

# 甘谷驿油田L2区特低渗储层非均质性 及其对油层分布的影响

李明<sup>1</sup>, 戚楠<sup>2</sup>, 陈朝兵<sup>3</sup>, 朱玉双<sup>1</sup>, 张全培<sup>1</sup>

(1. 西北大学大陆动力学国家重点实验室/地质学系, 陕西 西安 710069; 2. 中国石油集团测井有限公司华北分公司, 河北 任丘 062550; 3. 西安石油大学地球科学与工程学院, 陕西 西安 710065)

**摘要:**鄂尔多斯盆地甘谷驿油田长6<sub>1</sub>油层亚组作为研究区主力含油层系, 勘探开发实践表明, 储集层特征在三维空间表现出强烈的非均质性, 油层在垂向和平面上分布规律复杂, 制约了后续的滚动勘探开发工作。本次研究以岩心观察和测井资料为出发点, 结合分析测试资料, 从层内、层间、平面展开, 系统全面分析储层宏观非均质性对油层分布的控制作用。研究区长6<sub>1</sub>油层分布的复杂性由多种因素综合导致而成, 其中, 沉积微相和成岩相对优质储集层的分布起主要控制作用, 层间非均质性, 尤其是层间渗透率的非均质性易造成原油选择性充注, 而层内非均质性直接导致复合砂体内部原油不均一分布。通过本次研究, 能够更好理解鄂尔多斯盆地特低、超低渗油层的分布规律, 为后期寻找有利区带提供指导意见。

**关键词:**特低渗储层; 储层非均质性; 油层分布; 甘谷驿油田

中图分类号: TE122

文献标识码: A

## Extra-low permeability reservoir heterogeneity and its effect on the distribution of reservoirs in L2 area of Ganguyi Oilfield

Li Ming<sup>1</sup>, Qi Nan<sup>2</sup>, Chen Chaobing<sup>3</sup>, Zhu Yushuang<sup>1</sup> and Zhang Quanpei<sup>1</sup>

(1. State Key Laboratory of Continental Dynamics/Department of Geology, Northwest University, Xi'an, Shaanxi 710069, China; 2. Huabei Branch, China Petroleum Logging CO., LTD., Renqiu, Hebei 062550, China; 3. School of Earth Sciences and Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, China)

**Abstract:** The Chang 6<sub>1</sub> reservoir was the main oil-bearing beds in the study area of Ganguyi Oilfield in Ordos Basin. The exploration and development practice showed that the reservoir characteristics had strong heterogeneity in three-dimensional space, and the vertical and horizontal distribution of the reservoirs were complex, which directly restricted the subsequent rolling exploration and development. In the study, based on the core observations and logging data, and combined with analytical testing, the controlling effect of the reservoir macroscopic heterogeneity on the oil layer distribution was systematically and visually analyzed. The complexity of the Chang 6<sub>1</sub> reservoir in the study area was caused by a variety of factors. Among them, the distribution of the sedimentary microfacies and diagenetic facies directly controlled that of the high quality reservoirs. And the interlayer heterogeneity, especially the interlayer permeability, was easy to cause the selective filling of oil, while the interlayer heterogeneity directly caused the heterogeneous distribution of oil in composite sand body. Through this study, the distribution law of ultra-low permeability and ultra-low permeability reservoirs in Ordos Basin could be better understood intuitively, which provides guidance for finding favorable zones in the future.

**Key words:** extra-low permeability reservoir, reservoir heterogeneity, distribution of oil layer, Ganguyi Oilfield

储层非均质性的研究起始于上世纪70年代, 在经历长达40多年的发展后, 其研究内容、研究领域和研究方法等都取得了一定的突破<sup>[1]</sup>。陆相沉积盆地

作为我国重要的油气资源富集区, 由于具有特殊的古地理面貌和沉积环境, 导致沉积的碎屑岩储层相比海相同类储层非均质性要严重得多。加之沉积物

收稿日期: 2018-11-27。

第一作者简介: 李明(1994—), 男, 在读硕士研究生, 油气田开发地质。

基金项目: 国家自然科学基金“深水相高杂基对致密砂岩微孔喉结构及渗流能力影响评价”(41802140)。

沉积后经历漫长的成岩和构造等改造作用,储层非均质特征表现得更为明显<sup>[1-3]</sup>。现今的储层非均质性研究多以开发阶段挖潜剩余油、提高油气采收率为目的,很少涉及到与油气成藏、油层分布规律有关的研究<sup>[4-6]</sup>。近年来,伴随着我国对特低—超低渗油气尤其是非常规油气勘探工作的进行,越来越多的实践和研究表明,储层非均质性对油气的富集特征及分布有着重要的控制作用。

