

文章编号 :1000-0550(2002)01-0055-06

应用成岩岩相分析法评价和预测 非均质性储层及其含油性 ——以塔里木盆地哈得逊地区为例

孙玉善 申银民 徐 迅 杨 帆

(塔里木油田分公司勘探开发研究院 新疆库尔勒 841000)

摘 要 经镜下成岩特征分析,哈得逊地区石炭系含油气储集层,可划分为六种成岩岩相。其中,薄砂层由致密混合型胶结相和非致密混合型胶结相组成,东河砂岩由溶蚀相、原生孔隙相、溶蚀—原生孔隙相和碳酸盐胶结相组成。其储集性能也随成岩相的不同而变化,据物性分析评价,溶蚀相为 I₁ 类特好储集层,原生孔隙相和溶蚀—原生孔隙相为 I₂ 类好储集层,非致密混合型胶结相与碳酸盐胶结相中的非致密型为 II 类中等储集层,致密混合型胶结相和碳酸盐胶结相中的致密型为 III 类较差储集层。在此基础上,依据相应的测井参数模式,对全区八口井进行了分析研究,除了获得各成岩岩相及储层类型在纵横方向上的展布特征外,应用溶蚀相的展布、成因及油气运移机理等特点,对新含油区进行了预测。

关键词 成岩特征 储集层类型 评价 含油气预测

第一作者简介 孙玉善 男 1954 年出生 高级工程师 石油地质

中图分类号 TE122.2+2 **文献标识码** A

成岩岩相的研究是在沉积相研究的基础上扩展的,强调的是岩石目前所具有的可观测成岩特征的面貌,也就是以储集体岩石的次生成岩特征(包括胶结物成分与胶结类型、压实和溶蚀组构、孔隙类型及分布等)方面的差异为依据,来划分并定义成岩岩相的^[1]。

哈得逊地区位于塔里木盆地满加尔凹陷北缘,面积约 6 000 km²(图 1)。石炭系卡拉沙依组中段砂层和巴楚组东河砂岩均为滨岸相沉积。其中,薄砂层主要由细粒长石岩屑砂岩组成,在剖面上因前积作用由北往南共发育了 5 个厚度小于 2 m 的薄砂层,各层之间被厚层泥岩及粉砂质泥岩相隔;东河砂岩主要由细粒石英砂岩组成,砂体由南向北超覆在志留系之上呈楔状展布,厚度在 28.5~3 m 之间。目前已有三口探井在构造主体带上获得了高产工业油流。笔者根据哈得逊地区石炭系中泥岩段薄砂层及厚层东河砂岩成岩岩相相应的物性和测井资料,对砂体因成岩而造成的非均质性进行纵横方向上的精细评价,并对储层的优劣和新含油区进行了预测。

1 成岩岩相类型划分

1.1 成岩岩相类型划分

根据岩石薄片和扫描电镜观测的微观成岩特征分析,卡拉沙依组薄砂层和巴楚组东河砂岩的成岩岩相

可划分出以下六种:

(1) 致密混合型胶结相 该相发育在第一至第三薄砂层中,粒间孔隙依次被泥质、粉晶白云石、硅质、方解石、石膏、铁方解石及铁白云石呈非均质性充填胶

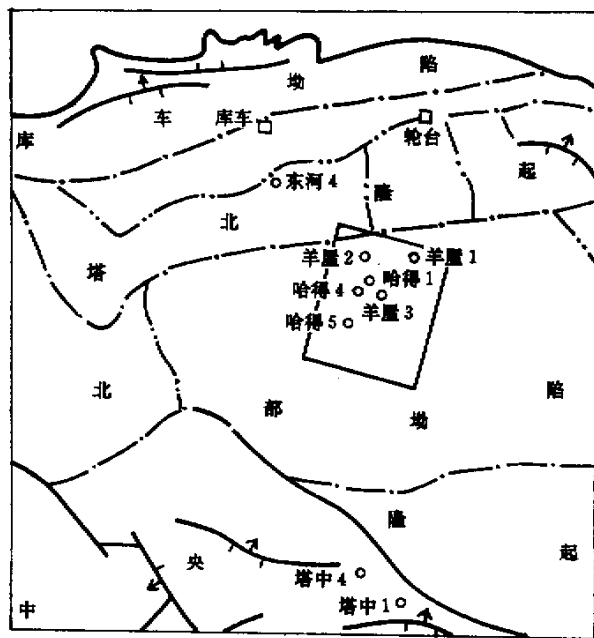


图 1 塔里木盆地哈得逊地区地理位置图

Fig. 1 Geographic location of Hadexun area in Tarim basin

胶结物总含量可达 25.03%。其中,白云石、方解石、石膏和铁方解石的最高含量均在 12%~22% 之间,平均含量均在 2%~5% 之间,其他平均含量均在 2% 以下。胶结物多呈孔隙和镶嵌式胶结(图版 I-1、2),并以单一型和混合型斑状及块状式产出为主,粒间所剩孔隙主要为溶蚀孔。

(2) 非致密混合型胶结相 非致密混合型胶结相均发育在第四和第五薄砂层中,在第三薄砂层的低凹处亦有发育。粒间由于溶蚀作用的发育(图版 I-3、4),胶结物总含量和各胶结物的平均含量,比致密混合型胶结相中的胶结物含量降低了近一半,如残留胶结物总含量为 13.19% 等。从镜下和两相胶结物含量的变化上证实,被溶蚀的胶结物主要为硅质、石膏和铁方解石等,形成了以次生溶蚀孔隙为主的成岩相带。

(3) 原生孔隙相 其与以下各相均发育在厚层东河砂岩中。在镜下主要为被压实剩余的原生粒间孔^[2],除了早成岩期发育在粒表和粒间的粘土以及粉晶白云石外,其他胶结物如:方解石、硅质、石膏、铁方解石、铁白云石等总充填量小于 3%,且分布不均。填隙物及孔隙边缘均无明显的溶蚀扩大现象(图版 I-5),故该相由原生粒间孔隙所组成。

(4) 溶蚀相 该相原生粒间孔隙边缘及少量长石、岩屑均有被溶蚀的特征,主要形成了粒间扩大孔和少量的粒间超大孔(图版 I-6),粒内溶孔仅发育在长石颗粒之中。自生矿物因溶解—沉淀作用而析出的含量相对比原生孔隙相中自生矿物高出 2%,其中硅质含量的增加最为显著。

(5) 溶蚀—原生孔隙混合相 此相为上述两相混合而成,其厚度以小于 0.4 m 呈互层状组成为主,两相以过渡状混合的次之。

(6) 碳酸盐胶结相 据碳酸盐胶结特征,又可分为

致密型和非致密型两种亚相。a. 致密型由成岩早期或准同生期形成的粉晶方解石所胶结(图版 I-7),胶结形式多以孔隙式为主,孔穴—孔隙式和基底式次之。其胶结物含量约占 15%~28%。b. 非致密型主要由早期成岩 B 阶段至晚成岩 A 阶段,依次析出的粒状方解石、连晶方解石和连晶铁方解石多以斑块状胶结为主(图版 I-8),白云石和铁白云石,则以粒状分散式胶结为主,其总量小于 18%。在此相中,除碳酸盐胶结外,尚有少量的连晶硬石膏和自生加大的硅质充填胶结,平均含量小于 2%。从各成岩岩相的物性参数统计结果(表 1)可以看出,无论孔渗还是孔喉及毛管压力的差异性都非常明显,并具有一定的规律性。在同粒级、同岩石类型的沉积储集层中,由于最终成岩结果不同而造成了储集性能的差异性。

1.2 各成岩岩相相应的测井参数

综上所述,为更确切地掌握非均质性在储集体中的展布特征及其成因,将已知成岩岩相相应的电测特征进行类比和总结,得出与成岩岩相关系密切的测井参数依次是密度(DEN)、声波时差(DT)和伽马(GR),并依此关系建立一个相应的识别模式(见表 2、3),这样就可以在无岩心资料的情况下应用测井资料,对储集体各种成岩岩相进行划分。

