

# Study on Distribution Characteristics of Carboniferous Huanglong Formation Reservoirs in Wolonghe Gas Field

Ping Zhou<sup>1\*</sup>, Yisha Liao<sup>2#</sup>, Dongxi Liu<sup>2</sup>, Shouchun Chen<sup>2</sup>, Zhiyong Chen<sup>2</sup>

<sup>1</sup>State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation (Chengdu University of Technology), Chengdu Sichuan

<sup>2</sup>Petrochina Southwest Oil & Gasfield Company, Chongqing  
Email: #910336519@qq.com

Received: Apr. 3<sup>rd</sup>, 2018; accepted: Apr. 17<sup>th</sup>, 2018; published: Apr. 24<sup>th</sup>, 2018

---

## Abstract

The Carboniferous Huanglong Formation is one of the most important pay zones in the Wolonghe Gas Field, eastern Sichuan Basin. The study on the distribution characteristics of Carboniferous reservoir plays an important guiding role in the further exploration of the Wolonghe Gas Field. First of all, through the comparative analysis of the Carboniferous reservoir profiles in the Wolonghe Gas Field, it shows that the type I reservoirs have less development and narrow distribution, and the thickness of the type II and III reservoirs is larger. Secondly, the porosity and permeability of the reservoir contour map shows that the porosity of the Carboniferous Huanglong Formation in Wolonghe Gas Field is mainly between 4.5% and 6.5%, with the permeability varying mainly from  $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  to  $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , with low porosity and low permeability, and the porosity and permeability of the reservoirs decrease gradually from the structural axis, steep zone and high position to the edge part. Finally, the contour maps of different levels of Carboniferous reservoirs in Wolonghe Gas Field are studied and analyzed. The reservoirs of type II and type III are the main types of reservoirs and their horizontal continuity is good. The total thickness of the reservoirs varies mainly from 4 m to 16 m. The thickness of the reservoir near the structural axis and steep zone is above 10 m, while the thickness of each well farther away from the anticline axis is less than 8 m.

## Keywords

Wolonghe Gas Field, Carboniferous Huanglong Formation, Reservoir Properties, Reservoir Level, Characteristics of Reservoir Distribution

---

\*第一作者。

#通讯作者。

# 卧龙河气田石炭系黄龙组储层分布特征研究

周平<sup>1\*</sup>, 廖义沙<sup>2#</sup>, 刘冬玺<sup>2</sup>, 陈守春<sup>2</sup>, 陈智雍<sup>2</sup>

<sup>1</sup>油气藏地质及开发工程国家重点实验室(成都理工大学), 四川 成都

<sup>2</sup>中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司, 重庆

Email: #910336519@qq.com

收稿日期: 2018年4月3日; 录用日期: 2018年4月17日; 发布日期: 2018年4月24日

## 摘要

石炭系黄龙组作为川东地区卧龙河气田最重要的产层之一, 进行石炭系储层分布特征的研究对卧龙河气田的进一步勘探具有重要的指导意义。首先, 通过卧龙河气田石炭系储层剖面对比分析可知: I类储层发育少且分布范围窄, II、III类储层纵向发育厚度较大; 其次, 绘制的储层孔隙度及渗透率的等值线图分析表明, 卧龙河气田石炭系黄龙组储层孔隙度主要介于4.5%~6.5%, 渗透率主要在 $0.05\sim 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间变化, 以低孔低渗为主, 且储层孔隙度和渗透率均由构造轴部、陡带、高部位向边翼部逐渐减小; 最后, 研究和分析卧龙河气田石炭系不同级别储层等厚图得, II类和III类储层为主要储层类型且横向上连续性好, 储层总厚度主要在4~16 m之间变化, 靠近构造轴部和陡带部位的储层厚度在10 m以上, 而离背斜轴部较远的各井储层厚度低于8 m。

## 关键词

卧龙河气田, 石炭系黄龙组, 储层物性, 储层级别, 储层分布特征

Copyright © 2018 by authors and Hans Publishers Inc.

