

大牛地气田致密砂岩优质储 分布预测

徐宁宁^{1,2}

¹胜利石油管理局博士后科研工作站, 山东 东营

²中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司勘探开发研究院, 山东 东营

Email: xuningning1988@qq.com

收稿日期: 2020年11月3日; 录用日期: 2020年11月17日; 发布日期: 2020年11月24日

摘 要

综合运用薄片观察、测录井数据以及试油试采数据, 明确了鄂尔多斯盆地北部大牛地气田上古生界石炭系太2段优质储层的控制因素。利用测井数据反演实现不同岩相和成岩相的平面分布的预测, 同时结合产能特征, 明确了相对优质储层的分布规律。研究表明: 大牛地气田上古生界石炭系太2段优质储层整体受控于相对粗粒岩相和优势成岩相的分布, 呈现“岩相控制优质储层分带性”和“成岩相主导区带内优质储层再分布”的特点。粗粒岩相是致密储层中相对高产的标志, 高产气层整体受控于粗粒岩相(厚度>7 m), 而低产气层整体受控于中粒岩相(厚度>12 m)的分布。在中粒岩相控制区, 溶解成岩相进一步控制气层的分布。

关键词

优质储层, 成岩相, 致密砂岩, 太原组, 石炭系, 大牛地气田, 鄂尔多斯盆地

Prediction of High Quality Reservoir's Distribution in Tight Sandstone in Daniudi Gas Field

Ningning Xu^{1,2}

¹Postdoctoral Scientific Research Working Station of Sinopec Shengli Oilfield Company, Dongying Shandong

²Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Sinopec Shengli Oilfield Company, Dongying Shandong

Email: xuningning1988@qq.com

Received: Nov. 3rd, 2020; accepted: Nov. 17th, 2020; published: Nov. 24th, 2020

文章引用: 徐宁宁. 大牛地气田致密砂岩优质储分布预测[J]. 地球科学前沿, 2020, 10(11): 1051-1061.

DOI: 10.12677/ag.2020.1011104

Abstract

Based on the observation of thin sections, logging data and oil test data, the paper reveals the control factors on the high quality reservoir in the Second Member of Carboniferous Taiyuan Formation (C3t2) of the Upper Paleozoic in Daniudi Gas Field, and explicates the prediction of horizontal distribution of reservoir's accumulated thickness of different types of lithofacies and different types of diagenetic facies by the inversion of logging data, and summarizes the distributional principle of high quality reservoirs. The results show that: the high quality reservoirs in the C3t2 in Daniudi Gas Field are mainly controlled by the lithofacies and diagenetic facies and present the patterns of "lithofacies controlling the districts of high quality reservoirs" and "diagenetic facies controlling the redistribution of high quality reservoirs". The remarkable symbols are the centres of accumulative thickness of those two diagenetic facies. The high capacity gas-bearing layers are controlled by the thickness of coarsed lithofacies (>7 m) and the low capacity gas-bearing layers are controlled by the accumulative thickness centres of medium-grained lithofacies (>12 m), among which the dissolution diagenetic facies controls the further distribution of gas-bearing reservoirs.

Keywords

High Quality Reservoir, Diagenetic Facies, Tight Sandstone, Taiyuan Formation, Carboniferous, Daniudi Gas Field, Orods Basin

Copyright © 2020 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

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



Open Access

1. 引言

致密砂岩中优质储层的形成主要受控于沉积作用、成岩作用和构造作用，而这三种作用之间同时又相互影响。所以对致密砂岩而言，其优质储层形成过程的控制因素、控制因素的作用方式和不同因素间的相互作用是需要考虑的方面。沉积作用对优质储层的影响的特征参数有微相和粒度等，如辫状河道等高能复合水道是优质储层形成的主要沉积微相[1]，而在小尺度方面主要表现在粒度(粗粒碎屑含量高)和成分(石英颗粒含量高)[2][3][4]；成岩特征如溶蚀成岩相和高岭石胶结成岩相等是优质储层的重要表现[5]；构造作用如晚期构造抬升产生的裂缝对川西丰谷构造须四段储层物性的显著提升[6]。对致密砂岩优质储层分布规律的预测主要体现在两个方面。首先是定性刻画：对无法定量表征的影响因素，通过明确其发育位置和方向指出优质储层的有利发育区带；如提供溶蚀物质的浊沸石胶结物的范围内靠近酸源凹陷、垂向上有通源断裂的主扇体的水下分流河道[7][8]。其次是定量描述：如利用沉积微相、成岩相[9][10]平面分布图的相叠合，或利用地震属性识别高孔和高含气性储层的分布[11]。

对于大牛地气田，其属于宽缓背斜的构造背景，整体属于弱构造发育区。弱构造发育区发育的致密砂岩储层整体上受断层等构造影响较弱，这是和其他类型如四川盆地上三叠统、松辽盆地侏罗系和淮南侏罗系致密砂岩储层发育区最大的不同。剔除构造作用对储层的影响，沉积和成岩作用对储层的影响方式以及两者间的相互影响是揭示优质储层分布规律的关键。现阶段研究多集中于岩相对优质储层的控制作用[12][13][14][15]，而对成岩相的考虑尚有不足。

成岩相的平面分布是揭示储层宏观发育规律的重要方面。针对测井成岩相的研究多根据薄片刻度测井来实现[16][17][18],但进展缓慢。关于碎屑岩成岩相的研究现状,前人已有较为全面的论述[19]。其中测井曲线因数据密集、跟踪储层变化性能良好而被广泛应用。本文基于这一点,对储层成岩相分类识别的基础上,充分利用测井数据,明确了大牛地气田致密砂岩中优质储层的分布规律。