以鄂尔多斯盆地甘谷驿油田L2区三叠系延长组长6<sub>1</sub>油层亚组为例,在对研究区目的层宏观非均质性研究的基础上,采用点(单井)—线(剖面)—面(平面)的分析思路,建立低渗透储层宏观非均质性与油层分布两者之间的关系,为同类油藏开展储层评价及有利区预测奠定基础。

## 1 区域地质概况

鄂尔多斯盆地甘谷驿油田L2区隶属陕西省延安市宝塔区管辖范围,构造位置处于鄂尔多斯盆地二级构造单元伊陕斜坡东部,该斜坡为一向西倾斜的平缓大单斜,延长组地层倾角小于1°,全区构造简单。研究区在大区构造背景的控制下,局部发育由差异压实作用形成的鼻状隆起,隆起幅度一般在10~15 m。研究区三叠系延长组长6<sub>1</sub>油层组自下而上按旋回特征依次划分为长6<sub>1</sub>、长6<sub>2</sub>、长6<sub>3</sub>和长6<sub>4</sub>油层亚组。其中,长6<sub>1</sub>油层亚组为主力含油层段,自下而上包括长6<sub>1</sub><sup>3</sup>、长6<sub>1</sub><sup>2</sup>和长6<sub>1</sub><sup>1</sup>三个小层,属曲流河三角洲平原亚相沉积,物源来自北东方向。研究区长6<sub>1</sub>储层岩石类型以细粒长石砂岩为主,储层孔隙度主体分布在8%~11%,渗透率主体分布在 $(0.5\sim 1.8)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,属低孔—特低孔、特低—超低渗储层。其中,三角洲平原分流河道微相和天然堤微相沉积的砂体是油气聚集的重要场所,油藏类型属于典型的低渗透岩性油藏。

研究区长6<sub>1</sub>储层特征空间上变化快,表现出强烈的非均质性,油层在垂向和平面上的分布规律复杂。在实际滚动勘探开发过程中,相邻井位钻遇的同一沉积砂体含油性差异明显,加之前期缺乏针对长6<sub>1</sub>储层的系统研究,导致有利区优选和井位部署工作面临困难,直接制约了后期长6<sub>1</sub>油层的规模建产。针对存在的勘探开发问题,有必要对长6<sub>1</sub>油层分布特征及主控因素开展分析。以岩心观察与测井

资料为出发点,结合真实砂岩微观成藏模拟实验,重点从层内、层间及平面非均质性展开,系统阐述长6<sub>1</sub>储层宏观非均质性对油层分布的控制作用,为后期精细勘探开发提供指导性意见。

## 2 层内非均质性

层内非均质性是指一个单砂层(单砂体)规模内垂向上的储层特征变化。甘谷驿油田L2区储层层内非均质性对油层分布有着重要的影响,此处重点从砂体的沉积韵律、沉积构造及层内夹层来阐述其与油层分布之间的关系。

### 2.1 沉积韵律

研究区长6<sub>1</sub>砂体主要形成于三角洲平原分流河道和天然堤微相环境,结合岩心观察和测井曲线资料,确定长6<sub>1</sub>储层的粒度韵律和渗透率韵律均以正韵律和复合正韵律为主,另外均质韵律少量发育。对于正韵律砂体而言,颗粒粒度自下而上由粗变细,导致物性自下而上逐渐变差。油气在充注过程中,首先充注砂体底部半径大、连通性好的孔喉中,含油饱和度向上逐渐减小<sup>[7,8]</sup>。通过对岩心进行观察也易看出,长6<sub>1</sub>砂体底部粒度粗的部位含油饱和度高,而顶部粒度细的部位含油饱和度整体偏低(图1b)。此外,该区局部层段发育均质韵律,均质韵律砂体内部颗粒粒度在垂向上变化小或无规律,油气在砂体内部进行垂向、侧向渗流时阻力相对较小,往往形成均