2 各成岩岩相的展布特征

(1) 卡拉沙依组薄砂层 在钻井剖面上,致密胶结相发育在由上至下的第一至第三薄砂层中;非致密胶结相是发育在第四到第五薄砂层中;构造低凹部位的第三薄砂层亦有非致密胶结相的发育。在平面上因溶蚀作用而造成的非致密胶结相主要发育在 HD402 井以北,致密胶结相发育在 HD402 井以南。

(2) 巴楚组东河砂岩 在剖面图上,早成岩期形

表 1 哈得逊地区各成岩岩相储集性能特征

Table 1 Characteristics of diagenetic lithofacies in Hadexum area

储集体 成岩岩相	东河砂岩				薄砂层		
	溶蚀相	溶蚀相— 原生孔隙相	原生孔隙相	碳酸盐胶结相		非致密混合 型胶结相	致密混合 型胶结相
				非致密型	致密型		
孔隙度/%	20.07	17.57	16.78	11.07	8.23	13.90	9.89
渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	653.866	362.623	192.619	70.92	22.59	130.508	18.83
排驱压力/MPa	0.049	0.053	0.063	0.0715	0.152	0.0837	0.244
中值压力/MPa	0.127	0.136	0.151	0.2628	0.9059	0.2355	0.7503
最大孔喉半径/ μm	15.503	14.620	12.659	11.53	8.098	9.7615	6.230
渗透率最大贡献 孔喉半径/ μm	9.503	8.942	7.688	7.00	4.60	5.6	3.4
中值孔喉半径/ μm	6.325	6.163	5.713	3.809	1.716	4.799	3.107
平均孔喉半径/ μm	4.664	4.151	3.909	2.997	1.913	3.157	2.081
孔喉特征评价 (据 SY/T6285-1997)	中孔高渗 细喉型	中孔中渗细喉型		低孔中渗 细喉型	低孔低渗 细喉型	低孔中渗 细喉型	低孔低渗 细喉型

表 2 薄砂层各成岩岩相与测井参数关系

Table 2 Relationship between diagenetic lithofacies of the thin sandstone and parameters of well logs

井号	致密混合型胶结相			产层	非致密混合型胶结相			产层
	伽马/API	密度/ (g/cm ³)	声波时差 K(μs/ft)		伽马/API	密度/ (g/cm ³)	声波时差 K(μs/ft)	
HD4	60	2.55	65	3	63	2.4	62	4
HD401		≥2.5	63	2	50	2.4	73	3
HD1					70	60	2.4	4
HD1-2					66	2.47	70	5
HS2	73	≥2.5	60	3	65	55	2.4	5

表 3 东河砂岩各成岩岩相与测井参数关系

Table 3 Relationship between diagenetic lithofacies of the Donghe sandstone and parameters of well logs

井号	溶蚀相			原生孔隙相			碳酸盐胶结相		
	伽马 /API	密度 K(g/cm ³)	声波时差 K(μs/ft)	伽马 /API	密度 K(g/cm ³)	声波时差 K(μs/ft)	伽马 /API	密度 K(g/cm ³)	声波时差 K(μs/ft)
HD4	≤30	≤2.35	>75	30	>2.35 ≤2.4	<75	>30	>2.4	68
HD401	≤30	≤2.35	>75	30	>2.35 ≤2.4	<75	>30	>2.4	67
HD403	≤30	≤2.35	75	30	>2.35 ≤2.4	70	30	>2.4	66

成的碳酸盐胶结相基本是沿砂体上、下界面布布,在尖灭线附近基本以碳酸盐胶结相为主,可形成封堵带,溶蚀相展布在 HD402 凹陷部位的以南到 HD401 井处,而原生孔隙相却展布在砂层中部等。在平面上通过各井成岩岩相累计厚度的展布发现,溶蚀相厚度由南部 HD401 井的 1 m 向 HD4 井增厚到 6 m,但所占砂体厚度比最高处是位于构造低部位的 HD402 井处,碳酸盐胶结相向南北两端的比例变高等。

