9
强胶结成岩相	≤ 10	7.2	< 5	1.47

2 基于岩心的取心层位评价

2.1 储层储集能力评价

2.1.1 岩心孔隙度数据分析

将南断阶阜一段不同成岩相的孔隙度和渗透率数据进行分析,如图1所示,不同成岩相的物性分布很容易区分,弱压实成岩相孔隙度 $\geq 22\%$,溶蚀成

岩相孔隙度为14%~22%,中等胶结成岩相孔隙度 $\leq 10\%$ 。通过不同成岩相划分,可以较好地地区分不同孔隙条件的储层,参考碎屑岩孔隙分类标准,弱压实成岩相属于高孔优类储层,溶蚀成岩相属于中孔良好类储层,中等胶结成岩相属于低孔一般类储层,强胶结成岩相属于特低孔差类储层^[9]。

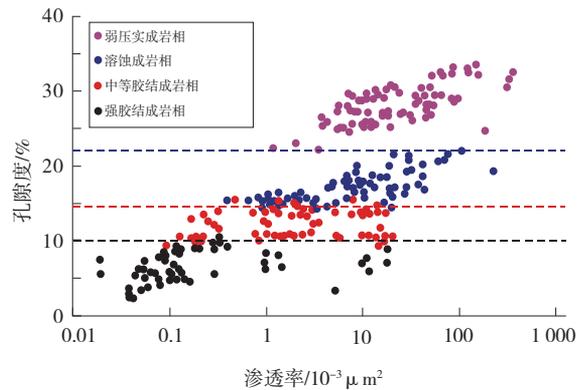
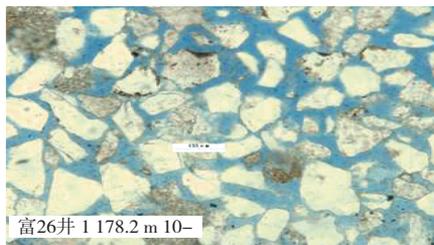


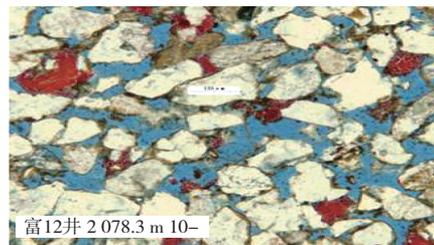
图1 不同成岩相孔隙度渗透率交会图

2.1.2 岩心薄片图像分析

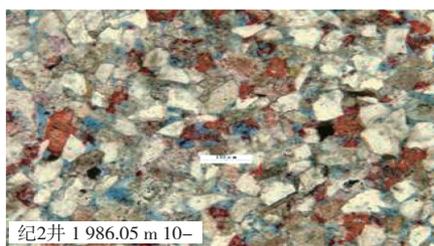
从不同成岩相的岩心铸体薄片(见图2)可以直观地看出弱压实成岩相以粒间原生孔为主,孔隙发育,胶结物含量极低,颗粒呈点接触关系;溶蚀成岩相以粒间溶蚀孔为主,胶结物含量低,颗粒呈点接触到线接触关系;中等胶结成岩相以粒间溶蚀孔为主,胶结物含量高,颗粒呈线接触关系;强胶结成岩相以粒内溶蚀孔和铸模孔为主,胶结物含量极高,颗粒呈线接触-凹凸接触关系。从薄片也可以得出储层储集能力大小关系为:弱压实成岩相 $>$ 溶蚀成岩相 $>$ 中等胶结成岩相 $>$ 强胶结成岩相^[9]。



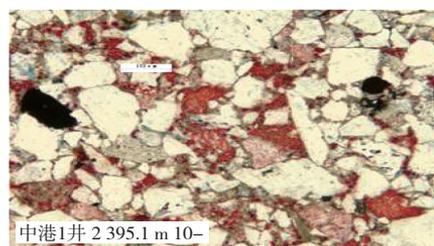
a. 弱压实成岩相



b. 溶蚀成岩相



c. 中等胶结成岩相



d. 强胶结成岩相

图2 不同成岩相岩心铸体薄片

2.2 储层渗流能力评价

储层渗流能力主要通过恒速压汞、核磁共振、物理模拟实验等特殊实验数据进行统计分析。

2.2.1 不同渗透率级别渗流能力评价

由非常规实验得出的数据统计分析见图3—图5。主流喉道半径、可动流体与渗透率呈正相关,启动压力梯度与渗透率呈负相关,渗透率级别越大,渗流能力越强。不同渗透率级别储层渗流能力根据渗透率大小来判别^[10-12]。