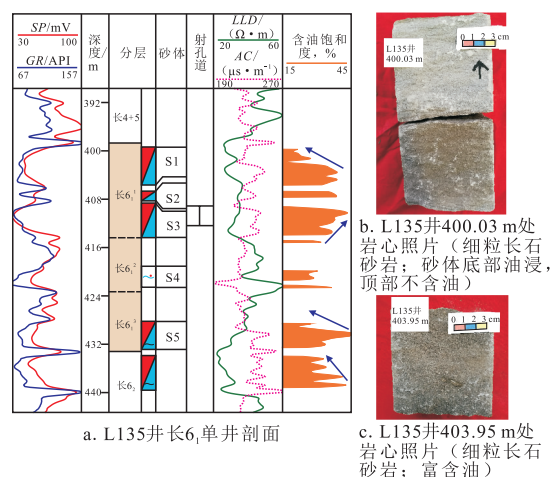


图1 L135井长6<sub>1</sub>单井柱状图及岩心

Fig. 1 Single well column and core of Chang 6<sub>1</sub> formation of well-L135

质的含油饱和度或顶部含油饱和度略高的油气空间分布格局。

以研究区L135井为例,长6<sub>1</sub>油层亚组砂体主要分布在长6<sub>1</sub><sup>1</sup>小层,长6<sub>1</sub><sup>1</sup>小层中的S1砂体属于正韵律砂体,砂体顶部以细砂—粉砂岩为主,水平层理发育,泥质及钙质胶结严重,含油性差,滴水缓渗—渗,油味淡;砂体底部以中砂—细砂岩为主,块状层理和交错层理发育,含油性好,岩心上滴水呈珠状或半珠状,基本不渗,油质感较强,油味浓。S3砂体属均质韵律砂体,整个砂体均匀含油,在油水重力分异下,砂体顶部含油性略好(图1)。

## 2.2 沉积构造

受沉积环境和水动力条件影响,碎屑岩储层往往具有不同类型的原生沉积构造。研究区长6<sub>1</sub>储层沉积构造主要包括平行层理、板状交错层理、楔状交错层理、槽状交错层理和块状层理。不同的层理类型,其颗粒排列方式、纹层产状和组合关系不同,引起渗透率具有一定的方向性。

在一定的水动力条件下,层理构造对油水在侧向和垂向上运动的影响具有一定的规律。平行层理常出现在急流等水动力较强的环境中,发育剥离线理构造,其内部纵向与横向渗透率比值在层理面出现突变,纹层间的空隙受力后易开启,使得水平渗透

率变大,垂向渗透率与水平渗透率比值极小,层理面充当着油气运移的“优势通道”,油气进入砂体后往往优先沿着层理面进行侧向运移。板状交错层理和楔状交错层理顺层理倾向的方向渗透率大于平行层理走向的方向,逆层理方向渗透率最小,常见条带状含油。而槽状交错层理由于纹层组合复杂,导致渗透率各向异性强,往往造成砂体含油饱和度偏低,甚至不含油(图2)<sup>[9-11]</sup>。

## 2.3 夹层分布

碎屑岩储层内部常存在一些横向不稳定、但分布普遍的非渗透层或低渗透层,其厚度较小,一般从几厘米到几十厘米不等,对砂体内垂向及侧向的流体渗流起着一定的阻挡作用。夹层是碎屑岩储层中最常见的能够对流体渗流产生遮挡作用的地质体,对油气的运聚和采出有着重要影响<sup>[12]</sup>。研究区长6<sub>1</sub>夹层在空间分布较稳定,横向上连续性好,延伸距离较远,可达注采井距一半以上,多属于较稳定夹层,其分布与侧向连续性主要受沉积环境的制约。夹层平面上多处于水动力变化较大的河道侧翼沉积,以泥质夹层为主,局部包含钙质夹层。夹层频率主要分布:长6<sub>1</sub><sup>1</sup>为0.18~0.24个/m,长6<sub>1</sub><sup>2</sup>为0.20~0.26个/m,长6<sub>1</sub><sup>3</sup>为0.22~0.30个/m。

横向上分布较稳定的夹层对油气运聚具有较强的控制作用,夹层大规模发育常使得单砂层及复合砂体内油气充注不彻底,储层含油饱和度偏低(图3)。由于夹层对油气垂向及侧向运移具有一定的遮挡或封堵作用,加之研究区以特低—超低渗储层为主,孔喉结构复杂,毛管阻力大,使得砂体内部充注的油气在后期很难自行调整,在垂向上形成多个含油饱和度偏低的油水同层或含水层,进而产生复杂的油水系统,且油井产能普遍偏低。