3 各成岩岩相的储层分类

由表 1 还可以看出,各成岩岩相的物性以及毛管压力等参数不仅具有差异性,而且在储层分类方面还有一定的等级差。由此,根据各相物性发育特点,并参照“八五”塔里木盆地碎屑岩储层分类评价标准^①,可

将溶蚀相划分为 I₁ 类特好储集层,原生孔隙相和溶蚀—原生孔隙相为 I₂ 类好储集层,非致密混合型胶结相和碳酸盐胶结相中的非致密型均为 II 类中等储集层,致密混合型胶结相和碳酸盐胶结相中的致密型均为 III 类较差储集层。其评价参数详见表 4。

综上所述,成岩岩相的划分与其储集性能的分析结果,对于储集体的分类评价具有很好的对应性。然而,了解成岩岩相的分布规律和成因特点,不仅能对储集体进行精细的分类评价,预测储集体中优劣储层的分布状况,为合理开发提供依据,而且还可以结合构造从溶蚀相的成因特点上去预测新的含油区块。

4 新含油区预测

从成岩岩相的展布特征上可以推断,卡拉沙依组

表 4 哈得逊地区各成岩岩相与储层分类评价

Table 4 Diagenetic lithofacies and evaluation of reservoirs in Hadexun area

成岩岩相	溶蚀相	非溶蚀相 溶蚀相—非溶蚀相	非致密混合型胶结相	致密混合型胶结相
			碳酸盐胶结相	
			非致密型	致密型
类别	I ₁	I ₂	II	III
孔隙度/%	>20	16~20	11~16	<11
渗透率/10 ⁻³ μm ²	>500	150~500	50~150	<50
评价	特好	好	中	较差

