

A New Method of Productivity Model for Coal-bed Methane under Steady-state Based on Equivalent Continuous Media Theory

Xiao Cong^{*1}, Mingjin Liu², Tian Leng³, Zhao Chao⁴, Yanchen Wang⁵

^{*1,3,4}China University of petroleum, Department of Petroleum Engineering, Beijing, 102249, China

^{2,5}Southeast University of petroleum, Department of Geoscience and Technology, Sichuan, 610500, China

^{*1}1987558984@qq.com; ²1271357688@qq.com; ³860036980@qq.com; ⁴zhaochao0716@qq.com; ⁵571143293@qq.com

Abstract

Multi-stage fractured horizontal well technology is applied to develop Coal-bed methane reservoir, besides, due to the existence of adsorption, desorption and diffusion in coal pore media, the seepage mechanisms of coal-bed methane are different from conventional gas reservoirs. It can induce large errors to analyze coal-bed methane with conventional binomial production equation. Therefore, in terms of natural fracturing coal-bed methane reservoir, this paper firstly establishes the equivalent continuous medium model with consideration of adsorption, diffusion and the anisotropy of fracture permeability, matrix permeability and gas diffusion parameter using parallel-plate theory, equivalent seepage resistance principle and equivalent continuous medium principle. As a result, the dual porosity fractured coal-bed methane reservoir is equivalent to a homogeneous gas reservoirs characterized with a certain equivalent permeability. By giving special values of the relevant parameters, the new model proposed in this paper can be simplified to a variety of conventional gas reservoirs. Some inflow performance relationship (IPR) curves of multi-stage fractured horizontal well are plotted. When considering the impact of desorption and diffusion of coal-bed methane, these curves are different from conventional gas reservoirs, the smaller the Langmuir pressure, the deeper the curve concaves and the bigger the absolute open-flow rate, moreover, the smaller the Langmuir volume, the deeper the curve concaves and the smaller the absolute open-flow rate. Through the actual comparative analysis, the error of this model is less than 15% and this model has certain practical value.

Keywords

Coal-bed Methane; Adsorption; Diffusion; Parallel-Plate Theory; Equivalent Permeability; Steady State; IPR Curve

Introduction

Coal-bed methane (CBM) reservoirs are typically unconventional reservoirs, which consist of complex natural fractures network (Li Song, 2011, Wu Shiyue, 1999, Kong Qingli, 2012, Wu Xiaomin, 1995, Yang

Chaopeng, 2013, Kan Yili, 2003). The pore media in coal-bed methane reservoir contain matrix pore and cleat (Karn FS, 1996, Spivey JP, 1995). Multi-fractured horizontal well currently has been proved to be an effective way to produce coal-bed methane, and this method can not only create several high-conductivity hydraulic fractures, but also activate and connect existing natural fractures so as to form large spacious network system (Clarkson, 2013).

Compared with the conventional reservoirs, coal-bed methane reservoir has its unique characteristics, such as adsorption, desorption, diffusion and so on, its seepage mechanism is different from conventional gas reservoirs. As is known to all, to release the adsorbed gas from the coal surface and to produce it through the natural cleat system, the reservoir pressure should be reduced to a critical desorption pressure by dewatering operation. Dewatering stage, desorption-diffusion stage and seepage stage are the three important stages which are taking place during the process of CBM production. Generally speaking, the intermediate-time and late-time are the main steady-state production stage of coal-bed methane, during which a large amount of gas and a small amount of water are produced, therefore, it is of significance to study this production principle of this stage. At present, the studies on coal-bed methane production capacity mostly apply to numerical simulation method (Ou Chenghua, 2011), the analytical solution is barely existing. Because of the existence of adsorption and diffusion, productivity prediction models (Ning Zhengfu, 2002, Lang Zhaoxin, 1994, Hujun, 1996, Xu Yanbo, 2006, Fu Yu, 2003) for conventional reservoirs are not suitable to coal-bed methane reservoir.

To sum up, the productivity analysis model of coal-bed methane at the steady -state production stage has not yet emerged. In this paper, steady-state production

Advances in Microscopic Pore Structure Modelling of Rock

Rui Song

*School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University,
Chengdu, China; 610500
e-mail: songrui0506@126.com*

Jianjun Liu

*School of Civil Engineering and Architecture, State Key Laboratory of Oil and
Gas Reservoir Geology and Exploitation (Southwest Petroleum University),
Chengdu, China; 610500;
e-mail: liujj0906@sina.com*

ABSTRACT

Due to the intricate structure of porous media, the macroscopic petrophysical transport properties such as permeability, and fluid saturation used for reservoir prediction are also very complex to obtain. Thus, further understanding of the influence of the rock structure on the petrophysical transport properties become relevant. Based on the microscopic images of real rocks, pore-scale modelling has been used as a platform to study multi-phase flow at pore scale. In this paper different types of microscopic pore models are reviewed and summarized into three types: ideal pore models, equivalent pore network models and microscopic finite element/volume (FEM/FVM) grids models. Then the research status of rock pore-scale modelling is summarized and the advantages and disadvantages of these models are analysed. With the example of application in petroleum industry, the existing problems and development directions are indicated.

KEYWORDS: Rock; Porous Media; Microscopic Pore Structure Modelling; Ideal Pore Models; Equivalent Pore Network Models; FEM/FVM Grids Models

INTRODUCTION

Pore structure of rock refers to the shape, size, distribution and connectivity of pores and throats in the porous rock. Due to the intricate structure of porous media, the macroscopic petrophysical transport properties such as permeability, and saturation used for reservoir prediction are also very complex to obtain. Thus, further understanding of the influence of the rock structure on the petrophysical transport properties become relevant.

It is possible to acquire the microscopic pore structure in the porous rock by traditional experiments. For example, the scanning electron microscope (SEM) and computed tomography (CT) are usually used to acquire these information in geotechnical and water conservancy industry [1-2]. And, conventional experiments on mercury penetration have been widely used in petroleum industry, while it is unable to satisfy the development of seepage mechanism and complex oil and gas reservoirs [3-5]. Besides, constant rate mercury injection experiment [6-8],

Genesis and dolomitization of “Khali” powder crystal dolomite in Triassic Jialingjiang Formation, Moxi gas field, central Sichuan Basin, SW China

TANG Hao^{1,*}, TAN Xiucheng^{1,2}, LIU Hong², ZHOU Yan², LI Ling², DING Xiong², TANG Qingsong³, ZOU Juan⁴

1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;

2. College of Resource and Environment, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;

3. Central Sichuan Mining District, PetroChina Southwest Oil and Gas Field Company, Suining 629000, China;

4. Northwestern Sichuan Gas Field, PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Jiangyou 610213, China

Abstract: Taking the B bed of the second submember of the second member of Triassic Jialingjiang Formation in Moxi gas field as an example, the basic characteristics and controlling factors of the “Khali” powder dolomite reservoir is analyzed systematically, and the genesis and forming mechanism of the powder crystal dolomite are examined. Logging and core analysis show that the reservoir has intercrystalline pores and intercrystalline dissolved pores as the main storage space, mainly lamellar throats, good configuration between pores and throats, and medium porosity and low permeability, representing typical porous-type reservoir. Dolomitization genesis analysis indicates that dolomitization occurred in the early diagenetic stage, with obvious spatial evolution pattern, the degree of dolomitization decreases gradually from top to bottom, and decreases with the increase of distance from the source of brine horizontally; over-dolomitization occurs in the study area, the petrophysical property of dolomite close to the source of brine is worse than the dolomite formed by seepage-reflux far from the source of brine, which suggests the “Khali” powder crystal dolomite is of seepage-reflux genesis. Reservoir genesis analysis shows that the intercrystal pores formed by seepage-reflux dolomitization acted as superior seepage channels for reservoir reformation later, and syndiagenetic karstification is the root cause of the formation of “Khali” powder crystal dolomite reservoir.

Key words: “Khali” powder crystal dolomite; reflux seepage dolomitization; karstification; Jialingjiang Formation; Moxi gas field; Sichuan Basin

Introduction

There developed a unique “Khaki” powder crystal dolomite reservoirs in the large gas pools in the lower Triassic Jialingjiang Formation, Sichuan Basin, where successive discoveries have been made in recent years, drawing attention of many scholars to the formation mechanism and genesis of the dolomite reservoir. As a long studied subject in geologic circle, the dolomite genesis has always been a hot spot, and still a difficult one. The previous studies gave a variety of explanations to the dolomite genesis under different ancient hydrological, diagenetic and tectonic conditions, including microorganism^[1], Sabkha^[2], brine seepage reflux^[3], mixed water^[4], compaction drive^[5], tectonic compression^[6], terrain recharge^[7], thermal convection^[8] and hydrothermal fluid^[9]. At present, the methods most commonly used to figure out the genesis of dolomite

are to ascertain the ancient hydrological environment^[10] of dolomitization and adopt geochemical methods to trace the dolomitization fluid^[11]. With respect to the genesis of the “Khaki” powder crystal dolomite in the lower Triassic Jialingjiang Formation in Sichuan Basin, a variety of hypotheses have been brought up. Li et al.^[12] observed the big and coarse crystals and high degree of idiomorphism and the corrosion from meteoric water on the Jialingjiang Formation reservoir in the northeast Sichuan, concluded that it was the mixed water that caused the dolomitization; Liu et al.^[13], however, through research on the reservoir of the fifth member of Jialingjiang Formation in southwestern Sichuan, proposed that it is the penecontemporaneous dolomitization triggered by the restricted environment of strong evaporation that was responsible for the formation of the “khaki” powder crystal dolomite; Wang et al.^[14] brought up the idea that burial dolomitization in

Received date: 10 Oct. 2013; **Revised date:** 23 Apr. 2014.

* **Corresponding author.** E-mail: tanxiucheng70@163.com

Foundation item: Supported by the National Key Basic Research and Development Program (973 Program), China (2012CB214803); the PetroChina Science and Technology Innovation Fund Program (2011D-5006-0105).

Copyright © 2014, Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina. Published by Elsevier BV. All rights reserved.

Models for Saturation of the Tight Gas Sandstone Reservoir

L. Yuan,¹ L. Sima,¹ and S. Wu¹

¹*Southwest Petroleum University, Chengdu, China*

The conventional model of formation saturation is restricted in well logging interpretation of tight gas sandstone because it is difficult to eliminate the influences of abrupt change of mineral component content. This paper studied the Triassic Xujiache formation located in northeast Sichuan Basin, which has large variation of carbonate content between adjacent logging intervals. Based on Capillary Theory and analysis of element capture spectroscopy data, the paper proposed two models to limit the carbonate effect. It is proven that the employment of two models together in the evaluation of the tight gas sandstone reservoir in the studied area increased interpretation accuracy and has been proven effective.

Keywords: ECS, tight gas sandstone, capillary theory, Sichuan basin, carbonate content

1. INTRODUCTION

The formation saturation calculation models developed after the 1940s provide powerful tools to describe complex reservoirs and its related forming process. These models were originally derived from Archie's (1942) classic work, which focused on high-porosity and high-permeability systems in the Gulf Coast. But, many of tight gas sandstone reservoirs are decidedly "non-Archie" in their behavior (Miller and Shanley, 2010), which made other researchers develop new saturation models for oil and gas reservoirs well logging interpretation. For example, Tsay and Fang (1986) used four models of water saturation calculation in the wells rich in tight sandstone gas, giving better understanding of the factors influencing water saturation interpretation. Everett et al. (1991) introduced a method of water saturation estimation for tight sandstone with irregular cavities, which are commonly found in shale formation. Cuddy et al. (2004) identified regions with high oil saturation by analyzing data collected by nuclear magnetic resonance (NMR) and high resolution electronic logging tools, and oil saturations were also calculated. Spain et al. (2011) finished modeling of petrophysical properties in tight sandstone gas by merging the desktop NMR analysis and the study of mercury injection capillary pressure.

Reservoir evaluation in northeast of Sichuan basin is difficult because of its dense lithology, high carbonate content, and complex distribution of oil and gas. Here we intended to build two models for reducing the uncertainty of the prediction of formation water saturation. It is proved that more accurate data concerning tight gas sandstone reservoir evaluation can be got though improved models.

Address correspondence to Long Yuan, Southwest Petroleum University, Xindu Avenue 8#, Xindu District, Chengdu, Sichuan, P. R. China (610500). E-mail: 251948812@qq.com

Color versions of one or more of the figures in the article can be found online at www.tandfonline.com/lpet.

New Method for Structured Finite Elements Modeling of Porous Media Reconstruction

Rui Song

*School of Civil Engineering and Architecture, Southwest Petroleum University, Chengdu, China;610500;
e-mail: songrui0506@126.com*

Jianjun Liu

School of Civil Engineering and Architecture, State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation (Southwest Petroleum University), Chengdu, China;610500; e-mail: liujj0906@sina.com

Meng Li

*Sinopec henan petroleum engineering co., LTD, Henan, China; 473132
e-mail:398173661@qq.com*

ABSTRACT

To describe exactly the disorder microstructure of the porous media and predict the material parameters and the complex fluid transport properties in it, a novel method for constructing structured finite element models of the porous media is present in this paper. It is prior to the traditional method that mesh the geometry after capturing the outline of the origin images. The digital images of the segmented origin images are employed to distinguish the pore space and matrix properly, which will be more accurate than traditional outline identification. Based on this method, the structured quadrate meshes can be easily acquired to replace the unstructured triangular/quadrate grids, which are of great importance to ensure the mesh quality and the accuracy of the numerical simulation, especially for multi-phase flow. Single flow and structural analysis based on the finite elements model are conducted. The simulation results agree well with the proven theory, which verify the feasibility and application value of this method in porous media modeling.

KEYWORDS: Structured Finite Element model; Porous Media; Pore space model; Rock matrix model.

INTRODUCTION

Porous medium characterized by the tiny pore size and high specific surface area, is a substance that contains pore space between solid matrix through which liquid and gas can pass 1-3. These materials can be classified as natural porous medium and synthetic porous medium.

Sedimentary Facies of Marine Shale Gas Formations in Southern China: The Lower Silurian Longmaxi Formation in the Southern Sichuan Basin

Yizhen Li^{1,2}, Xingzhi Wang^{*1}, Bin Wu³, Guoqin Li^{1,2}, Dule Wang¹

1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China

2. Geological Exploration and Development Research Institute, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, Chengdu 610051, China

3. Chongqing Mineral Resources Development Company Limited, Chongqing 400060, China

ABSTRACT: Sedimentary facies is an important factor influencing shale gas accumulation. It not only controls hydrocarbon generation, but also affects reservoir characteristics and distribution. This paper discusses the Lower Silurian Longmaxi Formation in the south of the Sichuan Basin. Outcrop, core, drilling and logging data identify the sedimentary facies of the formation as continental shelf facies, which is divided into two subfacies: an inner shelf and an outer shelf subfacies. These two subfacies can be further divided into seven microfacies: muddy silty shallow shelf, calcareous silty shallow shelf, muddy limy shallow shelf, storm flow, muddy deep shelf, silty muddy deep shelf and contour current microfacies. Vertical and horizontal distribution of microfacies establishes a sedimentation model of the continental shelf facies. Combined with analization or calculation of geochemical, mineralogical, physical and gas-bearing properties of samples, sedimentary microfacies is evaluated using nine parameters: total organic carbon content, effective shale continuous thickness, vitrinite reflectance, kerogen type, mineral components, porosity, permeability, water saturation and gas content. The evaluation revealed that the most favorable facies for shale gas exploration and development are the muddy deep shelf and part of the silty muddy deep shelf microfacies, with TOC more than 2%, siliceous component over 50%, clay less than 30%, porosity more than 3%, water saturation lower than 40%, gas content greater than 2 m³/t. These results provide a theoretical basis for deciston-making on the most promising areas for shale gas exploration in the Sichuan Basin and for marine shale gas exploration and development in South China.

KEY WORDS: Sichuan Basin, shale gas, Longmaxi Formation, sedimentary facies, continental shelf.

0 INTRODUCTION

Shale gas is an unconventional hydrocarbon resource, whose gas components are present mainly in free, adsorbed or dissolved states in dark shale (Curtis, 2002). Exploration and development of this type of gas reservoir has received much attention from the central government of China due to energy shortage in China and the rapid development of the shale gas industry in North America. And a mid and long-term development plan has been developed and the Lower Palaeozoic Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and adjacent areas has been targeted as an essential area for shale gas exploration (Zou et al., 2013; Editorial Board of Shale Gas Geology, Exploration and Development Practice Collection,

2011). Better understanding of its geological features welt certainly has a profound influence on future progress in exploration and development of shale gas.

Sedimentary facies is one of the most important factors influencing the quality and distribution of hydrocarbon source, reservoir and cap rocks (Bjørlykke, 2014) by its direct impact on organic carbon content, rock components, thickness and distribution; key parameters for evaluating shale gas reservoirs (Zou et al., 2013; Editorial Board of Shale Gas Geology, Exploration and Development Practice Collection, 2011; Gareth and Marc, 2008; Boyer et al., 2006; Montgomery et al., 2005; Pollastro, 2003; Hill et al., 2004; Cluff and Dickerson, 1982; Harris et al., 1978). Dark mudstone or shale is mainly deposited in environments containing low energy and reducing sedimentary environment with abundant organisms in transgression, threshold, stratification and current upwelling sedimentary settings such as swamp, closed bay, lagoon, shelf, continental slope, underfilled basin and deep lake environments (Zou et al., 2013; Aplin and Macquaker, 2011; Potter et al., 2005; Wignall, 1991; Friedman and Sanders, 1978; Picard,

*Corresponding author: wxzswpi@163.com

© China University of Geosciences and Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2016

Manuscript received April 16, 2014.

Manuscript accepted December 20, 2014.

Reservoir characteristics and main controlling factors of oil sand in Houba area, northwestern Sichuan Basin, China

Xuefei Yang · Xingzhi Wang · Shaonan Zhang ·
Hao Tang · Deming Zeng · Lin Xie

Received: 10 December 2012 / Accepted: 28 May 2013 / Published online: 21 June 2013
© Saudi Society for Geosciences 2013

Abstract Houba oil sand in frontier Longmenshan Mountain is one of the most typically important unconventional resources. The basic reservoir characteristics of oil sand and the main factors affecting reservoir quality were examined in this article based on porosity, permeability, and mercury porosimetry measurements; thin section analyses; SEM observation; and X-ray diffraction analysis. This study shows that the oil-bearing sandstone reservoir is mainly medium–coarse-grained sublitharenite and litharenite. The main pore type is intergranular pores, including residual primary intergranular pores, dissolved intergranular pores, and dissolved intragranular pores; fractures are common in this study area. The quality of sandstone reservoir is of high porosity and high permeability with a high oil saturation of 89.84 %. It is indicated that the main controlling factors of the reservoir in the study area include deposition, diagenesis, and tectonism. Deposition laid a foundation to porosity evolution, and channel sand is the most favorable depositional facies for the reservoir. Diagenetic alterations are the keys to reservoir evolution; dissolution and chlorite coatings cementation play an effective role in the generation and preservation of pores. Compaction, carbonate cementation, and quartz overgrowth cause many damages to the reservoir porosity. Fractures caused by structural breakages can improve the reservoir permeability and they also can provide fluid

migration pathways to the late corrosion, which formed a lot of corroded fissures as reservoir and percolation spaces.

Keywords Oil sand · Reservoir characteristic · Controlling factors · Shaximiao Formation · Houba in northwestern Sichuan

Introduction

Recently, the use of unconventional oil and gas resources has drawn more and more attention, due to the increasingly severe conditions in foreign and domestic development of conventional gas and oil resources. Oil sand, one of the most important unconventional resources, is almost distributed in every part of the world with a large amount of geological resources (Guan et al. 1995). Sedimentary basin in Western Canada is the most famous place for abundant oil sand resources with a coverage of nearly 14×10^4 km² in northern Alberta, and the oil producibility of oil sand in northern Alberta is accounted to 98.5 % in total amount of crude oil from the whole province, about 163×10^9 to 169×10^9 barrels (Wightman 2003; Higley et al. 2009). The discovery of this oil sand made Canada the world's second largest country due to its oil sand production only secondary to Saudi Arabia. Meanwhile, it is realized that oil sand makes a great contribution to the total crude oil production.

Oil sand resource in China is very rich with a preliminary investigated geological reserve of nearly 5.97×10^9 t (Liu et al. 2008). Qaidam Basin, Erdos Basin, and Songliao Basin are enriched in oil sand and they are mainly located in the Fengcheng area of northwestern Junggar Basin and Jiangyou–Guangyuan area of the frontal zone of Longmenshan Mountain bruchfallen. Houba Shaximiao oil sand is famous for its good hydrocarbon shows, widely distribution of crop oil seepage, and large reserve. In the early 1950s, the geology ministry and petroleum ministry began to investigate the oil sand characteristic of this area and drilled more than 100 wells. Still now, a lot

X. Yang (✉) · X. Wang (✉) · S. Zhang · H. Tang · D. Zeng · L. Xie
State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500 Sichuan, China
e-mail: yangxf_queen@163.com

X. Wang
e-mail: wxzswpi@163.com

X. Yang · X. Wang · S. Zhang · H. Tang · D. Zeng · L. Xie
School of Resource and Environment, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500 Sichuan, China

The Early Hercynian paleo-karstification in the Block 12 of Tahe oilfield, northern Tarim Basin, China

Xuefei Yang · Xingzhi Wang · Hao Tang ·
Yong Ding · Haitao Lv · Cunge Liu

Accepted: 3 July 2013 / Published online: 9 August 2013
© Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2013

Abstract It is indicated in this paper that the karstification occurred in Block 12 of Tahe oilfield during Early Hercynian stage on the basis of identification features obtained through the latest research on seismology, petrology, and geochemistry. Distinguishable markers of the paleo-karstification mainly include: the lost strata and unconformable contact occurring between Lower–Middle Ordovician carbonates and Lower Carboniferous Bachu Formation, the occurrence of collapse breccias and fillings in subsurface stream, the evident difference between cave-fill calcite and matrix carbonate in the Sr/Ba ratio, and the log response for cavernous formations. The paleo-geomorphology of Early Hercynian karstification can be divided into four units: karst highland, I- and II-level karst slope, and karst basin in Tahe area, and the Block 12 was basically located in II-level karst slope. Three karst cycles developed in the Block 12 according to Early Hercynian tectonism characterized by multiphase pulse-type uplift movement and three sets of cavernous formation formed. II- and III-level cavernous formations mainly developed in Block 12. The Early Hercynian karstification is distributed on the north area of the pinch-out line of Upper Ordovician

Sangtamu Formation in the plane, and is vertically developed in the Lower–Middle Ordovician carbonates. The karstification is essentially controlled by the paleo-geomorphology and fault. Fissures and caves formed by the karstification are the keys to affecting reservoir quality. The evolution model of Early Hercynian karstification has been established on the basis of the synthesis of the above-mentioned research results. It can be divided into three stages: rapidly uplifting and denudation stage, three episodes of uplifting and karstification, and subsiding and reworking stage.

Keywords Paleo-karstification · Paleo-geomorphology · Reservoir characteristic · Karst evolution · Early Hercynian · Tahe oilfield · Tarim basin

Introduction

Karstification is considered as a group of dissolution of soluble rock and its products (Yuan 1993). A mount of corroded fissures-caves formed by karstification may be acted as good reservoir spaces and have a significant meaning in the generation of huge hydrocarbon reservoir. In 1960s, some foreign geologists who were interested in carbonate stratigraphy and sedimentology began to investigate karst phenomena (RoboSrt 1966; Roehi 1977). A lot of research outcomes have been found in Texasensis (Handford 1995a, b; Hammes et al. 1996; Mcmechan et al. 1998; Loucks 1999a, b). In 1970s, some geologists from China began karst researches in Erdos Basin Ordovician, Sichuan Basin Sinian and Tarim Basin Ordovician, and dozens of oil (gas) field have been found in those areas (Chen et al. 1994; Jia et al. 1995; Wang et al. 1996; Dai and Wang 2000; Jin et al. 2001; Zhang 2001; Lin 2002a; Xiao et al. 2003a).

X. Yang · X. Wang · H. Tang
School of Resource and Environment, Southwest Petroleum
University, 610500 Chengdu, Sichuan, China
e-mail: yangxf_queen@163.com

X. Wang (✉)
State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology
and Exploitation, Southwest Petroleum University,
610500 Chengdu, Sichuan, China
e-mail: wxzswpi@163.com

Y. Ding · H. Lv · C. Liu
Development Department of NWBC, SINOPEC, 830011
Urumqi, Xinjiang, China

The Regression Models of PM2.5 and Other Air pollutants in Wuhan

Lingna Li^{1, a*}, Xiaoping Gong^{2, b}, Lincheng Dai^{2, c} and Xiaohong Zhan^{2, d}

¹ School of Science, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan, China

² School of Natural Resource and Environment, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan, China

^alilingna08@gmail.com, ^b836411812@qq.com, ^c1197861302@qq.com, ^dhongxiao zhan@126.com,

Keywords: PM2.5; air pollution; factors and causes; correlation analysis; regression model

Abstract. In this study PM2.5 and other five air pollutants (i.e. SO₂, NO₂, PM10, CO, and O₃) have been analyzed by using statistical methods. Two different regression models were established quantitatively in this paper to find out the factors and causes of PM2.5 and were compared by using the partial data from January 1 to August 26, 2013, which is obtained from Wuhan Environmental Protection Bureau. The results indicate that the correlation coefficients of PM2.5 and other four air pollutants CO, SO₂, NO₂, and PM10 are all over 0.7, which shows significant linear correlations, and regression models were proved illustrious and accurate by testing and contrast.

Introduction

With the rapid development of human economic activity and production, air pollution has become an increasingly serious problem. The fine matter PM2.5 in air gradually becomes the main pollutant into the public eyes.

Aiming to gain a better air quality monitoring, forecasting and controlling, the Environmental Protection Department revised a new “Ambient Air Quality Standard” (GB3095-2012)^[1] in February 29, 2012, with a simultaneous implementation of the “Ambient Air Quality Index (AQI) technical requirements (Trial)” (HJ633-2012)^[2]. In the above provisions, the Air Quality Index (AQI) is taken as indicators of air quality monitoring, and its sub-monitoring indicators includes the six basic monitoring indicators: sulfur dioxide (SO₂), nitrogen dioxide (NO₂), particulate matter PM10, fine particulate matter PM2.5, ozone (O₃), and carbon monoxide (CO).

At present, many scholars have studied harmness of PM2.5^[3,4,5], and the factors and causes of PM2.5^[6,7]. But the real reason about the generation of PM2.5 is still a mystery. There is evidence that there are correlations between PM2.5 and other air pollution indicators. In this paper, the correlation between PM2.5 and other six air pollutants is firstly analyzed qualitatively. To gain quantitative results, three different regression models were established. After getting the regression equation, we employ Model Comparison and Consistency Test to check the results. Through the above methods, we analysis the factors and causes of PM2.5.

Analysis and Methods

In this paper, we select the partial data from January 1 to August 26, 2013 as a research object, which is obtained from Wuhan Environmental Protection Bureau. It contains SO₂, NO₂, PM10, CO, O₃ and PM2.5 individual air quality index (IAQI).

In order to study the correlation and independence of the six basic indicators in AQI, especially the correlation between PM2.5 and other five sub-indices. We used Pearson correlation coefficient, the degree of correlation is decided by the absolute value of correlation coefficient: the larger the absolute value of the correlation coefficient is, the better the degree of correlation between the variables is.

Firstly, Excel and SPSS were applied to analysis the correlation and correlation coefficient (Fig.1 and Table 1).

TDING Feng, ZHANG Yan, LI Meng, LIU Wei, PENG Da and XU Xiang, 2014. The Seismic Response Characteristics of Polyhalite with Shaded Potash Mine in Central Sichuan. *Acta Geologica Sinica* (English Edition), 88(supp. 1): 211–212.

The Seismic Response Characteristics of Polyhalite with Shaded Potash Mine in Central Sichuan

DING Feng¹, ZHANG Yan², LI Meng², LIU Wei¹, PENG Da¹ and XU Xiang¹

1 *Geoscience and Technology Department, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China*

2 *Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China*

Potash deposition is the result of final phase of brine sedimentary evolution, it's a limited distribution and easily soluble mineral, it is difficult to find the features on the ground, therefore the prospecting is extremely tough.

At present, most of the world potash deposits are discovered by drilling in the process of searching for oil. Seismic methods for detecting potash are very broadly utilization abroad, such as potash mineral in Rumania, but domestic application is very few. As the main technique of exploring oil and gas, seismic exploration has the characteristics of data coverage, flexible technique, high prediction accuracy, etc. Using logging and seismic data to explore oil and potash is helpful to reduce the exploration cost and improve the prospecting precision.