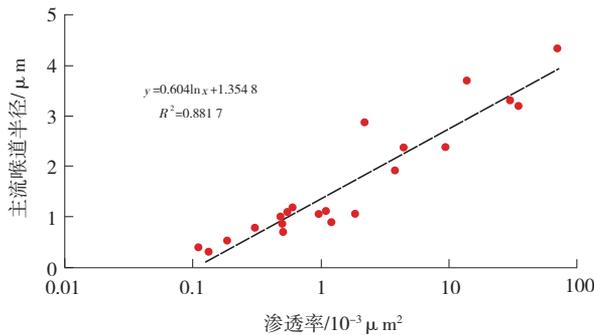


图3 主流喉道半径与渗透率关系

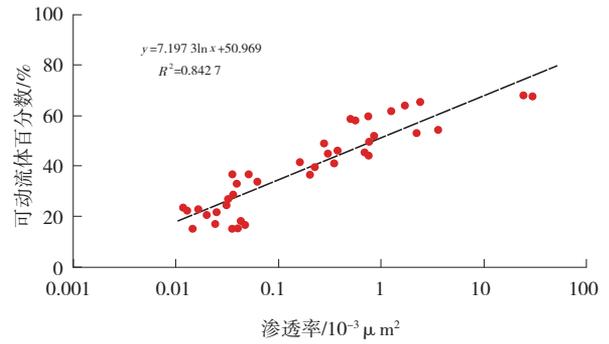


图4 可动流体百分数与渗透率关系

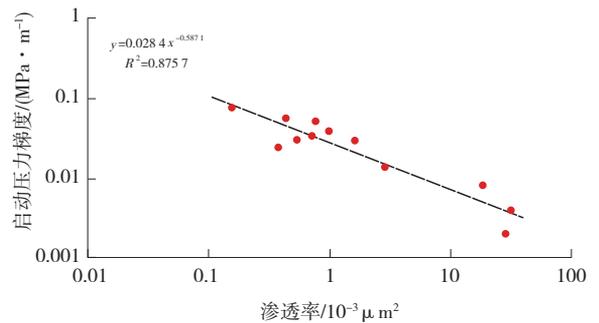


图5 启动压力梯度与渗透率关系

2.2.2 不同渗透率级别的界定

根据喉道半径分布频率曲线(见图6),当渗透率 $\geq 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,以1为数量级能较好地划分不同

喉道半径的储层;当 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 < \text{渗透率} < 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,以0.5为数量级能较好地地区分不同喉道半径的储层。