2. 区域地质概况

大牛地气田位于鄂尔多斯盆地北部伊陕斜坡东段,为一平缓的西倾单斜构造。气源岩主要为石炭系和二叠系厚层泥岩及煤层,储集层段主要为二叠系下石盒子组(P_{1x})、二叠系山西组(P_{1s})和石炭系太原组(C_{3t}),盖层主要为区域性分布的石炭系和二叠系泥岩,在垂向上构成自生自储型及近源型天然气藏[20]。其沉积环境为海相、海陆过渡相到陆相沉积[21];储层岩石类型总体表现为长石含量较低,石英含量较高。其中太原组岩石类型主要为石英砂岩和岩屑石英砂岩,山西组和下石盒子组岩石类型类似以岩屑砂岩和岩屑石英砂岩为主[22]。

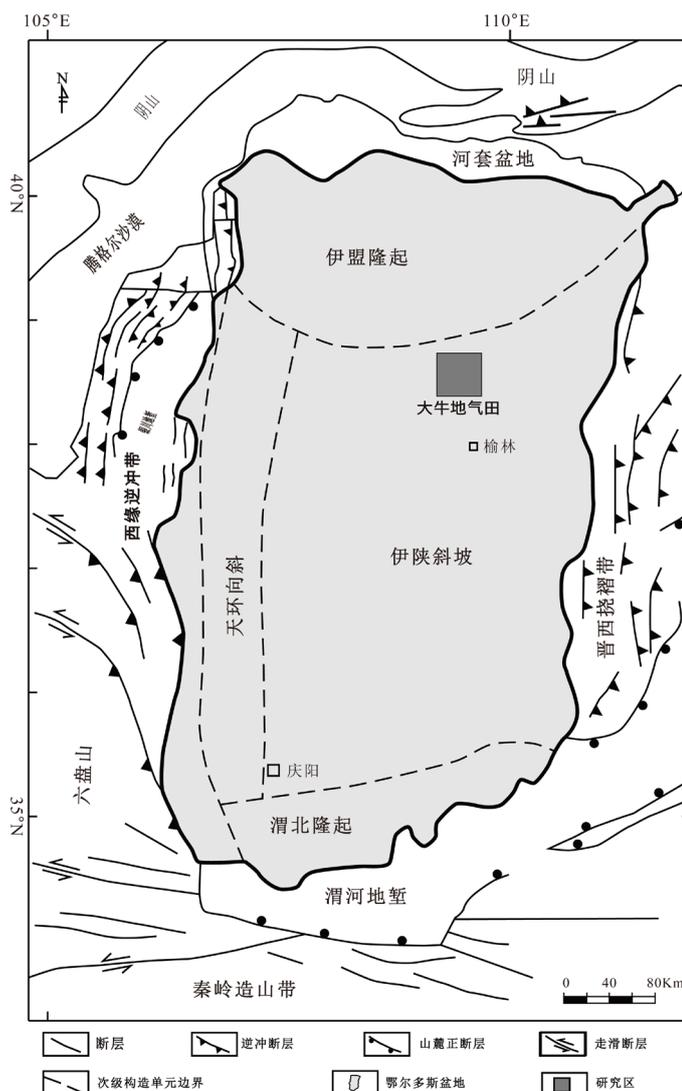


Figure 1. Tectonic position of the Daniudi Gas Field (modified from article [23])

图 1. 大牛地气田构造位置(据文献[23], 有修改)

鄂尔多斯盆地基底为太古界(Ar)及下元古界变质岩。其上发育地层有中元古界长城系(Pt₂ch), 蓟县系(Pt₂jx), 上元古界震旦系(Pt₂z)地层以及古生界、中生界、中生界地层缺失志留系(S)、泥盆系(D)及下石炭统(C₁)。中生界地层缺失上侏罗统(J₃)和上白垩统(K₂)。新生界地层缺失古新统(E₂)、始新统(E₃)和中新统(N₂)。大牛地上石炭统太原组可分为两个段: 太 1 段(C₃t₁)和太 2 段(C₃t₂)。两者厚度为 12~118 m。两者间接触关系被认为是沉积间断, 并被解释为层序界面[24]。上覆含砾砂岩、及粗 - 中粒石英砂岩厚度可达 34 m。其被解释为东北 - 南西方向的线性的、低位体系域中的下切河谷充填沉积[24]。

3. 储层形成的不同控制因素

3.1. 岩石粒度

沉积因素具体表现为多个方面, 如岩石微观结构、成分以及更大尺度的粒度和相序演化特征。其中岩石粒度是最直接且最易量化的指标。岩石粒度对研究区储层特征尤其孔渗影响显著。利用显微观察统计多组岩石薄片的粒度中值和面孔率数据。结果显示两者的拟合关系呈极好的正相关关系(图 2)。由此得到的基本推断是粒度越粗, 储层质量越优。大牛地气田致密砂岩气储层中, 从粉砂岩到细砂岩到粗砂岩及含砾砂岩均有广泛分布, 而其中的粗砂岩和含砾砂岩是优质的储层类型, 只是后期成岩作用对储层的影响也需要考虑。