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

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



Open Access

## 1. 引言

四川盆地为我国含气量最大的盆地, 其面积约为  $19 \times 10^4 \text{ km}^2$  [1]。四川盆地的油气聚集区可划分为川东、川南、川中及川西气区[2], 而多数的大中型气田主要位于川东气区, 其天然气的储量及产量在四川盆地也属最多, 其中, 川东卧龙河气田为我国迄今为止产气最多的气田之一[3]。地质背景与四川盆地多数气田相似, 卧龙河气田是在多地质作用和多旋回的背景下形成的早熟晚聚型气田, 气田面积为  $92.1 \text{ km}^2$ , 属于老气田之一, 但仍具有巨大的资源潜力[4] [5]。近年来, 川东石炭系气藏相比其它层位, 其储量、产量占比大为提高[6] [7] [8], 而石炭系黄龙组正是卧龙河气田最重要的产层之一[3]。前人对卧龙河气田石炭系的研究较少, 对研究区石炭系储层物性的研究已有了初步认识[3] [4] [5] [9] [10], 在研究川东及四川地区地质特征的文献中也或多或少的谈及卧龙河气田石炭系的储层特征[11] [12] [13] [14], 且其储层物性数值均为通过部分井资料得到的全区或部分区域的平均值, 缺少对卧龙河气田石炭系储层物性及储层级别的全面剖析及分布特征认识。本文通过基于 69 口井资料绘制的石炭系储层物性等值线图和不同级别储层的等厚图对卧龙河气田石炭系黄龙组储层物性、储层不同级别平面分布特征进行研究分析, 得

到研究区黄龙组储层孔隙度和渗透率均由构造轴部、陡带、高部位向边翼部逐渐减小及储层厚度在构造轴部和陡带部位最大的认识，以期为卧龙河气田石炭系的进一步勘探与开发提供科学依据。

## 2. 区域地质概况

川东卧龙河气田地跨重庆市垫江县及长寿县，位于沙坪场气田和新市背斜之间，大天池构造带的南部，是四川盆地川东褶皱带中部的明月峡和苟家场高陡背斜带之间的一个低陡背斜气田[15] (图 1)。晚志留世受加里东运动的影响，全区普遍抬升，导致缺失中志留统-下石炭统地层[15] [16]。卧龙河地区地表主要出露侏罗系重庆群的红色地层[17]，目的层石炭系深度在 3730~5092 m 之间，区内地层厚度变化较大，石炭系仅存上石炭统黄龙组[18]，其中黄龙组二段和三段厚度较大，黄龙组一段较薄，总厚度约 24~54 m。石炭系黄龙组一段的主要岩性为角砾灰岩和角砾云岩，黄龙组二段的主要岩性为砂屑粉晶云岩、虫砂屑云岩和角砾云岩，黄龙组三段的主要岩性为粉晶虫屑灰岩和角砾云岩。石炭系储层以低孔隙为主，岩心孔隙度为 0.27%~15.74%，平均为 3.29%；岩心渗透率较低，各井变化较大，主要在  $< 0.01 \sim 1.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间变化，平均为  $0.30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，区内裂缝较发育，石炭系储层主要为裂缝-孔隙型储层[10]。

## 3. 储层纵横向分布特征

研究分析卧龙河气田石炭系卧 80-66-88-65-74-69-94-51-77-60-120-85-44-117-双 18 井储层剖面对比与气层分布图(图 2)知，卧龙河石炭系储层在纵向上主要发育在黄龙组二段( $C_2hl_2$ )和黄龙组三段( $C_2hl_3$ )，其中黄龙组二段的孔隙层称为下孔层，它在横向上分布较稳定，连片发育；黄龙组三段的孔隙层称为上孔层，储层主要分布在卧 66-60 井之间，大部分呈透镜状分布。从储层级别上看，I 类储层( $\Phi \geq 12\%$ )和 II 类储层( $6\% \leq \Phi < 12\%$ )主要分布在卧 74 井、卧 69 井、卧 94 井、卧 51 井、卧 77 井、卧 60 井、卧 120 井、卧 85 井及卧 44 井等区域，I 类储层横向连续性较 II 类储层差，且分布范围较窄，仅在卧 74、51、120、85 等井区发育，II 类和 III 类储层( $2.5\% \leq \Phi < 6\%$ )为卧龙河气田石炭系黄龙组的主要储层级别，横向上连续性好，纵向上厚度也较大。