Under the guidance of structural geology and sedimentology, through the precise calibration of polyhalite shared potash reservoir in central Sichuan Guang'an, the combination of Macroscopic and microscopic, geology and geophysics, reservoir and logging characteristics, the potash reservoir characteristics in actual seismic profile data, 6 categories of more than 20 kinds of typical polyhaite feature models are created (Fig. 1), seismic response models are obtained by wave

forward simulation, we analyze the seismic response and seismic attributes characteristics such as seismic amplitude, spectrum, wave impedance, absorption attenuation of the target layer, create Sichuan Triassic polyhalite potash reservoir seismic forward modeling analysis technology process to provide scientific method process and theoretical basis for potash reservoir analysis.

The research of the structural seismic data of Sichuan Guang'an indicates that using well logging data, geology data, seismic data and new methods and techniques of seismic exploration benefits the understanding of potash reservoirs. Seismic exploration method is therefore to play an important role in exploration for oil and potash.

Key words: Potash, exploration for oil and potash, seismic exploration, seismic response characteristics, seismic attribute

References

Anatolij, S., Edward, W., Anatolij, M., Siemion, K., and Leonid, G., 2007. Starobinskie zloze soli potasowych: geologia, metody eksploatacji i perspektywy rozwoju Starobin potash salt deposit: geology, exploitation, methods and perspectives.

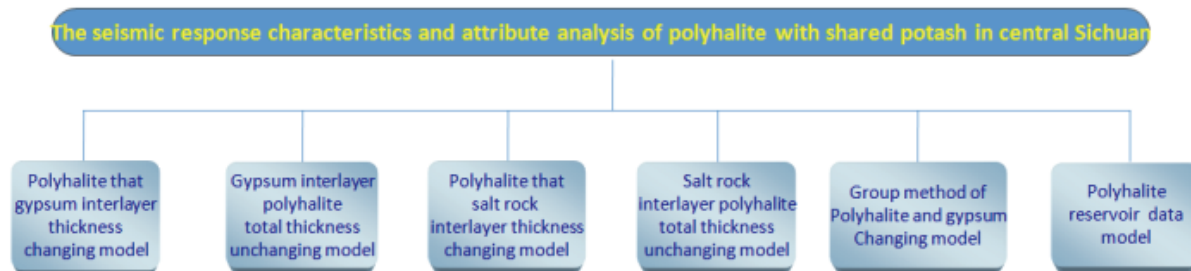


Fig. 1. Classification of polyhalite seismic response model.

* Corresponding author. E-mail: ddfd0001@sina.com

EVALUATION OF FORMATION DAMAGE USING MICROSTRUCTURE FRACTAL IN SHALE RESERVOIRS

LIJUN YOU,^{*,§} QIANG CHEN,^{*} YILI KANG,^{*}
YANGFENG YU^{*,†} and JINGAN HE^{*,‡}

**State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation
Southwest Petroleum University
Chengdu 610500, P. R. China*

*†Drilling and Completion Department of CNOOC Shanghai Branch
Shanghai 200030, P. R. China*

*‡Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery of the Ministry of Education
Northeast Petroleum University
Daqing 163318, P. R. China*

§youlj0379@126.com

Received July 3, 2014

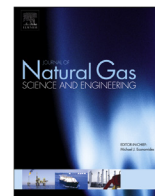
Accepted August 27, 2014

Published February 25, 2015

Abstract

Formation damage evaluation is a key and basic link in optimizing working fluids. It is widely accepted that formation damage is the reduction of core plugs permeability caused by working fluid invasion. However, the measurement of permeability faces a huge challenge for shale formation, such as overspending, time-consuming and the scarcity of unbroken core plug samples. A new method of fractal analysis derived from Scanning Electron Microscopy (SEM) image of shale pore structure was used to quantify the shale formation damage. This method needs to select optimal magnification and segmentation threshold value of SEM image to obtain exact Fractal Dimension (FD) of pore structure. In this paper, we take the black shale outcrops from Sichuan Basin for an example. The results shows that the optimal magnification for observation of the pore structure using SEM imaging in this area is 1000 \times , and the optimal threshold value for binary image is 29 (RGB). Microscopic pore structure of the shale follows the fractal law, and

[§]Corresponding author.



Sensitivity analysis of geometry for multi-stage fractured horizontal wells with consideration of finite-conductivity fractures in shale gas reservoirs



Mingjin Liu^b, Cong Xiao^{a,*}, Yancheng Wang^b, Zhun Li^c, Yayun Zhang^a, Sheng Chen^a, Guangdong Wang^d

^a College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

^b Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China

^c School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

^d School of Petroleum Engineering, Northeast Petroleum University, Heilongjiang 163318, China

ARTICLE INFO

Article history:

Received 3 August 2014

Received in revised form

20 November 2014

Accepted 21 November 2014

Available online 28 November 2014

Keywords:

Shale gas

Multi-stage fracturing horizontal well

Finite-conductivity

Stress sensitivity

Geometry

Numerical simulation

Optimization

ABSTRACT

A new analytical solution of pressure and rate transient analysis is proposed for MFHW with finite-conductivity transverse hydraulic fractures in shale gas reservoirs. Meanwhile, desorption, adsorption, viscous flow, stress sensitivity of natural fractures, skin damage and wellbore storage are simultaneously considered as well in this paper. Laplace transformation, line source function, perturbation method, and superposition principle are employed to solve this new model. The pressure and rate transient responses are inverted into real time space with stehfest numerical inversion algorithm. Based on this new solution, the transient pressure distribution of MFHW with multiple finite-conductivity transverse hydraulic fractures was obtained, type curves are plotted, and different flow regimes in shale gas reservoirs are identified, the effects of relevant parameters are analyzed as well. The innovation and essence of this paper is combining transient gas flow in finite-conductivity hydraulic fractures, the geometry of hydraulic fractures and dual-porosity character of shale gas reservoirs. Compared with some existing models for shale gas reservoirs, this new model is more comprehensive and can provide a relative practical analysis of the relevant parameters. Besides, the conclusions involving in the geometry of hydraulic fractures can greatly match with the previous conclusions from numerical simulation and are more persuasive than that. To sum up, this new model provides some relative real evaluation results for multi-stage fracturing horizontal well technology in shale gas reservoirs.

© 2014 Elsevier B.V. All rights reserved.

1. Introduction

Compared with conventional reservoirs, shale gas reservoir has its unique features, such as ultra-low permeability, ultra-low porosity, multi-scale pores, and these characters induce special flow regimes in shale gas reservoirs. According to some scholars (Xiao and Wei, 1990; Javadpour et al., 2007, 2009), flow in matrix pores which generally reaches to nona-scale for shale gas does meet diffusion principle instead of Darcy's law. At present, some scholars have conducted large amount of researches about

transient pressure and rate analysis for shale gas, some analytical and semi-analytical solutions are developed as well. Shale gas reservoir is the classical naturally fractured reservoir which contains complex natural fractures and ultra-low permeability. In terms of those kinds of reservoirs, Barenblatt et al. (1960) and Warren and Root (1963) originally proposed the dual-porosity model, and then Kazemi (1969), De Swaan (1976) and Ozkan et al. (2011) developed some other dual-porosity models for shale gas reservoirs to enrich the former productivity models. However, all of these dual-porosity models did not consider the phenomenon of desorption and adsorption in shale gas reservoirs.

Multi-fractured horizontal well (MFHW) currently has been proved to be the most effective way to produce shale gas, and this method can not only create several high-conductivity hydraulic

* Corresponding author.

E-mail address: 987558984@qq.com (C. Xiao).

Methane Adsorption Characteristics of Lower Paleozoic Shale in China's Southern Sichuan and Northern Yunnan

D. Lin,^{1,2} T. Zhang,^{1,2} J. Liao,² and M. Liao²

¹*State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, China*

²*School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu, China*

The study into the methane adsorption properties of three formations of shale collected from the Lower Paleozoic strata in the research area indicates the following conditions: TOC content is an important factor in controlling the methane adsorption capacity of shale; the total content of clay minerals and the theoretical maximum methane adsorption capacity of shale have no significant correlation; when TOC content varies, control over methane adsorption capacity varies widely, revealing that the adsorption capacity of shale is affected by the amount and type of organic matter and may also be restricted by other macro conditions and microfactors.

Keywords: methane adsorption, Lower Paleozoic shale, TOC, clay minerals, Southern Sichuan and Northern Yunnan

1. INTRODUCTION

Following the successful exploration of and in-depth theoretical studies into shale gas in North America, previous studies have shown that rich natural gas reserves may also be found in shale as cap rock. Curtis (2002) classified the occurring forms of shale gas into three categories: free state, adsorbed state, and dissolved state. But free gas and adsorbed gas are the dominant forms, and the content of adsorbed gas is generally in the range of 20–85% (Montgomery et al., 2005) and is often more than 50% (Lu et al., 1995). As adsorbed gas accounts for such a large proportion of the total amount of shale gas, a study into the adsorption properties of shale and the factors that influence this has become an important part of shale gas exploration and resource assessment.

Located at the southern edge of the Sichuan Basin on the Upper Yangtze Plate, the research area in southern Sichuan and northern Yunnan is one of the pilot areas in China's strategic survey of its shale gas resources (Figure 1). Three formations of regional shale developed in three Lower Paleozoic strata: the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation (QZS), the Upper Ordovician Wufeng Formation (WF), and the Lower Silurian Longmaxi Formation (LMX; Nie et al., 2009). All three groupings of regional mud shale are in the high-over mature stage (Ma et al., 2004). Here we reveal the relationship between the methane adsorption capability of high-over mature shale and TOC and clay minerals, and identify certain factors influencing the methane adsorption capacity of shale.

Address correspondence to Tingshan Zhang, Southwest Petroleum University, Xindu Avenue 8#, Xindu District, Chengdu, Sichuan, China. E-mail: zts_3@126.com

Vertical structure and dominating factors of sand body during Late Triassic Chang 9 time of Yanchang Formation in Ordos Basin, NW China

DING Xiong(丁熊)^{1,2,3}, CHEN Jing-shan(陈景山)², TAN Xiu-cheng(谭秀成)^{1,2}, LIN Dan(林丹)², ZHAO Zi-hao(赵子豪)², YAO Jing-li(姚泾利)⁴, DENG Xiu-qing(邓秀芹)⁴, LI Yuan-hao(李元昊)⁴

1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation
(China University of Southwest Petroleum), Chengdu 610500, China;

2. School of Geosciences and Technology, China University of Southwest Petroleum, Chengdu 610500, China;

3. Post-Doctor Station, China University of Chengdu Technology, Chengdu 610059, China;

4. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an 710021, China

© Central South University Press and Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2015

Abstract: Based on a synthetic geological study of drilling, well logging and core observations, two main genetic types of Chang 9 sand body in Odors Basin were recognized, which included two effects, that is, delta environment and tractive current effects that lead to the development of mouth bar, distal bar, sheet sand and other sand bodies of subaerial and subaqueous distributary channel, natural levee, flood fan and delta front, and shore-shallow lake environment and lake flow transformation effects that result in the development of sandy beach bar, sheet sand and other sand bodies. Chang 9 sand body mainly developed five basic vertical structures, namely box shape, campaniform, infundibuliform, finger and dentoid. The vertical stacking patterns of multilayer sand body was complex, and the common shapes included box shape + box shape, campaniform + campaniform, campaniform + box shape, infundibuliform + infundibuliform, campaniform + infundibuliform, box shape + campaniform, box shape + infundibuliform, and finger + finger. Based on the analysis on major dominating factors of vertical structure of sand body, sedimentary environment, sedimentary facies and rise, fall and cycle of base level are identified as the major geological factors that control the vertical structure of single sand body as well as vertical stacking patterns and distribution of multistory sand bodies.

Key words: vertical structure; stacking pattern; sand body; Chang 9 time; Ordos Basin

1 Introduction

The study of sedimentary structure characteristics began in the 1960 s. Based on the research of sedimentary environments and sedimentary facies, it analyzed shape, internal structure and sedimentary sequence of sedimentary body by applying logging, earthquake, core, outcrops and other information. POTTER and PETTEIJOHN [1] made extensive studies on the structural characteristics of different terrestrial and marine sedimentary bodies, and they proposed the primitive concept for structure characteristics of sedimentary body and widened the field of sedimentology.

Later, in the 1980 s, ELLIOTT [2] studied sedimentary sequences of sand bodies in different clastic rock sedimentary environments. He proposed sedimentary sequences of fluvial facies sand bodies, delta sand bodies, shore-shallow lake sand bodies, and

etc., and got the result that sedimentary facies and hydrodynamic conditions are the main controlling factors affecting the sedimentary sequence [2]. The results of these studies have impacted on many scientific disciplines, but the implications for the petroleum industry are extensive.

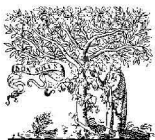
With the further research on sequence stratigraphy theory and sedimentology, PETTIJOHN et al [3] systematically studied different sandstone sedimentary systems. They proposed that accommodation space of different sedimentary bodies in the same sedimentary system was remarkably different from each other, which, as they pointed out, was one of the major causes that lead to the difference in different sedimentary bodies of the same sedimentary system [3]. This research result has attracted great attention of geoscientists, but its implications for the petroleum and gas industry are extensive [4–8].

With the growing difficulty in conventional oil and gas exploration and development, the exploration of

Foundation item: Project(2011D-5006-0105) supported by the Technology Innovation Foundation of CNPC, China; Project(SZD0414) supported by the Key Discipline of Mineral Prospecting and Exploration of Sichuan Province, China

Received date: 2014-02-23; **Accepted date:** 2014-07-15

Corresponding author: DING Xiong, PhD; Tel: +86-13438189028; E-mail: dingxiong_2007@126.com



ELSEVIER

Available online at www.sciencedirect.com

Journal of Hydrodynamics

2015,27(2):234-241

DOI: 10.1016/S1001-6058(15)60477-2


www.sciencedirect.com/science/journal/10016058


CrossMark

Improvement of predictions of petrophysical transport behavior using three-dimensional finite volume element model with micro-CT images*

LIU Jian-jun (刘建军)^{1,2}, SONG Rui (宋睿)², CUI Meng-meng (崔梦梦)³

1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China

2. School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China,
E-mail: liujj0906@sina.com

3. School of Petroleum and Natural Gas Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China

(Received December 26, 2013, Revised April 1, 2014)

Abstract: Due to the intricate structure of porous media, the macroscopic petrophysical transport properties such as the permeability and the saturation used for the reservoir prediction also show a very complex nature and are difficult to obtain. Thus, a better understanding of the influence of the rock structure on the petrophysical transport properties is important. In this paper, we present a universal finite volume element modeling approach to reconstruct the three dimensional pore models from the micro-CT images based on the commercial software Mimics and ICEM, prior to the pore network model based on some basic assumptions. Moreover, tetra finite volume elements are piled up to realize the geometry reconstruction and the meshing process. Compared with the former methods, this process avoids the tremendously large storage requirement for the reconstructed porous geometry and the failures of meshing these complex polygon geometries, and at the same time improves the predictions of petrophysical transport behaviors. The model is tested on two Berea sandstones, four sandstone samples, two carbonate samples, and one Synthetic Silica. Single- and two phase flow simulations are conducted based on the Navier-Stokes equations in the Fluent software. Good agreements are obtained on both the network structures and predicted single- and two- phase transport properties against benchmark experimental data.

Key words: porous media, pore-scale finite volume element model, micro-CT images, single- and two-phase flow

Introduction

An accurate prediction of the material parameters for disordered systems such as rocks, soils, micro emulsions, composites, ceramics, papers, or complex fluids, requires the identification of the pore-scale geometries of these porous media^[1-3]. Thus, the multi-scale modeling was regarded as a starting point, as emphasized by many scholars^[4,5]. Meanwhile, it is possible to conduct experiments to obtain such macroscopic properties. However, the full range of the dis-

placement process is difficult to be determined. For example, experiments on three-phase flow at laboratory scale usually cost much energy and time, but the results are not reliable in the low saturation region.

The pore-scale modeling refers to a numerical simulation method representing the pore space with parameterized geometries, through which the multi flow can be simulated. In 1956, Fatt firstly proposed a two-dimensional regular lattice model and applied it to the prediction of the capillary pressure and the relative permeability of drainage in porous media. After that, many realistic models of porous media were proposed by assuming that the pore space is composed of tube bundles or the solid particles are represented by spheres^[6]. These models can reproduce the spatial inter-connectivity of pore systems, but cannot reflect the real shapes and distributions of natural porous media.

Developments of the imaging technology help to advance the modeling of porous media greatly, in providing two-dimensional and three-dimensional images

* Project supported by the Natural National Science Foundation of China (Grant No. 51174170), the National Science and Technology Major Project of China (Grant No. 2011ZX05013-006).

Biography: LIU Jian-jun (1972-), Male, Ph. D., Professor

Corresponding author: SONG Rui,
E-mail: songrui0506@126.com

文章编号:1000-4092(2014)03-371-06

渤中28-2南油田注水过程中储层损害机理分析*

冯于恬^{1,2},唐洪明^{1,2},刘 枢²,王艳玲²,陈 超²

(1. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室(西南石油大学),四川 成都 610500;2. 西南石油大学地球科学与技术学院,四川 成都 610500)

摘要:清水、生产污水混合回注是海上油田早期普遍采用的注水开发方式。渤中28-2南油田清水产自馆陶组,矿化度8514.7 mg/L、水型为CaCl₂;污水为产自明化镇组的地层水,矿化度6605.7 mg/L、水型为NaHCO₃。本文以该油田为例,利用储层敏感性矿物分析、敏感性实验、清污配伍性实验、室内岩心驱替、平台水质调研等参数综合分析了油田注水过程中的储层损害机理;并针对海上油田注水的特点,建立了一套评价油田注水过程中储层损害机理研究的方法。渤中28-2南油田注入强度大,造成速敏性损害是影响注水效果的重要原因。静态配伍性评价结果表明,80℃时单一清水的总垢量为27.0~70.5 mg/L;当温度从80℃降至60℃,平均总垢量从70.5 mg/L降至18.3 mg/L,清水自身结垢能力较强。当清水和地层水以不同体积比混合后,悬浮垢、沉降垢及总垢含量均随地层水比例的增加呈先增加后降低的趋势,在1:1时出现峰值。悬浮垢、沉降垢主要为CaCO₃。动态配伍性评价结果表明,清水对岩心的渗透率损害率为41.11%~89.36%。清水在注入地层后会与地层流体发生不配伍现象,产生钙质垢,堵塞渗流通道,导致注水困难。同时由于平台污水处理时间短,处理量大,导致目前的水处理系统含油率不达标等是注水达不到配注量的关键因素。针对性提出预防储层损害的措施和手段,以提高注水井的吸水能力,保证油田注采平衡。图7表6参18

关键词:速敏;水敏;配伍性;注水水质;结垢;储层损害机理;渤中28-2南油田

中图分类号:TE358+.5 **文献标识码:**A

海上注水开发油田受水资源限制,一般采用浅层地下水与处理后的油田生产污水混配后作为注入水源,但注入水与地层水的化学不兼容引起结垢,对储层造成不同程度的伤害,导致注入水配伍性、水质等方面的问题更为复杂^[1-3]。

渤中28-2南油田位于渤海湾南部海域,该油田主力产层为明化镇组下段,储集岩性主要为细粒和中~细粒岩屑长石砂岩,属于浅水三角洲沉积相。储层孔隙度平均值31.6%,渗透率平均值 $1787 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,具有高孔高渗的储集物性特征,以粒间孔为主,孔喉连通性较好,点状、缩颈状喉道为主。

油田目前建有一座BZ28-2SCEP平台,2009年

3月正式投产,2009年5月开始注水。注水水源包括本平台油井的生产污水、产自上部层位馆陶组的清水。截至2012年12月,油田总井数54口,其中油井36口,注水井14口,水源井4口。2012年底油田累计注采比为0.82,日注水7000 m³,全年注水仅完成配注的86%,欠注 $44 \times 10^4 \text{m}^3$ 。油田注水存在以下共性问题:①油井含水上升快,产量递减大;②地层压力较低;③部分注水井注入压力高,达不到配注要求;④酸化效果差,有效期短。因此有必要综合探究储层注水损害机理,分析注水困难原因,为保护储集层、降压增注提供理论依据,并提出相应的注水开发建议,确保油田高效开发。

* 收稿日期:2013-11-21;修改日期:2014-01-27。

作者简介:冯于恬(1990-),女,西南石油大学地质工程专业在读硕士研究生(2012-),从事储层地质、油气层保护技术研究,E-mail: yiyi-guoli@163.com。唐洪明(1966-),男,教授,本文通讯联系人,从事油气层保护和储层微观分析等方面的教学和研究工作,通讯地址:610500 四川省成都市新都区西南石油大学明辨楼A502,E-mail: swpithm@vip.163.com。

川北仪陇—平昌地区雷口坡组顶部古岩溶的识别及其与储层的关系

李浩¹, 王兴志², 胡杨³, 朱童⁴, 李顺⁵, 杨雪飞²

(1 中海石油(中国)有限公司天津分公司勘探开发研究院; 2 西南石油大学资源与环境学院)
(3 川庆钻探工程公司地质勘探开发研究院; 4 成都理工大学能源学院; 5 中国石油西南油气田分公司)

摘要 研究区雷口坡组是一套中三叠统的海相碳酸盐岩,发育一至五段共五个地层段,雷五段已被全部剥蚀,顶部以雷四³亚段与上覆的须家河组接触。雷口坡组残厚 800~950 m,雷四³亚段顶部十几米至一百来米的范围内经历了广泛的溶蚀作用,主要受到表生期岩溶作用,形成了岩溶角砾岩、溶沟、硅化、膏模孔、溶孔、溶洞以及溶缝等,产生大量的溶蚀空间,但也有较多溶蚀空间被上覆须一段下落的泥质物充填或半充填。在成像测井上,岩溶角砾岩表现为明暗相间、大小混杂的棱角状斑块,未充填溶洞呈暗色高导特征,裂缝则呈连续的暗色条带。发育垂直渗流、水平潜流以及深部缓流这样三个岩溶带,垂直渗流带的储层发育总体好于水平潜流带,深部缓流带相对较差,古地貌地势较高之处溶蚀作用更强,储层更为发育。给出了研究区雷四³亚段储能系数分布图, A21—A19 井区、A22—A23 井区以及 A160 井区的储能系数都大于 0.6,是比较有利的储集区带。

关键词 四川盆地北部; 雷口坡组; 岩溶储层; 储层特征
中图分类号: TE112.23 **文献标识码**: A

川北仪陇—平昌地区雷口坡组是一套中三叠统的海相碳酸盐岩,厚度大、分布稳定、岩石类型多样,它经历了多旋回和多期次重大构造作用和成岩作用的改造,尤其是古岩溶作用比较发育。截至 2012 年 9 月底,该区钻揭雷口坡组的井共 57 口,其中 25 口在雷口坡组顶部(雷四段)的风化壳储层有油气显示,且以气测异常和气侵为主。在测试的 30 口井中,有 10 口井获天然气,已投产 3 口,累计产天然气 $2.53 \times 10^8 \text{ m}^3$,其中特别是 A22 井,在雷口坡组四段测试获日产天然气 $15.22 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的高产,展示了该区雷四段具有良好的勘探前景。但是,目前针对雷口坡组顶部风化壳岩溶型储层的勘探程度还较低,对古岩溶的识别特征尚存分歧,古岩溶与储层的关系也不清楚,导致储层展布情况不明,油气勘探面临一定困难。

本文旨在通过岩心观察、薄片鉴定以及成像测井等资料的综合分析,系统地总结研究区雷口坡组顶部古岩溶的识别特征,揭示出古岩溶与储层的关

系,为进一步探明雷口坡组顶部储层展布情况提供理论依据。

1 概况

川北仪陇—平昌地区位于四川盆地北部川北古中拗陷低缓带的东部偏南位置,落在仪陇—平昌平缓构造带上^[1],雷口坡组表现为东南部最浅、基本上从南向北倾伏的单斜构造,断层较为发育(图 1)。研究区雷口坡组残厚 800~950 m,主要由一套浅灰、灰、深灰色的石灰岩、白云岩、膏岩和岩溶角砾岩,以及灰质白云岩、白云质灰岩、膏质白云岩等过渡岩类的不等厚互层组成。根据岩性特征,雷口坡组自下而上可划分为一段至四段共 4 个地层段^[2-3](五段已全部被剥蚀),顶部雷四段又可细分为三个亚段,自下而上为雷四¹、雷四²和雷四³亚段(图 2)。研究区在 A30—A271 井一线的西北广大地区均残留雷四³亚段,且以一套深灰色、灰色的泥-粉晶白云岩、泥晶石灰岩、灰质白云岩夹岩溶角砾岩与上覆须家河组

收稿日期: 2012-09-17; 改回日期: 2013-04-01

李浩: 1987 生。2010 年毕业于西南石油大学; 2013 年硕士毕业于西南石油大学矿产普查与勘探专业,主要从事沉积与储层研究。
通讯地址: 300452 天津市塘沽区; 电话: (022)25804574

川西北厚坝地区上沙溪庙组沉积特征及油砂预测

杨雪飞^{1a,1b}, 王兴志^{1a,1b}, 张哨楠^{1a,1b}, 张博文², 李浩², 胡顺庆^{3a}, 钟赟^{3b}

(1. 西南石油大学 a. 油气藏地质与开发工程国家重点实验室; b. 地球科学与技术学院, 成都 610500; 2. 中海石油中国有限公司天津分公司勘探开发研究院, 天津 塘沽 120107; 3. 中国石油川庆钻探工程公司 a. 地质勘探开发研究院; b. 川西钻探公司, 成都 610051)

摘要:川西北厚坝油砂岩为我国典型的一类非常规石油资源,油砂主要发育在上沙溪庙组中下部的中—粗砂岩中。以层序地层学及沉积学相关理论为指导,通过野外观察、岩心描述、测井相分析、地震解释等手段对厚坝地区上沙溪庙组的沉积特征及油砂分布情况进行了研究。结果表明,上沙溪庙组发育低位体系域、水进体系域和高位体系域;该套地层发育的沉积相类型包括河流相、辫状河三角洲相和湖泊相;沙溪庙沉积期研究区西北部的龙门山古陆为物源区,碎屑向东南注入湖盆,在平面上,沉积相带从西北到东南依次为河流相、三角洲相、湖泊相。通过对野外露头以及单井沉积相研究发现油砂层主要发育在上沙溪庙组河道砂体中,孔渗性能较好,含油率较高,由此可知河道以及三角洲平原上的分支河道为有利沉积相。最后通过多口井的合成记录与地震剖面进行对比,从而标定并计算出油砂层的位置及厚度,绘制出油砂岩的厚度平面分布图,预测出上沙溪庙组油砂层的有利勘探区带。

关键词:油砂岩;上沙溪庙组;沉积相;油砂预测;厚坝地区
中图分类号:P618.130.2⁺1 **文献标志码:**A

文章编号:1000-7849(2014)03-0112-06

近年来国内外对非常规油气资源勘探与开发程度日益加强,油砂资源作为其中一类典型的非常规石油资源在世界各地均有分布^[1]。目前,在加拿大西部沉积盆地 Alberta 省北部探明油砂面积达 14 万 km²,资源量预计可达 1 630 亿桶至 1 690 亿桶^[2-3],该油砂矿的发现使加拿大成为世界第二大石油资源大国,仅次于沙特阿拉伯。我国目前油砂探明储量约为 59.7 亿 t^[4],主要分布在准噶尔盆地风城地区与龙门山前缘厚坝地区,其中厚坝地区油砂岩因其油气显示好、露头油苗分布广泛、资源量大、具有巨大的商业价值等特征而备受关注,早在 20 世纪 50 年代地质部与石油部便开始针对该区油砂进行了研究,并钻井 100 余口。该特殊矿藏的地质研究对后期开采具有重大意义。

越来越多关于沙溪庙组油砂的相关报道表明该油砂是一个岩性油藏^[5-6],沉积相对油砂储层的形成与分布具有至关重要的意义。然而,由于厚坝地区所处构造位置较复杂,区内沉积背景具有多样性,使得其沉积相研究难度较大。此次采用陆相层序地层学的相关思路,力争将沙溪庙组沉积相尤其是油砂层的沉积特征进行详细阐述与分析,期望有利于油

砂的进一步勘探与预测。

1 区域地质概况

龙门山推覆构造带北段由一些大致平行的逆断层组成,构造复杂,油气显示丰富^[7-8]。据徐世琦等^[5]不完全统计,从广元至安县间共有油气苗及沥青显示 260 处。纵向上自震旦系至侏罗系均有分布,横向上分布在碾子坝、矿山梁、天井山、重华、倒流河、青林口、双鱼石、厚坝等区域,其中以碾子坝—矿山梁—天井山一带的沥青脉和厚坝油砂岩最为著名^[6,9](图 1)。