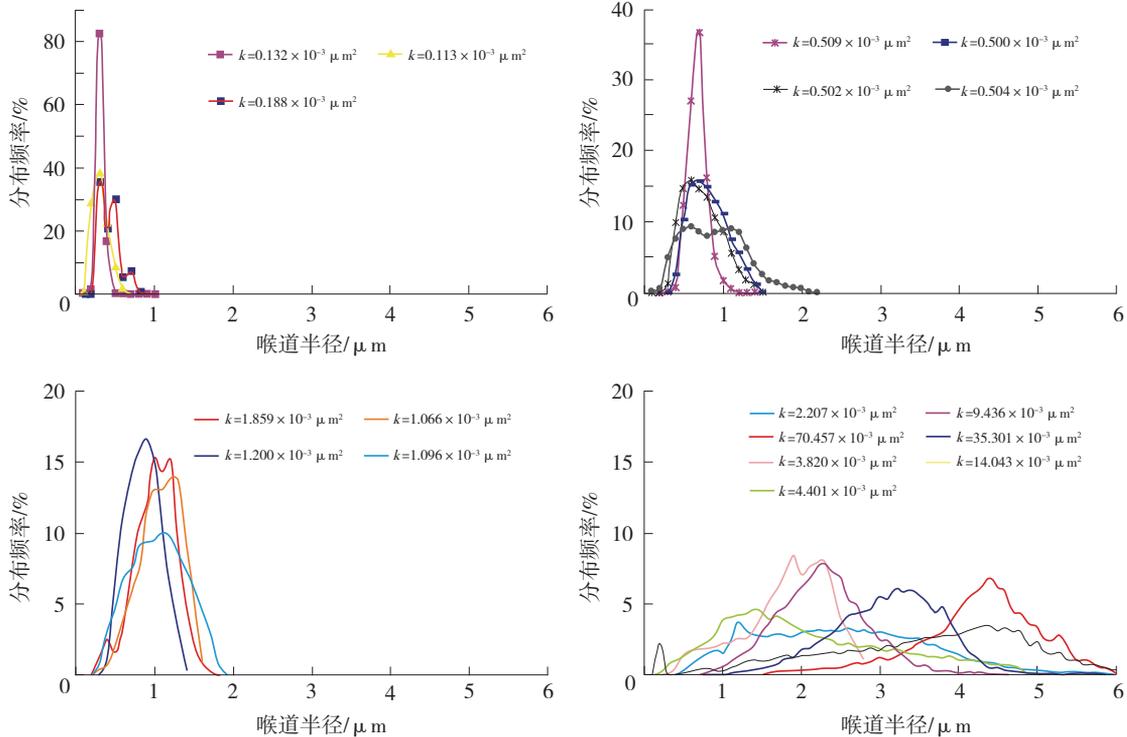


图6 不同渗透率主流喉道分布频率

2.2.3 相同渗透率级别渗流能力评价

将相同渗透率级别的不同成岩相岩心进行恒速压汞、核磁共振以及启动压力梯度实验分析,对三种实验得出的主流喉道半径、可动流体百分数和启动压力梯度数据进行综合分析,结果见表5。

从表5可见,致密砂岩平均喉道半径、主流喉道半径是非致密砂岩的一半;致密砂岩可动流体百分数比非致密砂岩平均低10%;致密砂岩启动压力梯度是非致密砂岩的近2倍^[10-12]。相同渗透率级别致密砂岩储层渗流能力为:中等胶结成岩相大于强胶结成岩相。

2.3 储层综合评价

对不同渗透率级别的储层,综合孔隙度、渗透率数值直接进行评价判断;对相同渗透率级别的储层,综合孔隙度、平均喉道半径、主流喉道半径、可动流体百分数和启动压力梯度5项参数,分别归一化后用模糊数学方法求取综合指数,结果见表6。非致密砂岩综合指数明显高于致密砂岩;相同渗

透率级别中等胶结成岩相大于强胶结成岩相,即中等胶结类是相对优势储层^[13]。

表5 储层渗流能力表征参数

成岩相	平均喉道半径/ μm	主流喉道半径/ μm	可动流体百分数/ %	启动压力梯度/ (MPa·m ⁻¹)
弱压实成岩相	2.36	2.14	54.0	0.069
溶蚀成岩相	2.00	1.89	49.9	0.061
中等胶结成岩相	0.95	0.91	45.3	0.097
强胶结成岩相	0.82	0.77	36.2	0.108

3 基于测井的全区储层评价

3.1 不同渗透率级别全区储层评价

对不同渗透率级别的致密砂岩,综合孔隙度和渗透率大小进行评价。取心层位根据岩心孔渗数据,未取心层位孔渗数据根据测井回归公式求取(见表7、表8)。

表6 不同成岩相5项参数分级评价

成岩相	平均孔隙度/ %	平均渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	主流喉道半径/ μm	可动流体百分数/ %	启动压力梯度/ (MPa·m ⁻¹)	综合指数
弱压实成岩相	28	45.2	2.14	54.0	0.069	0.65
溶蚀成岩相	17	18.8	1.89	49.9	0.061	0.48
中等胶结成岩相	11.5	3.9	0.91	45.3	0.097	0.25
强胶结成岩相	7.2	1.47	0.77	36.2	0.108	0.20

表7 不同成岩相孔隙度计算公式

成岩相	孔隙度	相关系数
弱压实成岩相	$\Phi=0.1094AC-4.6106$	0.8581
溶蚀成岩相	$\Phi=0.2462AC-41.678$	0.8613
中等胶结成岩相	$\Phi=0.6657AC-140.94$	0.9503
强压实胶结相	$\Phi=0.3476AC-67.366$	0.9412