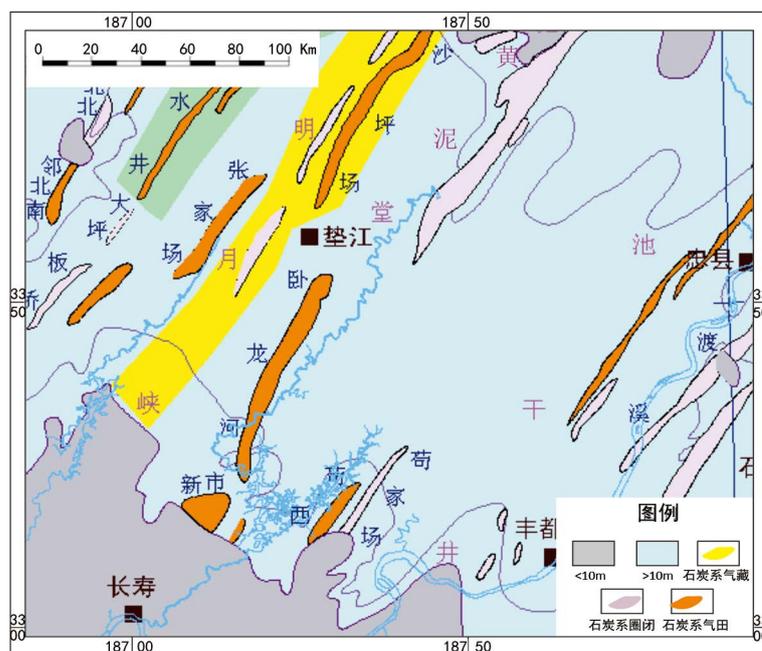
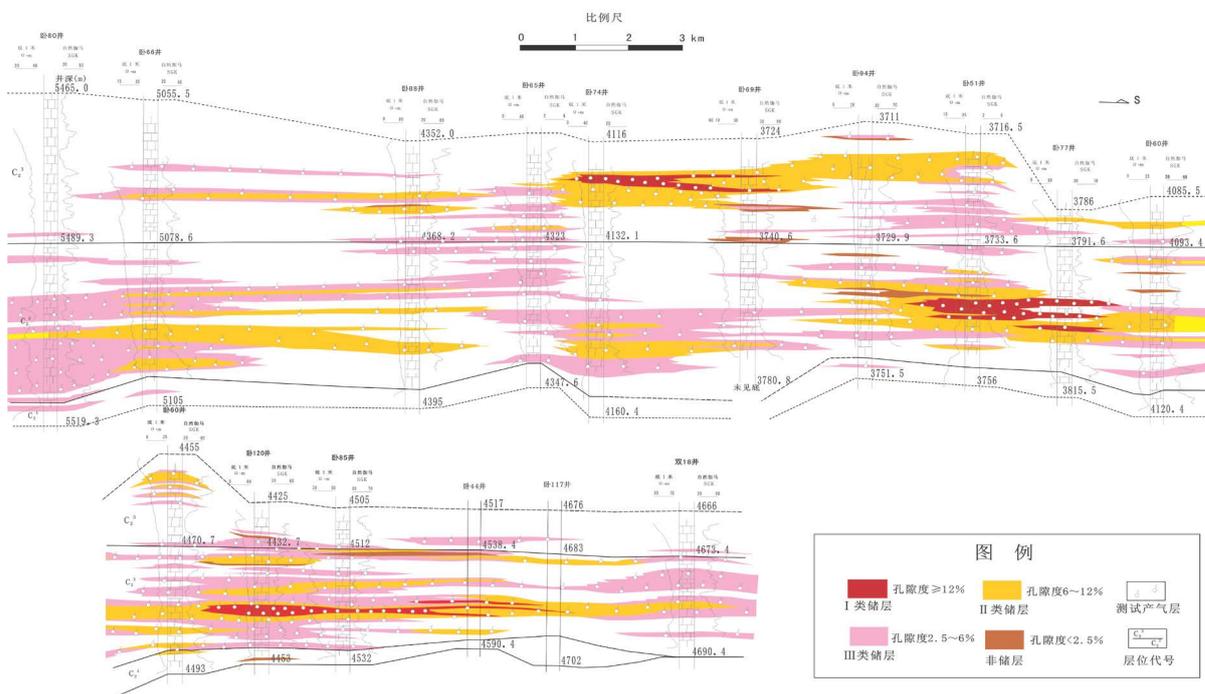


Figure 1. The structural location map of Wolonghe Gas Field

图 1. 卧龙河气田构造位置图



**Figure 2.** The map of reservoir profile correlation and gas distribution in Carboniferous reservoir in Wolonghe Gas Field  
**图 2.** 卧龙河气田石炭系储层剖面对比与气层分布图

从图 2 上分析, 卧 80 井-双 18 井方向又有如下特点(钻井位置见图 5):