厚坝地区油砂岩位于龙门山冲断带北段大梁山背斜的东南翼,为一高角度单斜构造。油砂层分布于下寺至厚坝一带,长约 30 km,沿地层走向油层已裸露地表,局部可见油及沥青沿砂岩的节理缝分布。厚坝油砂发育地层为中侏罗统沙溪庙组,该组地层以最大湖泛面沉积的一套数米厚的“黑色叶肢介页岩”顶为界可分为上、下沙溪庙组,该套油砂主要位于上沙溪庙组中下部地层,岩性为中—粗粒长石石英砂岩、岩屑(石英)砂岩(图 1)。

收稿日期:2013-03-04

编辑:杨勇

基金项目:四川省重点学科建设项目(SZD0414);西南石油大学研究生创新基金项目(GIFSS0711)

作者简介:杨雪飞(1988—),女,现正攻读矿产普查与勘探专业博士学位,主要从事沉积及储层地质学研究。E-mail:yangxf_queen@163.com

通信作者:王兴志(1964—),男,教授,博士生导师,主要从事沉积与储层研究。E-mail:wxswwpi@163.com

文章编号: 1673-8926(2013)05-0059-06

川西北厚坝地区油砂储层特征及成岩作用分析

杨雪飞^{1,2}, 王兴志^{1,2}, 张峭楠^{1,2}, 张博文³, 胡顺庆⁴, 林 刚^{1,2}

(1. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610500; 2. 西南石油大学资源与环境学院, 四川 成都 610500; 3. 中海石油(中国)有限公司天津分公司勘探开发研究院, 天津 300450; 4. 中国石油川庆钻探工程公司地质勘探开发研究院, 四川 成都 610051)

摘要: 龙门山断裂带前缘厚坝地区中侏罗统沙溪庙组油砂矿是一类典型的非常规油气资源。据野外露头和钻井岩心的宏观与微观研究, 探讨了厚坝地区油砂的储层特征及成岩作用特征。研究认为, 储层岩石类型以中—粗岩屑石英砂岩和岩屑砂岩为主; 储集空间以残余粒间孔及粒间溶孔为主, 粒内溶孔较少, 裂缝较发育, 具有中高孔、中渗的特点; 储层成岩作用主要包括压实作用、胶结作用及溶蚀作用。溶蚀作用与绿泥石胶结作用对孔隙的保存均起积极作用, 其中溶蚀作用多发生于不稳定颗粒边缘及颗粒内部, 形成大量次生溶孔; 绿泥石胶结作用可提高岩石的抗压实强度, 从而使原生孔隙得以保存。压实作用与钙质及硅质胶结作用对孔隙均起破坏作用, 为储层形成的不利因素。

关键词: 油砂; 储层特征; 成岩作用; 沙溪庙组; 川西北地区

中图分类号: TE122.2 **文献标志码:** A

Oil sand reservoir characteristics and diagenesis in Houba area, northwestern Sichuan

YANG Xuefei^{1,2}, WANG Xingzhi^{1,2}, ZHANG Shaonan^{1,2}, ZHANG Bowen³, HU Shunqing⁴, LIN Gang^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China; 2. College of Resource and Environment, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China; 3. Research Institute of Exploration and Development, CNOOC Tianjin Company, Tianjin 300450, China; 4. Geological Exploration and Development Research Institute, Chuanqing Drilling Exploration Engineering, PetroChina, Chengdu 610051, China)

Abstract: Oil sand of Middle Jurassic Shaximiao Formation in Houba area in the frontier Longmen Mountain is one of the most typically important unconventional resources. Based on crop and core observation, this paper discussed the reservoir characteristics of oil sand and its diagenesis in Houba area. The result shows that the reservoir sandstones are mainly medium-coarse grained sublitharenite and litharenite, the main pore types are residual intergranular pores and intergranular dissolved pores, and fractures are common. The sandstone reservoir has the characteristics of medium-high porosity and medium permeability. Diagenesis includes compaction, cementation and dissolution, and dissolution and chlorite cementation are constructive for the preservation of pores. Dissolution generally developed within grain and boundary of unstable grain, and formed great number of secondary dissolved pores. Chlorite cementation can improve the rock compaction resistance. Compaction, carbonate cementation and quartz overgrowth cause damages to the

收稿日期: 2013-01-19; 修回日期: 2013-04-08

基金项目: 四川省重点学科建设项目(编号: SZD0414)与西南石油大学研究生创新基金“厚坝地区沙溪庙组油砂岩成因分析”(编号: GIFSS0711)联合资助。

作者简介: 杨雪飞(1988-), 女, 西南石油大学在读博士研究生, 研究方向为沉积及储层地质学。地址: (610500)四川省成都市新都区西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室。E-mail: yangxf_queen@163.com

通信作者: 王兴志(1964-), 男, 教授, 博士生导师, 主要从事沉积与储层研究。E-mail: wxzswpi@163.com

文章编号: 1009-3850(2014)04-0059-09

川中灯影组碳酸盐岩岩溶地层测井响应特征

林刚¹, 王兴志¹, 刘志尧², 谢林³, 杨雪飞³

(1. 西南石油大学 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610500; 2. 中国石油 川庆钻探工程有限公司长庆井下技术作业公司, 陕西 西安 710018; 3. 西南石油大学 地球科学与技术学院, 四川 成都 610500)

摘要: 川中磨溪-高石地区震旦系灯影组受桐湾运动 I 幕和 II 幕的影响, 致使灯二段及灯四段顶部遭受风化剥蚀, 区内大规模发育的溶蚀孔洞在测井曲线上具有明显的响应特征。通过对研究区的钻井、常规测井及 FMI 成像等资料分析, 将研究区岩溶剖面从上而下分为地表岩溶带、垂直渗流岩溶带、水平潜流岩溶带及深部缓流岩溶带。研究表明, 地表岩溶带由风化残余物杂乱堆积而成, 水平潜流岩溶带顺层孔洞发育, 二者是研究区储层最为发育层位; 渗流岩溶带储层较发育, 深部潜流带储层不发育。从区域上看, 研究区位于古岩溶斜坡带, 从南西向北东方向, 岩溶作用逐渐增强。

关键词: 磨溪-高石地区; 灯影组; 岩溶; 测井响应

中图分类号: TE122.2⁺⁴

文献标识码: A

引言

四川盆地自 20 世纪 60 年代发现威远气田、资阳气区以来, 对震旦系灯影组的勘探一直未取得重大突破^[1]。究其原因, 主要是由于灯影组地层埋藏较深 (>5000m)、时代古老、成岩作用复杂、演化时间长^[2], 寒武-震旦系含油气系统遭受多种后期地质作用的影响^[3], 此外, 还受到古气候、海平面升降、构造运动和古隆起等外部因素的制约^[4]。其中, 震旦纪中期及末期的两幕桐湾运动导致灯影组在整个盆地遭受溶蚀^[5], 致使灯二段及灯四段顶部地层遭受风化、剥蚀, 为后期溶蚀作用提供了物质基础。

垂向上, 岩溶相带常分为地表岩溶带、垂直渗流带、水平潜流带及深部缓流带, 各个岩溶相带产物截然不同。平面上, 岩溶地貌根据地势相对高低划分为岩溶高地、岩溶斜坡和岩溶洼地。岩溶高地处于相对高部位, 是岩溶、风化作用最为强烈的

地区, 岩溶水以垂向运动为主, 洞穴发育规模不大; 岩溶斜坡为岩溶高地与岩溶洼地之间的过渡地带, 既有垂向渗流, 也有近水平径流, 洞穴发育规模较大, 并具成层性; 岩溶洼地是地表水与岩溶水的汇聚区, 水动力明显减弱, 次生孔隙欠发育^[6]。因此, 本文重点对川中灯影组岩溶带进行了划分, 弄清不同岩溶相带在测井相应上的特征, 预测储层发育规律, 为以后的研究提供有益资料。本文所指岩溶主要指表生岩溶作用, 是碳酸盐岩在大气淡水条件下, 遭受化学溶蚀作用和机械侵蚀作用而形成的特有的岩溶现象^[7]。

1 地质概况

磨溪-高石地区位于乐山-龙女寺古隆起东段上斜坡部位(图 1 左), 在加里东运动后开始形成, 喜山晚期运动形成了大型圈闭^[8]。灯影组经历了两期桐湾运动的构造抬升, 致使灯二段及灯四段顶部

收稿日期: 2013-12-23; 改回日期: 2014-02-24

作者简介: 林刚(1989-), 男, 硕士研究生。研究方向: 沉积学及储层地质学。E-mail: 568606890@qq.com

川中地区下寒武统龙王庙组白云岩储层成岩作用

杨雪飞^{1a,1b}, 王兴志^{1a,1b}, 杨跃明², 李兴彦³, 姜楠^{1a,1b}, 谢继荣², 罗文军²

(1. 西南石油大学 a. 油气藏地质与开发工程国家重点实验室; b. 地球科学与技术学院, 成都 610500;

2. 中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院, 成都 610051; 3. 中国石油青海油田勘探开发研究院, 甘肃 敦煌 736202)

摘要:下寒武统龙王庙组是四川盆地一个全新的含油气层,尤其是随着近期川中地区该层位取得重大突破,龙王庙组展现出了巨大的勘探潜力。通过岩心薄片观察、扫描电镜及X衍射分析等研究手段结合常规储层物性分析方法等对川中龙王庙组储层成岩作用进行了探讨。研究发现龙王庙组储层发育良好,储集岩以砂屑白云岩及粉晶白云岩为主,粒间溶孔、晶间溶孔以及溶洞较为发育,孔隙度集中在2%~6%间,渗透率集中在 $0.001 \times 10^{-3} \sim 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 间,结合孔渗相关关系分析认为龙王庙组储层包括中孔中渗的孔隙型储层及低孔高渗的裂缝-孔洞型储层两类。储层在成岩阶段经历了压实作用、胶结作用、白云石化作用、重结晶作用及多期溶蚀作用。压实作用及胶结作用使得原生孔隙大幅度减少,对储层的形成具有破坏性作用;白云石化及重结晶作用造成孔隙结构发生改变,进而提高储层的有效孔隙度。研究表明龙王庙组白云岩成因主要与同生-准同生阶段局限高盐度海水有关;而多期溶蚀作用产生了大量的次生孔洞成为现今主要的储集空间。

关键词:白云岩;储层;成岩作用;龙王庙组;下寒武统;川中地区

中图分类号:P588.2

文献标志码:A

文章编号:1000-7849(2015)01-0035-07

长期以来,众多油气研究者认为四川盆地寒武系具有良好的油气勘探潜力,下寒武统底部烃源岩发育较好^[1-5],远景资源量在下古生界占首位^[6],中-上寒武统碳酸盐岩分布广泛,厚度稳定,发育良好的储集体^[1,7-8],在盆地内资阳及威远地区上寒武统洗象池群已取得一定的油气显示^[9]。但下寒武统龙王庙组中的油气勘探一直未取得突破,相应的研究基本处于空白。直至2012年,随着川中地区该层位的油气勘探取得重大突破,尤其是磨溪-高石梯地区陆续钻探的多口新井龙王庙组均取得较好的试油结果,使之成为盆地内继长兴组、飞仙关组后又一重要含油气层位,展现出巨大的勘探潜力,而川中安岳气田磨溪区块龙王庙组气藏也成为我国现今发现的最大海相单体整装气藏。由于长期以来龙王庙组未作为目的层开展过相应的研究,因此对其认识尚不清楚,笔者将通过岩石宏微观研究结合常规物性分析对龙王庙组储层的特征进行阐述并进一步探讨储层发育的主要成岩作用,最终为储层的形成机制分析及有利储层的分布预测提供理论依据。

1 区域地质概况

川中地区位于四川盆地中部,包括南充、遂宁、

安岳等地区,构造上隶属于乐山-龙女寺古隆起^[10],位于川中古隆中平缓褶皱带(图1)。研究区自震旦系沉积后经历了多期同沉积隆起及剥蚀隆起。受加里东运动及海西运动的影响,研究区长时间暴露剥蚀因而普遍缺失石炭系、泥盆系、志留系及部分奥陶系地层^[11]。区内寒武系保存较好,由下至上包括筇竹寺组、沧浪铺组、龙王庙组、高台组以及洗象池组^[8](图1)。筇竹寺组为一套发育良好的区域性烃源岩,由巨厚的深灰色-黑色页岩、泥岩、粉砂质泥岩组成;沧浪铺为一套灰白色、紫红色的砂岩、砂质云岩、云质粉砂岩。高台组地层岩性与沧浪铺组相类似;龙王庙组地层主要以一套颗粒白云岩、晶粒白云岩夹于沧浪铺组与高台组的碎屑岩地层之间;洗象池组为一套白云岩及灰质白云岩。

早寒武世龙王庙期四川盆地处于上扬子碳酸盐岩台地西北部^[12],受周缘古陆和水下隆起的层层围限^[13],川中地区发育局限-蒸发海台地沉积^[12-15]。龙王庙组沉积期包括了2个四级海平面升降旋回,沉积水体逐渐变浅,形成了2套海退沉积产物。根据海平面变化将区内龙王庙组以中部一套含石膏假结核的泥质泥晶白云岩底为界划分为上下两段(图1)。储层发育于2个亚段的中上部,岩性以溶孔、洞发育的砂屑白云岩、残余砂屑白云岩以及晶粒白云岩为主。

收稿日期:2014-02-17

编辑:刘江霞

基金项目:四川省重点学科建设项目(SZD0414)

作者简介:杨雪飞(1988—),女,现正攻读矿产普查与勘探专业博士学位,主要从事沉积及储层地质学研究。E-mail:yangxf_queen@163.com

通信作者:王兴志(1964—),男,教授,博士生导师,主要从事沉积与储层研究。E-mail:wxszwpi@163.com

油气地质

川中地区下寒武统龙王庙组沉积相特征

杨雪飞^{1,2,3}, 王兴志^{1,2,3}, 代林呈^{1,2,3}, 杨跃明⁴, 谢继荣⁴, 罗文军⁴

(1.西南石油大学 油气藏地质与开发工程国家重点实验室,成都 610500; 2.四川省天然气地质
重点实验室,成都 610500; 3.西南石油大学 地球科学与技术学院,成都 610500;
4.中国石油西南油气田分公司 勘探开发研究院,成都 610051)

摘要:结合四川盆地下寒武统龙王庙组区域地质资料,以及川中地区录井、测井及岩心等资料,探讨了研究区龙王庙组的沉积特征及沉积相展布。研究认为:川中地区在早寒武世龙王庙组沉积期位于陆表海碳酸盐局限—蒸发台地内,包括局限泻湖、台内滩、台坪和混积潮坪等 4 种亚相。龙王庙组沉积期经历了 2 次海侵—海退旋回,纵向上发育了 2 套完整的泻湖—台内滩—台坪—混积潮坪沉积组合,分别对应于龙王庙组上段和下段。泻湖亚相发育于各段底部,具有水体局限和能量弱的沉积特征;台内滩亚相发育于各段中部,分别沉积了一套厚层砂屑白云岩和鲕粒白云岩,在研究区分布稳定;台坪亚相发育于各段中上部,沉积物以浅色细晶粒白云岩为主,具有沉积水体浅且易暴露的沉积环境特征;混积潮坪亚相仅发育于各段顶部,为海退最晚期的沉积产物。受龙王庙组沉积期乐山—龙女寺水下古隆起的影响,川中地区位于水下隆起斜坡部位,水动力整体较强,其沉积相分布与水下古隆起密切相关。

关键词:沉积特征;展布规律;下寒武统;龙王庙组;川中地区

中图分类号:TE121.3 文献标志码:A 文章编号:1673-8926(2015)01-0095-07

Sedimentary features of the Lower Cambrian Longwangmiao Formation in the central Sichuan Basin

YANG Xuefei^{1,2,3}, WANG Xingzhi^{1,2,3}, DAI Lincheng^{1,2,3}, YANG Yueming⁴, XIE Jirong⁴, LUO Wenjun⁴

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;
2. Key Laboratory of Natural Gas Geology in Sichuan Province, Chengdu 610500, China; 3. School of Geoscience and
Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China; 4. Research Institute of Exploration and
Development, PetroChina Southwest Oil and Gas Field Company, Chengdu 610051, China)

Abstract: Combining with geological background of Sichuan Basin, this paper studied the sedimentary features of Longwangmiao Formation in the central Sichuan Basin by means of cores, thin section observations and logging analysis. It indicates that the study area was located in restricted-evaporated platform during Longwangmiao period, which includes lagoon, intra-platform shoal, platform flat and tidal flat. During the Longwangmiao period, two episodes of transgression and regression process had occurred, and two sets of lagoon-intra-platform shoal-platform flat-tidal flat sediments developed upward. Lagoon developed in the bottom of Longwangmiao Formation, with deep and low fluid energy. Intra-platform shoal developed in the middle part of Longwangmiao Formation, and it was composed of thick dolarenite and oolitic dolostone with steady distribution in the study area. The fine crystalline dolostone generated in the platform flat

收稿日期:2014-03-12;修回日期:2014-06-16

基金项目:四川省重点学科建设项目(编号:SZD0414)资助

作者简介:杨雪飞(1988-),女,西南石油大学在读博士研究生,研究方向为沉积及储层地质学。地址:(610500)四川省成都市新都区西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室。E-mail:yangxf_queen@163.com

通信作者:王兴志(1964-),男,教授,博士生导师。主要从事沉积与储层的教学与研究工作。E-mail:wxswwpi@163.com。

川中地区震旦系灯影组储层特征及其主控因素

莫 静^{1,2} 王兴志^{1,2} 冷胜远³ 林 刚^{1,2} 熊剑文^{1,2} 谢 林^{1,2} 周 正^{1,2}

(1.西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室,四川 成都 610500; 2.西南石油大学天然气地质四川省高校重点实验室,四川 成都 610500; 3.长庆油田分公司第三采气厂气田产能建设项目组,内蒙古 鄂尔多斯 017300)

提要:采用宏观和微观相结合的方法,对川中地区震旦系灯影组地层研究表明,其储集岩类型主要为溶蚀(假)角砾岩、粉晶白云岩、藻白云岩和砂屑白云岩,储集空间以溶蚀孔洞为主,储集物性较差,为低孔低渗型储层,储层类型以裂缝-孔洞型为主。研究区岩溶储层的发育及演化受到沉积作用、成岩作用以及构造作用的共同控制。相对较强水动力环境形成藻白云岩、粉晶白云岩和颗粒白云岩,发育原生孔隙,为后期强烈岩溶作用提供了良好的物质基础。两幕铜湾运动使灯影组地层抬升,长时间暴露于地表,接受大气淡水、混合水改造,发生表生期岩溶作用。在近地表处形成风化壳,大气淡水、混合水通过风化壳继续溶蚀下覆地层,局部地层溶蚀强烈,垮塌形成岩溶角砾岩,同时在下覆地层中形成大量溶蚀孔洞等次生孔隙。沉积作用和成岩作用为次生孔隙的形成提供了有利条件,改善了储层的储集性能,而后期多期构造作用产生大量裂缝,大大提高了储集岩渗透率。

关键词:川中;灯影组;储层;白云岩;古岩溶作用

中图分类号:P618.130.2*1 文献标志码:A 文章编号:1000-3657(2013)05-1505-10

近年来,四川地区震旦系灯影组研究取得了重大突破,先后发现威远震旦系气田和资阳震旦系气藏,前人研究表明^[1-5],灯影组碳酸盐岩储层发育受到沉积相、成岩作用和构造作用控制,沉积作用、成岩作用以及构造作用的相互配合是形成质量好储集体的有利条件。与威远、资阳地区具有相似地质条件的川中乐山—龙女寺古隆起平缓区在该套地层内的油气勘探才进入起步阶段,虽然一些专家学者在该区已经做了大量的工作^[6-9],对油气地质条件也取得了一定程度的认识,但是由于该区储集层段埋藏较深,成岩作用复杂,对储层特征及其主控因素等问题的认识仍尚存争议,因此,本文结合区域地质资料和区域构造演化史,对川中地区震旦系灯影组储层进行研究,明确储层特征及其主控因素,希望后期油气勘探提供有益的理论支撑。

1 地质背景

四川盆地是一个面积约 $19 \times 10^4 \text{ km}^2$ 的大型含

油气叠合盆地,在前震旦系变质岩和火成岩的基底上,沉积了厚达 6000~12000 m 的海相和陆相地层。川中地区位于四川盆地中部,涉及遂宁、南充和安岳等市(县)。研究区在区域构造上隶属于乐山—龙女寺古隆起,位于川中平缓褶皱带(图 1),古隆起震旦系天然气资源丰富^[10-11],区内油气藏类型十分复杂,不仅存在众多的构造型油气藏,还有许多非构造型油气藏,研究区为磨溪、高石梯两个构造带。安静稳定的浅水台坪环境本可以形成连续稳定沉积的灯影组地层,但由于两幕铜湾运动的发生,导致沉积环境变化,成岩作用复杂多样,纵向上从底到顶呈现两次海退沉积旋回特征(图 1)。

2 灯影组储层特征

2.1 主要储集岩类型

川中地区灯影组的宏观、微观观察及物性分析表明,岩石类型多样,以碳酸盐岩占绝对优势,少量硅质岩和泥岩,能构成储集体的岩石主要为距两期

收稿日期:2013-01-10;改回日期:2013-06-20

基金项目:教育部“新世纪优秀人才支持计划”(NECT-04-0911);四川省重点建设学科建设项目(SZD0414)。

作者简介:莫静,女,1988年生,硕士生,主要从事沉积学及储层地质学研究;E-mail:495963082@qq.com。

川中震旦系灯影组碳酸盐岩成岩作用及储层孔隙演化

莫静 (西南石油大学资源与环境学院, 四川 成都 610500)

王兴志 (油气藏地质及开发工程国家重点实验室 (西南石油大学)
西南石油大学资源与环境学院, 四川 成都 610500)

谢林 (油气藏地质及开发工程国家重点实验室 (西南石油大学)
西南石油大学资源与环境学院, 四川 成都 610500)

周正, 林刚, 熊剑文 (西南石油大学资源与环境学院, 四川 成都 610500)

[摘要] 以四川盆地中部震旦系灯影组 (Z_2d) 碳酸盐岩为研究对象, 应用宏观与微观分析技术, 对其成岩作用、成岩演化序列、储层孔隙演化及其特征进行了详细研究。研究区常见的成岩作用有: 压实压溶作用、胶结作用、充填作用、硅化作用、重结晶作用和溶蚀作用。其中对储层孔隙发育起建设性作用的主要有重结晶作用和溶蚀作用, 起破坏性作用的主要有压实压溶作用、胶结作用、充填作用和硅化作用。讨论了各种成岩作用对储层发育的影响。根据成岩作用的先后顺序以及成岩作用过程中孔隙演化特点, 总结了灯影组的成岩序列及孔隙的演化规律。

[关键词] 川中; 灯影组; 成岩作用; 孔隙演化

[中图分类号] TE122.2

[文献标志码] A

[文章编号] 1000-9752 (2013) 08-0032-07

四川盆地震旦系灯影组 (Z_2d) 古岩溶储层发育, 具有良好的油气储集潜力, 已发现资阳、威远气田, 并且对其已有较为详细的研究^[1~6]。该套地层在与威远、资阳地区具相似地质条件的川中地区的勘探才起步, 虽部分学者对其已做了一定的工作^[7~10], 但是由于该区储集层段埋藏历史久远, 成岩作用多样, 导致对储层特征及其分布规律等的认识仍存在一定的问題。因此, 开展研究区内成岩作用与储层孔隙演化关系的研究, 有利于认识储层的特征及其分布规律, 为后期勘探提供一定的地质依据。笔者旨在通过对区内各种成岩作用的综合研究来揭示其与储层发育和孔隙演化的关系。

1 概况

川中 Z_2d 地层残厚 600~900m, 主要由一套原生白云岩组成^[11], 属于浅水台坪夹半深水台坪环境。根据岩性特征, 可将 Z_2d 从下至上分为 $Z_2d_1 \sim Z_2d_4$ 共 4 段, 以 Z_2d_3 稳定沉积的泥岩底界为界限, 可将研究区 Z_2d 从下至上划分为 2 个岩性段, 下岩性段从下至上由泥-粉晶白云岩夹薄层藻白云岩渐变为藻白云岩夹粉晶白云岩、薄层砂屑白云岩; 上岩性段从下至上由一套区域稳定沉积的泥岩渐变为藻白云岩、粉晶白云岩夹薄层藻黏结白云岩。总体而言, Z_2d 从下至上的 2 个岩性段均呈现 2 次海退沉积旋回特征, 分别为旋回 I 和旋回 II。区内 Z_2d 经历了近 6 亿年的地质历史, 并受多次构造运动影响, 导致后期成岩环境多变, 成岩作用复杂多样, 最终改造结果为—部分原生孔隙丰富的沉积物转变为以次生孔隙为主的储层, 而另一部分原生孔隙丰富的沉积物则转变为非储层。

研究区现今 Z_2d 储层集中分布在 Z_2d_4 中上部和 Z_2d_2 中上部, 储集岩以藻白云岩、粉晶白云岩、溶蚀角砾岩为主, 颗粒白云岩厚度小, 分布局限, 为研究区次要储集岩。储集空间以次生成因的顺藻纹层

[收稿日期] 2013-03-01

[作者简介] 莫静 (1988-), 女, 2011 年大学毕业, 硕士生, 现主要从事储层地质学方面的研究工作。

川中侏罗系大安寨段岩性测井识别标准及其应用

漆娟¹ 陈世加¹ 杜文韬² 刘超威¹ 唐海评¹

(1. 西南石油大学, 成都 610500;

2. 中国石油长城钻探公司, 北京 100101)

摘要: 川中侏罗系大安寨储层孔渗较差, 属于典型的致密油, 原油富集明显受岩性控制, 识别不同岩性的空间展布成为制约工区下一步勘探的重要因素。以取芯资料为基础, 分析不同测井曲线与取芯资料的对应关系, 建立以自然伽马、声波时差、深浅双侧向为主的解释标准。介壳灰岩标准为 $GR < 45$ API, 声波时差以低值为主, 深浅双侧向以高值为主; 泥页岩标准为 $GR > 75$ API, 声波时差相对较高, 深浅双侧向低值; 泥质介壳灰岩的标准为 $GR: 45 \sim 75$ API, 声波时差相对较低, 深浅双侧向相对高值。

关键词: 川中侏罗系; 大安寨段; 介壳灰岩; 致密油; 测井解释

中图分类号: TE357

文献标识码: A

文章编号: 1673-1980(2013)02-0076-04

四川盆地侏罗系大安寨段是一种特殊类型的大面积含油非常规致密油气藏。该油藏无明显圈闭界限, 无明显边水、底水及油水界面, 属“无水油藏”; 浮力与重力分异不明显, 缺少大规模二次运移, 源内或近源聚集; 储层具有特低孔渗(孔隙度为 $1\% \sim 1.5\%$, 渗透率低于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)、双重介质特征; 大面积整体含油, 多层系叠合连片, “连续”分布在斜坡及凹陷区, 不受局部构造控制而受岩性控制^[1]。大安寨段主要由介壳灰岩、泥质介壳灰岩和泥页岩 3 种岩性构成, 岩性岩相条件控制着油气田的区域分布, 油气的富集与高产在有利岩性岩相带内受暗色泥页岩和储层的双重控制^[2]。在川中侏罗系大安寨段, 源储之间的分布关系对大安寨段的油气富集至关重要。

通过建立新的测井解释标准来识别这 3 种岩性, 研究大安寨段介壳灰岩、泥质介壳灰岩与泥页岩的分布与油气富集规律关系, 确定优选勘探区块显得尤为重要。本文以测井曲线结合岩心观察建立新的解释标准, 对大安寨段近 200 口井进行了新的解释, 并以大安寨段金华油田为例, 了解介壳灰岩分布与油气富集的关系。在金华油田, 泥质介壳灰岩与泥页岩呈互层状分布的地段也是研究的重点。

1 地质概况

四川盆地川中地区侏罗系油藏经过近 50 多年的勘探, 发现侏罗系 5 套主要含油气层组, 而大安寨段是侏罗系主要油气产层。截至 2010 年底, 大安寨段共试油井 933 口, 获工业油气井 541 口(其中低产油气井 191 口), 探井成功率 58%。目前, 大安寨段年产原油 8.16×10^4 t, 占侏罗系各层段年产油总量的 74%, 是川中地区石油开发的主要产层^[4]。

川中侏罗系地层由一套河流—三角洲—湖泊相为主的暗色、杂色、红色碎屑岩组成。下侏罗统大安寨段属于典型的大型内陆湖相环境中的沉积, 发展于马鞍山期湖盆的基础之上, 最大沉积范围约十余万平方千米, 平面上沉积相带呈不对称环形分布。大安寨段介壳灰岩堆积的浅湖与滨浅湖相带属于寻找油气藏的有利区块^[3]。

2 川中侏罗系大安寨段岩性测井识别标准的建立

下侏罗统自流井组大安寨段地层厚约 70~110 m, 根据岩性自上而下分为大一、大一三和大三 3 个亚段。由于岩心资料有限, 因此利用测井资料与岩心对比识别这 3 种岩性至关重要。大安寨段的测井

收稿日期: 2012-11-15

基金项目: 国家重大专项(2011ZX05001-001)

作者简介: 漆娟(1987-), 女, 四川南充人, 西南石油大学在读硕士研究生, 研究方向为石油地质。

地幔柱构造的沉积及环境响应 ——以峨眉地幔柱为例*

杨巍¹ 张廷山^{1**} 刘志成¹ 黄浩¹ 闵华军¹ 杨扬²

YANG Wei¹, ZHANG TingShan^{1**}, LIU ZhiCheng¹, HUANG Hao¹, MIN HuaJun¹ and YANG Yang²

1. 油气藏地质与开发工程国家重点实验室, 成都 610500

2. 中石油西南油气田分公司蜀南气矿, 泸州 646000

1. State Key Laboratory of Oil and Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu 610500, China

2. Shunan Gas Field of PetroChina Southwest Oil & Gas field Company, Luzhou 646000, China

2012-01-06 收稿, 2013-05-02 改回.