① 陈永武等.塔里木盆地储层与盖层研究,“八五”科研报告,1995

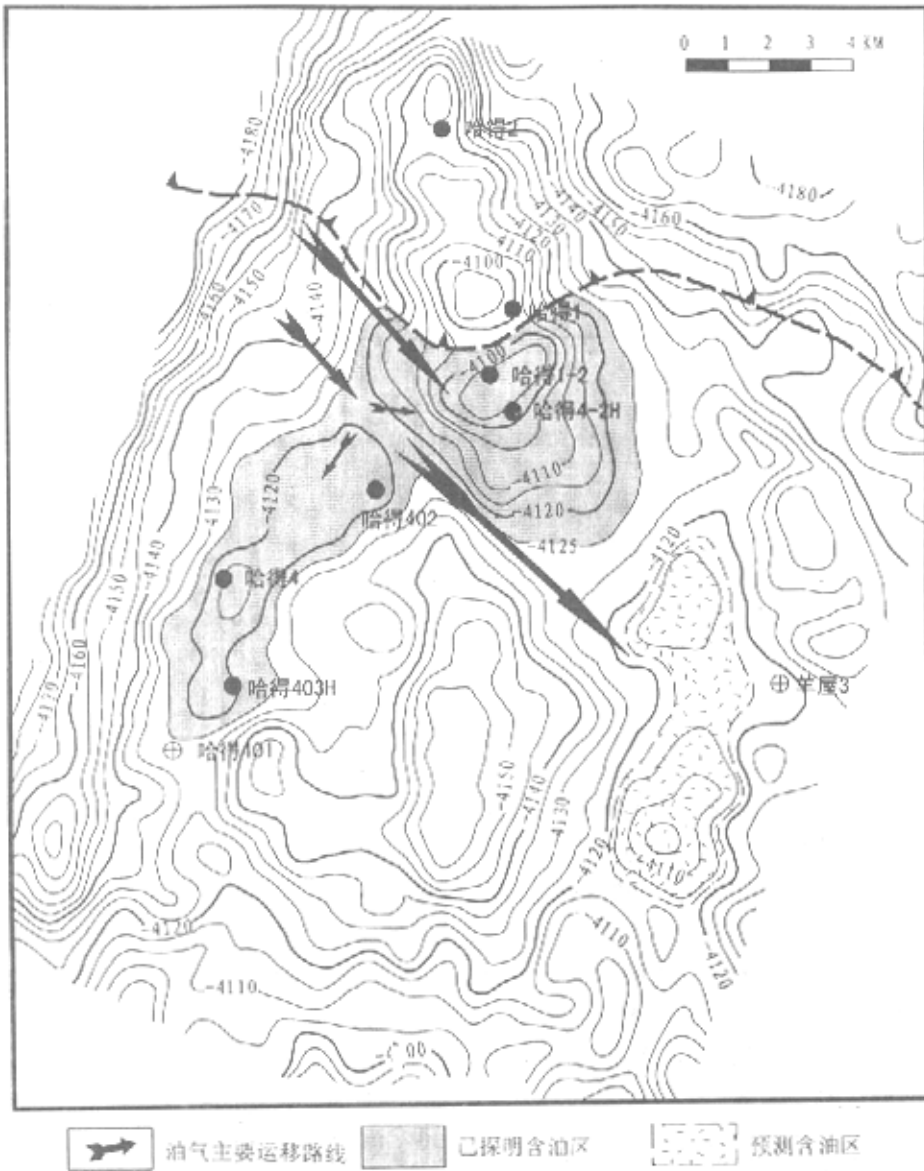


图2 哈得逊地区石炭系东河沙层含油预测图

Fig. 2 The prediction of oil-bearing area of the Carboniferous Donghe sandstone in Hadxun area

薄砂层因溶蚀作用由致密混合型胶结相演化成非致密混合型胶结相的发育特征,在垂向上是由下部向上部演化的。其中,除了第五和第四薄砂层依次发育外,剖面上 HD402 井凹陷及其以南的 HD401 底凹处表现的尤为典型,位于构造低部位的第三薄砂层也受到了下部酸性物质的影响而被溶蚀;巴楚组东河砂岩在剖面亦可以反映为受溶蚀作用强烈的地段也处于在 HD402 井的低凹部位,此处溶蚀相的发育占砂层厚度的比例为 36.52%,向南依次减弱。这种由构造低部位向上溶蚀演化的特征,反映了溶蚀作用的物质显然是来自深部烃源岩成熟时产生的(脱羟基作用)有机酸^[3],在油气运移聚集之前,沿裂隙、不整合面等向上

运移时作用的结果。

(1) 巴楚组东河砂岩新含油区预测分析

巴楚组东河砂岩主要溶蚀发育区位于在 HD402 井和 HD4-2h 两个构造高点的鞍部(见图 2),该鞍部与东南方向的两个构造呈“走廊”式连接,其构造幅度相同和略高于 HD4 井构造高点,由此可以判断油气首先由北部哈拉哈塘凹陷,向南沿东河砂岩底部不整合面的谷底运移,至目前东河砂岩含油区,然后或同时沿其“走廊”向东南即羊屋 3 井以西的两个构造高点(其高点落实的情况下)运移形成含油新区。其储层类型以 I₂ 类好储层为主。

(2) 卡拉沙依薄砂层新含油区预测分析

从薄砂层被溶蚀形成的非致密混合型胶结相的展布特征上可以判断出两点：a. 在东河砂岩新含油区油气亦可以通过垂直裂隙(HD4 井构造垂直裂隙发育) 向上部的第四和第三薄砂层以先溶后注的方式形成含油储集层；b. HD4-2h 井以北的第五、第四含油薄砂层其油气来源是直接通过北部不整合面和裂隙先溶后注的，故油气有可能直接通过第四薄砂层先富集于羊屋 3 西北高点，然后向西南高点运移。但对于形成新含油区，也有可能是两者的共同作用。