北区下孔层储层的厚度较大, 且连续性较好, 以 III 类储集层为主, II 类储集层次之, 仅卧 65 井一带发育有 1.12 m 厚的 I 类储集层。上孔层储层集中分布于卧 88、卧 65 井一带, 以 III 类为主, II 类储集层仅卧 88、卧 66 井一带较发育。

中区下孔层储层发育较为连续稳定, 仍以 III 类储集层发育为主, I + II 类储层主要分布于卧 51、卧 77 井、卧 60 井一带, 其厚度在 5.8~13.2 m 之间。上孔层储层的分布则不太稳定, I + II 类储层主要在卧 74、卧 69、卧 94 及卧 51 井连续性分布, 以 II + III 类储层为主。

南区下孔层储层主要分布于卧 117 井以北, 并以 III 类储层为主, 仅 120~85 井区一带发育有 3.0~4.5 m 厚的 II 类和 0.5~2.0 m 厚的 I 类储层。上孔层储层则主要发育在卧 120、卧 40 井一带, 且以 III 类发育为主。

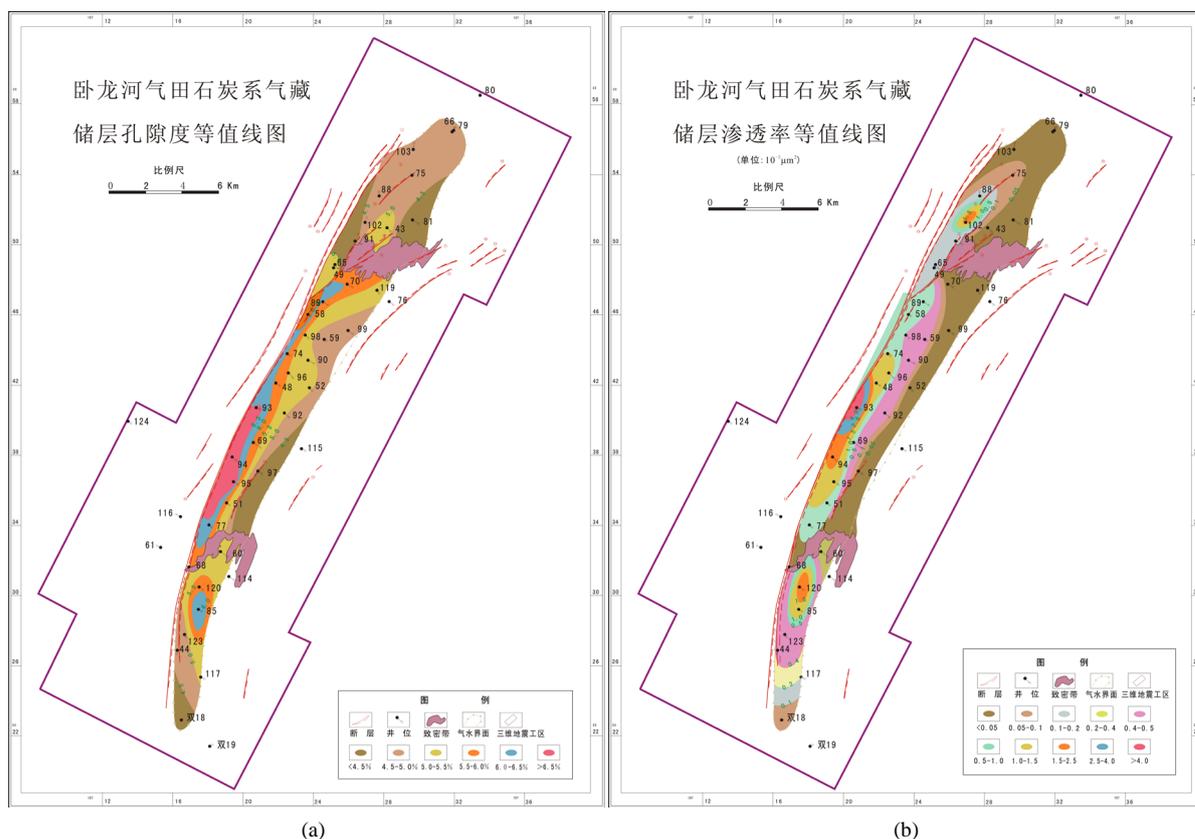
## 4. 储层平面分布特征

### 4.1. 储层物性平面分布特征

#### 4.1.1. 孔隙度分布特征

由卧龙河气田石炭系黄龙组储层的孔隙度等值线图(图 3(a))知, 卧龙河气田石炭系储层的平均孔隙度较低, 绝大多数井的石炭系储层孔隙度介于 4.5%~6.5%, 以低孔隙度为主。