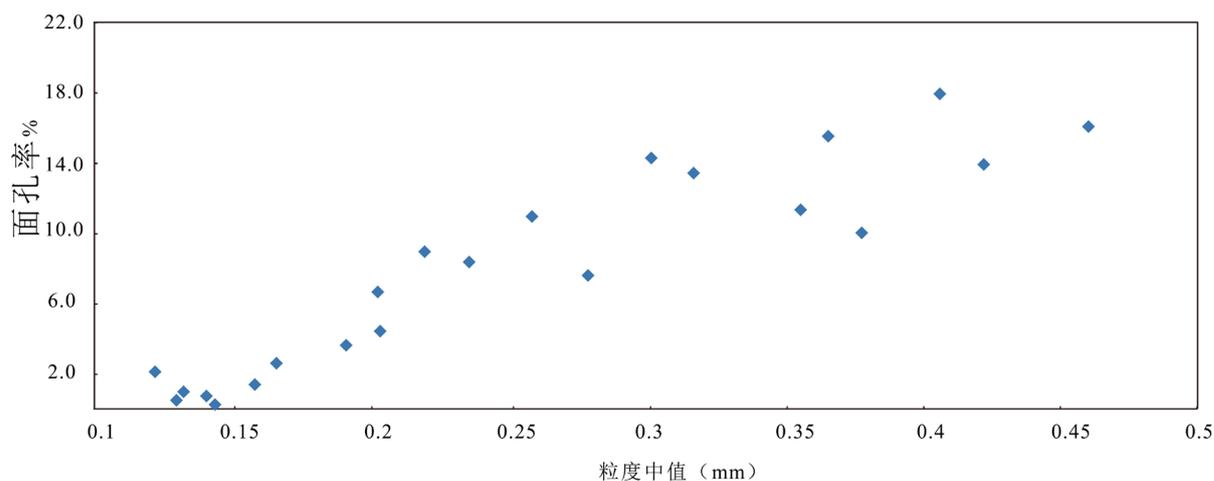


Figure 2. Plot of the rock grain size and the surface porosity of thin section in C₃t₂ in Daniudi Gas Field

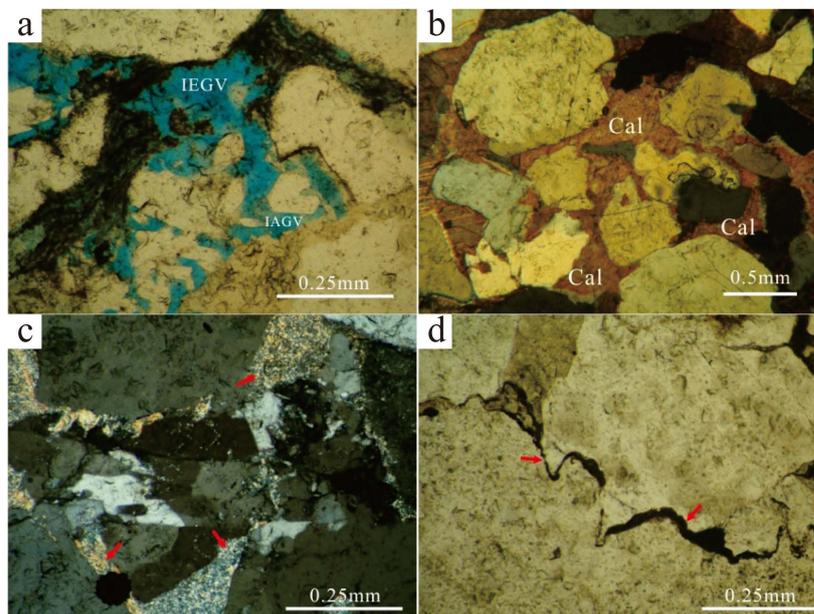
图 2. 大牛地气田太 2 段岩石粒度与薄片面孔率散点图

3.2. 成岩作用

后期储层成岩作用对储层质量的提升作用是个综合性的过程, 地温和压力场控制下的成岩演化的阶段性特征包括机械压实作用导致的粒间孔隙的大规模压缩、原生颗粒包括长石和岩屑等溶蚀消亡、自生矿物如石英及方解石的析出沉淀等方面。

首先是长石等不稳定颗粒的后期溶蚀作用, 可有效增大储层的孔隙度。研究区溶蚀孔隙主要以粒间溶孔和粒内溶孔为主, 前者主要是钙质胶结物及部分杂基的溶蚀, 后者主要长石颗粒的完全溶蚀和岩屑颗粒的不完全溶蚀(图 3(a))。其次是方解石等碳酸盐胶结, 以及硅质胶结等胶结物对孔隙的填充作用。前者在研究区分布广泛, 典型特征显示(图 3(b))其可将全部粒间空隙填充殆尽, 使得石英等骨架颗粒呈悬浮状态, 属于典型的基底式胶结。从同沉积阶段开始, 持续至现今状态, 地层一直存在不同程度的埋藏压实作用。最初主要表现为机械压实作用, 颗粒间空隙被压缩, 之间接触方式由点接触变为线接触和凸凹

接触。储层中分布广泛的浅变质岩屑包括板岩、片岩等类型经压实易发生塑性变形，填充粒间，形成假杂基(图 3(c))。储层继续被压实，会发生化学压实作用即压溶作用。颗粒间受径向应力而形成压实缝合线(图 3(d))。