Yang W, Zhang TS, Liu ZC, Huang H, Min HJ and Yang Y. 2014. Sedimentary and environmental responses to mantle plume: A case study of Emeishan mantle plume. *Acta Petrologica Sinica*, 30(3): 835 – 850

Abstract According to the strata characters, lithological features, palaeontologic assemblages, geochemistry index and the result of predecessors' research in the northwest of the Upper Yangtze plate in the Middle Permian. Due to the crustal doming affected by Emeishan mantle plume activity in the Middle Permian, Sichuan Basin was characterized by high relief in the southwestern part of the Upper Yangtze platform, converted into flat paleogeomorphic features eastward and northeastward, and poorly developed steep slope and distinct slope transition zone. The paleogeographical feature of this kind, and local sea level change directly controlled the paleogeographic pattern and evolution, forming a unique pattern of carbonate ramp platform. Emeishan mantle plume activity caused the sedimentary and environmental responses included lithology, paleontology and geochemistry characters. According to the sedimentary lithology, paleontological assemblages, structure features and geochemistry characters in various parts of submarine doming, the study area in a broad environment with a high water energy is the subfacies open platform, located at the higher part of the submarine dome shaped area in the southwestern Upper Yangtze platform, and gradually transformed eastward and northeastward into developing area of the shallow and deep ramp facies. There are enriched of paleontological in the open platform and shallow ramp developing area. The *Palaeotextularia* assemblages, *Ungdarella* assemblages located in open platform. The *Mizzia-Pseudovermoporella* assemblages, *Glomospira-Eolasiiodiscus* assemblages and *Nodosarinae* assemblages, and so on, represent the shallow ramp environment, the palaeontology gradually decreased to eastward and northeastward. There are only a small amounts of paleontology distributed in the upper deep ramp facies developing area. Changes in the abundances of trace elements also reflect the paleogeographic characteristics. From the open platform to deep ramp facies developing area, the sedimentary environment also transform from oxidizing environment to reducing environment. In the process of environmental changes, the average abundances for Ba, Sr, V, Cu etc., are gradually increased.

Key words Emeishan mantle plume; Middle Permian; Environmental response; Sedimentary response; Sichuan Basin

摘要 通过对上扬子板块西北部中二叠统地层、岩性、古生物及地球化学特征,并结合前人研究资料分析认为,受峨眉地幔柱活动而形成的穹窿状地壳隆升影响,四川盆地中二叠世地貌特征表现为西南部较高,向东及东北方向平缓降低,其中不发育陡斜坡及斜坡转折带。该古地貌特征与区域海平面升降共同控制和影响了研究区古地理格局及演化,形成了受峨眉地幔柱活动控制的缓坡型碳酸盐岩台地。中二叠世岩性、古生物及地球化学特征对峨眉地幔柱活动均有相应的响应。根据穹窿状水下隆起不同部位沉积的岩性、古生物组合、沉积构造以及地球化学特征,四川盆地中二叠世总体表现为西南部环境开阔,水体动荡,发育开阔台地亚相,向东及东北方向逐渐过渡为浅缓坡亚相和深缓坡亚相发育区。开阔台地及浅缓坡环境中生物

* 本文受国家自然科学基金项目(41272135)及国家油气重大专项(2008ZX05007-004)联合资助。

第一作者简介: 杨巍,男,1985年生,博士生,沉积地质学专业, E-mail: rexswpu@163.com

** 通讯作者: 张廷山,男,1961年生,博士,教授,博士生导师,沉积地质学及古生态学专业, E-mail: zts_3@126.com

鄂尔多斯盆地大牛地奥陶系马五₂段储层成岩相

白晓亮^{1a,1b}, 张哨楠^{1a,1b}, 丁晓琪^{1b,2}, 杨鹏^{1a,1b}, 张亚^{1a,1b}, 王喆^{1a,1b}, 刘曦翔^{1a,1b}

(1. 西南石油大学 a. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室; b. 地球科学与技术学院, 成都 610500; 2. 成都理工大学能源学院, 成都 610059)

摘要:通过岩心、薄片观察,结合测井、地球化学数据分析,认为大牛地马五₂段主要有利储层发育的成岩作用为溶蚀作用、白云石化作用和破裂作用。综合分析得出马五₂段储层成岩相主要包括泥质充填成岩相、去云化成岩相、去膏化成岩相以及白云石化成岩相,对马五₂段成岩相的展布进行了深入分析,发现泥质充填成岩相主要沿岩溶沟槽的边缘分布,说明泥质充填相可能受古地貌的控制;去云化和去膏化成岩相主要在较高的部位发育;白云石化成岩相主要受沉积相分布的控制。对马五₂段储集空间进行测井识别后认为,成岩相反映了沉积微相所决定的溶蚀差异特征;成岩相的分布反映了古地貌对岩溶储层的控制作用;白云石化成岩相为较为有利的储集相带分布区。

关键词:马五₂段;成岩相;储层;白云石化

中图分类号:P168.130.2

文献标志码:A

文章编号:1000-7849(2014)05-0025-09

近些年来,许多学者致力于储层成岩相的研究,并形成一个共识,即只有搞清楚成岩相的展布规律才能真正理解和认识储集体的非均质性及其分布规律^[1-4]。美国学者 Railsback^[5]提出了成岩相的概念,认为是解决碳酸盐岩储层非均质性的重要途径;通过对沉积相成岩因素的分析,更能综合地解释有效储层的分布^[6]。陈彦华等^[7]认为成岩相就是成岩环境和成岩产物的综合,是反映成岩环境的物质表现。

鄂尔多斯盆地大牛地气田整体位于岩溶斜坡有利古地貌单元,具备形成大规模气田的条件。通过近年来的勘探,在该区下古生界奥陶系风化壳中取得了一定的油气勘探成果,已有多口钻井于奥陶系风化壳中获得了工业气流。从目前的认识和勘探成果来看,主力含气层位为马五₁、马五₂段,其次为马五₃、马五₄段。前人对该区风化壳岩溶模式^[8]、古岩溶特征^[9]研究较为深入,例如,周进高等^[10]建立了马家沟组障壁泻湖沉积模式,孟祥豪等^[11]、苏中堂等^[12]分析了大牛地地区马家沟组风化壳岩溶特征,周文等^[13]、孟祥豪等^[14]分析了大牛地地区岩溶储集体特征,总结认为马五₂地层分布范围与古岩溶斜坡次高地共同控制了主力气层马五₂储层分布。勘探目的层位马五₂风化壳白云岩储层主要为膏溶孔和白云岩晶间溶孔,但部分被方解石、泥质充填,增

强了白云岩储层的非均质性,给油气勘探带来了一定的困难。因此,溶孔的保存和方解石、泥质的充填规律研究显得尤为重要。因此,笔者将通过对大牛地地区下古生界奥陶系马五₂段储层成岩相的研究,分析泥质充填规律及充填方解石的来源及分布等特征,对优质储层分布进行预测,以期为后期勘探开发提供一定的依据。

1 地质概况

大牛地地区位于伊陕斜坡北段,北邻伊盟隆起,东邻晋西挠褶带(图1)。面积约2 000 km²,构造上

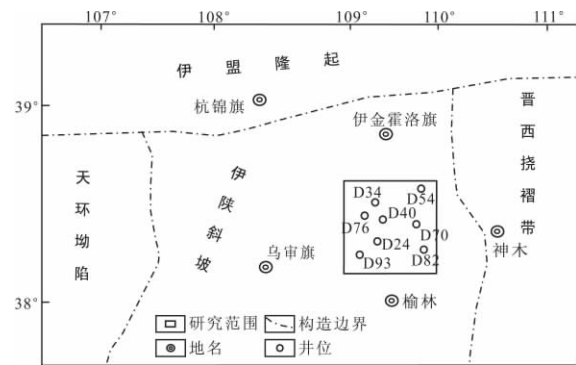


图1 区域地质概况图

Fig.1 Sketch map showing the structural units and the location in the study area

收稿日期: 2013-10-21

编辑: 刘江霞

基金项目: 国家重大科技专项“大牛地气田奥陶系风化壳储层发育模式及其预测”(2011ZX05045-01-03)

作者简介: 白晓亮(1985—),男,现正攻读矿产普查与勘探专业博士学位,主要从事储层地质学与地球化学方面研究。E-mail: bxl7336@163.com

通信作者: 张哨楠(1957—),男,教授,博士生导师,主要从事石油天然气地质、沉积学和储层地质学与储层地球化学研究。E-mail: ZSN@cdut.edu.cn

鄂尔多斯盆地大牛地气田 奥陶系风化壳储层特征及分布

刘梅¹, 丁晓琪^{1,2}, 万友利¹, 白晓亮², 陈倩倩¹, 乐锦鹏¹

(1 成都理工大学能源学院; 2 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室)

摘要 据岩心观察、薄片镜下鉴定、物性特征分析及测井资料,大牛地气田奥陶系马家沟组风化壳储层类型为低孔低渗致密性储层。可将储层分为四类,其中最主要的类型为孔隙型储层,其次为溶蚀孔洞型储层和裂缝-孔洞型储层,再次为裂缝型储层。纵向上,以马家沟组五₁、五₂、五₄、五₅亚段为储层发育段。预测了有利储层在平面上的分布。

关键词 大牛地气田;奥陶系;马家沟组;风化壳储层;储层特征;储层预测

中图分类号: TE122.2*3 文献标识码: A

鄂尔多斯盆地奥陶系以碳酸盐岩为主,在盆地中部已发现靖边岩溶风化壳大气田,地质储量近 $5000 \times 10^8 \text{m}^3$ ^[1]。大牛地气田为靖边气田之后发现的另一个气田,成藏条件与靖边气田相似,但是储层质量差,一直没有大的勘探突破。随着近年来水平井压裂技术的逐渐完善,风化壳气藏的勘探瓶颈已被克服,显示出良好的天然气勘探潜力,许多水平井已获工业气流。

前人对大牛地气田下古生界奥陶系风化壳储层已经进行了较多的研究工作:惠宽洋等^[2]根据同位素对比分析对气源进行了追踪研究;袁志祥^[3-4]通过地震资料描述了地震相与天然气勘探的关系,并根据钻井岩心及电测资料识别出6种岩溶相;孟祥豪等^[5]通过对岩溶作用与研究区其他各类地质作用的综合分析,确定了塔巴庙地区奥陶系风化壳古岩溶地貌类型及基本特征;苏中堂等^[6]依据钻井岩心、铸体薄片观察及测井资料分析研究了奥陶系古岩溶发育特征及其储层意义。但这些工作对研究区储层的特征及分布等还缺乏具体的描述。本次研究通过储层的岩石学特征、储集空间特征、孔渗特征及测井响应特征等对储层类型进行了划分,并详细描述了各

类储层的纵向以及平面展布情况,以期为下一步的勘探提供有利依据。

1 区域地质概况

在晚奥陶世,由于加里东运动的影响,鄂尔多斯盆地整体抬升,以致奥陶系碳酸盐岩长期出露地表,经历了长达1.5亿年的大气淡水淋滤及风化剥蚀,直至石炭纪结束,在马家沟组顶部形成了分布广泛的风化壳^[7-10]。表生作用沿着风化壳发生的大规模的岩溶在奥陶系顶部的碳酸盐岩中形成了大量的溶蚀孔、洞、缝,形成了碳酸盐岩岩溶储层。

大牛地气田位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡的东北部(图1),气田的奥陶系上马家沟组自下而上分为5个段,其中马五段自上而下可分为10个亚段。奥陶系风化壳为加里东期剥蚀后的残余地层,其中上部马五₁—马五₃亚段均受到不同程度剥蚀,马五₄亚段以下地层保存较全。勘探结果表明,马五₅亚段也受到了岩溶作用的影响,因此本次研究奥陶系风化壳的主要层位是上马家沟组五段的马五₁—马五₅,其厚度为58~100 m^[11-12]。

收稿日期: 2013-04-23; 改回日期: 2013-07-25

基金项目: 本文为国家重大科技专项《鄂尔多斯盆地大牛地致密低渗气田开发示范工程》(编号 2011ZX05045-003)部分成果

刘梅: 女, 1984年生。2006年毕业于长江大学地球物理与石油资源学院,现为成都理工大学在读硕士研究生,矿产普查与勘探专业,主要从事储层岩石学与储层地球化学研究。通讯地址: 610059 四川省成都市二仙桥东三路1号

鄂尔多斯盆地华庆地区长8致密砂岩储层特征及其成因

张纪智¹ 陈世加¹ 肖艳² 路俊刚¹ 杨国平³ 唐海评¹ 刘超威¹

(1. 西南石油大学, 四川 成都 610500; 2. 四川省煤田地质工程勘察设计院, 四川 成都 610500; 3. 中国石油长庆油田分公司, 陕西 西安 710000)

摘要: 鄂尔多斯盆地华庆地区长8段砂岩为一套典型的低孔、低渗到特低孔、特低渗的储层, 平均孔隙度为8.27%, 平均渗透率为 $0.51 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 主要孔隙类型为剩余粒间孔隙, 孔隙结构以小型小孔喉和微型小孔喉为主。长8致密砂岩储层经历了压实、胶结、溶解等复杂的成岩作用, 其中压实和胶结等破坏性成岩作用使储层的原生孔隙大大减少, 且长8储层在镜下发现沥青充填孔隙, 降低了储层的物性, 导致储层致密。成岩作用对储层的致密化起决定性作用, 沉积环境是控制致密砂岩储层形成的基本因素, 三角洲前缘砂体中的水下分流河道砂体物性最好; 主砂体展布带内中心部位物性好, 向两边逐渐变差。随着填隙物含量的增加, 储层物性逐渐变差。

关键词: 储层沥青; 填隙物; 矿物组分; 成岩作用; 沉积作用; 致密砂岩; 鄂尔多斯盆地

中图分类号: TE122.2 **文献标识码:** A

Characteristics of the Chang 8 tight sandstone reservoirs and their genesis in Huaqing area, Ordos Basin

Zhang Jizhi¹, Chen Shijia¹, Xiao Yan², Lu Jungang¹, Yang Guping³, Tang Haiping¹, Liu Chaowei¹

(1. Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. Engineering Investigation and Design Institute of Sichuan Provincial Coalfield Bureau, Chengdu, Sichuan 610500, China; 3. Changqing Oil Field Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710000, China)

Abstract: Chang 8 sandstone of the Upper Triassic Yanchang Formation in Huaqing area, Ordos Basin is a typical set of reservoirs with low-ultra low porosity and permeability. Its average porosity is 8.27% and average permeability is $0.51 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. The main type of pore space is residual inter-granular pore, and the main type of pore structure is tiny and micro throat. The Chang 8 reservoir has experienced complex diagenesis, such as compaction, cementation and dissolution. The destructive diagenesis of compaction and cementation sharply reduce the primary pores of the reservoir, besides, some pores are filled with bitumen, resulting in the lowering of porosity and permeability and the tightness of the reservoir. Diagenesis is a determining factor in reservoir tightening, while depositional environment is the basic controlling factor of the reservoir physical property. The underwater distributary channel sands in delta front have the best physical property, and the central part of the sandbody is better than its two sides. With the increasing of interstitial matter, the physical properties get poorer.

Key words: reservoir bitumen, interstitial matter, mineralogical composition, diagenesis, sedimentation, tight sandstone, Ordos Basin

鄂尔多斯盆地华庆地区长8属东北、西南两大物源交汇区, 砂体发育, 且位于源岩发育区, 油源充足, 成藏条件有利, 油藏面积连片且产量高。其西南部西峰地区和西北部姬塬地区长8发现了较大规模的油藏^[1], 工区内白豹地区的白246、白306、白468等3个高产富集区并已投入开发, 有利含油范围560 km², 是油田下步增储上产的重要接替层系。

致密砂岩储层具有岩性致密、低孔低渗、气藏压力系数低、圈闭幅度低、自然产能低等典型特征^[2-7], 加强对致密砂岩储层的成因分析, 揭示优质储层的分布规律, 对其有效的勘探开发尤为重要。以鄂尔多斯盆地华庆地区长8储层为例, 研究了造成该区储层致密的原因, 为油藏的下一步勘探和开发提供可靠的地质依据。

收稿日期: 2012-07-30; 修订日期: 2013-08-26。

第一作者简介: 张纪智(1988-), 男, 博士研究生, 矿场普查与勘探。E-mail: 171205447@qq.com。

文章编号: 1673-8926(2014)02-0047-07

高邮凹陷阜一段低渗透储层特征及成因分析

吴思仪¹, 司马立强¹, 袁 龙¹, 温新房²

(1. 西南石油大学 资源与环境学院, 成都 610500;

2. 中国石化江苏油田勘探局 地质测井处, 江苏 扬州 225002)

摘要: 利用岩心、薄片和压汞等资料, 通过统计、对比等方法得到苏北盆地高邮凹陷阜一段低渗透储层沉积相、岩石学和物性等特征以及储层低渗透的成因。结果表明: 阜一段储层主要为水下分流河道、河口坝砂岩储层, 岩石类型以长石砂岩和长石岩屑砂岩为主, 储层颗粒细、分选差、胶结物含量高, 成分成熟度和结构成熟度低, 整体上属于低孔、低渗储层; 孔隙类型以粒间溶孔为主, 其次为粒内溶孔、铸模孔, 次生孔隙为阜一段储层的主要储集空间; 沉积作用是导致储层低渗透的最基本因素, 机械压实作用和胶结作用是导致储层低渗透的主要原因。储层早期压实作用强, 后期溶蚀作用相对较弱, 晚期碳酸盐胶结较为发育, 使得储层低渗透特征明显。

关键词: 低渗透储层; 储层特征; 成因分析; 压实作用; 高邮凹陷

中图分类号: TE122.2+3 **文献标志码:** A

Characteristics and genesis of low permeability reservoir of the first member of Fuyi Formation in Gaoyou Sag

WU Siyi¹, SIMA Liqiang¹, YUAN Long¹, WEN Xinfang²

(1. College of Resources and Environment, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China; 2. Geological Logging Division, Sinopec Jiangsu Petroleum Exploration Bureau, Yangzhou 225002, Jiangsu, China)

Abstract: Based on the data of cores, thin sections and mercury penetration, this paper studied the characteristics of sedimentary facies, petrology, properties and genesis of low permeability reservoir of the first member of Fuyi Formation in Gaoyou Sag by using statistics and correlation method. The results show that the reservoir of the first member of Fuyi Formation formed in subaqueous distributary channel and mouth bar. The reservoir rock is mainly composed of fine-grained feldspathic sandstone and feldspathic litharenite, they were poorly sorted, with high content of cements, and both the compositional maturity and textural maturity are low. The reservoir properties are poor, with low porosity and permeability. The pore types are mainly intergranular dissolved pores, followed by intragranular dissolved pores and mold pores. The main reservoir space is secondary pores. Deposition is the fundamental factor for causing the low permeability of the reservoir, and cementation and strong compaction are the main factors for the low permeability. Because of the strong cementation during the early formation of reservoir, relatively weak dissolution in later period and more developmental carbonate cementation during the late diagenetic stage, the characteristics of low permeability reservoir is significant.

Key words: low permeability reservoir; reservoir characteristics; genesis analysis; compaction; Gaoyou Sag

收稿日期: 2013-11-04; 修回日期: 2014-01-12

作者简介: 吴思仪(1990-), 女, 西南石油大学在读硕士研究生, 研究方向为油气田测井方法、解释及地质应用。地址: (610500) 四川省成都市新都区西南石油大学研究生院。E-mail: 251948812@qq.com。

文章编号:1000-1441(2014)04-0468-09

河流相砂泥岩薄互层基本地震属性特征研究

刘伟^{1,2}, 尹成^{1,2}, 王敏³, 赵虎^{1,2}, 彭达^{1,2}

(1. 西南石油大学天然气地质四川省重点实验室, 四川成都 610500; 2. 西南石油大学地球科学与技术学院, 四川成都 610500; 3. 北京中油瑞飞信息技术有限责任公司, 四川成都 610041)

摘要:在砂泥岩薄互层储层预测研究中,常因地震资料的“假象”或“陷阱”造成解释或预测结果的错误。在分析和总结前人研究工作的基础上,基于单砂体楔形模型,运用褶积方法正演合成地震记录,并提取其振幅类和瞬时类共 20 种基本地震属性;讨论了不同属性提取时窗对这些地震属性的影响,遴选出 8 种受时窗影响小且具有代表性的地震属性。建立了两种典型砂泥岩薄互层地质模型,重点分析了遴选出的 8 种基本地震属性的变化特征,总结了它们随薄互层砂岩厚度、泥岩夹层厚度和砂泥岩累积厚度的变化规律,为砂泥岩薄互层地震解释和储层预测的地震属性优选提供了一定的理论依据。

关键词:砂泥岩薄互层;河流相储层;基本地震属性;正演模拟;地震解释

DOI:10.3969/j.issn.1000-1441.2014.04.013

中图分类号:P631.4

文献标识码:A

Study on the characteristics of basic seismic attributes in fluvial sand-shale interbedded layers

Liu Wei^{1,2}, Yin Cheng^{1,2}, Wang Min³, Zhao Hu^{1,2}, Peng Da^{1,2}

(1. Sichuan Province Key Laboratory of Natural Gas Geology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China; 2. School of Geosciences and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China; 3. Richfit Information Technology Co., Ltd, Chengdu 610041, China)

Abstract: The “pseudomorphs” or “traps” in seismic data often cause incorrect results in geological interpretation and reservoir prediction of sand-shale interbedded layers. By analyzing and summarizing the previous research achievements, a single sand body wedge model was constructed; then, synthetic seismogram was obtained by convolution forward modeling method and its basic seismic attributes were extracted. Moreover, the attributes were classified by their calculation theories and the effect of different extraction time-windows on seismic attributes analysis has been discussed. Eight representative attributes slightly impacted by the extraction time-windows were selected. Then, two typical sand-shale interbedded layers models were built, and analyzed the variation characteristics of the selected attributes. The variation rule of the selected attributes via the thickness of sand, shale and accumulated interbedded layers was summarized, and provide some theoretical basis for seismic attributes optimized in reservoir prediction of thin sand-shale interbedded layers.

Keywords: sand-shale interbedded layers, fluvial reservoir, basic seismic attributes, forward modeling, seismic interpretation

河流相储层是我国已发现油田主要的储集层类型,也是我国油气最富集的储油层之一^[1]。目前,我国东部油田大多数已进入了油气开发的中后期,薄互层砂体空间展布的识别与厚度的定量预测

是开发地震的主要目标之一,二者的解释精度对于油田的剩余油分布研究,以及开发方案的部署与调整都具有十分重要的意义^[2]。

在砂泥岩薄互层储层预测研究中,常因地震资

收稿日期:2013-08-20;改回日期:2014-03-07。

作者简介:刘伟(1988—),男,博士,主要研究方向为地震波照明模拟与观测系统优化设计。

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05019-008-09)、国家自然科学基金项目(41304115)和四川省教育厅科技项目(13ZB0191)联合资助。

普光气田滩相储层特征及白云化成因

姜楠¹, 范凌霄², 刘卉², 刘志远³, 梅冰²

(1. 西南石油大学研究生院, 四川 成都 635000;

2. 中国石化中原油田分公司勘探开发科学研究院, 河南 濮阳 457001;

3. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要:普光气田三叠系飞仙关组储层为典型的相控型储层,由白云化程度很高的鲕粒滩体所构成,岩性主要为残余鲕粒、内碎屑以及泥粉晶白云岩等,储集空间类型多样,主要为粒内孔与晶间孔,局部发育少量裂缝。不同储集空间类型储层成因与岩相以及所在滩体部位、白云化作用等关系密切,其中,滩体底部发育海侵泥晶灰(白云)岩,常含鲕粒、砂屑等颗粒,鲕粒、砂屑呈泥晶结构,滩体低部位发育粒内孔鲕粒白云岩,鲕粒由微晶白云石构成,白云化程度低,而滩体中高部发育晶间孔残余鲕粒白云岩,鲕粒呈中粗晶残余结构;滩体顶部为泥粉晶白云岩,含有硬石膏晶体,储层物性极差,但易形成裂缝。这种鲕粒滩体岩性变化反映了随着水体变浅,组成鲕粒的白云石晶粒不断增大,白云化程度不断增强的特征。此外,碳氧同位素分析显示鲕粒细晶白云石 $\delta^{18}\text{O}$ 值为负值,平均为 -5.037‰ (PDB), $\delta^{13}\text{C}$ 值平均为 1.596‰ (PDB);微量元素分析中 Sr 含量和 Na 含量很低, SrO 含量和 Na_2O 含量平均分别为 0.01872% 和 0.01312% , FeO 含量也低,平均为 0.05764% ;X-射线衍射分析白云石的有序度低,平均为 0.62 , 小于 0.9 ; Mg/Ca 值中碳酸钙摩尔分数高,平均为 51.14% , 大于 50% ; 并且岩石薄片基本未发现流体包裹体,少数发现少量单相流体包裹体,这些均表明组成普光气田鲕粒滩体中的白云石是在受大气淡水影响、氧化、低温、近地表条件下形成,综合显示为混合水白云化成因。

关键词:礁滩相;白云化作用;鲕粒;粒内溶孔;晶间孔;白云石有序度

中图分类号: TE122.2⁺3

文献标志码: A

文章编号: 1672-1926(2013)05-0923-08

引用格式: Jiang Nan, Fan Lingxiao, Liu Hui, et al. Characteristics of the reef flat facies reservoir in the Puguang Gasfield and the origin of dolomitization[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(5): 923-930. [姜楠, 范凌霄, 刘卉, 等. 普光气田滩相储层特征及白云化成因[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(5): 923-930.]

0 引言

普光气田三叠系飞仙关组的储层为典型的相控型储层,由白云化程度很高的鲕粒滩体所构成,岩性主要为残余鲕粒、内碎屑以及泥粉晶白云岩等,储集空间类型多样,主要为粒内孔与晶间孔,局部发育少量裂缝。不同储集空间类型储层成因与岩相以及所在滩体部位、白云化作用等关系密切。

通过碳氧同位素分析、白云石有序度分析、Mg/Ca 值分析、微量元素分析等,认为普光地区白云岩

成因为混合水白云化作用,为研究不同储集空间类型储层成因奠定基础。

1 地层特征

普光气田位于四川省宣汉县境内,气田已探明含气层系为上二叠统长兴组及下三叠统飞仙关组(表1)。根据钻井揭示及地表露头,普光地区上古生界缺失了泥盆系全部和石炭系大部分,仅残留中石炭统黄龙组,二叠系齐全^[1];中生界三叠系、侏罗系保留较全,早白垩世地层保留较好,上白垩统缺

收稿日期: 2012-02-07; 修回日期: 2013-05-04.

基金项目: 国家科技重大专项(编号: 2008ZX05017-001)资助.

作者简介: 姜楠(1991-), 女, 四川遂宁人, 硕士研究生, 主要从事气藏开发地质与储层评价研究. E-mail: jywjy@zydzy.com.

通讯作者: 刘卉(1983-), 女, 山东鱼台人, 工程师, 硕士, 主要从事储层评价方面的研究. E-mail: syz0537@126.com.