从孔隙度的分布来看, 处于背斜构造轴部和陡带位置的卧 94 井、卧 93 井、卧 95 井、卧 89 井及卧 85 井等石炭系黄龙组储层的平均孔隙度较高, 均在 6% 以上, 为储层发育的有利区带。石炭系储层孔隙度由构造轴部、陡带、高部位向边翼部呈减小的趋势, 其中卧 88 井、卧 75 井、卧 103 井、卧 59 井、卧 99 井等储层平均孔隙度处于 4.5%~5.0% 范围内, 距构造轴部更远的双 18 井、卧 81 井、卧 91 井等储层孔隙度均在 4.5% 以下。



**Figure 3.** The contour map of physical property in Carboniferous reservoir in Wolonghe Gas Field: (a) Porosity; (b) Permeability  
**图 3.** 卧龙河气田石炭系储层物性等值线图: (a) 孔隙度; (b) 渗透率

#### 4.1.2. 渗透率分布特征

由卧龙河气田石炭系黄龙组储层的渗透率等值线图(图 3(b))分析可知,卧龙河气田石炭系储层的渗透率较低,大多数井的储层渗透率小于  $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,大于  $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,以低渗透率为主。

从渗透率的分布来看,处于背斜构造轴部、构造高部位和陡带位置的卧 94 井、卧 93 井、卧 102 井储层渗透率较高,均在  $1.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  以上,为优质储层发育的有利区带。卧龙河气田石炭系黄龙组由构造轴部、陡带、高部位向边翼部储层渗透率也呈减小的趋势,其中卧 92 井、卧 90 井、卧 59 井、卧 75 井、卧 123 井等石炭系储层平均渗透率处于  $0.05 \sim 0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  的范围内,距构造高部位较远的卧 103 井、卧 66(79)井、卧 81 井、卧 43 井、卧 52 井、卧 89 井、卧 119 井等的渗透率均小于  $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