表8 不同成岩相渗透率计算公式

成岩相	渗透率	相关系数
弱压实成岩相	$K=0.0166e^{0.3342\Phi}$	0.8694
溶蚀成岩相	$K=0.0004e^{0.5940\Phi}$	0.8870
中等胶结成岩相	$K=0.0014e^{0.4836\Phi}$	0.9100
强压实胶结相	$K=0.0061e^{0.4519\Phi}$	0.9056

3.2 相同渗透率级别全区储层评价

相同渗透率级别的中等胶结成岩相优于强胶结成岩相,因此,识别出成岩相就能找到优势储层。将不同成岩相的测井值(RT、RXO、SP、AC)进行交会,发现深探测电阻率和浅探测电阻率与自然电位和声波时差的两两组合都不能有效划分成岩相,只有声波时差与自然电位交会能很好地区分成岩相(见图7)。在自然电位幅度差大于20 mV的条件下,能有效消除声波时差值的泥质影响,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值235~285 μs/m,中等胶结成岩相声波时差值225~235 μs/m,强胶结成岩相声波时差值小于225 μs/m。根据所建标准对南断阶阜一段致密砂岩储层进行定量识别,综合评价出最优储层,为致密砂岩储层的有效开发提供依据^[12-13]。

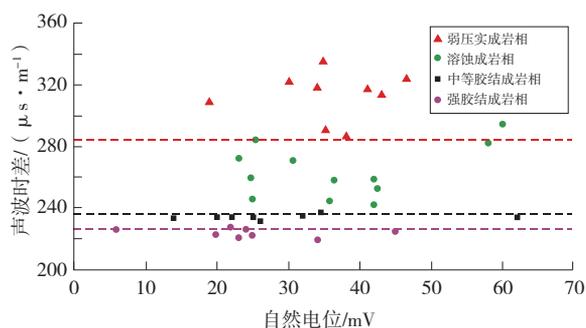


图7 不同成岩相声波时差-自然电位交会图

4 结论

(1)通过孔、渗多因素相关系数分析,南断阶阜一段致密储层物性与岩石相和沉积相耦合关系较差,与成岩相耦合关系较好,致密成因主要为胶结作用,胶结物主要为碳酸盐类的方解石和白云石。

(2)根据成岩相结合储层综合分析,不同渗透率级别的储层,渗透率越高,潜力越大;相同渗透率级别的储层,中等胶结类潜力优于强胶结类。

(3)根据测井与地质综合分析,自然电位幅度差 ≥ 20 mV,声波时差值 ≤ 235 $\mu\text{s}/\text{m}$ 的储层属于致密砂岩储层;声波时差值 $225 \sim 235$ $\mu\text{s}/\text{m}$ 的储层属于致密砂岩中相对优势储层。

参考文献:

[1] 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.
 [2] 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.

[3] 刘东升.致密砂岩储层分类评价方法在安棚深层系的应用[J].石油地质与工程,2014,28(6):48-50.
 [4] 葛善良,鲁新便,盛海波,等.塔中顺9井区柯下段致密砂岩储层特征及成岩演化[J].油气地质与采收率,2014,21(4):42-45.
 [5] 丁圣,钟思瑛,周方喜,等.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[J].石油学报,2012,33(6):1012-1017.
 [6] 丁圣,钟思瑛,高国强,等.测井地质结合定量评价低渗透储层成岩相[J].西南石油大学学报,2016,34(1):83-87.
 [7] 丁圣,高邮凹陷南断阶阜一段储层特征及物性主控因素[J].地质学刊,2016,40(4):575-582.
 [8] 钟思瑛,丁圣.高邮凹陷南断阶沉积成岩对储层产能控制评价[J].西南石油大学学报,2016,38(1):30-36.
 [9] 席明利,罗顺社,吕奇奇,等.冯地坑-洪德地区延长组长8-长4+5致密砂岩储层特征[J].西安科技大学学报,2015,35(1):1-8.
 [10] 成志刚,罗少成,杜支文,等.基于储层孔喉特征参数计算致密砂岩储层渗透率的新方法[J].测井技术,2014,38(2):185-189.
 [11] 刘伟,张德峰,刘海河,等.致密砂岩储层特征及产能有效性测井评价[J].测井技术,2014,38(6):735-739.
 [12] 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.
 [13] 刘选,钟建华,孙玉凯,等.吐哈盆地水西沟群致密砂岩储层储集性能影响因素分析[J].西北大学学报(自然科学版),2014,44(3):451-460.

(编辑 谢 葵)