琼东南深水坡折带地震采集炮检距特征分析

刘伟*^① 尹成^① 赵虎^① 王建华^②

(^①西南石油大学资源与环境学院,四川成都 610500; ^②中海油研究总院,北京 100027)

刘伟,尹成,赵虎,王建华. 琼东南深水坡折带地震采集炮检距特征分析. 石油地球物理勘探, 2013, 48(6): 855~865

摘要 中国南海北部琼东南盆地油气资源丰富,勘探前景光明。但该区广泛分布的深水坡折带和崎岖海底导致其地震资料信噪比低,侧面波发育,深部构造成像质量差。本文根据琼东南盆地深水陆坡区典型的地质剖面建立正演模型,采用高斯射线束照明模拟法分析、对比深部凹陷及复杂构造目的层不同炮检距的照明能量分布特征,得知对深部目的层成像最有效的排列长度是7000~9000m、最优叠加炮检距范围是4000~5000m。这对海上深水陆坡区地震勘探数据采集观测系统的优化设计具有重要意义。

关键词 地震数据采集 观测系统 炮检距 排列长度 高斯射线束 深水陆坡区 琼东南盆地

中图分类号:P631 文献标识码:A

1 问题的提出

经过三十余年的勘探开发,中国南海海域油气资源勘探已逐渐从浅水区向深水区延伸,且已获得多起重大发现^[1~3]。因此,加快南海(深)海域油气资源勘探开发具有重要的现实意义。

现有勘探成果表明,南海北部琼东南盆地富含油气,勘探前景广阔^[4]。盆地内主要有乐东、陵水、

北礁、松南、宝岛、长昌等6个生油凹陷(图1)。邓勇等^[5]认为,琼东南盆地从西北部浅水区向东南部深水区延伸,其间存在一个海底坡折带,该坡折带特征可划分为三种类型,其中第二类坡折带还伴随有崎岖海底地貌。这类海底坡折带易导致地震波能量发生散射,剖面上表现为能量弱、信噪比低,且侧面波极其发育,增加了地震数据(尤其是保幅)处理的难度;另外深水崎岖海底也会造成介质中地震波传播速度的横向剧烈变化、传播的射线路径变得复杂,

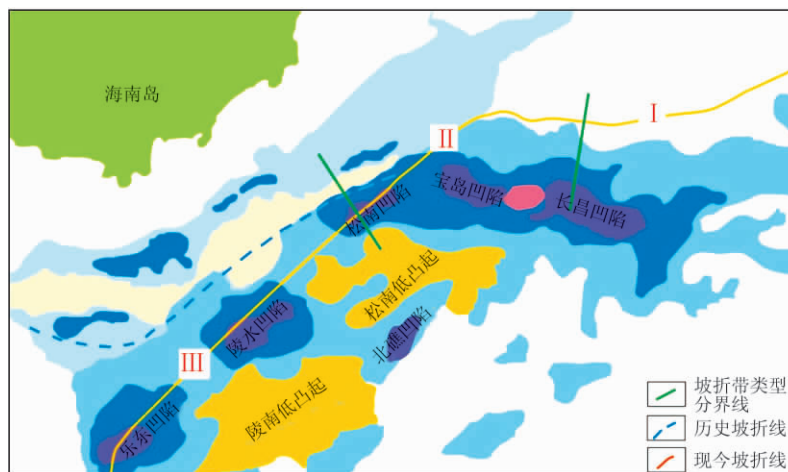


图1 琼东南盆地深水凹陷分布示意图^[5]

* 四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学资源与环境学院,610500。Email: xueqiang2006@163.com

本文于2012年6月8日收到,最终修改稿于2013年10月28日收到。

本研究受国家重点基础研究发展计划(973)项目(2009CB219403)资助。

数据挖掘技术在碳酸盐岩储层评价中的应用

黄 渊¹, 廖明光^{1,2}, 李 斌^{1,2}, 胡晓蝶³, 胡雯雯⁴

(1. 西南石油大学, 四川 成都 610500;

2. 天然气与地质四川省重点实验室 西南石油大学, 四川 成都 610500;

3. 中油新疆油田分公司, 新疆 克拉玛依 834000;

4. 中油西南油气田分公司, 四川 达州 635000)

摘要:以川东北龙会场—铁山区块礁滩相储层为研究对象, 针对该区现有储层评价标准与大量强非均质性储层不匹配的情况, 基于岩心和测井资料, 使用数据挖掘中的因子分析和聚类分析对储层进行定量分类, 总结每类储层岩石学、沉积学以及物性特征, 建立储层定量评价标准。结合前人研究成果和实际产能资料分析和验证, 认为此定量评价和传统定性研究结论一致, 且突出了储层相控特征, 又提高了储层间的对比精度, 更适于本区储层的精细研究。

关键词:川东北; 储层定量评价; 碳酸盐岩储层; 聚类分析; 因子分析

中图分类号:TE122.2 **文献标识码:**A **文章编号:**1006-6535(2014)05-0037-06

引 言

储层分类评价是储层评价的基础, 合理的储层类型划分标准可更深入、综合地认识储层内部结构特征, 有利于油气藏的精细研究^[1-4]。储层分类的关键在于合理选择评价参数和方法, 传统的储层分类方法主要为多参数综合定性分析法和人为划定权重的半定量评价法^[5-6]。在对川东北龙岗东地区龙会场—铁山区块储层的研究中发现, 储层非均质性强, 裂缝及溶蚀孔洞发育较多, 现有评价标准难以对该区进行精细刻画^[7-11], 急需寻求新标准实现对储层的有效评价。由此, 本文引入了数据挖掘中的因子分析和聚类分析对储层进行分类, 建立针对该区的储层定量评价标准, 得到更精准的定量评价结果, 比传统定性分类更合理、全面。

1 方法与原理

数据挖掘是指从大量的、随机的数据中通过算法搜索并提取隐藏的潜在信息的过程, 常用的方法有分类、回归分析、聚类、关联规则和偏差分析等^[12-14]。其中, 因子分析是一种从多个相关变量中

提取少数包含原始数据的大部分信息的共性因子的统计方法, 本文用以确定变量权重; 聚类分析是一种逐级归类的数学方法, 将性质相近的归为一类, 并据此聚合形成一个由大到小分类的谱系图^[6,15]。

1.1 因子分析

假设有 n 个研究样本, 每个样本有 p 项参数, 所有原始数据集可以用以下矩阵来表示:

$$x = \begin{bmatrix} x_{11} & \cdots & x_{1p} \\ \vdots & \cdots & \vdots \\ x_{n1} & \cdots & x_{np} \end{bmatrix} \quad (1)$$

$$g_j^2 = \sum_{i=1}^n r_{ij}^2; T = \frac{\lambda_i}{\sum_{k=1}^p \lambda_k} \quad (i=1, 2, \dots, p) \quad (2)$$

$$r_{ij} = \sqrt{\lambda} e_{ij} \quad (i, j=1, 2, \dots, p) \quad (3)$$

对数据进行标准化处理, 去除异常点和原始量纲; 再根据原始变量之间的相关系数 r (因子载荷) 大小来判断数据间相关性强弱, 用以确定数据是否适合进行因子分析; 将矩阵线性变化为公共因子 F_i ($i < p$) 的表达式, 求 F_i 的特征根 λ_i ($\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_p > 0$) 和对应的标准正交化特征向量 e_{ij} , 特征根即为公共因子 F_i 的方差贡献 g_j^2 , 进一步求得方差

收稿日期: 20140715; 改回日期: 20140909

基金项目: “构造与油气资源”教育部重点实验室基金“致密砂岩气藏储层的孔隙演化规律——以川西坳陷中段须家河组为例”(TPR-2013-16); 西南石油大学科技基金项目“聚类分析在储层评价中的应用”(KSP13072)

作者简介: 黄渊(1990-), 女, 2012年毕业于西南石油大学资源勘查工程专业, 现为该校矿产普查与勘探专业在读硕士研究生, 主要从事油气勘探研究工作。

文章编号: 1671-1505 (2015) 01-0021-12 DOI: 10. 7605 / gdlxb. 2015. 01. 002

四川盆地及其周缘地区 寒武系洗象池群颗粒滩特征及分布*

赵爱卫^{1,2} 谭秀成^{1,3} 李 凌^{2,3} 罗 冰⁴
洪海涛⁴ 刘吉伟⁵ 王 勇⁵ 段 卓⁶

1 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川成都 610500

2 西南石油大学天然气地质四川省重点实验室, 四川成都 610500

3 西南石油大学中石油碳酸盐岩储集层重点实验室沉积与成藏分室, 四川成都 610500

4 中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院, 四川成都 610051

5 中国石油西南油气田分公司川中油气矿, 四川遂宁 629000

6 川庆钻探有限公司地球物理勘探公司, 四川成都 600213

摘 要 通过对野外露头剖面、钻井以及 1:200000 区域地质调查等资料的综合研究, 识别出四川盆地及其周缘地区寒武系洗象池群颗粒滩的岩石类型包括颗粒云岩、颗粒灰岩、细一中晶白云岩, 颗粒类型主要为砂屑, 次为鲕粒、砾屑以及少量生屑。发育潟湖—台内滩—潟湖—潟湖—台内滩—台坪—潮坪—潮缘滩—潮坪这 3 种向上变粗的沉积序列。单个旋回中的颗粒滩的厚度一般小于 2.5 m, 垂向上多表现为频繁叠置的小规模薄型滩体, 且横向规模小、可比性差。平面上, 颗粒滩主要分布在古隆起区和水下相对高地, 整体为东北向分布。海平面升降和沉积能量的高低控制着颗粒滩发育规模, 而构造条件决定了颗粒滩的横向连续性和平面分布。

关键词 四川盆地 寒武系 洗象池群 颗粒滩 古隆起

第一作者简介 赵爱卫, 男, 1985 年生, 西南石油大学硕士研究生, 主要从事储集层地质学研究。E-mail: zaiwei8e@126.com。

通讯作者简介 谭秀成, 男, 1970 年生, 教授, 主要从事储集层沉积学研究。E-mail: tanxiucheng70@163.com。

中图分类号: TE121.3 文献标志码: A

Characteristics and distribution of grain banks in the Cambrian Xixiangchi Group of Sichuan Basin and its adjacent areas

Zhao Aiwei^{1,2} Tan Xiucheng^{1,3} Li Ling^{2,3} Luo Bing⁴ Hong Haitao⁴ Liu Jiwei⁵ Wang Yong⁵ Duan Zhuo⁶

1 State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploration, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan

2 Sichuan Province Key Laboratory of Natural Gas Geology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan

3 The Sedimentary and Accumulation Department of Key Laboratory of Carbonate Reservoirs,
PetroChina, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan

4 Exploration & Exploitation Research Institute, PetroChina Southwest Oil and Gas Field Company, Chengdu 610051, Sichuan

5 Central Sichuan Mining District, PetroChina Southwest Oil and Gas Field Company, Suining 629000, Sichuan

6 Geophysical Prospecting Company, Chuangqing Drilling Company Limited, Chengdu 600213, Sichuan

* 中国石油科技创新基金项目 (编号: 2011D-5006-0105) 和四川省科研创新团队资助成果

收稿日期: 2014-05-22 改回日期: 2014-10-15

塔河油田 12 区海西早期岩溶作用

杨雪飞^{1a,1b}, 王兴志^{1a,1b}, 唐浩^{1a,1b}, 丁勇², 吕海涛², 刘存革²

(1. 西南石油大学 a. 油气藏地质与开发工程国家重点实验室; b. 资源与环境学院, 成都 610500;
2. 中国石油化工股份有限公司西北分公司勘探开发研究院, 乌鲁木齐 830011)

摘要:通过沉积学、地震学、地球化学等研究表明,塔河油田 12 区发育了海西早期岩溶作用,表现为中下奥陶统碳酸盐岩与下石炭统巴楚组不整合接触、溶塌角砾岩与暗河沉积的存在以及溶洞充填物 Sr/Ba 值存在的差异特征等识别标志,该期岩溶地貌可划分为岩溶高地、岩溶 I 及 II 级斜坡和岩溶盆地 4 类地貌单元,研究区主要处于岩溶 II 级斜坡区。由于海西早期运动具有脉动式抬升的特点,因而发育了 3 套岩溶旋回,研究区主要发育第 II 和第 III 套洞穴层;该期岩溶平面上发育在上奥陶统桑塔木组尖灭线以北的地区,纵向上发育在中下奥陶统质地较纯的碳酸盐岩中,古地貌和断裂对该期岩溶具有根本的控制作用,同时岩溶作用所形成的裂缝和溶蚀孔洞是影响储层储渗性能的关键;最后综合上述成果建立了海西早期岩溶发育模式,并将其发展进程划分为快速抬升剥蚀阶段、三幕抬升岩溶发育阶段及下降改造阶段。

关键词:岩溶模式; 储层; 海西早期; 塔河油田

中图分类号: P512; P642.252 **文献标志码:** A

文章编号: 1000-7849(2013)02-0077-07

岩溶是指水对可溶性岩石的作用过程及其产物的总称^[1]。由岩溶作用所形成的大量溶蚀缝洞可作为良好储集空间,对大型油气藏的形成具有重大意义。因而,在 20 世纪 60 年代国外一些对碳酸盐岩地层学和沉积学感兴趣的地质学家就展开了对岩溶作用的研究^[2],目前在德克萨斯等多个地区已取得可喜的研究成果^[3-8]。而我国在 20 世纪 70 年代开始对岩溶进行了大量的研究后在鄂尔多斯盆地奥陶系、四川盆地震旦系以及塔里木盆地奥陶系等多个层位发现了数十个大中型油(气)田^[9-17]。

塔河油田位于塔里木盆地北部,作为岩溶缝洞型油藏以其过亿吨的巨大储量和区内丰富的岩溶现象而备受瞩目。因此,研究该区岩溶作用的发育特征,对认识该区奥陶系碳酸盐岩储层发育规律具有重大意义。前人对该地区岩溶作用做了大量研究后认为,塔河地区主要发育加里东中期及海西早期岩溶^[14-21],这 2 期岩溶的发育特征和分布规律主要受控于上奥陶统桑塔木组尖灭线,由于桑塔木组地层主要由一套泥岩和灰泥岩组成,渗透性较差,海西早期岩溶发生时大气淡水很难透过该套地层对下伏地层进行溶蚀。因而,桑塔木组覆盖区是加里东中期岩溶的发育区,而桑塔木组缺失区则是海西早期岩溶的发育区,并对先期的加里东中期岩溶产物加以

改造^[19-23]。

塔河 12 区作为塔河油田近年来勘探领域“外扩”的重要接替区,油气显示丰富,其中 AD7 等多口井的高产证实该区具有非常好的勘探开发前景。不少学者对研究区加里东中期岩溶作用进行了研究并取得了大量成果^[20-21,23]。研究表明该区发育了加里东中期 I 幕、II 幕、III 幕岩溶作用,各幕岩溶具有不同的发育特征和分布区域^[24]。

但是目前对塔河油田 12 区海西早期岩溶作用尚不十分清楚,笔者将通过岩石学、沉积学和地震学等最新研究揭示塔河油田还发育了发生于中泥盆世末—石炭纪沉积前的岩溶作用——海西早期岩溶作用,并将进一步揭示该期岩溶作用的发育特征及其对储层的影响,为油气勘探提供理论依据。

1 区域地质概况

晚泥盆世末至早石炭世初,塔里木盆地发生了海西早期构造运动。其构造运动的发生与南天山洋的闭合有关,来源于塔里木陆壳东端与中天山岛弧的碰撞,并由南天山向塔里木盆地内部,碰撞影响程度呈逐渐减弱的趋势。塔北地区距构造碰撞带较近,整体抬升强烈,轮台断裂带强烈上冲,受其影响,

收稿日期: 2012-05-21

编辑: 刘江霞

基金项目: 国家科技重大专项“阿克库勒凸起奥陶系缝洞型储层发育规律研究”(2008ZX05049-01-002)

作者简介: 杨雪飞(1988—),女,现正攻读矿产普查与勘探博士学位,主要从事沉积及储层地质学研究。E-mail: yangxf_queen@163.com

通信作者: 王兴志(1964—),男,教授,博士生导师,主要从事沉积与储层地质学研究。E-mail: wxzswpi@163.com

塔中地区南部台缘良里塔格组 储层特征及形成机理

白晓亮^{1,2},张哨楠^{1,2},万友利^{2,3},孟祥豪^{2,3},贺勇³,竹合林³,杨鹏^{1,2}

(1.西南石油大学资源与环境学院,四川 成都 610500;2.西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室,四川 成都 610500;3.成都理工大学能源学院,四川 成都 610059)

摘要:塔中南部台缘上奥陶统良里塔格组主要发育台缘滩和台缘礁储层,储层空间主要为粒内溶孔、铸模孔、粒间溶孔及沿缝合线溶蚀作用形成的扩溶缝和溶洞。通过岩心、测井、薄片及阴极发光分析,认为储层主要受沉积相、同生溶蚀作用、埋藏溶蚀作用及构造裂缝叠加控制。同生期大气水溶蚀作用是储层形成主要因素,主要受层序界面和高层序控制。埋藏溶蚀作用主要由缝合线扩溶作用控制,构造裂缝改善了储层储集性能,为埋藏溶蚀作用及新孔隙系统的形成创造了有利条件。

关键词:台缘礁;台缘滩;同生溶蚀;埋藏溶蚀

对塔里木盆地塔中地区上奥陶统良里塔格组台地边缘沉积特征的研究,前人已做了大量工作并取得一些共识^[1-4]。在沉积层序基础上,对塔中孤立台地北缘(塔中I号带)上奥陶统良里塔格组储层的研究,亦取得较大进展^[5-12],如良里塔格组镶边台地边缘的确立及礁滩相储层的研究^[13-18]。研究区中2井良里塔格组已获良好油气显示,因此,明确塔中南部台地边缘良里塔格组储层发育形成机理,对油气勘探具重大指导意义。

1 区域地质概况

研究区位于塔里木盆地中央隆起带卡塔克隆起南部,以塔中I号南断裂与塘古孜巴斯坳陷为界,该隆起呈NW向展布,具西部相对宽缓、东部狭窄形态,加里东晚期—海西晚期表现为东高西低、向西北倾没构造特征^[19-21]。总体形态为向西北倾没不对称凸起,西部相对平缓宽阔,东南相对陡峭狭窄,发育向西撒开、向东收敛的帚状断裂体系(图1)。寒武纪—早奥陶世板缘拉张控制了塔中北斜坡断陷构造特征。中奥陶世北昆仑洋盆闭合后,塔中前缘隆起的形成,致俯冲作用达到高峰,造成塔里木盆地

南缘大规模火山活动及岩浆侵入作用,使得塔中地区进一步隆升并遭剥蚀。中奥陶世晚期至晚奥陶世,塔中地区经碳酸盐岩镶边陆棚和混积陆棚两个沉积体系发展阶段,继承了早奥陶世晚期沉积格局^[22];晚奥陶—晚泥盆世塔中前陆冲断与走滑构造发生变形^[23];上奥陶统良里塔格组沉积时期,卡塔克隆起为一孤立碳酸盐台地,发育开阔台地亚相泥晶灰岩与泥晶颗粒灰岩沉积。良里塔格组南部台缘

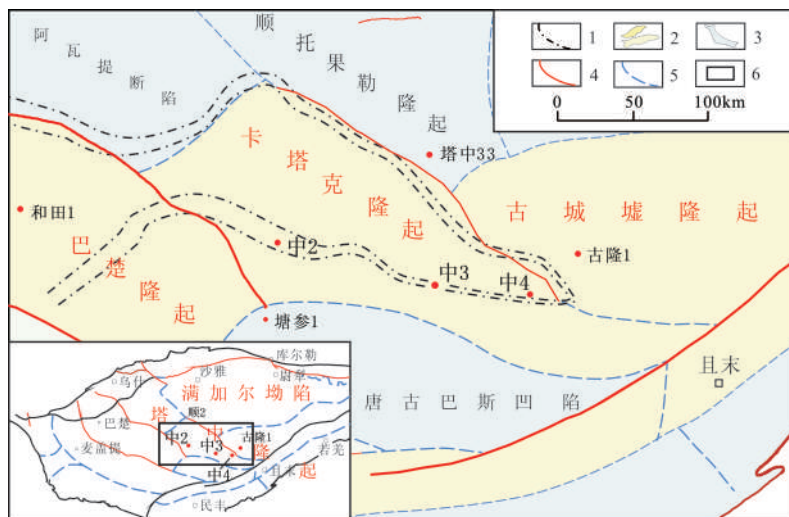


图1 区域地质概况图

Fig.1 Regional geological sketch map

1.台地边缘线;2.隆起;3.坳陷;4.断层;5.构造单元边界;6.研究区

项目资助:塔里木盆地地下古生界多类型储集体形成与成藏条件研究—塔里木盆地中央隆起带O-Z储集体形成机理、主控因素、有利储集体展布及成藏条件研究项目(KY-S-2008-086)资助

收稿日期:2013-03-20;**修订日期:**2013-04-13;**作者E-mail:**baixiaoliang2432@163.com

第一作者简介:白晓亮(1985-),男,陕西岐山人,西南石油大学资源与环境学院在读博士,主要从事储层地质学与地球化学方面研究

碳酸盐岩储层不同尺度溶洞地震属性分析

彭达¹ 黑伟² 甘代福³ 黄长兵¹ 赵虎¹ 陈祖银¹

(1. 西南石油大学资源与环境学院, 成都 610500;

2. 延长油田股份有限公司勘探部, 陕西 延安 716000;

3. 西南油气田分公司重庆气矿梁平采输气作业区, 重庆 404100)

摘要: 溶洞是碳酸盐岩储层油气藏的重要载体之一,对溶洞的研究可以更加深入的了解碳酸盐岩油气藏的形成与聚集机理。而目前大多数研究工作都是局限于剖面特征的研究,并没有考虑不同溶洞组合情况下各种地震属性特征。针对这一问题,设计横向上溶洞尺度变化和纵向上溶洞间隔距变化的 2 个溶洞模型,并利用波动方程正演和叠前深度偏移方法获取偏移剖面,提取不同类型的地震属性,研究不同尺度和间距变化的溶洞对地震属性的影响。

关键词: 碳酸盐岩; 溶洞模型; 正演模拟; 地震属性

中图分类号: P631.4

文献标识码: A

文章编号: 1673-1980(2013)05-0021-03

缝洞型油气藏是重要的碳酸盐岩油气藏类型之一,复杂多变的地质特征与成藏条件增加了此类油气藏预测开发的风险。受到地貌、构造、成岩等地质因素的影响,碳酸盐岩油气藏中溶洞与裂缝的发育极其复杂,在现有条件下,这些地质结构的尺度、不规则外形及填充物对油气藏预测造成了极大的阻碍。溶洞作为碳酸盐岩油气藏中重要的储集体,它的存在会使地震响应中出现“串珠”状反射,这是由于碳酸盐岩溶洞与底层的强波阻抗界面会形成多次绕射,对这些多次绕射波进行偏移成像,即可在垂直方向形成多个强能量团,即“串珠”^[1]。很多学者通过正演模拟技术对其进行研究,并取得了一定成果。李凡异等人^[2-3]利用 2 个地震物理模型的二维地震记录及不同横向尺度的单个模型进行实验后得出结论:溶洞宽度的变化会引起溶洞反射特征“串珠”中“珠”的数目发生改变,在偏移剖面中“串珠”尺度与实际溶洞尺度之间存在较大差异,而溶洞偏移响应的半幅值成像宽度可以有效地表征溶洞的真实宽度。赵群等人^[4]抽象出溶洞地球物理模型,采用定量化的研究手段进行研究后认为:随着溶洞直径的变化,地震的反射能量主体也将会发生变化。王立华等人^[5]认为在溶洞尺度不同的地震模型偏移剖

面上,溶洞大小可以从“串珠状(纵向)”反射振幅能量上定性得到识别,尤其是时频分析属性对尺度大小相近的溶洞有很好的识别能力。孙东等人^[6-7]针对塔中地区碳酸盐岩储层开展波动方程正演模拟,对溶洞与波形特征之间的联系进行了研究,并得出结论:溶洞的高度将会造成“串珠”的变化,在单个溶洞高度超过 120 m 时,会产生垂直方向上的长串珠,且随着溶洞高度增大,顶底反射产生的串珠会分离而形成 2 套串珠。这些研究都是针对溶洞横向尺度变化而产生的地震响应特征,并没有考虑多个溶洞在纵向上分布时的情况。而且这些研究大部分是在观测“串珠”状反射,对于在有些偏移剖面上看不出差异的情况并没有说明,这些都可以从偏移剖面中所提取的地震属性上进一步去研究和总结。

针对以上存在的问题,从溶洞的物理参数变化这一方面对“串珠”现象进行研究,通过建立正演模型,考虑溶洞在横向上尺度和速度的变化,在纵向上溶洞间距的变化对地震偏移剖面的影响,以及对涉及到的 11 种不同类型地震属性的影响,进而分析和总结溶洞的物理参数变化所产生的地球物理响应特征。

收稿日期: 2013-03-26

基金项目: 四川省教育厅科技项目(13ZB0191)

作者简介: 彭达(1987-),男,湖北潜江人,西南石油大学在读硕士研究生,研究方向为岩石物理和地震属性分析。

应用电缆地层测试技术判别复杂油藏流体性质

李焯, 司马立强, 闫建平
高峰, 陈强, 黄丹

(西南石油大学地球科学与技术学院, 四川 成都 610500)

[摘要] 位于中东地区某盆地内的 Y 油田 M 组碳酸盐岩储集层岩性复杂、隔夹层多、非均质性强, 具有中低孔、低渗透、低电阻率、超高压的特征。由于储集层电阻率低、油水层电性差异小, 且发育多套油水系统, 以电阻率为主的常规测井方法很难准确判断储层流体性质。鉴于电阻率方法的局限性, 引入并开展了基于电缆地层测试分析技术的流体性质判别方法研究, 大量现场应用结果表明: 以油、水密度差异为基础的压力梯度法和以油、水光谱差异为基础的光学流体性质分析技术能够较准确地判别流体性质, 在中东地区 Y 油田复杂低阻碳酸盐岩油藏流体性质识别方面具有较好的应用效果。

[关键词] 碳酸盐岩; 复杂低阻油藏; 电缆地层测试; 压力梯度法; 光学流体性质分析

[中图分类号] P631.84

[文献标志码] A

[文章编号] 1000-9752 (2014) 04-0081-05

储层流体性质判别是油气勘探开发的重要工作。长期以来, 以电阻率测井为核心的电阻率绝对值法、电阻率-孔隙度交会判别法、孔隙度-饱和度交会判别法等方法在常规储层流体性质识别中发挥了重要作用^[1~4]。但是面对复杂低阻油气藏, 这些方法的解释精度下降, 适用性降低, 应用受限, 而电缆地层测试 (WFT) 为识别储层特别是复杂低阻储层流体性质提供了一种有效途径^[5~8]。

中东地区 Y 油田 M 组储层是油田主力产层之一, 为浅海相沉积的碳酸盐岩储层, 岩性复杂、隔夹层发育、非均质性强, 具有中低孔、低渗透、异常高压的特征。部分油层电阻率低, 油水层电性差异不明显 (油层可低至 $2\Omega \cdot m$ 左右, 水层一般低于 $10\Omega \cdot m$), 且发育多套油水系统, 以电阻率测井为主的常规测井方法难以准确识别储层流体性质。笔者以 Y 油田 M 组储层为例, 探讨了基于 WFT 技术的流体性质判别方法, 重点分析和介绍了压力梯度法与光学流体性质分析法的判别原理与应用效果。

1 WFT 判别流体性质原理

第一代地层测试器 FT (formation tester) 主要用于流体取样, 并且一次下井只能取一个样。随后发展起来的第二代地层测试器 (RFT、FMT、SFT 等) 实现了地层重复测压和多次取样。利用获得的地层压力, 能够建立压力-深度剖面, 进而判断储层连通性, 计算地层压力梯度和流体密度, 确定油水界面和判别流体性质等。新一代模块式电缆地层动态测试器 (MDT) 除具有第二代地层测试器的基本功能外, 还能运用光学流体性质分析技术实现井下流体性质的快速判别。

1.1 压力梯度法

油、水密度不同, 在储层压力系统中就表现为压力梯度的差异, 这是压力梯度法^[9~11]判别流体性质的物理基础。利用电缆地层测试器测得的地层压力, 能够建立压力-深度剖面。这里的深度是经过补心和井斜校正后的地层垂直深度。同一压力系统内性质相同的流体, 理论上不同深度点测得的地层压力呈线性关系。

$$p_1 - p_2 = G_h (D_{v1} - D_{v2}) \quad (1)$$

式中: p_1 、 p_2 为同一压力系统内相同流体性质不同有效测压点的地层压力, psi (1psi = 6.895kPa);