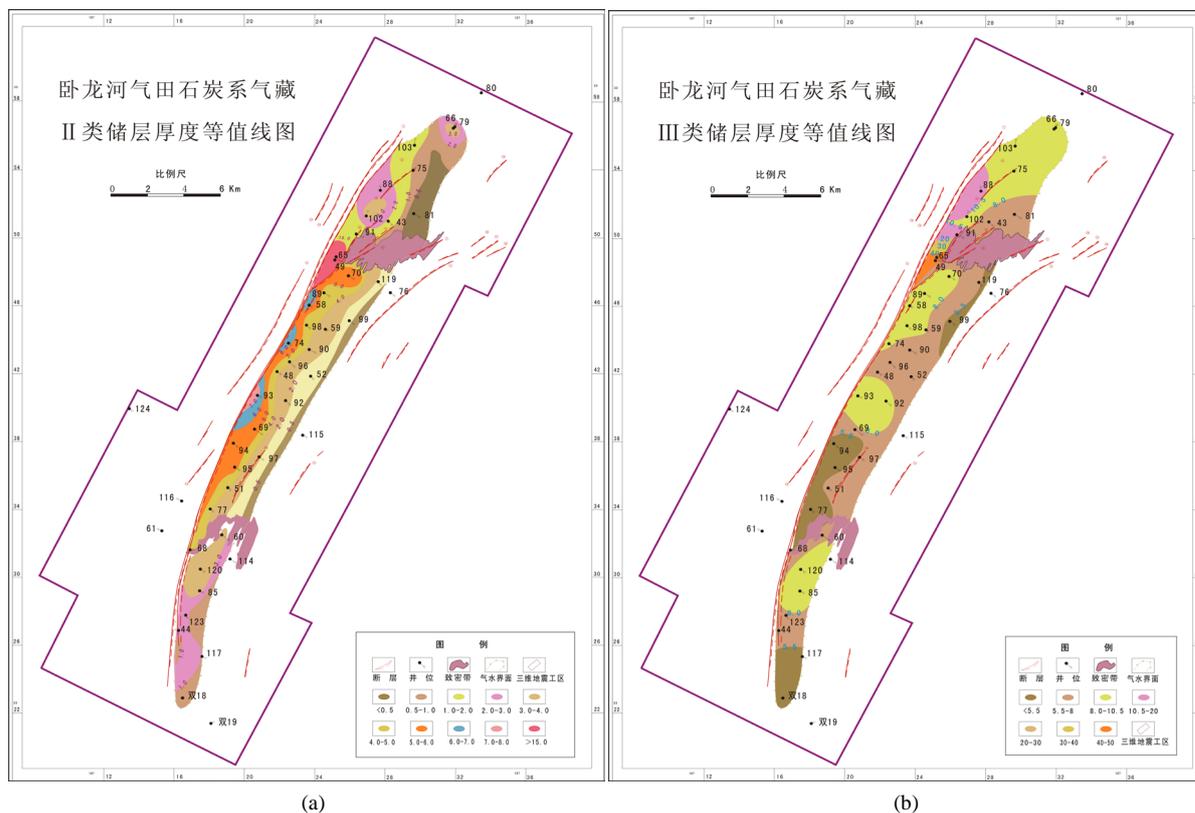
### 4.2. 储层不同级别平面分布特征

#### 4.2.1. I 类储层平面分布特征

卧龙河气田石炭系黄龙组仅在卧 65 井、卧 70 井、卧 93 井、卧 120 井等极少数井中发育薄层的 I 类储层,绝大多数井不发育 I 类储层,本文不详细描述。

#### 4.2.2. II 类储层平面分布特征

因发育的 I 类储层极少,石炭系黄龙组广泛发育 II 类储层的地区即为研究区石炭系物性条件最好的部分[19],由卧龙河气田石炭系黄龙组 II 类储层厚度等值线图(图 4(a))可知研究区石炭系 II 类储层的分布特征。整体来看,卧龙河气田各井钻遇的石炭系黄龙组 II 类储层的厚度发育极不均匀,差异很大,如卧 65 井及卧 49 井石炭系黄龙组 II 类储层的总厚度近 15 m,物性条件较好,而卧 81 井发育的石炭系黄龙组



**Figure 4.** The contour map of the thickness of various reservoir in Huanglong Formation of Carboniferous reservoir in Wolonghe Gas Field: (a) Class II reservoir; (b) Class III reservoir

**图 4.** 卧龙河气田石炭系黄龙组各类储层厚度等值线图：(a) II 类储层；(b) III 类储层

II 类储层很薄，小于 0.5 m，几乎全部为 III 类储层。

II 类储层发育较好的各井：卧 49 井(14.89 m)、卧 65 井(14.65 m)、卧 93 井(8.91 m)、卧 74 井(7.75 m)、卧 94 井(8.32 m)、卧 69 井(8.16 m)、卧 48 井(8.48 m)等均位于靠近背斜构造轴部位置中心的区域，II 类储层厚度由中心向边翼部依次递减。卧 81 井(0.25 m)、卧 97 井(0.25 m)、卧 123 井(0.62 m)、卧 117 井(1.0 m)、卧 99 井(1.12 m)和卧 52 井(2.62 m)等距构造轴部较远，石炭系黄龙组 II 类储层发育很薄，储层孔渗条件较差，而距背斜轴部更远的双 18 井基本不发育 II 类储层。

#### 4.2.3. III 类储层平面分布特征

卧龙河气田石炭系黄龙组发育的 III 类储层相比 I 类储层及 II 类储层而言最为普遍，由卧龙河气田石炭系黄龙组 III 类储层厚度等值线图(图 4(b))分析可知研究区石炭系 III 类储层的分布特征。

卧龙河气田各井钻遇的石炭系黄龙组 III 类储层的厚度差异也很大，总厚度大的井其石炭系黄龙组 III 类储层厚达 40 m 以上，而薄的仅为 3 m。由图 4(b)可以看出，位于构造的轴部、陡带位置的 III 类储层较厚，其中陡带平均厚度达到了 30 m 以上，工区中部的卧 98 井(8.57 m)、卧 58 井(9.01 m)及卧 89 井(10.03 m)，南区的卧 120 井(8.43 m)、卧 85 井(8.41 m)，其 III 类储层的总厚度向四周依次变薄。背斜边翼部的双 18 井厚度仅为 3.21 m，卧 99 井厚度为 3.43 m，与卧龙河气田石炭系黄龙组 II 类储层厚度等值线图(图 4(a))相比知，背斜轴部高部位、陡带储层孔渗条件较好，主要发育 II + III 类储层。