(a) D47 井, 2422.4 m, 10 \times (-); (b) D9 井, 2671.4 m, 4 \times (-); (c) D47 井, 2422.4 m, 10 \times (-); (d) D47 井, 2430.3 m, 10 \times (-). IEGV-粒间溶蚀孔隙, IAGV-粒内溶蚀孔隙, Cal-方解石胶结

Figure 3. Diagenetic features of the C₃t₂ in Daniudi Gas Field

图 3. 大牛地气田太 2 段储层成岩作用特征

4. 储层控制因素间的相互影响

成岩相是构造、流体、温压等条件对沉积物综合作用的结果，其核心内容是现今的矿物成分和组构面貌[25]。大牛地气田上古生界致密储层发育多种成岩相类型，其中有钙质胶结、不稳定矿物溶蚀、强压实、高岭石胶结等。为实现后续研究中横向上预测的可操作性，对一些整体分布较少并不占主要地位的成岩相类型如绿泥石胶结成岩相、高岭石胶结成岩相等不做重点研究。遴选之后典型的三种成岩相分别为溶解成岩相、钙质胶结成岩相和压实压溶硅质胶结成岩相。溶解成岩相(图 3(a))以溶蚀孔隙发育为主要特征，常伴有高岭石矿物产出。钙质胶结成岩相(图 3(b))以典型的粒间方解石充填为主。压实压溶硅质胶结成岩相(图 3(c), 图 3(d))整体上以塑性岩屑强充填为主，硅质胶结是主要的成岩胶结。

5. 优质储层的定量预测

5.1. 岩相展布特征

岩相粒度对成岩相有明显的控制作用。因此对优质储层的预测需要同时考虑岩相的分布特征。本次研究认为储层粒度及厚度特征很大程度上反映了原始沉积因素。结合平面测井成岩相的分布可以从沉积和成岩的综合角度探讨储层形成过程和分布模式。

前人对鄂尔多斯盆地上古生界致密砂岩储层的研究成果显示岩石粒度对储层物性以及含气性有较大的影响[10] [26] [27] [28]。资料表明，岩石粒度概率曲线基本服从正态分布。粒度均值与 GR 之间会有较好的相关关系[29] [30]。研究中针对大牛地上古生界的太原组，用拟线形回归分析方法，得到太原组粒度

中值 M_z 与 ΔGR 的二元线性回归方程: $M_z = A\Delta GR + B$ 。式中 M_z 为岩石的粒度均值, A 、 B 均为方程系数, ΔGR 为自然伽马相对值。 ΔGR 的计算公式为: $\Delta GR = (GR - GR_{\min}) / (GR_{\max} - GR)$ 。式中 GR 为解释层的自然伽马值, GR_{\min} 为厚层纯砂岩自然伽马值; GR_{\max} 为厚层纯泥岩自然伽马值。经过计算明确方程系数: $A = 6.1573$, $B = 0.2566$ 。也因此粒度中值和 ΔGR 之间方程为: $M_z = 6.1573\Delta GR + 0.2566$ 。

利用粒度中值和 GR 之间的关系可实现不同粒度储层的平面厚度分布图。太 2 段细粒砂岩、中粒砂岩和粗粒砂岩岩相厚度图(图 4)显示砂体沿南北向展布, 整体具有三个厚度中心。由北向南分别标定为 A、B 和 C 区带。粗粒岩相厚度图显示累积厚度 >7 m 的砂体沿河流走向依次分布, A 区带主要以三个小面积的砂体中心为主, 而 B 和 C 区带则分别以 DK22 井和 D51 井为中心砂体展布面积较大。相应地, 中粒岩相的厚度中心(>12 m)的分布与粗粒岩相保持相对一致。其整体展布范围更大, 沿主河道方向延伸距离更远。而细粒岩相的分布则不尽然。其厚度中心(>7 m)整体分布于前述中砂体间过渡的位置, 但延伸距离和展布范围要比中粒岩相更段更小, 而比粗粒岩相要大。

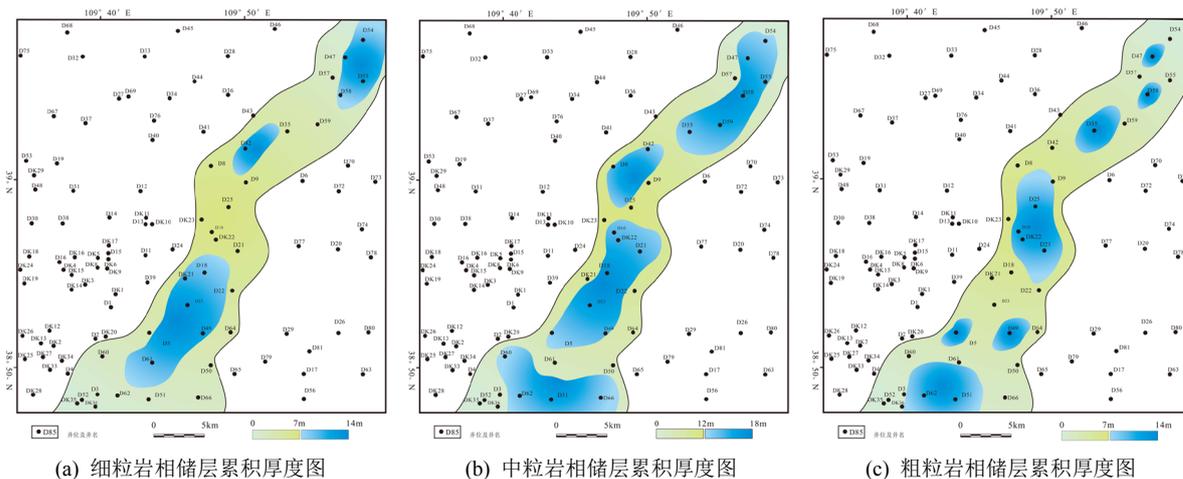


Figure 4. Isopach map of sandstone in different granularities of the C_{3t_2} in Daniudi Gas Field
图 4. 大牛地气田太 2 段不同粒度岩相厚度图