[收稿日期] 2013-07-12

[基金项目] 国家科技重大专项 (2011ZX05031-003-006HZ); 西南石油大学研究生创新基金项目 (GIFSS0734)。

[作者简介] 李焯 (1984-), 男, 2007 年大学毕业, 博士生, 现主要从事油气田测井理论与应用研究。

重庆北温泉地热水碳硫同位素特征研究

肖琼^{1,2}, 沈立成³, 杨雷³, 伍坤宇³, 王鹏³

(1. 中国地质科学院岩溶地质研究所/国土资源部岩溶动力学重点实验室, 广西桂林 541004;

2. 联合国教科文组织国际岩溶研究中心, 广西桂林 541004;

3. 西南大学地理科学学院/三峡库区生态环境教育部重点实验室, 重庆 400715)

摘要: 重庆市北碚区北温泉景区分布有多处自然出露温泉点, 选取其中流量大于 2000m³/d 的北温泉(BWQ)和水文站(SWZ)两处泉点进行监测, 结果显示: 泉水水化学类型为 SO₄-Ca 型, pH 呈中性, 其阳离子主要为 Ca²⁺ 和 Mg²⁺, 阴离子主要为 SO₄²⁻ 和 HCO₃⁻, 阳离子当量变化范围为 31.74 ~ 40.12 meq/L, 阴离子当量变化范围为 29.05 ~ 35.08 meq/L。温泉水中 δ¹³C_{HCO₃⁻} 的值为 -4.84‰ ~ -9.73‰, 计算得出 CO₂ 的 δ¹³C_{CO₂} 值集中在 -11.91‰ ~ -16.81‰ 之间, 其参与水-岩反应的 CO₂ 为幔源和土壤混合成因。δ³⁴S_{SO₄²⁻} 值为 30.29‰ ~ 32.19‰, 与四川盆地下三叠统嘉陵江组石膏中的 δ³⁴S_{SO₄²⁻} 值(28.3‰ ~ 35.4‰)一致。联系温泉水中阴阳离子含量, δ³⁴S_{SO₄²⁻} 值与 δ¹³C_{HCO₃⁻} 的值认为地表雨水补给进入的是下三叠统嘉陵江组碳酸盐岩地层, 发生水-岩反应且水-岩反应主要为石膏的溶解, 其次是 CO₂ 进入储水层与围岩发生水化学作用生成 HCO₃⁻。

关键词: 重庆北温泉; δ¹³C_{HCO₃⁻}; δ³⁴S_{SO₄²⁻}; 水-岩反应

中图分类号: P314; P597

文献标识码: A

文章编号: 1000-3665(2013)04-0127-07

近年来, 水体中溶解的碳硫同位素研究在全球及区域生物地球物理化学中具有重大意义。稳定碳同位素主要用于研究碳源的追踪和碳酸盐岩化学风化作用的速率, 稳定硫同位素主要与碳、锶同位素结合, 用于解释其在风化作用中的意义。国内外众多学者利用稳定同位素技术, 对全球或区域碳、硫元素循环, 以及化学风化速率进行了描述, 如 Ganges-Brahmaputra^[1]、Cordillera^[2] 流域等。同时, 也有一批学者利用碳硫同位素对地表水^[3]、雨水^[4] 和一些小流域^[5~6] 进行研究, 重点对小流域重要元素的追踪以及风化过程的研究, 从而为大江大河水质变化提供依据。但研究涉及地下水相对较少。对地下热水同位素的研究很多, 但往往是利用单独的碳同位素确定温泉水或者钙华中碳的来源^[7~8]。结合碳、硫同位素对中低温浅层温泉水的研究几乎空白。利用碳硫同位素研究浅层地热水地球化学特征可以更好地掌握浅层地热水水岩作用过程, 并有利于研究浅层地热水中碳、硫等的来源。

1 研究区概况

北温泉位于四川盆地东部与中部接壤地带的重庆市北碚区, 泉点均自然出露在嘉陵江干流深切峡谷中, 处于温塘峡不对称箱型背斜倾伏段, 节理裂隙发育, 并发育 F1、F2 小断层。北温泉汇水区地层分布从老到新有: 三叠系下统的嘉陵江组、中统的雷口坡组和上统的须家河组。泉点出露于温塘峡背斜轴部向北倾没的须家河组第二段至第五段, 其中二、四段为厚层块状长石石英砂岩夹泥岩、粉砂岩等; 三、五段为泥岩、粉砂岩与砂岩互层, 间夹薄煤层, 出露总厚 211 ~ 252m。北温泉含水层为雷口坡组(T₂l)和嘉陵江组(T₁j)碳酸盐岩(深埋地下, 未出露地表)。雷口坡组为咸化浅海相碳酸盐沉积, 由灰色厚层状白云质灰岩和白云岩组成, 含有硬石膏等岩溶角砾, 现残存厚度 10 ~ 20m。嘉陵江组为半咸化浅海相碳酸盐沉积, 以浅灰、灰黄色薄层-中厚层灰岩和岩溶角砾状白云质灰岩为主, 厚 500 ~ 520m, 分为五段, 均含有石膏, 其上覆为须家河组砂、页岩, 起着隔水、保温作用^[9]。

北温泉景区内泉点沿嘉陵江边分布, 大大小小共 7 处, 水化学性质基本一致。研究认为北温泉水主要来自于大气降水, 补给区位于北端华蓥山岩溶出露区, 温度主要来自地热增温, 水质与温泉水和含水层碳

收稿日期: 2012-07-04; 修订日期: 2013-01-09

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(41072192); 重庆市科委院士专项(CSTC 2010BC7004)

作者简介: 肖琼(1984-), 女, 博士, 主要从事岩溶地下水、水文地质等方面工作。

E-mail: xiaoqiong-8423@163.com

DOI: 10.11885/j.issn.1674-5086.2013.08.29.06

文章编号: 1674-5086(2015)05-0079-06

中图分类号: TE132

文献标志码: A

注汞压力对致密砂岩储层物性下限分析的影响

李 焯*, 司马立强, 吴 丰, 黄 丹, 李 清

西南石油大学地球科学与技术学院 四川 成都 610500

摘 要: 最小流动孔喉半径法是目前常用的储层物性下限确定方法,它以岩芯压汞资料为基础,对岩石微观孔隙结构与渗流能力的关系进行定量分析,进而确定储层物性下限。研究表明,过高的注汞压力可能影响岩石孔隙结构状态,这引发了注汞压力的高低是否会对物性下限分析产生影响的思考,应该如何选取恰当的压汞数据来获取符合实际地质情况的物性下限值。目前,这些问题还没有得到明确和有针对性的研究。以川中P地区致密砂岩气藏为例展开了较为深入的研讨。分析结果表明,当注汞压力从30 MPa增加到200 MPa时,最小流动孔喉半径法确定的有效储层物性下限数值呈下降趋势。当注汞压力接近目的层位地层压力时,分析结果与生产测试等结论吻合较好。

关键词: 注汞压力;最小流动孔喉半径;物性下限;四川盆地中部;致密砂岩气藏

Influence of Mercury Injection Pressure on Lower Limits Analysis of Tight Sandstone Reservoirs

Li Ye*, Sima Liqiang, Wu Feng, Huang Dan, Li Qing

School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China

Abstract: The minimum flow pore throat radius method is often used to determine the lower limits of porosity and permeability of tight sandstone gas reservoirs. This method is based on mercury intrusion method. It can determine the lower limits by quantitative analysis of relationship between micro pore structure and permeability. Researches indicate that high mercury injection pressure may affect rock pore structure, which triggers the pondering over whether mercury injection pressures influences lower limits and how to choose appropriate mercury injection data to acquire lower limits suitable for practical geological situation. These problems have not been deeply discussed by far. So this paper focuses on these problems, taking the tight sandstone reservoirs in P area of the central part of Sichuan Basin as an example. The research results show the lower limit of porosity determined by minimum flow pore throat method falls when the selected mercury injection pressure rises from 30 MPa to 200 MPa. The calculated results and production testing results are in good agreement when the mercury injection pressure is close to the formation pressure.

Key words: mercury injection pressure; minimum flow pore throat radius; lower limits; central part of Sichuan Basin; tight sandstone gas reservoirs

网络出版地址: <http://www.cnki.net/kcms/detail/51.1718.TE.20150923.1050.004.html>

李 焯, 司马立强, 吴 丰, 等. 注汞压力对致密砂岩储层物性下限分析的影响[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2015, 37(5): 79-84.

Li Ye, Sima Liqiang, Wu Feng, et al. Influence of Mercury Injection Pressure on Lower Limits Analysis of Tight Sandstone Reservoirs[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2015, 37(5): 79-84.

* 收稿日期: 2013-08-29 网络出版时间: 2015-09-23

通信作者: 李 焯, E-mail: liy655@163.com

doi:10.6056/dkyqt201402009

准噶尔盆地滴南凸起中段南支天然气混源比例研究

张焕旭¹,倪帅¹,王力¹,唐海平¹,袁波²

(1.西南石油大学资源与环境学院,四川 成都 610500;2.中国石油新疆油田公司,新疆 克拉玛依 834000)

基金项目:国家科技重大专项课题“大型特大型岩性地层油气田/区形成与分布研究”(2011ZX05001-001)

摘 要 天然气混合可能发生在生成、运移、聚集等各个阶段。不同来源与成熟阶段的天然气在组分与碳同位素上存在一定差别,因此利用实测的混合气甲、乙烷碳同位素数值,可以反推出不同来源气混合的比例。文中以滴南凸起南分支天然气为例,利用固定的石炭系来源气端元值与随成熟度变动的二叠系来源气端元值,建立区域内天然气混源比例计算模板,分析石炭系与二叠系源岩生成天然气对成藏的贡献率,指出了今后的勘探方向。

关键词 天然气;混源比例;滴南凸起;准噶尔盆地

中图分类号:TE122.1*14

文献标志码:A

Mixing source ratio of nature gas in south branch of Dinan salient, Zhunggar Basin

Zhang Huanxu¹, Ni Shuai¹, Wang Li¹, Tang Haiping¹, Yuan Bo²

(1.School of Earth Sciences and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;

2.Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay 834000, China)

Abstract: The mixing of nature gas is a common phenomenon and it may occur in each stage of generation, migration and accumulation. The mixing of nature gas is a physical process. The nature gas with different sources and maturity stages is different in component and carbon isotope. We can calculate the gas maxing ratio by measured carbon isotope of methane and ethane. Taking the nature gas in south branch of Dinan salient as an example, this paper establishes the nature gas maxing ratio calculation chart using fixed characteristic value of Carboniferous gas and characteristic value changing with maturity of Permian gas and analyzes the reservoir forming contribution ratio of Carboniferous gas and Permian gas, which points out the gas exploration direction.

Key words: nature gas; mixing source ratio; Dinan salient; Zhunggar Basin

1 区域概况

滴南凸起位于准噶尔盆地东部,北邻滴水泉凹陷,南接东道海子凹陷,西靠莫北凸起,东壤克拉美丽山,是一个受东西向断裂控制、向西倾没的大型鼻状构造(见图1)。滴水泉凸起形成于石炭系末期,其主要动力为华力西运动时期,西伯利亚板块和哈萨克斯坦板块相对准噶尔地体顺时针运动产生的右行压扭性应力场^[1],该应力场也使区域内形成了一系列东西向展布的逆断层。其中滴水泉西断裂位于滴南凸起中段,并将滴水泉凸起分为南、北2个分支:北分支发现储量达千亿方的克拉美丽气田,产层为石炭系;南分支发现滴西9井区呼图壁河组气藏、滴西13井区头屯河组和呼图壁河组气藏及滴西15井区白垩系油藏等多个油气藏,但油气规模相对北分支较小。

2 天然气来源

区域内存在偏腐殖型石炭系和偏腐泥型二叠系烃源岩,普遍认为,整个滴南凸起天然气主要为石炭系烃源岩的产物^[2-6];但是滴南凸起中段南分支天然气地球化学数据(见表1)表明,其与北分支克拉美丽气田天然气存在区别,并不完全符合石炭系烃源岩产物特征。

从天然气组分来看:北分支干燥系数相对集中,主要分布在0.90~0.95;而南分支干燥系数要分散一些,从0.90~0.98都有分布,部分干燥系数大于0.95,已属干气范畴。

收稿日期:2013-11-07;改回日期:2014-01-03。

作者简介:张焕旭,男,1988年生,地球化学专业在读硕士研究生,研究方向为成藏地球化学。E-mail:huanxuzhang@gmail.com。

引用格式:张焕旭,倪帅,王力,等.准噶尔盆地滴南凸起中段南支天然气混源比例研究[J].断块油气田,2014,21(2):176-180.

Zhang Huanxu, Ni Shuai, Wang Li, et al. Mixing source ratio of nature gas in south branch of Dinan salient, Zhunggar Basin[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2014, 21(2): 176-180.

准噶尔西北缘四₂区火山岩风化壳储层裂缝特征

周 坤¹, 杨志冬², 范存辉^{1,3}, 袁云峰², 秦启荣¹, 龙 伟¹

(1. 西南石油大学地球科学与技术学院, 成都 610500; 2. 中石油新疆油田分公司, 新疆 克拉玛依 834000;
3. 成都理工大学能源学院, 成都 610059)

摘 要:综合运用岩心、测井、生产等基础资料,对四₂区石炭系火山岩储层裂缝进行了研究,明确了储层裂缝特征、分布规律、影响因素,研究表明:溶蚀缝和构造裂缝是储层裂缝主要的类型,裂缝的优势方位为NW、NE向;裂缝倾角大、切割中等、间距小、密度大、宽度变化大;NNW向和NE向垂直缝和斜交缝的有效性最好;纵向上,有效裂缝主要分布在距离石炭系风化壳顶部20~130 m的范围内,平面上,裂缝发育好的区域主要分布在Kel14-J354、J352-J353、J340-J395-J36-J336、J138-J324井一带;裂缝分布受岩性、构造和风化淋滤作用的控制,凝灰岩抗压强度较小,易产生裂缝;石炭系风化壳顶部的岩层经受风化淋滤作用强烈,裂缝分布广,深部裂缝发育差;深大断裂附近,断层的夹持交汇部位,断鼻、褶皱的轴部是裂缝发育的有利部位。

关键词:裂缝特征;分布规律;风化壳;火山岩;四₂区

中图分类号:TE122.23

文献标志码:A

文章编号:1000-7849(2015)01-0028-07

近年来,我国大庆油田、胜利油田、辽河油田、克拉玛依油田先后发现了火山岩油气藏^[1-2],火山岩油气藏的发现使得我国石油的勘探前景更为广阔,同时,火山岩储层已成为储层研究的前沿领域之一。与其他类型的储层相比,火山岩储层具有成层性差、储集空间类型多样、主要受岩性和岩相控制等特点^[3-4]。克拉玛依油田四₂区石炭系储层为典型的火山岩储层,受风化壳的控制,油气藏具有隐蔽性强、勘探和储层表征难度大的特点。四₂区石炭系火山岩油藏为裂缝型油藏,对储层裂缝的研究关乎油藏的勘探开发进程。但是在前期研究的指导下,油藏的勘探开发过程中出现了单井产量递减快、邻井之间产能差异大等问题,前期认识已不能更好地指导石炭系火山岩油藏的开发。本次研究基于岩心、测井、地震等基础资料,对石炭系火山岩风化壳储层裂缝基本特征、分布规律、裂缝发育主控因素展开研究,以期为四₂区石炭系火山岩油藏勘探开发提供指导作用。

1 地质背景

四₂区位于准噶尔盆地西北缘克一乌断裂带上盘湖湾区压扭性断阶带上。整体构造呈现为由西向东倾的单斜,局部发育东西向的鼻隆构造。该区处

在长期继承性构造活动发育带上,断裂极为发育,断裂在平面上呈近南北向为主、近东西向为辅的展布特征,并在单斜构造背景上形成了一系列的断块、断鼻构造(图1)。

海西期盆地内形成了一些分割、孤立的山间和山前裂陷槽,同时发生了强烈的火山爆发,伴有大量中一酸性火山岩和火山碎屑岩。到晚海西期盆地接受第一个沉积层,即早石炭世的一套与海盆相连接的残留海相与泻湖相沉积物。到晚石炭世末期,由分割的裂陷槽发育成基本统一的箕形凹陷,形成盆地雏形。在印支—燕山期(早三叠世),沉积中心位于玛纳斯湖和盆地南缘,盆地西北缘以冲积—洪积相粗碎屑沉积为主,是主要的油气储集层,晚期过渡为湖相暗色泥岩,是西北缘良好的区域盖层。到三叠纪末期的印支运动表现为盆地边缘十分活跃的断裂推覆活动,为油气的运移和聚集创造了良好的条件。随着燕山运动的减弱,盆地边缘除有大规模的地层超覆不整合外,构造和断裂基本定型,然而,燕山运动使早期油藏遭受破坏,形成次生油藏,四₂区石炭系油藏就是在这种构造背景下形成的。四₂区石炭系火山岩储层岩石类型包括凝灰岩、沉凝灰岩、凝灰质砂岩和砂砾岩(凝灰质),以凝灰岩为主,石炭系火山岩为基底层,储层岩石的基质孔隙度极低,储集空间以裂缝为主,为典型的裂缝型储层。

收稿日期:2014-03-19

编辑:刘江霞

基金项目:国家油气重大专项(2011ZX05013-006-008)

作者简介:周 坤(1987—),男,现正攻读矿产普查与勘探专业硕士学位,主要从事构造地质、储层研究。E-mail:swpuzhoukun911@163.com

通信作者:秦启荣(1964—),男,教授,主要从事工程地质、构造地质、储层研究。E-mail:718222188@qq.com

准噶尔西北缘中拐凸起石炭系油气 地质特征及勘探潜力

周 坤¹ 秦启荣¹ 梁则亮² 陶佳丽¹ 朱雨萍³

(西南石油大学资源与环境学院¹,成都 610059;新疆油田分公司勘探开发研究院²,克拉玛依 834000;
中石油川庆钻探工程有限公司³,成都 610000)

摘 要 针对中拐凸起石炭系裂缝受控因素不明确、圈闭落实难度大、总体勘探程度较低的现状,展开对该地区石油地质特征、油气成藏条件、油气勘探潜力的精细研究。分析认为:中拐凸起经历了一个完整的构造旋回,构造运动较为稳定,具有有利的油气成藏背景。石炭系烃源岩主要为二叠系佳木河组的暗色泥岩和沉凝灰岩,生烃条件优越;火山角砾岩和安山岩孔渗性较好,具有优良的储集性;并具有裂缝-孔隙双重介质的特点。发育上乌尔禾组区域性泥岩盖层和佳木河组局部泥岩盖层,储盖组合较好。在多期构造运动下形成了构造圈闭以及不整合形成的古潜山型、地层剥蚀型、地层超覆型等圈闭,具有良好的油气成藏条件。研究区内断裂、裂缝、不整合十分发育,为油气垂向运移和横向运移提供了很好的通道,油气勘探潜力巨大。研究对进一步的储层综合研究、勘探方向的确定及剩余油挖潜具有指导意义。

关键词 地质特征 勘探潜力 中拐凸起 石炭系

中图法分类号 TE155; 文献标志码 A

准噶尔盆地西北缘中拐地区是新疆油田公司天然气勘探的重点领域之一,中拐凸起地处准噶尔盆地西北缘克-乌断裂带及红车断裂带的结合部位,三面临凹,构造形态呈现为向东南倾没的单斜。多年的勘探开发表明,研究区储层岩石类型复杂,岩石类型主要是火山碎屑岩、火山熔岩和部分侵入岩,裂缝受控因素不明确,圈闭落实难度较大,含油显示较好,表现出良好的勘探前景。为此,在前人研究基础上,通过对该区构造特征及构造演化进行深入研究,明确中拐凸起的形成、继承发展及改造演化。研究表明该区构造活动稳定,具有有利的油气成藏背景。同时,从研究区生、储、盖配置进行精细研究,结合油气显示,对研究区构造圈闭的成因、类型进行分析,表明该区具有良好的油气成藏条件。根据研究区石油地质特征及油气成藏,预测该

区勘探潜力,表明该区石炭系发育大量火山岩储集层,为油气聚集提供了良好的储集场所,内部断裂、不整合十分发育,油气垂向运移和横向运移具有很好的条件,最后建立石炭系有利勘探区。

1 石油地质特征

1.1 区域地质概况

中拐凸起一级构造单元处于准噶尔盆地西部隆起,位于玛湖凹陷、盆1井西凹陷和沙湾凹陷3个凹陷之间,具体构造位置上位于西北缘克-乌断裂带和红车断裂带的转换部位^[1],是准噶尔盆地西北缘富油凹陷中的正向构造单元。自西北缘的红车断裂带沿南东方向向准噶尔盆地倾没,凸起主体由南部的H3井东断裂、中拐南断裂和西部的红山嘴东断裂控制,并受到石炭纪至早二叠世挤压应力场的作用而形成的宽缓鼻状古隆起,是油气运移的有利指向区。勘探面积达2 200 km²,根据准噶尔盆地第三次油气资源评价(2000年),中拐凸起石油资源量为3.9 × 10⁸ t,天然气资源量1.2 × 10¹¹ m³,油气资源较丰富。该区重要的含油层系之一为石炭系,火

2013年6月28日收到 四川省重点学科建设项目(SZD0414)、
国家油气重大专项(2011ZX05013-006)资助
第一作者简介:周 坤(1988—),男,汉族,西南石油大学硕士,研究
方向:构造地质学、储层裂缝。E-mail:swpuzhoukun911@163.com。

含 CO₂ 气层孔隙度计算方法

赵军, 杨阳

(西南石油大学地球科学与技术学院, 四川 成都 610500)

摘要:南海西部海域莺琼盆地为高温高压高含 CO₂ 含油气盆地, 在储层测井评价孔隙度计算过程中, 由于气、水性质的差异, 若用岩心刻度法求取储层孔隙度, 会导致计算的孔隙度值不能反映地层的真实情况, 对此, 提出联合体积物理模型和阿尔奇公式的方法求解含气储层孔隙度。此外, 考虑到研究区 CO₂ 的影响, 首先将 CO₂ 对流体密度以及地层水电阻率的影响进行了分析, 然后确定相应的计算参数。应用表明, 该联合求解孔隙度的方法较简洁, 且解释结果与经覆压校正后的岩心孔隙度吻合较好, 平均误差为 5.81%, 满足该区储层评价的要求, 说明了该方法的可靠性。该方法可为高温高压高含 CO₂ 含气储层测井孔隙度计算提供一种新的选择。

关键词:孔隙度; CO₂; 体积物理模型; 阿尔奇公式; 联合; 岩心刻度

中图分类号: TE122.2 **文献标志码:** A **文章编号:** 1672-1926(2016)04-0571-06

引用格式: Zhao Jun, Yang Yang. Porosity calculation method for CO₂-containing gas reservoirs [J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(4): 571-576. [赵军, 杨阳. 含 CO₂ 气层孔隙度计算方法[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(4): 571-576.]

0 引言

利用常规测井计算储层孔隙度时, 对于砂泥岩地层, 当储层孔隙中只含有油、水两相时, 考虑到油和水的密度以及纵波时差值差别不大, 故可以采用岩心刻度法^[1,2], 即建立密度或纵波时差值与岩心分析孔隙度的对应关系来求取储层孔隙度^[3-5]。但研究区位于南海西部海域莺琼盆地, 天然气资源丰富^[6], 由于天然气与水的密度和纵波时差差别较大, 不能在密度和纵波时差上将流体看作单一流体, 如果继续使用岩心刻度法则可能使求出的孔隙度偏离真实孔隙度。针对此问题, 本文提出利用考虑流体成分的岩石体积物理模型^[7], 再联合饱和度计算经典公式——阿尔奇公式^[8,9], 共同求解含气储层孔隙度。此外, 经过多年的勘探实践活动, 已在莺琼盆地的多个构造带上发现了具有工业价值的高温高压高含 CO₂ 气层^[10]。由于高温高压条件下 CO₂ 与

CH₄ 混合气体对岩石声学、电学性质及其变化规律仍然认识不清, 尤其是 CO₂ 的附加导电性对岩石电阻率影响的认识仍然是空白, 导致测井解释孔隙度计算精度难以保障。为了提高高温高压高含 CO₂ 气藏的勘探开发效率, 准确地求取储层孔隙度显得尤为重要^[11-13]。

对此, 本文首先将 CO₂ 对流体密度和地层水电阻率的影响进行了分析, 然后再建立相应的孔隙度计算模型。该优化的孔隙度测井解释方法, 提高了现有高温高压高含 CO₂ 气藏测井解释模型的精度, 在研究区得到了很好地运用。

1 联合体积物理模型—阿尔奇公式计算孔隙度方法

1.1 基于密度体积物理模型的储层孔隙度计算方法

以往常用来计算储层孔隙度的常规测井序列有

收稿日期: 2015-05-19; 修回日期: 2015-09-04.

基金项目: 国家“十二五”科技重大专项子课题“莺琼盆地高温高压地层岩石地球物理特征与地震属性技术研究”(编号: 2011ZX05023-004-02)资助。

作者简介: 赵军(1970-), 男, 四川成都人, 教授, 博士, 主要从事岩石物理及其解释与评价研究. E-mail: zhaojun_70@126.com.

基于密度聚类的 K 近邻法在储层流体识别中的应用

赵 军¹, 卢一凡¹, 李宗杰², 柳建华²

(1. 西南石油大学地球科学与技术学院, 四川成都 610500; 2. 中石化西北油田分公司, 新疆乌鲁木齐 830013)

摘要:针对传统储层流体识别方法识别精度低、运算量大、过于依赖个人经验的缺点,提出基于密度聚类的 K 近邻法,根据待测层段测井数据的空间分布规律,将样本按相对密度聚类成数据簇,并利用 K 近邻投票获得各簇所属类别。将该方法应用在某油田奥陶系鹰山组碳酸盐岩储层识别中。结果表明,较之其他常用识别方法,该算法识别精度高,泛化性和鲁棒性强,在处理大数据分类问题时具有明显优势,且在识别常规方法难以识别的油水同层时取得了较好的效果,具有良好的应用前景,为利用数据挖掘方法解决油田勘探开发中的复杂问题提供了新思路。

关键词:测井解释; 流体识别; K 近邻法; 相对密度聚类; 数据挖掘

中图分类号:P 631.84; TE 122.2 文献标志码:A

引用格式:赵军, 卢一凡, 李宗杰, 等. 基于密度聚类的 K 近邻法在储层流体识别中的应用 [J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2015, 39(5): 65-71.

ZHAO Jun, LU Yifan, LI Zongjie, et al. Application of density clustering based K -nearest neighbor method for fluid identification [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2015, 39(5): 65-71.

Application of density clustering based K -nearest neighbor method for fluid identification

ZHAO Jun¹, LU Yifan¹, LI Zongjie², LIU Jianhua²

(1. School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;

2. Sinopec Northwest Oilfield Branch, Urumqi 830013, China)

Abstract: Reservoir fluid identification is an indispensable link in logging interpretation. In order to remove the defects of traditional approaches, such as unsatisfying accuracy, excessive computation, undue dependence on personal experience, a density clustering based K -nearest neighbor method was proposed. According to the spatial distribution of the interval logging data under test, data clusters are formed based on relative density. And then with K -nearest neighbor voting method, the categories of all clusters become available. Comparing with other commonly used identification methods, tested on the carbonate reservoir of Ordovician Yingshan Formation in an oil field, this approach shows a high accuracy, strong generalization and robustness, as well as better effects on oil-water layer identification which is usually difficult for the compared methods. The method has a good application prospect and provides a new thought on solving complex problems in oilfield exploration and development with data mining methods.

Keywords: logging interpretation; fluid identification; K -nearest neighbor method; relative density clustering; data mining

利用测井资料对储层流体进行精确识别是储层评价工作的重要任务。常规测井解释中,流体识别一般采用曲线重叠法^[1-2]和交会图法^[2-4],识别依据为测井曲线重叠时线间距的变化或测井数据交会分

析建立的图版,识别结果过于依赖经验判断,分类标准因人而异,精度难以保证,而目前对上述方法的改进仅限于判别因子与阈值的优化^[5-8],并未从实质上解决这一问题。现有的机器学习法,如 Fisher 判别

收稿日期:2015-03-24

基金项目:国家“十二五”重大专项(2011ZX05049-001-001)

作者简介:赵军(1970-),男,教授,博士,研究方向为油气测井、地质。E-mail:zhaojun_70@126.com。

波形匹配转换波剩余静校正实用技术

潘树林*^① 李晨光^① 吴波^② 王荐^② 唐建明^② 刘奇琳^③

(^①西南石油大学地球科学与技术学院,四川成都 610500; ^②中国石化西南油气分公司勘探开发研究院,四川成都 610041; ^③中国石油集团川庆钻探工程有限公司地球物理勘探公司,四川成都 610041)

潘树林,李晨光,吴波,王荐,唐建明,刘奇琳.波形匹配转换波剩余静校正实用技术.石油地球物理勘探,2016,51(2):238-246.