#### 4.3. 总储层平面分布特征

由卧龙河气田石炭系储层厚度等值线图(图 5)可知研究区石炭系总储层的分布特征：

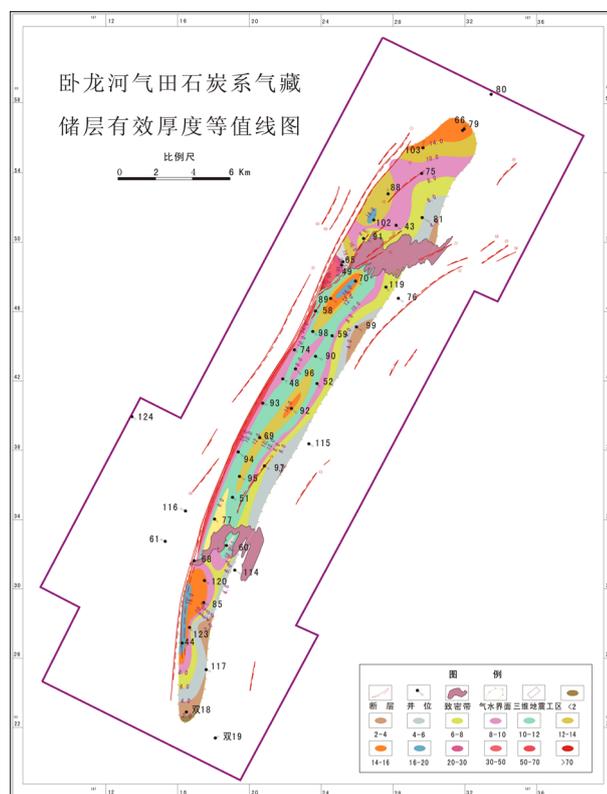


Figure 5. Contour map of reservoir thickness in Carboniferous reservoir of Wulonghe Gas Field

图 5. 卧龙河气田石炭系储层厚度等值线图

卧龙河气田各井石炭系黄龙组的储层总厚度主要在 4~16 m 之间, 不同区域各井的变化较大。位于构造轴部和陡带部位的储层最厚, 均在 10 m 以上, 其中, 卧 65 井及卧 49 井区的厚度达 40 m 以上, 主要是因为陡带地层倾角大, 且位于构造轴部与②号断层之间, 储层垂直厚度突然增大, 再加上特殊的构造作用力, 裂缝广泛发育, 导致储层物性好, 因此, 陡带部位常具有高孔、高渗和高储量的气藏特征[20]。距离背斜轴部较远的各井, 储层一般发育较薄, 储层总厚度低于 8 m, 如卧 81 井(7.50 m)、卧 119 井(7.70 m)、卧 97 井(6.22 m)和卧 117 井(4.26 m)等。总的来说, 卧龙河气田石炭系黄龙组储层在背斜轴部高部位发育最好, 其储层厚度沿边翼方向逐渐减小, 特别是南区双 18 井、卧 117 井储层较薄, 几近尖灭。

## 5. 结论

1) 卧龙河石炭系储层在纵向上主要发育在黄龙组二段( $C_2hl^2$ )和黄龙组三段( $C_2hl^3$ ), I 类储层横向连续性较 II 类储层差, 且分布范围较窄, 仅在卧 74、51、120、85 等井区发育, II 类和 III 类储层为卧龙河气田石炭系黄龙组的主要储层类型, 横向上连续性好, 纵向上厚度也较大。

2) 卧龙河气田石炭系黄龙组储层孔隙度主要介于 4.5%~6.5%之间, 渗透率主要在  $0.05\sim 1.0 \times 10^{-3} \mu m^2$  之间变化, 含气饱和度为 76%~80%, 以低孔低渗为主。石炭系储层的孔隙度和渗透率均有自构造轴部、陡带、高部位向边翼部逐渐减小的趋势, 中区及北区石炭系黄龙组储层的含气饱和度则以卧 93 井、卧 94 井、卧 77 井区和卧 65 井、卧 49 井区这 2 片含气饱和度在 82%以上的高含气区域为中心沿边翼部逐渐减小, 距构造轴部更远的卧 59 井、卧 97 井的含气饱和度已处于 76%以下。

3) 卧龙河气田绝大多数井不发育 I 类储层, II 类储层厚度由背斜轴部高部位的卧 65 井及卧 49 井总厚度近 15 m 向边翼部依次递减, 至卧 81 井厚度小于 0.5 m。III 类储层在构造轴部、陡带位置平均厚度