5.2. 成岩相测井响应

结合前人研究方法, 本文通过“薄片鉴定识别成岩相类型—优选典型成岩相—厘定测井数据—建立多曲线成岩相判别函数—软件实现平面批量判别”的研究步骤和方法实现对大牛地气田石炭系太 2 段进行成岩相的识别。通过对全区铸体薄片的观察以及对系列相关参数如颗粒接触方式、溶蚀孔隙、硅质胶结、钙质胶结、高岭石胶结和泥质杂基含量等的统计, 按照所划分的三种成岩相类型筛选出代表性薄片和对应的测井响应数值。

5.2.1. 测井曲线优选

在上述基础上对比不同成岩相类型的测井响应, 优选出敏感性较强的测井曲线类型。根据测井响应值的特定分布范围以及不同测井曲线的拟合关系发现: 密度曲线(DEN)、中子测井曲线(CNL)和自然伽马曲线(GR)对所划分的三种成岩相类型有较明显差异的响应效果。大牛地气田储层成岩相共划分为溶解成岩相、钙质胶结成岩相和压实压溶硅质胶结成岩相。

如前所述, 溶解成岩相一般发育于粒度相对较粗的岩相中, 因后期遭受深度溶蚀而造成岩石密度降低, 这一特征会在密度测井曲线中体现。同时其相对低的岩屑颗粒含量使得其自然伽马值较低, 这一特征可以

在自然伽马曲线中被识别。而钙质胶结成岩相和压实压溶硅质胶结成岩相则具有更多的相似性。两者现今微观特征均表现为致密压实、孔隙不发育的特征两者密度上的微弱差异，在密度测井曲线上有显著区别。

基于上述讨论可知，溶解成岩相储层密度较低、泥质含量较低而储层孔隙度较高；钙质胶结成岩相储层密度较高、泥质含量中而储层孔隙度较低；压实压溶硅质胶结成岩相储层则密度较高、泥质含量较高但储层孔隙度较低。三者的测井响应特征详见表 1。由此，可通过反映三个特征参数的密度测井响应值、自然伽马响应值和中子测井响应值来完成三种成岩相储层的识别。不同成岩相的测井响应特征值有不同的分布范围。不同测井曲线交汇图中显示分别为图 5。

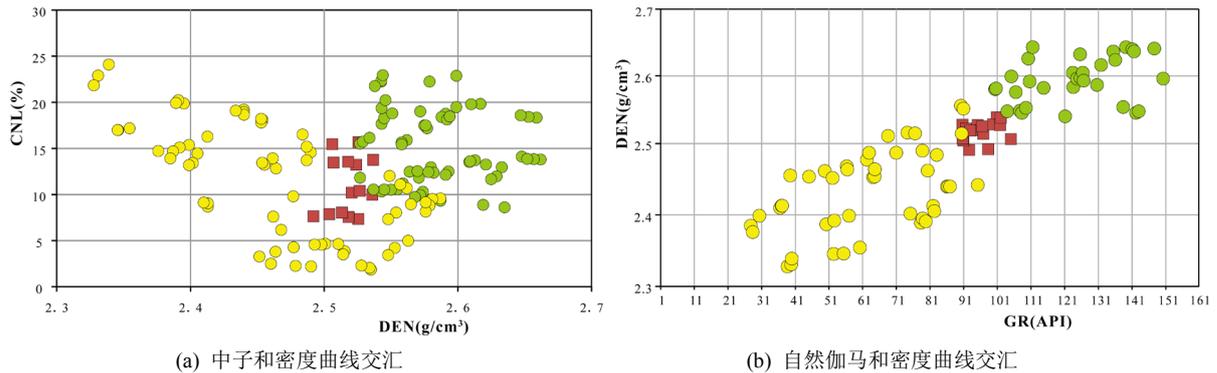


Figure 5. Crossplot of logging response of different types of diagenetic facies in C_3t_2 in Daniudi Gas Field
图 5. 大牛地气田太 2 段不同成岩相储层的测井曲线交汇图

5.2.2. 判别方法选取

为实现对三个数据群体的识别，利用 SPSS 软件中的 Fisher 线性判别函数对其进行公式拟合，从而建立基于 GR 、 DEN 和 CNL 三个变量的成岩相判别函数。将变量数据载入软件中的线性判别模板自动运行便可根据数据平面分布的相关性获得三者的相关系数，如表 1 所示。其中 Fisher 的线性判别式函数 = $a * GR + b * DEN + c * CNL + \text{常量}$ 。

Table 1. Linear discrimination functions of Fisher for the diagenetic facies in C_3t_2 in Daniudi Gas Field
表 1. 大牛地气田太 2 段储层成岩相的 Fisher 线性判别函数

参数曲线类型	钙质胶结成岩相	溶解成岩相	压实压溶硅质胶结成岩相
VAR-GR	-3.106	-3.172	-3.095
VAR-DEN	2550.202	2482.341	2573.598
VAR-CNL	13.75	13.501	14.007