5 结论与建议

(1) 成岩岩相的研究是剖析储集体非均质性最为有利的手段之一，尤其对巨厚砂层的研究更有利于决策开方案以及确定提高采收率措施等。

(2) 成岩岩相的研究有机的将最终的成岩特征与储层分类评价结合在一起，对于预测储层的优劣变化趋势与其含油性具有一定的可靠性和实用性。

(3) 经新含油区预测分析结果，首先建议在羊屋 3 井西北近油源方向落实构造实施勘探，有望获得一定的工业油气流。

参 考 文 献

- 1 钟广法, 鄢宁芬. 成岩岩相分析: 一种全新的成岩非均质性研究方法 [J]. 石油勘探与开发, 1997, 5: 62~66
- 2 孙玉善, 扬帆. 再论东河砂岩孔隙成因 [J]. 沉积学报, 1999, 17(增刊): 699~705
- 3 Surdam R C, et al. Organic-Inorganic Interactions and Sandstone Diagenesis [J]. AAPG Bulletin. 1989, 73(1): 1~23

Evaluating and Predicting Heterogeneous Reservoirs and Its Oil-bearing Properties by the Analysis Technique of the Diagenetic Lithofacies

—Taking Hadexun area in Tarim basin as an example

SUN Yu-shan SHEN Yin-min XU Xun YANG Fan

(The EDRI of Tarim Oil-field, Korla, Xinjiang 841000)

Abstract Research for the diagenetic lithofacies is based on sedimentary facies, which stress on the observation of diagenetic characteristics in sedimentary rock. Diagenetic lithofacies are distinguished and defined according to the differences of secondary diagenetic textures (including components of cements, cement types, fabric of contraction and solution, pore types and its distribution, etc.). On the basis of analyzing the micro-diagenetic characteristics, the thin sandstone in the middle-mudstone member and the Carboniferous Donghe sandstone are divided into six diagenetic lithofacies. The thin sandstone is composed of the compaction mixing cement facies and the non-compaction mixing cement face; the Donghe sandstone is composed of the solution facies, the primary pore facies, the solution-primary pore mixing facies and the carbonate cement facies. The quality of reservoirs changes with different diagenetic lithofacies. By analyzing and estimating, we conclude that the solution facies is best reservoir (I₁), the primary pore face and the solution-primary pore mixing facies is good reservoir (I₂), the non-compact cement facies and the non-compact type in the carbonate cement facies are medium reservoir (II), the compact cement facies and the compact type in the carbonate cement facies are bad reservoir (III). On the basis of this study, 8 wells are analyzed in this area by well logs models. As a result, we can see that the distribution of diagenetic lithofacies and different reservoir types distributed vertically and horizontally. Combining distribution characteristics of solution facies and its cause with migration of oil and gas and structure characteristics, we can predict the new oil-bearing area, and propose that the two high points of trap will be favorable for drilling at northwest and southwest from YW3 well, and very likely to gain industrial oil flow.

Key words diagenetic characteristic, types of reservoirs, evaluation of reservoirs, prediction of oil-bearing properties

图版 I 说明 1. 石英颗粒边缘及加大边溶蚀后, 被石膏(G)及方解石(Cc)全充填呈镶嵌式胶结。正交偏光, 250×; 2. 石英、长石加大(Qj)呈镶嵌式胶结。正交偏光, 250×; 3. 粒间硬石膏(A)胶结物部分被溶蚀形成溶蚀孔(Rk)。单偏光(铸体片), 125×; 4. 同上, 正交偏光镜下特征; 5. 粒间原生孔(Lk)粘土膜沿粒缘分布, 片中为金黄色线状包绕颗粒。正交偏光, 125×; 6. 粒间溶蚀扩大。部分颗粒被溶形成超大孔(Rk)铸体薄片, 单偏光, 125×; 7. 粒间被第一世代泥晶方解石和第二世代粒状方解石(Cc)全充填, 呈致密状胶结。正交偏光, 63×; 8. 粒状方解石(Cc)和含铁方解石(CcI)沿粉晶灰岩块依次(晶轴作用)析出(染色)。单偏光, 125×。