达 30 m 以上,而在背斜边翼部的双 18 井(3.21 m)、卧 99 井(3.43 m)厚度很薄。

4) 卧龙河气田各井石炭系黄龙组的储层总厚度主要在 4~16 m 之间,靠近构造轴部和陡带部位的储层厚度在 10 m 以上,其中,卧 65 井及卧 49 井区的厚度达 40 m 以上,而离背斜轴部较远的各井储层厚度低于 8 m,特别是南区的双 18 井、卧 117 井储层较薄,几近尖灭。

## 基金项目

中国石油天然气集团公司重大科技专项“西南油气田天然气上产 300 亿立方米关键技术研究与应用”(编号: 2016E-06)。

## 参考文献

- [1] 朱光有, 张水昌, 梁英波, 等. 四川盆地天然气特征及气源[J]. 地学前缘, 2006, 13(2): 234-248.
- [2] 张水昌, 朱光有. 四川盆地海相天然气富集成藏特征与勘探潜力[J]. 石油学报, 2006, 27(5): 1-8.
- [3] 胡安平, 陈汉林, 杨树峰, 等. 卧龙河气田天然气成因及成藏主要控制因素[J]. 石油学报, 2008, 29(5): 643-649.
- [4] 唐泽尧, 杨天泉. 卧龙河气田地质特征[J]. 天然气勘探与开发, 1994, 26(2): 1-12.
- [5] 杨天泉, 唐泽尧. 卧龙河复杂气田的地质特征及勘探开发技术[J]. 天然气工业, 1995, 15(6): 5-9.
- [6] 蔡正旗, 蔡矿, 徐志明, 等. 川东三岔坪潜伏构造石炭系储层特征及有利区预测[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(6): 715-718.
- [7] 陈宗清. 川东石炭系气藏分布规律与深化勘探[J]. 中国海上油气地质, 2001, 15(3): 182-186.
- [8] 熊亮. 鄂西渝东区石炭系黄龙组储集层评价与预测及成藏作用研究[D]: [硕士学位论文]. 成都: 西南石油学院, 2003.
- [9] 陈宗清. 卧龙河气田天然气富集因素解剖[J]. 石油学报, 1990(4): 1-7.
- [10] 张新桂, 舒赢, 李朋武, 等. 卧龙河气田石炭系储层特征[J]. 山东化工, 2017, 46(16): 142-144.
- [11] 陈宗清. 川东石炭系溶蚀岩性气藏[J]. 石油勘探与开发, 1989(5): 23-28 + 22.
- [12] 张高信. 裂缝在石炭系储层中的作用和少井高产的开发分析[J]. 钻采工艺, 1997(6): 42-47.
- [13] 陈季高. 四川盆地碳酸盐岩油气勘探实践与认识[J]. 海相油气地质, 1997(2): 22-30 + 4.
- [14] 马永生, 蔡勋育, 赵培荣, 等. 四川盆地大中型天然气田分布特征与勘探方向[J]. 石油学报, 2010, 31(3): 347-354.
- [15] 戴金星, 陈践发, 钟宁宁, 等. 中国大气田及其气源[M]. 北京: 科学出版社, 2003: 9-16.
- [16] 戴金星, 裴锡古, 戚厚发. 中国天然气地质学: 卷二[M]. 北京: 石油工业出版社, 1996: 91-115.
- [17] 杜翔, 张廷山, 杨巍. 川东卧龙河地区长兴晚期自然伽马异常及其环境启示意义[J]. 地质科技情报, 2015, 34(6): 79-85.
- [18] 徐国盛, 刘树根, 袁海锋, 等. 川东地区石炭系天然气成藏动力学研究[J]. 石油学报, 2005, 26(4): 12-16 + 22.
- [19] 周存俭. 川东沙罐坪气田石炭系沉积微相与储层特征研究[D]: [硕士学位论文]. 成都: 成都理工大学, 2009.
- [20] 冯青平, 宋朝辉, 朱占美, 等. 卧龙河气田石炭系气藏构造陡带含气性评价[J]. 天然气工业, 2003, 23(4): 16-19.

**知网检索的两种方式：**

1. 打开知网页面 <http://kns.cnki.net/kns/brief/result.aspx?dbPrefix=WWJD>  
下拉列表框选择：[ISSN]，输入期刊 ISSN：2163-3967，即可查询
2. 打开知网首页 <http://cnki.net/>  
左侧“国际文献总库”进入，输入文章标题，即可查询

投稿请点击：<http://www.hanspub.org/Submission.aspx>

期刊邮箱：[ag@hanspub.org](mailto:ag@hanspub.org)