摘要 基于纵横波共检波点叠加道相关的剩余静校正方法是利用纵波和转换波资料信息,解决转换波资料较大时移剩余静校正量的一种特殊处理方法。该方法在实际资料处理时,出现了纵横波速度比值求解不准确和资料呈现浅、中深层静校正量不一致的情况。详细分析了该方法出现以上情况的具体原因,针对该方法的工业化实施缺点,提出了改进措施;利用纵波构造控制解决转换波波长剩余静校正量;采用常规剩余静校正进一步求解短波长剩余静校正量;应用长、短波长静校正量,再次进行速度分析和动校正,得到更精确的速度;进行动校正之后,采用基于纵横波 CRP 叠加道相关的剩余静校正方法和常规剩余静校正方法求解最终转换波检波点剩余静校正量。实际资料应用表明,改进措施后,结合文中工业化实施流程能够进一步提高方法在处理多波资料时的适应能力和静校正量的计算精度。

关键词 CRP 叠加道相关 剩余静校正 层位控制 纵横波速度比

中图分类号:P631 文献标识码:A doi: 10.13810/j.cnki.issn.1000-7210.2016.02.005

1 引言

目前,在多波地震资料处理中,由于转换波基准面静校正缺少相应的解决方法,导致构造成像不准确、并且残留的剩余静校正量数量级较大,前人针对转换波特点进行分析提出了不同的解决方法。解决转换波静校正问题目前主要有三种思路。第一是 Schafter^[1] 提出的转换波折射静校正方法,通过折射波建立横波的表层模型与厚度模型,然后根据模型通过正演计算各点的静校正量。第二是 Peter 等^[2] 提出的共接收点道集相干法,该方法应用在构造平缓地区解决短波长的较大静校正量问题,求取的是接收点的静校正量。该方法是目前效果较好的转换波静校正方法,国内学者针对该方法存在的问题提出了很多改进意见,较有代表性的有唐建侯等^[3] 和马昭军等^[4] 提出的消除 P-SV 波大静校正量的方法,这些改进方法也取得了一定效果,但很难完全解

决转换波的静校正问题。第三是一些其他方法,如姚姚^[5] 提出的利用 $\tau-p$ 变换法对折射横波(或反射横波)拾取“初始剩余静校正量”等。还有人针对转换波静校正问题进行了研究,但问题仍然没有得到很好解决^[6-19]。

近年来,在转换波地震资料的工业化处理中,常采用一些特殊方法进行剩余静校正处理,如基于纵横波 CRP 叠加道相关的剩余静校正方法(文中 CRP 如无特殊说明,均为共检波点)。该方法由 Richard 等^[20] 提出,其核心是用 P 波拉伸匹配 P-SV 波,采用互相关法计算接收点的静校正量。从实际资料处理情况看,该方法实施存在以下问题:

第一,波形相关算法求取纵横波速度比值错误,导致纵横波层位匹配不准确;

第二,转换波资料在前期处理后,出现浅中深层静校正量不一致现象。

分析出现上述问题的原因,提出了在具体处理中的改进措施和实施流程,通过实际资料试验,取得

*四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学,610500。Email:large999@sina.com

本文于2015年6月8日收到,最终修改稿于2016年2月4日收到。

本项研究受国家自然科学基金“地面微地震四维聚焦定位方法研究”(41204101)、四川省教育厅项目多波多域联合静校正方法研究(12ZB158)、地球探测与信息技术四川省重点学科建设和西南石油大学地球物理研究院联合资助。

文章编号: 0253-2697(2015)12-1553-06 DOI:10.7623/syxb201512009

基于优化系数的混合域 Fourier 有限差分叠前深度偏移

罗仁泽 何国林 包科

(西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室 四川成都 610500)

摘要:为了提高复杂高陡构造区成像精度,提出了基于系数优化的混合域 Fourier 有限差分叠前深度偏移方法,该方法利用 padé 近似的有理函数对波场外推算子进行展开,然后利用切比雪夫多项式优化展开式系数,推导得到新的波场外推算子,降低了与波动方程精确波场外推算子的相对误差,提高了对波场外推算子的逼近程度,且在保证计算效率的同时提高了高陡构造区地震偏移成像的精度。对比改进后的混合域 Fourier 有限差分偏移方法与常规的傅里叶有限差分偏移方法(FFD)对 Marmousi 模型偏移剖面的成像效果,系数优化后的混合域 Fourier 有限差分偏移方法具有更高的成像精度。

关键词:优化系数;混合域 Fourier 有限差分;叠前深度偏移;切比雪夫;有理函数

中图分类号:P631.8

文献标识码:A

Mixed-domain Fourier finite-difference prestack depth migration based on coefficient optimization

Luo Renze He Guolin Bao Ke

(State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Sichuan Chengdu 610500, China)

Abstract: To improve the imaging precision of complex high steep structural regions, a method of mixed-domain Fourier finite-difference prestack depth migration based on coefficient optimization is proposed. In this method, padé approximate rational function is used for expanding wave-field extrapolation operators. Then the expansion coefficients are optimized using Chebyshev polynomial, so as to derive new wave-field extrapolation operator, reduce the relative error from the exact wave-field extrapolation operator of wave equation, enlarge the approximation extent of wave field extrapolation operator, and improve the seismic migration imaging precision of high steep structural regions while ensuring computational efficiency. Through comparison the imaging effects of Marmousi model migration sections between the improved mixed-domain Fourier finite-difference migration method and conventional Fourier finite difference migration method, it is proven that the mixed-domain Fourier finite-difference migration method with coefficient optimization has a higher imaging precision.

Key words: coefficient optimization; mixed-domain Fourier finite difference; prestack depth migration, Chebyshev; rational function

引用:罗仁泽,何国林,包科. 基于优化系数的混合域 Fourier 有限差分叠前深度偏移[J]. 石油学报,2015,36(12):1553-1558.

Cite:Luo Renze,He Guolin,Bao Ke. Mixed-domain Fourier finite-difference prestack depth migration based on coefficient optimization[J]. Acta Petrolei Sinica,2015,36(12):1553-1558.

常规地震偏移成像方法是基于均匀各向同性弹性介质的假设条件,但随着中国油气勘探的不断深入,勘探难度不断增加,复杂高陡构造区成为当今油气勘探的重点,其地层介质非均质性各向异性较强^[1],所采集到的地震原始资料很难同时满足常规地震偏移成像方法的假设条件,进而复杂构造区波动方程叠前深度偏移作为处理复杂高陡构造区最有效的方法迅速发展起来^[2-9]。

波动方程叠前深度偏移可分为基于 Kirchhoff 积

分解的波动方程深度偏移^[10]和基于波动方程微分解的叠前深度偏移^[11]。波动方程叠前深度偏移的核心是波场外推算子,最早对波场外推算子逼近是基于 Taylor 级数展开和连分式展开,近年来对波动方程偏移算子优化研究取得了一定的进展。Ristow 等^[12]提出对频散方程进行系数的局部优化,该方法具有较高的成像精度,但在每一深度延拓步长内都要利用横向速度对比度求取相应的局部优化参数,使得计算效率

基金项目:油气藏地质及开发工程国家重点实验室(成都理工大学)开放基金项目(PLC201104)和国家自然科学基金项目(No.61072073)资助。

第一作者及通信作者:罗仁泽,男,1973年9月生,1992年获西南石油学院学士学位,2005年获电子科技大学博士学位,现为西南石油大学地球科学与技术学院二级教授、四川省“千人计划”特聘专家、四川省学术和技术带头人后备人选,主要从事油气信号检测与信息处理方法研究工作。Email:lrzsmith@126.com

罗仁泽, 何国林, 黄元溢. 一种优化系数的混合域叠前深度偏移方法[J]. 石油物探, 2015, 54(5): 501-507

Luo Renze, He Guolin, Huang Yuanyi. A new prestack depth migration method in hybrid domain with optimization coefficient [J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2015, 54(5): 501-507

一种优化系数的混合域叠前深度偏移方法

罗仁泽^{1,2}, 何国林^{1,2}, 黄元溢³

(1. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川成都 610500; 2. 西南石油大学地球科学与技术学院, 四川成都 610500; 3. 中国石油集团东方地球物理勘探有限责任公司, 河北涿州 072751)

摘要:为提高偏移中频散方程单平方根算子渐近式的逼近程度,提出了优化系数的混合域叠前深度偏移方法。该方法对频散方程的单平方根算子采用了有理切比雪夫逼近;与连分式展开的逼近算法对比后发现,该优化算法能降低偏移逼近算子与频散方程的单平方根算子的相对误差,从而提高了在陡倾构造及强横向速度变化地区偏移成像的精度。二维 SEG/EAGE 盐丘模型的偏移成像结果证明:在陡倾角构造及横向速度变化剧烈的地区,优化系数的混合域叠前深度偏移方法比常规的傅里叶有限差分(FFD)法的成像效果更好。

关键词:叠前深度偏移;混合域;优化系数;有理式;强横向速度变化

中图分类号:P631

文献标识码:A

文章编号:1000-1441(2015)05-0501-07

DOI: 10. 3969/j. issn. 1000-1441. 2015. 05. 003

A new prestack depth migration method in hybrid domain with optimization coefficient

Luo Renze^{1,2}, He Guolin^{1,2}, Huang Yuanyi³

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu 610500, China; 2. School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China; 3. BGP, CNPC, Zhuozhou 072751, China)

Abstract: To improve the approximation degree of single square-root operator of frequency dispersion, prestack depth migration by hybrid domain with optimization coefficient was proposed. This method is designed to calculate the optimization coefficient by rational Chebyshev approximation to approach the single square-root operator of frequency dispersion. By comparison on the rational Chebyshev approximation and continued fraction approximation, it is discovered that the rational Chebyshev approximation can reduce the relative error between optimization coefficient migration operator and single square-root operator of frequency dispersion. Therefore, our method can improve the precision of migration imaging in the area with high-steep structures and strong lateral velocity variation. The application on 2-D SEG/EAGE salt dome model proves the prestack depth migration in hybrid domain with optimization coefficient has better imaging effect than conventional Fourier finite difference (FFD) in the area with high-steep structures and strong lateral velocity variation.

Keywords: prestack depth migration, hybrid domain, optimization coefficient, rational expression, strong lateral velocity variation

目前,地震勘探的目标逐步转向山地复杂高陡构造区,而山地复杂构造区地震偏移成像精度亟需提高。在现有偏移成像技术中,叠前深度偏移成像是山地复杂高陡构造区及强横向速度变化介质精确成像最有效的方法^[1-2]。

波动方程叠前深度偏移成像是通过计算波场外推算子实现的^[3],波场外推算子的计算精度直接关系到偏移剖面的成像精度。常规计算波场外推算子的方法有:基于射线理论的 Kirchhoff 积分法^[4]、相移(PS)法^[5]、Stolt 法^[6]、相移加插值(PS-

收稿日期:2014-11-16;改回日期:2015-03-18。

作者简介:罗仁泽(1973—),男,教授,博士生导师,长期从事地震信号采集和处理方法研究工作。

基金项目:油气藏地质及开发工程国家重点实验室开放基金项目(PLC201104)资助。

低渗透砂岩孔隙结构对岩电参数的影响及应用

闫建平^{1,2}, 温丹妮², 李尊芝², 耿 斌³, 梁 强², 何 旭²

(1. 西南石油大学天然气地质四川省重点实验室, 四川 成都 610500;
2. 西南石油大学地球科学与技术学院, 四川 成都 610500;
3. 中国石化胜利油田勘探开发研究院, 山东 东营 257015)

摘要: 东营凹陷南坡沙河街组沙三段(E_{s3})储层以低渗透率为显著特征, 孔隙结构复杂使得岩电参数难以统一确定, 给储层饱和度评价带来一定的困难。根据岩心物性、铸体薄片、压汞等分析资料, 对 E_{s3} 低渗透砂岩储层孔隙结构进行分析, 将其细分为 3 个大类 5 个小类, 进而结合岩电实验数据, 提取出 E_{s3} 储层不同孔隙结构类型的岩电参数 a 、 m 值。综合建立了在井筒剖面利用测井响应特征识别储层不同孔隙结构类型、分孔隙结构类型确定岩电参数的方法, 以此为基础再进行饱和度计算, 有效地提高了低渗透砂岩储层饱和度测井解释的精度。

关键词: 低渗透砂岩; 孔隙结构; 岩电参数; 饱和度; 压汞曲线

中图分类号: TE122.2⁺3 文献标志码: A 文章编号: 1672-1926(2015)12-2227-07

引用格式: Yan Jianping, Wen Danni, Li Zunzhi, *et al.* The influence of low permeable sandstone pore structure on rock electrical parameters and its applications [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(12): 2227-2233. [闫建平, 温丹妮, 李尊芝, 等. 低渗透砂岩孔隙结构对岩电参数的影响及应用 [J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(12): 2227-2233.]

0 引言

随着对油气资源需求的增长和勘探程度的不断提高, 低渗透砂岩储层成为油气增储上产的重要勘探和开发目标, 东营凹陷南部斜坡带在古近纪时期, 因强烈构造活动, 导致南部构造坡折规模大, 形成了河流、三角洲、浊积扇和滩坝等沉积相^[1]。在此期间, 物源充足且源距近, 南斜坡在大型鼻状构造背景上经成岩作用的改造形成了多套重要的低渗透油气储集体。田景春等^[2]及贾光华等^[3]已对缓坡带砂体成藏期次及其分布规律、陈永峤等^[4]对储层物性演化及控制因素等进行了深入研究。受复杂的沉积、成岩作用影响, 沙河街组沙三段(E_{s3})浊积砂岩心孔隙度分布在 3.3%~28.1% 之间, 渗透率分布在 $(0.024\sim34.36)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间, 是典型孔隙结构

复杂的低渗砂岩储层, 运用 Archie 公式不分孔隙结构类型选取单一岩电参数进行测井饱和度评价时往往计算不准确, 测井计算与实际测试结果存在较大的差异, 使得低渗透砂岩饱和度评价成为测井研究面临的难题。

目前, 国外学者^[5-6]关于低渗透砂岩储层的饱和度评价开展了相关研究, 从低孔低渗层砂体的孔隙结构出发, 认为复杂的孔隙结构影响岩石的导电特征, 进而使得低孔低渗砂层的岩电参数出现异常的特征。国内张明禄等^[7]采用分储层类型的方法确定岩电参数, 李瑞等^[8]认为胶结指数 m 值受孔隙结构的影响, m 为孔隙截面积率变化的函数, 李秋实等^[9]认为阿尔奇公式中的参数与孔隙度、孔隙曲折度、孔喉比存在密切关系, 马永生^[10]认为不同渗透率范围的 $m-\phi$ 关

收稿日期: 2015-03-04; 修回日期: 2015-05-07.

基金项目: 国家自然科学基金(编号: 41202110); 四川省应用基础研究项目(编号: 2015JY0200); 胜利油田低渗透示范基地项目(编号: 30200000-13-ZC0607-0050); 西南石油大学校级科技基金(编号: 2012XJZ004); 四川省教育厅天然气地质创新团队(编号: 13TD0024)联合资助。

作者简介: 闫建平(1980-), 男, 内蒙古凉城人, 副教授, 博士, 主要从事测井沉积学、岩石物理及非常规储层测井评价技术研究。

E-mail: yanjp_tj@163.com.

低孔低渗致密砂岩储层测井解释研究

——以苏里格气田某区块山西组山₂³段为例

陈旭 梁建超 王豆豆 刘超

(西南石油大学研究生院, 成都 610500)

摘要:随着石油行业的快速发展和勘探开发的不断深入,低孔低渗的致密砂岩储层逐渐成为油气藏勘探与开发的热点和重点,对该类储层的评价也是测井解释与储层评价的难点问题。储层四性关系的研究、孔渗参数模型的建立及相关参数的求取,是评价该类储层的关键。针对研究区块的储层地质特征,进行储层四性关系研究,并求取岩电参数,最后根据实际情况建立孔隙度、渗透率、含水饱和度解释模型并进行了验证,为该类储层的测井解释与储层评价提供参考。

关键词:低孔低渗;致密砂岩;四性关系;解释模型;岩电参数

中图分类号:TE122

文献标识码:A

文章编号:1673-1980(2014)01-0043-04

苏里格气田位于鄂尔多斯盆地,是中国目前最大的气田,累计探明地质储量达5 336.52亿m³,是典型的低效致密砂岩气田,具有低孔低渗、低丰度及非均质性强等特征^[1]。本文研究区块位于苏里格气田东北段,其主力层山西组山₂³段物性较差,气水关系复杂^[2],给含水饱和度的求取带来了困难;另外,与常规的中、高孔渗储层相比,储层流体对测井响应的贡献降低^[3];再加上储层砂岩中含凝灰质、碳质以及导电矿物,对储层四性关系和测井响应的影响较大,增加了测井解释与储层评价的难度。故本文将从研究储层四性关系入手,在求取岩电参数的基础上建立解释模型,达到对该类储层定性评价和定量解释的目的。

1 四性关系研究

储层四性关系研究是测井参数解释模型建立、储层定性判别与定量解释的基础。在四性关系中,岩性起主导作用,岩石颗粒的粗细、分选的好坏、泥质含量和胶结类型等因素直接影响着储层物性变化;而电性是岩性、含油性和物性的综合反映^[4]。本文以取心井岩心分析资料为基础,建立反映储层岩性与物性关系的各项参数直方图、交会图等图标,从而进行四性关系研究,并据此解释储层参数。

1.1 岩性特征

研究区块山₂³段储层岩性以石英砂岩为主,岩屑石英砂岩、岩屑砂岩次之。根据薄片资料统计,该区块储集岩的碎屑组分以石英、岩屑及碎屑云母为主,碎屑普遍具颗粒支撑,颗粒间多为点接触;填隙物主要为高岭石、水云母、绿泥石和硅质。储集砂岩以中粗粒—粗粒结构为主,砂岩颗粒分选中等,磨圆度主要为次圆状、次棱角状和少量次—圆棱角状。储集层段胶结物主要为硅质胶结,含量在2.37%~2.49%之间。

1.2 物性特征

对研究区块山₂³段的岩心资料进行分析统计,得到如下结论:储层孔隙度最大值为15.95%,最小值为2.2%,平均值为7.95%,孔隙度频率分布主要集中在6%~10%之间,该区间样品数占样品总数的58.17%;储层渗透率最大值为 $2.219 \times 10^{-6} \mu\text{m}^2$,最小值为 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $6.60 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,频率分布主要集中在 $(0.1 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,该区间样品数占样品总数的70.69%。研究表明,该段储层总体具有低孔、低渗的物性特征。

1.3 岩性与物性的关系

研究发现,储层物性受岩性的影响较大。其中,岩石碎屑组分、填隙物以及粒度等方面因素对物性

收稿日期:2013-08-09

基金项目:国家重点基础研究发展计划(973计划)项目(2011CB403002)

作者简介:陈旭(1990-),男,四川南充人,西南石油大学在读硕士研究生,研究方向为地球探测与信息技术。

文章编号: 1671-1505 (2015) 03-0347-11 DOI: 10. 7605 / gdlxb. 2015. 03. 029

四川盆地磨溪—高石梯地区 下寒武统龙王庙组颗粒滩特征及分布规律*

金民东^{1,2} 谭秀成^{1,2} 李 凌^{1,2} 曾 伟^{1,2}
连承波^{1,2} 罗 冰³ 山述娇³ 周 涛⁴

1 四川省天然气地质重点实验室, 西南石油大学, 四川成都 610500

2 中国石油碳酸盐岩储层重点实验室沉积与成藏分室, 西南石油大学, 四川成都 610500

3 中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院, 四川成都 610501

4 湖北省秭归县国土资源局, 湖北宜昌 443600

摘 要 以四川盆地磨溪—高石梯地区下寒武统龙王庙组颗粒滩为研究对象, 结合钻井、测录井、岩心和薄片等资料, 对龙王庙组颗粒滩特征、分布规律和主控因素进行了综合分析。研究区内颗粒滩岩石类型主要有两类: 一类为具有明显颗粒结构的颗粒云岩, 以砂屑云岩或鲕粒云岩为主; 另一类为具有残余颗粒结构的晶粒云岩。颗粒滩主要发育向上变浅、粒度变粗的沉积序列, 垂向上, 与下部细粒沉积物可构成滩间海—颗粒滩、局限潟湖—颗粒滩等沉积相序; 横向上, 颗粒滩连续性较好, 具有大面积连片分布的特征, 自西北—东南向发育程度呈逐渐增大的趋势。进一步分析后认为, 海平面的相对变化和沉积水体能量高低决定了龙王庙组颗粒滩的发育特征和叠置样式, 不同级次海平面的升降变化使颗粒滩发育层位和发育程度得以定型, 而沉积时期的古地貌则最终决定了龙王庙组颗粒滩平面分布的差异性。

关键词 颗粒滩 海平面 古地貌 龙王庙组 四川盆地

第一作者简介 金民东, 男, 1989 年生, 博士研究生, 主要从事储层地质学研究。E-mail: ktdong1@163.com。

通讯作者简介 谭秀成, 男, 1970 年生, 教授, 博士生导师, 主要从事储层沉积学研究。E-mail: tanxi-ucheng70@163.com。

中图分类号: P588.24⁺5 文献标志码: A

Characteristics and distribution of grain bank of the Lower Cambrian Longwangmiao Formation in Moxi–Gaoshiti area, Sichuan Basin

Jin Mindong^{1,2} Tan Xiucheng^{1,2} Li Ling^{1,2} Zeng Wei^{1,2}
Lian Chengbo^{1,2} Luo Bing³ Shan Shujiao³ Zhou Tao⁴

1 Sichuan Province Key Laboratory of Natural Gas Geology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan

2 The Sedimentary and Accumulation Department of Key Laboratory of Carbonate Reservoirs, PetroChina, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan

3 Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Southwest Oil and Gas Field Company, PetroChina, Chengdu 610501, Sichuan

* “十二五”国家科技攻关重大专项项目 (编号: 2011ZX05004-005-03) 和国家自然科学基金项目 (编号: 41402126) 共同资助
收稿日期: 2014-12-05 改回日期: 2015-02-10

四川盆地南部中二叠统茅口组古岩溶地貌恢复及其石油地质意义

肖笛¹⁾, 谭秀成^{1,2)}, 山述娇³⁾, 陈韵骐¹⁾, 夏吉文⁴⁾, 杨坚⁴⁾, 周涛¹⁾, 程遥¹⁾

1) 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 成都, 610500;

2) 中石油碳酸盐岩储层重点实验室沉积与成藏分室, 成都, 610500; 3) 中石油西南油气田分公司勘探开发研究院, 成都, 610051; 4) 中国石油西南油气田分公司蜀南气矿, 四川泸州, 646100

内容提要:中二叠统茅口组是四川盆地南部重要的天然气产层之一。在中二叠世末期由东吴运动引起的地层暴露和风化淋滤的影响下, 茅口组海相碳酸盐岩发育了风化壳岩溶型储层, 但其岩溶古地貌迄今未得到准确恢复, 影响了对茅口组碳酸盐岩储层分布的正确认识。本文以录井、测井及岩心等资料的综合分析为依托, 通过地层精确划分、对比以及等时地层格架的建立, 在茅口组顶部侵蚀面上、下地层中优选并确定了长一段顶面和茅三段底面两个全区稳定分布的、近等时的地层界面作为恢复岩溶古地貌的基准面。在分别编制研究区残余地层等厚图和印模地层等厚图的基础上, 采用残余地层厚度法和印模地层厚度法, 运用 Surfer 软件分别恢复了研究区龙潭组沉积前的岩溶古地貌和长一段沉积后茅口组顶部潜山地貌。这两种方法恢复的茅口组顶部古地貌所反映的地形起伏变化和总体格局基本一致, 可以划分出岩溶台地、岩溶斜坡和岩溶盆地 3 个二级地貌单元以及溶丘、残丘、丘丛、浅洼、浅谷等次一级地貌单元。指出岩溶台地主要以泸州古隆起为核心向四周展布, 整体地势较平缓, 山体多呈圆丘状, 低矮坡缓, 不发育峰丛地貌; 岩溶斜坡分布于岩溶台地外围, 其中的岩溶缓坡主要展布于研究区北部和东部, 岩溶台地西缘则表现出岩溶陡坡地貌; 岩溶盆地分布于研究区西南部的宜宾、沐川、绥江等地区, 地势平坦, 以平原地貌为主。茅口组岩溶古地貌单元与大型储集空间及油气产出状况关系的分析表明, 岩溶古地貌控制了岩溶型储层的发育与分布, 进而控制了天然气产量的分布。指出岩溶缝洞型储层在岩溶台地和岩溶斜坡上基本同等发育, 岩溶台地为重点勘探的有利区带, 岩溶陡坡带则是最有利的勘探区带。

关键词:古地貌恢复; 风化壳岩溶; 岩溶储层; 茅口组; 四川盆地南部

油气勘探实践业已证实, 风化壳岩溶型储层是碳酸盐岩油气重要的储集类型之一, 已在塔里木、鄂尔多斯、四川、渤海湾等沉积盆地的古生界与元古界海相碳酸盐岩中发现了大量古风化壳岩溶型储层, 并找到了塔河、轮南、靖边、威远、任丘等许多大型油气田(何自新等, 2001; 周玉琦等, 2001; 顾忆, 2002; 陈学时等, 2004; 严威等, 2011)。然而, 由于岩溶储层的形成受沉积、成岩、构造、古地貌与古水文条件等诸多因素的控制, 其分布表现为较强的非均质性, 导致古岩溶储层分布预测极其困难。古岩溶地貌是风化、剥蚀、岩溶作用与多种地质条件综合作用的结果, 不同地貌形态对岩溶储层的发育有较大的影响(夏日元等, 1999)。近 10 年来, 许多学者从不同角

度采用层序地层、地震、印模等方法对古岩溶地貌进行恢复研究, 证实了古岩溶地貌形态对碳酸盐岩风化壳岩溶型优质储层的发育与分布起着重要的控制作用(赵俊兴等, 2001, 2003; 拜文华等, 2002; 宋国齐等, 2002; 康志宏等, 2003; 代金友等, 2005; 吴丽艳等, 2005)。所以, 开展古岩溶地貌研究对于预测、评价古岩溶储层分布具有十分重要的意义。

四川盆地南部中二叠统茅口组海相碳酸盐岩, 在中二叠世末期由东吴运动引起的地层暴露和风化淋滤的影响下, 发育了风化壳岩溶型储层(曹刚等, 1999), 但对其岩溶古地貌的准确恢复一直未开展深入研究, 影响了对茅口组碳酸盐岩储层分布的正确认识。本文从研究区二叠纪构造演化特征和泸州古

注: 本文为中国石油科技创新基金项目(编号 2011D-5006-0105)和国家重点基础研究发展计划(973 计划)(编号 2012CB214803)资助成果。

收稿日期: 2013-07-03; 改回时间: 2013-11-14; 责任编辑: 黄敏。

作者简介: 肖笛, 男, 1989 年生。博士研究生, 主要从事储层地质学研究。Email: super_xd_mm@126.com。通讯作者: 谭秀成, 男, 1970 年生。教授, 主要从事储层沉积学研究。Email: tanxiucheng70@163.com。

文章编号: 1671-1505(2015)04-0457-20 DOI:10.7605/gdtxb.2015.04.038

四川盆地南部中二叠统茅口组碳酸盐岩岩溶特征: 古大陆环境下层控型早成岩期岩溶实例*

肖 笛^{1,2} 谭秀成^{1,3} 郝爱华² 刘 宏^{2,3} 山述娇⁴
夏吉文⁵ 程 遥^{1,2} 连承波^{1,2}

1 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 西南石油大学, 四川成都 610500

2 西南石油大学地球科学与技术学院, 四川成都 610500

3 中国石油碳酸盐岩重点实验室沉积-成藏研究室, 西南石油大学, 四川成都 610500

4 中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院, 四川成都 610051

5 中国石油西南油气田分公司蜀南气矿, 四川泸州 646100

摘 要 综合钻井、录井、岩心、薄片等资料, 研究四川盆地南部中二叠统茅口组碳酸盐岩的岩溶特征, 并分析讨论其机理与模式。茅口组为开阔海台地沉积, 以发育高能滩相颗粒灰岩与非滩相低能泥晶灰岩的不等厚互层为特征。岩溶主要发育在茅口组上部, 表现为大量溶蚀缝洞发育, 且多被离解的碳酸盐岩碎屑、方解石晶粒、碳质泥屑等不同来源的物质混合充填, 但缺乏典型的岩溶角砾。茅口组岩溶属于大陆环境下早成岩期岩溶类型, 一个显著特征是岩性与岩相对溶蚀-充填作用的控制: 非滩相泥晶岩类岩性致密, 岩溶欠发育; 高能滩相颗粒岩类岩溶发育良好, 并可以识别出基岩带、半离解带和混合充填带 3 种溶蚀-充填带。根据上述特征, 认为泥晶灰岩致密层与颗粒灰岩高渗层在纵向上的多旋回叠置, 以及先期的孔渗系统和断裂裂缝体系为岩溶水提供输导体系, 导致形成了同期多层的颗粒滩相控岩溶系统, 并在岩溶台地和斜坡岩溶型储集层皆较发育。该研究成果不仅可为相关研究提供补充与参考, 还对研究区茅口组油气勘探具有一定的指导意义。

关键词 岩溶 层控型 颗粒滩相控 二叠系 四川盆地

第一作者简介 肖笛, 男, 1989 年生, 博士生在读, 主要从事储层地质学研究。E-mail: super_xd_mm@126.com。

通讯作者简介 谭秀成, 男, 1970 年生, 教授、博士生导师, 主要从事储层沉积学研究。E-mail: tanxi-ucheng70@163.com。

中图分类号: P588. 24⁺5 文献标志码: A

Palaeokarst characteristics of carbonate rocks of the Middle Permian Maokou Formation in southern Sichuan Basin: Example of strata-bound eogenetic karst in palaeo-continental settings

Xiao Di^{1,2} Tan Xiucheng^{1,3} Xi Aihua² Liu Hong^{2,3} Shan Shujiao⁴
Xia Jiwen⁵ Cheng Yao^{1,2} Lian Chengbo^{1,2}

1 State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan

* “十二五”国家科技攻关重大专项(编号: 2011ZX05004-005-03)和四川省省属高校“天然气地质”科研创新团队建设计划联合资助
收稿日期: 2014-12-20 改回日期: 2015-03-09

陈科贵, 陈旭, 张家浩. 复合渗透率测井评价方法在砂砾岩稠油油藏的应用——以克拉玛依油田某区八道湾组为例 [J]. 地球科学进展, 2015, 30 (7): 773-779, doi:10.11867/j.issn.1001-8166.2015.07.0773. [Chen Kegui, Chen Xu, Zhang Jiahao. Combined methods of permeability logging evaluate in glutenite reservoirs—A case study of Badaowan Formation in Karamay Oilfield [J]. Advances in Earth Science, 2015, 30 (7): 773-779, doi:10.11867/j.issn.1001-8166.2015.07.0773.]