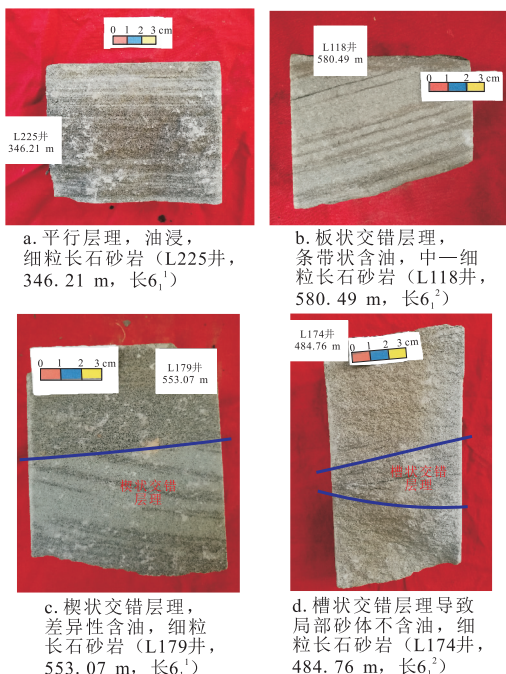


图2 研究区长6<sub>1</sub>部分岩心

Fig. 2 Core of Chang 6<sub>1</sub> reservoir in the research area

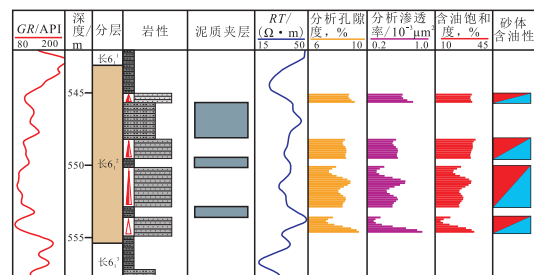


图3 L195井长6<sub>1</sub><sup>2</sup>层段泥质夹层剖面

Fig. 3 Profile distribution of shale interlayers of Chang 6<sub>1</sub><sup>2</sup> formation of well-L195

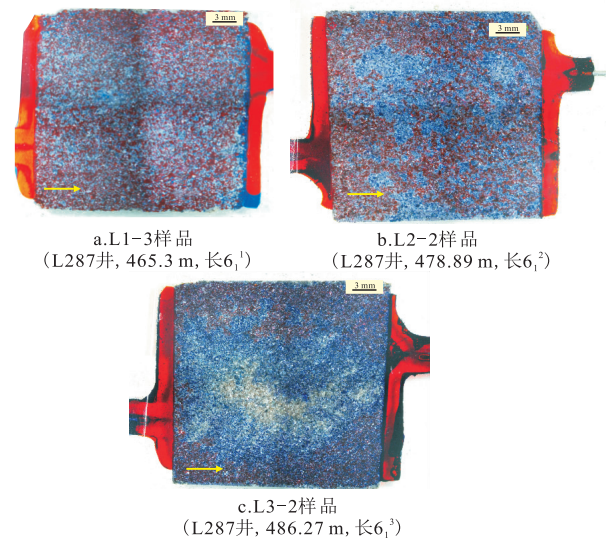
### 3 层间非均质性

甘谷驿油田L2区长 $6_1$ 油层亚组自下而上依次划分为长 $6_1^3$ 、长 $6_1^2$ 和长 $6_1^1$ 共3个小层。其中,长 $6_1^1$ 小层砂体物性最好,平均孔隙度为10.6%,平均渗透率为 $1.58 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,局部地区渗透率大于 $2.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,长 $6_1^2$ 小层物性次之。研究区长 $6_1^3$ 及长 $6_1^2$ 砂体厚度小,且储层胶结物含量高,大部分孔喉已被塑性颗粒及胶结物充填,导致其物性大幅度下降。不同层位砂体之间物性的差异,尤其是渗透率的差异,正是层间非均质性的重要体现<sup>[13]</sup>。