根据上述陈述，便可获得三种成岩相对应的线性判别函数。

其中“钙质胶结成岩相” = $-3.106 * GR + 2550.202 * DEN + 13.75 * CNL - 3193.642$;

“溶解成岩相” = $-3.172 * GR + 2482.341 * DEN + 13.501 * CNL - 3014.857$;

“压实压溶硅质胶结成岩相” = $-3.095 * GR + 2573.598 * DEN + 14.007 * CNL - 3259.06$ 。在此基础上，利用所建立的三个判别函数对已有数据进行自检，自检正确率为 85.4%。

5.2.3. 成岩相展布规律

利用软件实现测井解释成岩相的批量识别和预测。在溶解成岩相和钙质胶结成岩相均没有分布的区域，主要是发育压实压溶硅质胶结成岩相。太 2 段溶解成岩相和钙质胶结成岩相累积厚度图(图 6)显示前

者分布范围同中粒岩相分布(图 6(B))吻合度较高。而后者的分布相对集中,同细粒岩相的分布(图 5(A))吻合度较高,尤其是位于 B 区带的钙质胶结成岩相。可以看出,岩相对储层成岩相的控制作用较强。沿由北向南的主河道方向的 A—B—C 区带,主控岩相变化为中粒+粗粒—中粒+细粒—中粒+粗粒组合。主控成岩相组合变化规律为溶解成岩相—溶解成岩相+钙质胶结成岩相—溶解成岩相。

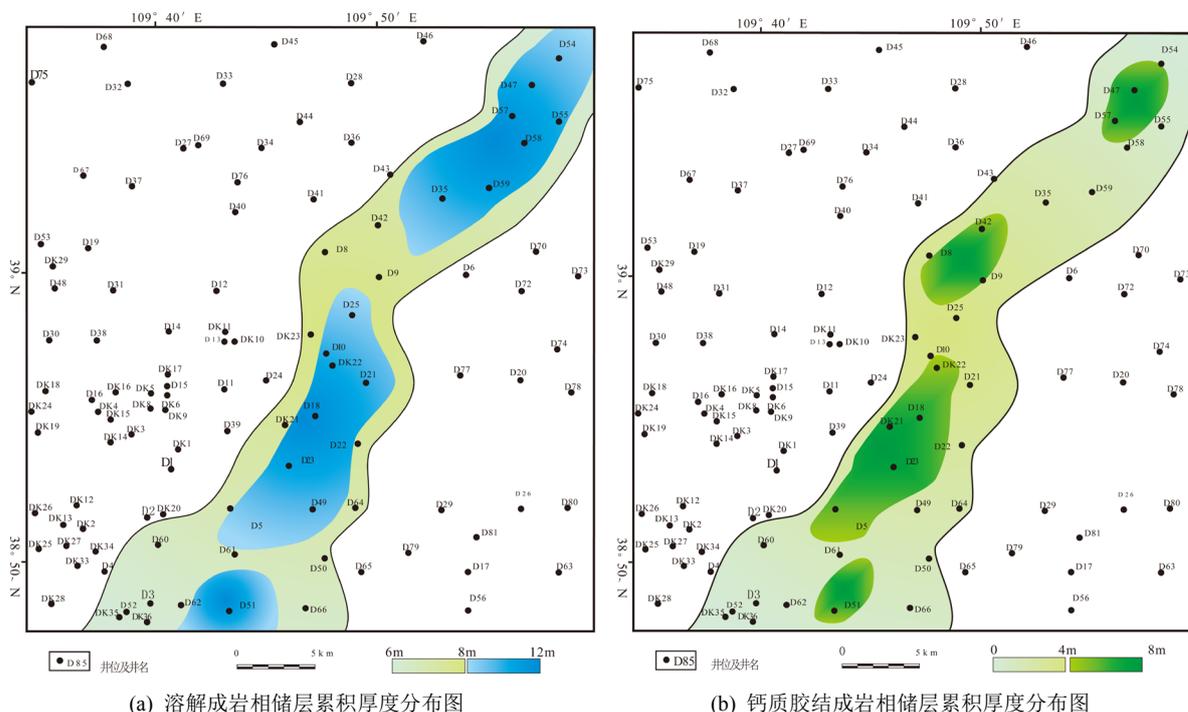


Figure 6. Isopach map of accumulated sandstone thickness in different diagenetic facies of the C_3t_2 in Daniudi Gas Field
图 6. 大牛地气田不同成岩相储层累积厚度分布图

6. 优质储层分布规律

大牛地气田太 2 段优质储层主要为溶解成岩相储层。岩相对成岩相以及储层质量亦有较强的控制作用。对优质储层的平面分布预测需要同时结合岩相和成岩相的展布。同时,致密储层的含气性数据一方面可说明储层质量的优劣,一方面亦可指示储层的有效性。本文拟进行三者平面分布的叠合,综合分析并总结出优质储层的分布规律。

太 2 段储层岩相、成岩相和含气性的平面分布叠合图显示太 2 段储层整体含气性较好,录井显示以气层和含气层为主。气层主要分布于粗粒和中粒岩相主控的范围(图 7)。而显示为含气层的井则主要分布于主砂体间过渡区域和横向边部位置。气层显示井整体受控于粗粒岩相(厚度>7 m),而含气层及差气层显示井整体受控于中粒岩相(厚度>12 m)的分布。在厚层中粒岩相控制区域内,溶解成岩相进一步控制气层的分布。而钙质胶结成岩相的分布则可以出现在中粒岩相和粗粒岩相分别控制的区域内,而与中粒岩相之间具有更好的对应关系。