将取自不同区域长 $6_1$ 油层的10块岩心制作成真实砂岩微观模型,在西北大学大陆动力学国家重点实验室进行油气成藏模拟可视化实验。实验步骤为:1)首先对模型进行抽真空处理,随后饱和模拟地层水;2)向模型中加压注入模拟原油,待模型中含油饱和度不再变化时,结束实验<sup>[14]</sup>。实验中,观察不同模型原油充注储层的动态过程并统计模型原始含油饱和度,分析层间非均质对油气充注的影响。实验中为便于观察,将模拟原油染色为红色,模拟地层水染色为蓝色,并保证各组模型在原油充注时驱替压力相同( $P=0.20 \text{ MPa}$ ),实验结果见表1。结果表明,研究区长 $6_1^1$ 小层平均含油饱和度为63.3%,长 $6_1^2$ 为48.8%,长 $6_1^3$ 为39.5%。

微观孔喉含油饱和度是砂体宏观含油性的缩影。以L287井为例,将分别取自该井长 $6_1^1$ 、长 $6_1^2$ 和长 $6_1^3$ 的岩心样品进行成藏模拟实验。由于长 $6_1^1$ 储

层物性略好,加之孔喉连通性好,为油气聚集提供了有利场所,储层原始含油饱和度高,平均达63.3%。而长 $6_1^2$ 和长 $6_1^3$ 小层物性相对较差,致使储层含油性随之变差(图4)。结果表明,在垂向层间范围内,成藏条件基本相似的情况下,长 $6_1^1$ 储层含油性明显好于其他层位,成藏条件最好。进一步说明原油在充注过程中,层间干扰现象明显。对于特低渗透储层,渗透率差异是导致油气选择性充注的主要原因。



红色流体为模拟原油,蓝色为模拟地层水,流体渗流方向从左向右

图4 研究区L287井不同小层样品成藏模拟  
Fig. 4 Simulation experiment of reservoir accumulation in different layers of well-L287

表1 L2区长 $6_1$ 样品成藏模拟实验数据统计

Table 1 Data statistics in simulation experiment of reservoir accumulation of samples of Chang 6<sub>1</sub> formation in L2 area

样品编号	层位	井号	深度/m	孔隙度,%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	原始含油饱和度,%	平均含油饱和度,%
L1-1	长 $6_1^1$	L135	404.31	10.8	1.21	62.3	
L1-2	长 $6_1^1$	L202	487.64	11.9	2.05	65.2	
L1-3	长 $6_1^1$	L287	465.30	11.2	1.94	68.6	63.3
L1-4	长 $6_1^1$	L208	511.67	10.7	1.56	57.1	
L2-1	长 $6_1^2$	L174	485.26	9.5	1.02	53.0	
L2-2	长 $6_1^2$	L287	478.89	10.4	1.35	47.9	48.8
L2-3	长 $6_1^2$	L179	552.99	9.1	0.88	45.6	
L3-1	长 $6_1^3$	L197	496.85	8.2	0.69	43.2	
L3-2	长 $6_1^3$	L287	486.27	7.9	0.51	39.8	39.5
L3-3	长 $6_1^3$	L135	430.06	8.5	0.58	35.4	

## 4 平面非均质性

### 4.1 沉积微相

沉积相是决定储层物性好坏的基本因素,也决定了储层层内、层间非均质的基本特征。不同沉积相带沉积的砂体,其储层物性参数不同。形成于强水动力环境下的砂体,多发育颗粒相对较粗、分选好的砂层。L2区长 $6_1$ 油层亚组属于曲流河三角洲平原亚相沉积,主要包括分流河道微相、天然堤微相和分流间洼地微相。不同沉积微相沉积的砂体,其发育规模、厚度、形态和展布特征不同。分流河道微相水动力条件强,发育巨厚砂体,砂体厚度主体分布在6~9 m,局部达12 m以上。砂体颗粒粒径相对较粗,泥质含量低,分选好,致使其物性最好,是油层分布的主要位置。天然堤微相与分流河道微相相连,虽能够形成一定程度的油气聚集,但由于其砂体较薄、厚度一般小于3 m,且沉积构造较多,导致其砂体内部的非均质性较强,影响了油气的运移聚集,难以形成大油藏。

研究区长 $6_1$ 油层整体上具有微相控藏特征,剖面相与油层分布关系紧密,从研究区长 $6_1$ 油藏剖面图可以看出,分流河道水动力强,沉积厚层砂体(复合砂体),砂体粒度较粗,是油层分布的主要位置;而天然堤沉积微相形成的砂体常表现为厚度小、粒度细、沉积构造多的特点,砂体以水层、差油层和干层为主。薄砂体由于单位体积与泥岩接触面积大,使得含有较多导致碳酸盐沉淀所需的 $Ca^{2+}$ 、 $Mg^{2+}$ 等成分的流体容易从泥岩中进入砂岩内部,由于这些成分具有较强的沉淀作用,常常会在砂体中发生沉淀,形成包括碳酸盐在内的胶结物,致使储层物性变差。表现为薄层砂体全部被胶结,这也是薄砂体通常表现为水层、差油层甚至干层的原因;而厚砂体通常只在砂—泥岩界面附近发生沉淀作用,属于“顶底胶结型”,其对砂体内部影响有限<sup>[15]</sup>。

### 4.2 成岩相

对于特低渗透储层而言,成岩作用是控制优质储层发育和分布重要的因素之一,而碳酸盐胶结往往是导致储层物性变差的主要原因。以岩心观察和铸体薄片分析为主(图5、图6),并结合测井相来确定

研究区长 $6_1$ 储层成岩相类型<sup>[16,17]</sup>。研究区长 $6_1$ 储层成岩相类型包括绿泥石胶结—粒间孔相、绿泥石胶结—长石溶蚀相、方解石胶结相、压实相四类。

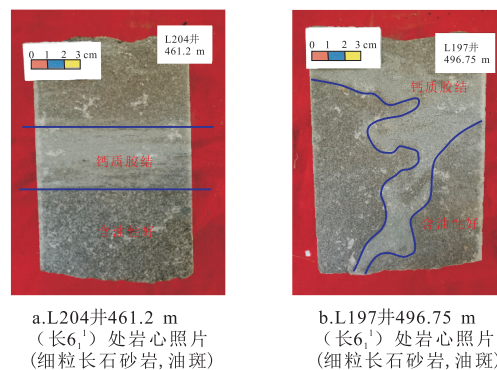


图5 钙质胶结导致差异性含油现象

Fig. 5 Differential oil-bearing phenomenon by calcareous cementation

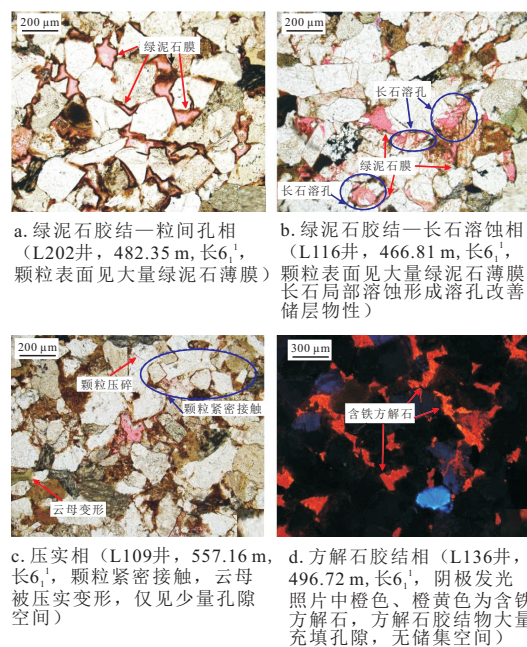


图6 研究区长 $6_1$ 小层不同成岩相带样品

Fig. 6 Microscopic photographs of samples from different diagenetic facies of Chang  $6_1$  in the study area

由于不同成岩相控制的砂体其内部孔喉类型、孔喉大小、连通性等微观特征差异性明显,直接决定着储层物性分布特征,进而影响储层中流体的渗流规律,导致油气差异性聚集。通过岩心观察,可以直观地看出成岩作用对储层含油性的影响,尤其是钙质胶结常常导致储层内部差异性含油。通过分析油层厚度与成岩相展布的关系(图7),认为绿泥石胶结—粒间孔相、绿泥石胶结—长石溶蚀相为研究区油气富集的优势相带。