所划分出的 A、B 和 C 区带内岩相控制储层成岩相和含气性能的现象具有一定差别。在 A 区,中粒岩相和粗粒岩相共同控制储层成岩相和含气性,在细粒岩相分布区域有钙质胶结成岩相的发育;在 B 区,中粒岩相是主要的控制力量,同时粗粒岩相是储层相对高产的标志。溶解成岩相主要分布于相对中部位置,而钙质胶结成岩相则主要分布于砂体的端部。在与 A 区相接的端部,钙质胶结成岩相主控,同

时岩相主要以中细粒为主。其整体相对较差的含气性说明其可能发育于细粒岩相的储集性能较差的钙质胶结成岩相。而在和 C 区相接的端部,亦发育有较大面积的钙质胶结成岩相但其主要由中粗粒岩相控制,相应地其含气性也相对较好。

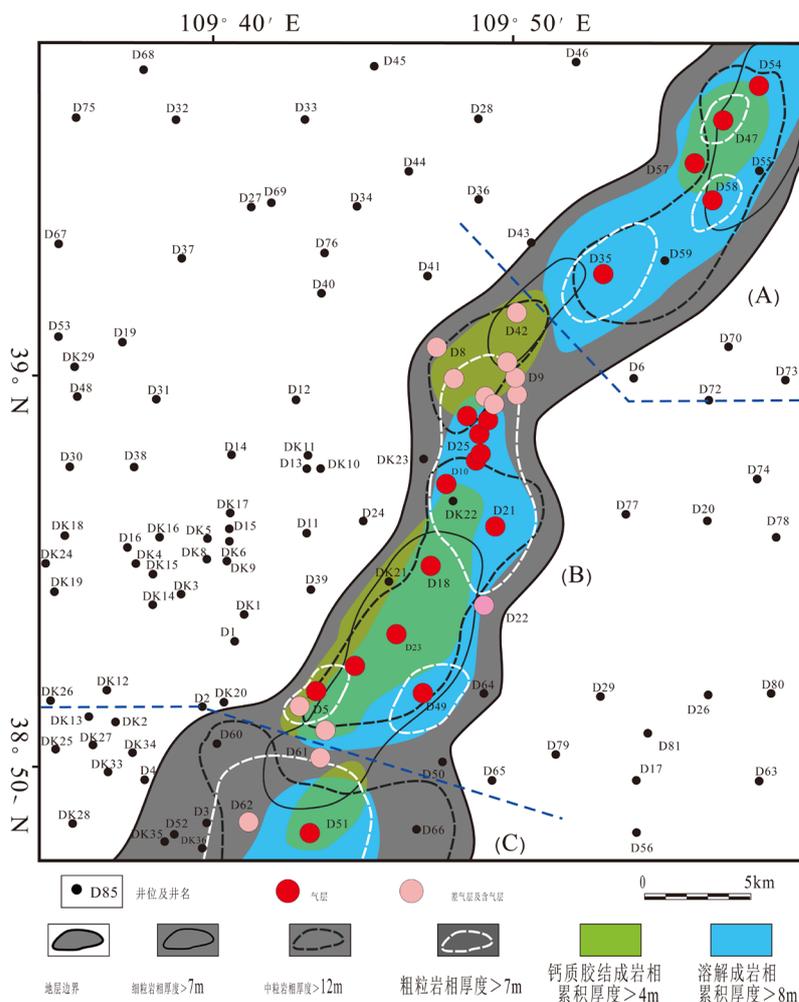


Figure 7. Distribution of high quality reservoir of the C_3t_2 in Daniudi Gas Field
图 7. 大牛地气田太 2 段优质储层分布图

7. 结论

1) 大牛地气田上古生界太 2 段储层整体沿河道方向分为三个以中粗粒砂岩为主的主砂体,中间过渡部分以中细粒岩性为主。岩相对储层成岩相的控制作用较强。溶解成岩相分布范围同中粒岩相分布吻合度较高。钙质胶结成岩相累积厚度分布相对集中,同细粒岩相的分布吻合度较高。沿由北向南的主河道方向的主控岩相变化为中粒+粗粒—中粒+细粒—中粒+粗粒组合。主控成岩相组合变化规律为溶解成岩相—溶解成岩相+钙质胶结成岩—溶解成岩相。

2) 大牛地气田上古生界太 2 段优质储层整体受控于相对粗粒岩相和优势成岩相的分布。两者均呈现“岩相控制优质储层分带性”和“成岩相主导区带内优质储层再分布”的特点。粗粒岩相是致密储层相对高产标志,高产气层整体受控于粗粒岩相(厚度>7 m),而含气层及差气层井整体受控于中粒岩相(厚度>12 m)的分布。在中粒岩相控制区,溶解成岩相进一步控制气层的分布。