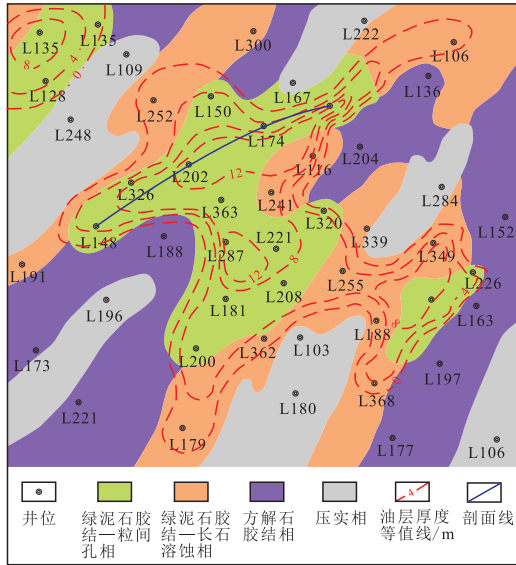


图7 甘谷驿油田L2区长6<sup>1</sup>油层厚度与成岩相平面叠合  
Fig. 7 Plane map superimposed on thickness of oil layer and diagenetic phase of Chang 6<sup>1</sup> in L2 area of Ganguyi Oilfield

## 5 结论

甘谷驿油田L2区长6<sup>1</sup>特低渗储层特征三维变化快,非均质性强。通过分析储层层内、层间和平面非均质性与油层分布之间的关系,认为储层宏观非均质性对特低渗油层分布具有较强的控制作用。其中,沉积韵律、沉积构造和夹层分布使得单砂体、复合砂体内部含油差异性明显;而层间非均质性,尤其是层间渗透率的非均质性往往造成油气在充注时发生层间干扰,表现为相对高渗的储集砂体原始含油饱和度高。沉积微相在空间上的变化影响着砂体的厚度、形态及平面展布特征,而成岩作用进一步加剧了砂体的强非均质性,两者对特低渗优质储层的分布起重要控制作用。在后期滚动勘探开发过程中,应重点加强研究区储层构型、砂体精细解剖方面的研究工作。

### 参考文献

[1] 于翠玲,林承焰. 储层非均质性研究进展[J]. 油气地质与采收率,2007,14(4):15-18.

- [2] 裘怿楠,薛叔浩,应凤祥. 中国陆相油气储集层[M]. 北京:石油工业出版社,1997.
- [3] 王德发,陈建文,李长山. 中国陆相储层表征与成藏型式[J]. 地质前缘,2000,7(4):363-369.
- [4] 林承焰,谭丽娟,于翠玲. 论油气分布的不均一性(I)——非均质控油理论的由来[J]. 岩性油气藏,2007,19(2):16-21.
- [5] 林承焰,谭丽娟,于翠玲. 论油气分布的不均一性(II)——非均质控油理论探讨[J]. 岩性油气藏,2007,19(3):14-22.
- [6] 刘文超. 码头庄油田储层非均质性及其与剩余油分布的关系[J]. 岩性油气藏,2012,24(2):111-116.
- [7] 曾溅辉. 正韵律砂层中渗透率级差对石油运移和聚集影响的模拟实验研究[J]. 石油勘探与开发,2000,27(4):102-105.
- [8] 曾溅辉,王洪玉. 反韵律砂层石油运移模拟实验研究[J]. 沉积学报,2001,19(4):592-597.
- [9] Weber K J. How heterogeneity affects oil recovery[J]. Reservoir Characterization, 1986:487-544.
- [10] Weber K J. Influence of common sedimentary structures on fluid flow in reservoir models[J]. International Journal of Rock Mechanics & Mining Science & Geomechanics Abstracts, 1982, 34(3):665-672.
- [11] 于兴河. 油气储层地质学基础[M]. 北京:石油工业出版社,2015.
- [12] 毛志强. 非均质储层夹层控油作用初论——非均质储层油气分布规律及测井响应特征[J]. 地球科学,2003,28(2):196-200.
- [13] 曾溅辉,王洪玉. 层间非均质砂层石油运移和聚集模拟实验研究[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2000,24(4):108-111.
- [14] 朱玉双,柳益群,赵继勇,等. 不同流动单元微观渗流特征研究——以华池油田长3油藏华152块为例[J]. 石油实验地质,2008,30(1):103-108.
- [15] 曾溅辉,彭继林,邱楠生,等. 砂—泥岩界面碳酸盐溶解—沉淀反应及其石油地质意义[J]. 天然气地球科学,2006,17(6):760-764.
- [16] 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.
- [17] 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.

(编辑 黄颖)