基金项目

感谢国家科技重大科技攻关项目(编号 2017ZX05049-004)和中国博士后面基金(编号 2019M662438)联合资助。

参考文献

- [1] 李易隆, 贾爱林, 何东博. 致密砂岩有效储层形成的控制因素[J]. 石油学报, 2013, 34(1): 71-82.
- [2] 罗静兰, 魏新善, 姚泾利, 等. 物源与沉积相对鄂尔多斯盆地北部上古生界天然气优质储层的控制[J]. 地质通报, 2010, 29(6): 811-820.
- [3] 李会军, 吴泰然, 马宗晋, 等. 苏里格气田优质储层的控制因素[J]. 天然气工业, 2004, 24(8): 12-13.
- [4] 李会军, 张文才, 朱雷, 等. 苏里格气田优质储层控制因素[J]. 天然气工业, 2007, 27(12): 16-18.
- [5] 刘小洪, 罗静兰, 郭彦如, 等. 鄂尔多斯盆地陕北地区上三叠统延长组长 6 油层组的成岩相与储层分布[J]. 地质通报, 2008, 27(5): 626-632.
- [6] 林煜, 吴胜和, 徐樟有, 等. 川西丰谷构造须家河组四段钙屑砂岩优质储层控制因素[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(4): 691-699.
- [7] 孟祥超, 徐洋, 韩守华, 等. 中拐地区上乌尔禾组浊沸石展布规律及优质储层预测[J]. 东北石油大学学报, 2013, 37(1): 16-23.
- [8] 朱筱敏, 钟大康, 赵澄林, 等. 塔里木盆地台盆区古生界优质碎屑岩储层形成机理及预测[J]. 科学通报, 2002, 47(z1): 30-35.
- [9] 肖丽华, 张磊, 田伟志, 等. 徐家围子断陷深层致密砂岩优质储层预测[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2014, 45(4): 1174-1182.
- [10] 杨斌虎, 刘小洪, 罗静兰, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田东部优质储层分布规律[J]. 石油实验地质, 2008, 30(4): 333-339.
- [11] 王长城, 田蒙, 冉祝荣, 等. 通南巴构造须四段致密砂岩优质储层预测[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2012, 34(3): 65-70.
- [12] 尹昕, 应文敏. 鄂尔多斯盆地大牛地气田上古生界低孔渗砂岩储层评价[J]. 矿物岩石, 2005, 25(2): 104-109.
- [13] 常兴浩, 田景春, 李良, 等. 大牛地气田下石盒子组岩相-测井相与砂体储集关系及其平面分布的油气意义[J]. 成都理工大学学报(自科版), 2013, 40(4): 417-423.
- [14] 王永建, 王延斌, 刘咸卫. 沉积相对大牛地气田上古生界储层物性的控制作用[J]. 辽宁工程技术大学学报(自然科学版), 2013, 32(4): 475-479.
- [15] 王永建, 王延斌, 李霞, 等. 大牛地气田上古生界储层物性差异影响因素[J]. 石油实验地质, 2011, 33(5): 513-516.
- [16] 赖锦, 陈阳阳, 黄龙兴, 等. 川中蓬莱地区须家河组须二段储层成岩相与优质储集层预测[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2014, 44(2): 432-445.
- [17] 赖锦, 王贵文, 信毅, 等. 库车坳陷巴什基奇克组致密砂岩气储层成岩相分析[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(7): 1019-1032.
- [18] 付晶, 吴胜和, 付金华, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组储层定量成岩相研究[J]. 地学前缘, 2013, 20(2): 86-97.
- [19] 赖锦, 王贵文, 王书南, 等. 碎屑岩储层成岩相测井识别方法综述及研究进展[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2013, 44(12): 4942-4953.
- [20] 郑和荣, 胡全. 渤海湾盆地及鄂尔多斯盆地上古生界天然气成藏条件分析[J]. 石油学报, 2006, 27(3): 1-5.
- [21] 郭书元, 张广权, 陈舒薇. 陆表海碎屑岩-碳酸盐岩混积层系沉积相研究——以鄂尔多斯东北部大牛地气田为例[J]. 古地理学报, 2009, 11(6): 611-627.
- [22] 王光强. 大牛地气田致密砂岩储层成因及评价研究[D]. [硕士学位论文]. 东营: 中国石油大学(华东), 2010.
- [23] Wang, Q., Deng, J., Huang, D., et al. (2006) Tectonic Constraints on the Transformation of Paleozoic Framework of Uplift and Depression in the Ordos Area. *Acta Geologica Sinica—English Edition*, 80, 944-953. <https://doi.org/10.1111/j.1755-6724.2006.tb00315.x>

-
- [24] Jiang, Z., Xu, J. and Wang, G. (2012) The Discovery and Significance of a Sedimentary Hiatus within the Carboniferous Taiyuan Formation, Northeastern Ordos Basin, China. *AAPG Bulletin*, **96**, 1173-1195.
<https://doi.org/10.1306/11021111073>
- [25] 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.
- [26] 赵艳, 吴胜和, 徐樟有, 等. 川西新场气田上三叠统须家河组二段致密砂岩优质储层控制因素[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2010, 34(4): 1-6.
- [27] 万友利, 张哨楠, 丁晓琪, 等. 鄂尔多斯盆地富县地区延长组成岩作用与优质储层关系研究[J]. 新疆地质, 2013, 31(2): 207-212.
- [28] 刘锐娥, 龙利平, 肖红平, 等. 鄂尔多斯盆地中东部下二叠统山西组 2 段优质储层主控因素探讨[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2010, 25(2): 26-29.
- [29] 魏魁生, 谈德辉. 自然伽玛测井相研究[J]. 测井技术, 1988, 12(5): 13-19.
- [30] 谭增驹, 张超谟. 利用粒度中值平均粒径研究陆源碎屑岩岩性与结构[J]. 测井技术, 1995, 19(2): 130-134.