复合渗透率测井评价方法在砂砾岩稠油油藏的应用 ——以克拉玛依油田某区八道湾组为例*

陈科贵¹, 陈旭^{1*}, 张家浩²

(1. 西南石油大学地球科学与技术学院, 四川 成都 610500;
2. 中石油新疆油田分公司勘探开发研究院, 新疆 克拉玛依 834000)

摘要:砂砾岩储层孔隙结构复杂、非均质性强,在渗透率计算方面传统的测井解释方法误差较大,目前还没有经典的计算砂砾岩渗透率的测井解释模型。以克拉玛依油田某区八道湾组砂砾岩稠油油藏为例,首先在微观层面上分析了渗透率的主控因素。其次根据本地区的实际情况建立了3套渗透率测井解释方法:一是在前人研究基础上改进了多元回归模型;二是在岩性识别的基础上分不同岩性建立了渗透率模型;三是利用BP神经网络进行了渗透率的预测。最后对传统的经验公式与文中的3种方法进行检验。结果表明,比起传统的经验公式和多元回归模型,基于不同岩性的渗透率模型与BP神经网络在实际应用中效果更好,较大幅度地提高了测井解释精度,在非均质性强的砂砾岩油藏中具有更好的应用前景。

关键词:砂砾岩;渗透率模型;BP神经网络;判别分析

中图分类号:P618.13 文献标志码:A 文章编号:1001-8166(2015)07-0773-07

1 引言

渗透率是衡量储层参数的一个重要指标,在油田勘探开发中起着十分重要的作用,但是渗透率难以通过传统测井方法直接获取,一般通过建立其他岩石物理参数与渗透率的物理模型,将测井方法可以直接测量的参数转换为渗透率^[1]。对于单孔隙介质而言,其孔隙空间主要为原生粒间孔隙,均质性较好。最早对单孔隙砂岩油藏的研究发现,在纯砂岩地层中,渗透率与孔隙度具有如下关系^[2]:

$$K = a \cdot \exp(b\Phi) \quad (1)$$

式中: K 为渗透率 ($10^{-3} \mu\text{m}^2$), Φ 为孔隙度

(%), a 和 b 为经验常数。

公式(1)为地区性经验公式,其形式简单,孔隙度可以直接利用测井数据求取,在纯砂岩油藏等均匀地层中具有较强的应用性,是计算渗透率的传统经验公式。然而砂砾岩油藏一般具有孔隙结构复杂、非均质性强等特点^[3],由于公式(1)仅用孔隙度作为计算参数,没有考虑孔隙结构变化的影响,难以满足砂砾岩储层渗透率计算的精度要求。

砂砾岩油藏的测井解释与储层评价在国内外石油勘探领域均属难题,目前针对砂砾岩储层渗透率的计算主要采用分岩性建模^[4-7]方法。如高博禹等^[4]针对砾岩和砂砾岩,分别采用孔隙度和自然电

* 收稿日期:2015-01-26;修回日期:2015-06-04.

* 基金项目:国家自然科学基金项目“四川盆地油钾兼探的地球物理评价方法研究”(编号:41372103)资助。

作者简介:陈科贵(1959-),男,四川自贡人,教授,主要从事测井方法理论、测井储层评价技术与工程测井应用的研究。

E-mail: chenkegui@21cn.com

* 通讯作者:陈旭(1990-),男,四川南充人,硕士研究生,主要从事测井解释与储层评价研究. E-mail: jingjiuxi@qq.com

巴楚地区与塔中地区东河塘组储层 储集性能差异分析

刘露, 彭军, 吴慧明, 张涵冰

(西南石油大学地球科学与技术学院, 成都 610500)

摘要:利用岩石薄片、阴极发光及物性等资料对塔里木盆地东河塘组储层特征进行了研究,并分析了巴楚地区与塔中地区储集性能差异的控制因素。塔中地区储集性能好于巴楚地区,发育中孔、中渗储层,而巴楚地区储层较致密。造成该差异性的原因主要是受到了沉积作用和成岩作用的共同影响。巴楚地区发育水动力较弱、泥质含量较高的临滨亚相,而塔中地区发育水动力较强、泥质含量较低的前滨亚相;与塔中地区相比,巴楚地区石英含量较低,岩屑含量较高,储层物性较差;巴楚地区的碳酸盐胶结作用强于塔中地区,且溶蚀作用较弱,储层孔隙度和渗透率均较低,而塔中地区早期的碳酸盐胶结物被大量溶蚀并形成了粒间溶孔,且构造活动强烈,裂缝发育,储层孔隙度和渗透率均较高,物性较好。

关键词: 储集性能;胶结作用;溶蚀作用;东河塘组;塔里木盆地

中图分类号:TE122.2

文献标志码:A

文章编号:1673-8926(2015)05-0225-07

Reservoir property differences of Donghetang Formation in Bachu and Tazhong area

Liu Lu, Peng Jun, Wu Huiming, Zhang Hanbing

(School of Earth Science and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China)

Abstract: On the basis of rock thin section, cathodoluminescence and physical properties, the reservoir characteristics of Donghetang Formation in Tarim Basin were studied, and the reservoir property differences in Bachu and Tazhong area were analyzed. The reservoir properties in Tazhong area are better than that in Bachu area, and the reservoir is characterized by medium porosity and medium permeability, however the reservoir in Bachu area is tight. The differences are caused by sedimentation and diagenesis. The sedimentary facies in Bachu area is shoreface subfacies with weak hydrodynamic conditions and high content of clay. The Tazhong area developed foreshore subfacies which has strong hydrodynamic conditions and low content of clay. The content of quartz in Bachu area is less than that in Tazhong area, but the debris content is higher, so the reservoir properties are poor. Carbonate cementation in Bachu area is stronger than that in Tazhong area, but dissolution is weaker, and porosity and permeability is low. In Tazhong area, a lot of the early dissolution of carbonate cement formed intergranular dissolved pores, and fractures developed, which results in high porosity and good physical properties.

Key words: reservoir properties; cementation; dissolution; Donghetang Formation; Tarim Basin

收稿日期:2015-05-11;修回日期:2015-07-21

基金项目:中国石化西北油田分公司项目“中央隆起带志留-泥盆系储层成岩作用研究”(编号:KY2013-S-022)资助

作者简介:刘露(1989-),女,西南石油大学在读硕士研究生,研究方向为储层地质学与层序地层学。地址:(610500)四川省成都市新都区西南石油大学地球科学与技术学院。E-mail:deerliulu@foxmail.com

通信作者:彭军(1968-),男,博士,教授,主要从事沉积学、储层地质学与层序地层学的教学和科研工作。E-mail:pengjun@swpu.edu.cn。

文章编号: 1001-1749(2016)02-0252-07

炸药震源激发近区介质的粘滞性分析

陈 杰, 翟开静, 秦 龙

(西南石油大学 地球科学与技术学院, 成都 610500)

摘 要: 在我国陆地石油勘探中, 炸药震源依然是地震勘探的主要震源, 炸药爆炸后会产生不同的分区, 包括空腔、过渡区和弹性区。如今对地震子波产生机理的分析主要是基于等效球腔模型, 忽略了过渡区对波传播特征的影响。为了定性描述过渡区的岩石破碎和永久形变对地震波传播特征的影响, 将模型简化为粘弹性介质。这里在 Kelvin 粘弹性模型基础上推导了地震波传播的相速度和品质因子 Q 的表达式, 并对 Kelvin 粘弹性模型进行数值模拟, 从振幅、相位及频率的角度, 分析品质因子 Q 对地震波传播特征的影响。结果表明, 地震波在粘弹性介质中传播时, 振幅、频率及相位特征是有变化的, 这为研究炸药震源激发产生地震子波的机理提供了理论方向, 为实际介质中的地震记录特征分析提供了理论基础, 同时对补偿粘滞性因素的影响、提高地震资料的品质具有重要的实际意义。

关键词: 炸药震源; Kelvin 粘弹性模型; 品质因子; 数值模拟; 波动方程

中图分类号: P 631.4 文献标志码: A DOI:10.3969/j.issn.1001-1749.2016.02.17

0 引言

炸药作为陆上地震勘探的主要震源, 是将炸药的化学能转换成机械能传向周围介质。为了知道炸药爆炸环境对地震子波的影响, 国内、外学者建立了许多数学物理模型来模拟初始脉冲的激发过程。国外学者 Sharp^[1] 和 Blake^[2] 基于无限大均匀弹性介质的假定, 提出了“等效球腔半径”的概念, 建立了许多函数来描述炸药爆炸后在球腔上形成的压力, 并推导出了波动方程的位移解; 国内学者肖建华等^[3] 基于退行边界条件, 得到了地震子波的解析解, 定性讨论了子波随最大弹塑性半径不同而变化的情况; 孙成禹等^[4] 得出了在等效球腔模型下腔壁压力随时间的变化关系, 并推导出了在弹性介质中空腔震源产生地震子波位移的解析解; 成景旺等^[5] 通过计算得到了均匀弹性介质中球腔震源作用下的位移

公式, 并分析了影响球腔震源子波各个因素; 於文辉^[6] 讨论了应力波的蜕变点落在塑性区中波的传播情况, 并得出了塑性区波的传播与弹性区波的传播满足的线弹性波动方程是一致的, 只是波的传播速度受塑性区塑性因子影响而比弹性区波的传播速度小的结论。

在对炸药震源爆炸模型的众多假设中, 等效球腔半径模型被大量学者引用。这种模型避开对破碎区和塑性区内地震波传播特征的讨论, 它假设点震源爆炸后产生的球形空腔半径相对于炸药包半径是足够大的, 以至于爆炸冲击波未能使空腔壁发生塑性变形, 而是保持弹性变形。而实际炸药爆炸时在其周围介质中常会形成多个区(图 1): 破碎区和塑性区(统称过渡区), 过渡区会影响波的动力学^[7] 和运动学特征。Farrokh Jalinoos 等^[8] 从炸药爆炸后介质的受力和变形入手, 将爆腔周围介质分为弹性区和粘性区(图 2), 建立了弹性区和粘性区的应

收稿日期: 2015-04-04

改回日期: 2015-05-25

作者简介: 陈杰(1989-), 男, 硕士, 主要研究方向为应用地球物理方法和信号处理, E-mail: segzy520@yeah.net。

单长安, 张廷山, 郭军杰, 等. 中扬子北部上震旦统陡山沱组地质特征及页岩气资源潜力分析[J]. 中国地质, 2015, 42(6): 1944–1958.
Shan Chang'an, Zhang Tingshan, Guo Junjie, et al. Geological characteristics and resource potential of the Upper Sinian Doushantuo Formation shale gas in the north of middle Yangtze region[J]. Geology in China, 2015, 42(6): 1944–1958(in Chinese with English abstract).

中扬子北部上震旦统陡山沱组地质特征 及页岩气资源潜力分析

单长安¹ 张廷山¹ 郭军杰² 梁兴³ 张朝³

(1. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川成都 610500;
2. 河南工程学院安全工程学院, 河南郑州 451191; 3. 中国石油浙江油田分公司, 浙江杭州 310023)

摘要:依据野外实测剖面 and 页岩气钻井资料, 结合样品有机地球化学、矿物成分、扫描电镜及物性等大量分析测试资料, 系统研究了中扬子地区北部上震旦统陡山沱组暗色泥页岩的沉积环境、发育规模、地球化学及储集层特征。结果表明:暗色泥页岩厚度在 53.3~114.7 m, 平均为 87.3 m, 主要发育在台内盆地沉积环境;暗色泥页岩的有机碳含量(TOC)普遍大于 1%, 有机质类型主要为 I-II 型, 成熟度(R_o)平均为 1.85%, T_{max} 在 353~609 °C; 矿物成分主要为碎屑矿物和粘土矿物, 碎屑矿物含量平均为 56.3%, 成分主要为石英和长石, 粘土矿物含量平均为 26.1%, 主要为伊利石和伊蒙混层矿物;泥页岩中含有大量的微观孔隙和微裂缝, 微孔以次生溶蚀微孔和原生孔为主, 孔隙度平均为 2.32%, 渗透率平均为 $0.031857 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。与美国及国内页岩气商业性开发区的泥页岩的各项指标比较, 本区暗色泥页岩具有厚度较大、有机质丰度相对较低、热演化程度高、脆性矿物含量高、粘土矿物含量低, 低孔特低渗的特征, 保存条件较好, 具备了页岩气形成的基本地质条件, 是中国海相页岩气勘探的远景区之一。

关键词:页岩气;地质特征;资源潜力;陡山沱组;中扬子北部

中图分类号:P618.12 文献标志码:A 文章编号:1000-3657(2015)06-1944-15

Geological characteristics and resource potential of the Upper Sinian Doushantuo Formation shale gas in the north of middle Yangtze region

SHAN Chang-an¹, ZHANG Ting-shan¹, GUO Jun-jie², LIANG Xing³, ZHANG Zhao³

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploration, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan, China; 2. School of Safety Engineering, Henan Institute of Engineering, Zhengzhou 451191, Henan, China;
3. Zhejiang Oilfield Company, CNPC, Hangzhou 310023, Zhejiang, China)

Abstract: Based on the test data including the observation and measurement of mud shale in the field geological sections and a well, the result of organic geochemistry experiment, physical analysis and the component analysis of the rock mineral samples, the authors systematically investigated the characteristics of sedimentary environments, the scale of development, geochemistry and

收稿日期:2014-10-15; 改回日期:2014-12-09

基金项目:博士学科点专项科研基金(优先发展领域)(20125121130001)和国家自然科学基金青年基金(41302123)联合资助。

作者简介:单长安,男,1985年生,博士生,主要从事沉积学与非常规油气地质研究;E-mail:scalzm@163.com。

DOI: 10.11885/j.issn.1674-5086.2014.09.17.02

文章编号: 1674-5086(2016)03-0001-10

中图分类号: TE121

文献标志码: A

中扬子北部上震旦统陡山沱组沉积特征及演化

单长安¹, 张廷山^{1*}, 张朝², 郭军杰^{1,3}

1. 西南石油大学地球科学与技术学院, 四川 成都 610500;

2. 中国石油浙江油田分公司, 浙江 杭州 310023; 3. 河南工程学院安全工程学院, 河南 郑州 451191

摘要: 中扬子区上震旦统陡山沱组中下部为一大套灰黑色、黑灰色泥页岩, 且大部分地区深埋地腹, 具有较好的页岩气勘探潜力。基于钻井岩芯及野外剖面测量观察, 开展了系统的基础地质研究, 建立了陡山沱组区域地层格架, 进行了层序和沉积相分析。上震旦统陡山沱组岩性具有四分特征, 钻井岩芯和实测剖面各分段的岩性特征和沉积厚度有所不同, 地层厚度在 90~250 m, 总体上呈东西走向展布, 即自北西向东、南逐渐增厚的趋势。将陡山沱组划分为一个二级层序(SS1), 其中包含 4 个三级层序(SQ1、SQ2、SQ3、SQ4)。沉积相包括滨岸潮坪相和台地相, 台地相划分为开阔台地、局限台地和台内盆地 3 类亚相。陡山沱期, 研究区整体上为台地相沉积, 区内东南部为开阔台地沉积, 西北部为局限台地, 西南部花鸡坡—X1 井—九里垭一带为相对深水的台内盆地相沉积。

关键词: 地层特征; 沉积相; 上震旦统; 陡山沱组; 中扬子北部

Sedimentary Characteristics and Evolution of the Upper Sinian Doushantuo Formation in the North of Middle Yangtze Area

SHAN Changan¹, ZHANG Tingshan^{1*}, ZHANG Zhao², GUO Junjie^{1,3}

1. School of Geosciences and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China

2. Zhejiang Oilfield Company, CNPC, Hangzhou, Zhejiang 310023, China

3. School of Safety Engineering, Henan Institute of Engineering, Zhengzhou, Henan 451191, China

Abstract: A large set of dark grey to black colored mudstone and shale deposited in the middle to lower part of the upper Sinian Doushantuo Formation in the middle Yangtze Platform, most of which are deeply buried in the Basin and with a good shale gas resource potential. Based on drilling cores and outcrop section investigation, a systematical study on fundamental geology was carried out. We also analyzed the sequence stratigraphy and sedimentary facies of the Doushantuo Formation, and established regional stratigraphic framework. The lithology of the upper Sinian Doushantuo Formation is characteristic of four different lithofacies, and the thickness of which is different in drilling cores and outcrop sections with variation ranges from 90 to 250 m. In general, the stratum is thickening along the direction of northwest to southeast. Doushantuo Formation was divided into a second-order sequence(SS1), which contains four third-order sequences(SQ1、SQ2、SQ3、SQ4). Sedimentary facies of Doushantuo Formation were subdivided into tidal-flat and platform with three subfacies as open platform, shallow water shelf and intra-platform basin respectively. In Doushantuo period, the sedimentary environments of Doushantuo Formation varied from southeast to northwest as open platform and restricted platform in the study area, intra-platform basin face in the area of Huajipo, Well X1 and Jiuliya.

Key words: stratigraphic characteristics; sedimentary facies; Upper Sinian; Doushantuo Formation; the north of middle Yangtze area

网络出版地址: <http://www.cnki.net/kcms/detail/51.1718.TE.20160104.1649.012.html>

单长安, 张廷山, 张朝, 等. 中扬子北部上震旦统陡山沱组沉积特征及演化[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2016, 38(3): 1-10.

SHAN Changan, ZHANG Tingshan, ZHANG Zhao, et al. Sedimentary Characteristics and Evolution of the Upper Sinian Doushantuo Formation in the North of Middle Yangtze Area[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2016, 38(3): 1-10.

* 收稿日期: 2014-09-17 网络出版时间: 2016-01-04

通信作者: 张廷山, E-mail: zts_3@126.com

基金项目: 高等学校博士学科点专项科研基金(20125121130001); 国家自然科学基金优秀青年科学基金(41302123); 中国石油南方及南海探区第四次油气资源综合评价(2013E-050210)。

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

杜翔^{a,b}, 张廷山^{a,b}, 杨巍^{a,b}

(西南石油大学 a. 油气藏地质与开发工程国家重点实验室; b. 地球科学与技术学院, 成都 610500)

摘要: 目前研究表明, 深水环境缺氧团向浅水扩散是导致二叠纪末生物危机事件的重要诱因, 然而其作用过程仍存在较大争议。四川盆地东部晚二叠世长兴期主要为台地环境, 通过对研究区内卧龙河构造连续沉积的井剖面对比研究发现, 在二叠纪末生物大灭绝界线之前的碳酸盐岩地层中自然伽马值整体出现异常正偏。当碳酸盐岩地层中泥质含量、钍和钾的含量相对较少时, 自然伽马主要反映铀含量变化, 进而指示海水氧化还原条件。长兴晚期区内台地环境显现出不同程度的缺氧效应, 并持续发展直至生物大灭绝的来临。区内长兴组自然伽马值异常记录了长兴晚期海洋氧化还原过程, 同时也见证了重大地质转折期将至时环境的不稳定性。

关键词: 自然伽马; 铀; 环境; 卧龙河; 长兴晚期

中图分类号: P534.46

文献标志码: A

文章编号: 1000-7849(2015)06-0079-07

岩石的天然放射性是由岩石中所含铀、钍和钾等放射性核素引起的^[1]。自然伽马测井是放射性测井中最简单的一种测井方法, 它通过捕获记录地层中穿透能力最强的 γ 射线来记录岩石中铀、钍、钾等天然的放射性元素。虽然不同岩石、沉积环境放射性元素的含量和种类千差万别, 自然伽马测井只能反映地层中放射性元素的总效应, 而不能区分地层中所含放射性元素的种类及含量, 但由于钍和钾含量与黏土岩大致呈正相关关系^[2-4], 铀含量与黏土岩无明显相关性^[5-6], 因此, 当碳酸盐岩地层中钍和钾的含量相对较低时, 其自然伽马值就能够大致反映其沉积过程中铀含量的变化。

铀在自然界中广泛分布, 主要以+4价和+6价2种价态存在, +4价铀在富含游离氧的表生带环境中极不稳定, 很容易被氧化成+6价铀, +6价铀在表生环境里一般不单独存在, 它通常会同氧结合成非常稳定的铀酰络阳离子(UO_2^{2+}); 而在氧化-还原过渡带环境或还原环境中 UO_2^{2+} 常被还原成+4价铀而沉淀下来^[7]。铀及其化合物在水溶液中的溶解度和存在形式对于自然环境的 Eh 值的变化极为敏感, 因为铀从+6价变成+4价后在海水中的溶解度会大大降低^[8-11], 还原环境或缺氧环境能使深海底固结铀的比例大大增加(图1)^[12]。因此, 可以利用

自然伽马曲线来大致反映出沉积时期海洋中的氧化还原环境。

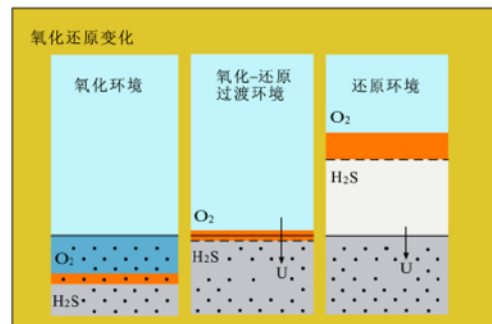


图1 不同氧化还原环境U浓缩沉淀的变化(据文献[12]修改)

Fig. 1 Variation of U fixation in different redox environments

1 区域地质背景概况

四川盆地长兴期在地质历史期间为一次重要的成礁期^[13], 川东地区主要受拉张伸展构造背景影响, 台地内部裂隙活动扩大。四川盆地自北东向南西方向分别发育城口-鄂西海槽、开江-梁平海槽、蓬溪-武胜台凹^[14-16], 整体形成了“槽台相间”的古地理格局。卧龙河构造位于重庆市长寿-垫江县境内, 距重庆市区东北150 km左右(图2), 卧龙河在

收稿日期: 2014-10-30

编辑: 杨勇

基金项目: 国家自然科学基金项目(41272135)

作者简介: 杜翔(1991—), 男, 现正攻读地质工程专业硕士学位, 主要从事沉积学及地球化学方面的研究。E-mail: dxswpu@163.com

通信作者: 张廷山(1961—), 男, 教授, 博士生导师, 主要从事沉积学与古生态学研究。E-mail: zts_3@126.com

文章编号: 1671-1505 (2015) 03-0321-14 DOI: 10. 7605 / gdlxb. 2015. 03. 027

川北早寒武世碳酸盐岩台缘斜坡沉积特征 及变形构造形成机制探讨*

沈 骋^{1,2} 谭秀成^{1,2,3} 李 凌^{2,3} 施开兰^{2,3}
苏成鹏^{2,3} 连承波^{2,3} 黎虹玮^{2,3} 肖 笛^{2,3}

1 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川成都 610500

2 四川省天然气地质重点实验室, 西南石油大学, 四川成都 610500

3 中国石油碳酸盐岩储集层重点实验室沉积与成藏分室, 西南石油大学, 四川成都 610500

摘 要 基于对川北米仓山西部旺苍县鼓城乡唐家河下寒武统仙女洞组露头剖面的观察与镜下分析发现, 仙女洞组下段由生物碎屑泥晶灰岩 (*L*)、粉砂质泥岩 (*M*)、似瘤状砾屑灰岩 (*L'*)、角砾灰岩 (*R*)、藻凝块灰岩 (*A*) 和含生屑钙质砂岩 (*S*) 组合而成, 其以角砾灰岩、似瘤状砾屑灰岩和藻凝块灰岩为特征, 且发育异地岩块和滑塌变形构造。进一步分析认为: *L-M* 岩石组合为正常的斜坡环境低能沉积; *L'-R* 岩石组合中的角砾灰岩为上斜坡生物灰泥丘崩坍滑动至下部而形成的, 似瘤状砾屑灰岩可能是由于 *L-M* 岩石组合快速沉积导致沉积物失稳滑动变形、上斜坡生物灰泥丘崩落角砾致使的差异压实和滑动、以及后期物质成分差异引起的压溶作用等共同作用的结果, 从而使灰质层发生破碎并被泥质包围形成断续的砾屑状, 甚至轻微的位移, 进而形成条带特征不明显的杂乱变形构造; 微生物岩 (*Mb*) 组合为上斜坡的灰泥丘沉积; *S-M* 岩石组合为斜坡上部的浊流沉积。根据上述分析结果建立米仓山西部仙女洞组碳酸盐岩台缘斜坡沉积模式, 表明仙女洞组沉积早期米仓山西部存在台缘斜坡相沉积。

关键词 斜坡灰泥丘 似瘤状砾屑灰岩 变形机制 台缘斜坡 仙女洞组 寒武系 四川盆地

第一作者简介 沈骋, 男, 1990年生, 硕士研究生, 主要从事储层地质学研究。E-mail: 1287566437@qq.com。

通讯作者简介 谭秀成, 男, 1970年生, 教授, 博士生导师, 主要从事储层沉积学研究。E-mail: tanxiucheng70@163.com。

中图分类号: P588.24⁺5 文献标志码: A

Sedimentary characters of carbonate platform marginal slope of the Early Cambrian in northern Sichuan Basin and perspective of deformation structures

Shen Cheng^{1,2} Tan Xiucheng^{1,2,3} Li Ling^{2,3} Shi Kailan^{2,3} Su Chengpeng^{2,3}
Lian Chengbo^{2,3} Li Hongwei^{2,3} Xiao Di^{2,3}

1 State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploration, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan

2 Sichuan Province Key Laboratory of Natural Gas Geology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan

* “十二五”国家科技攻关重大专项项目 (编号: 2011ZX05004-005-03) 和四川省省属高校“天然气地质”科研创新团队建设计划联合资助

收稿日期: 2014-12-05 改回日期: 2015-03-09

文章编号: 1671-1505(2015)04-0477-16 DOI:10.7605/gdtxb.2015.04.039

四川盆地东部涪陵地区上二叠统长兴组顶部 风化壳特征及地质意义*

黎虹玮^{1,2} 唐浩^{1,3} 苏成鹏^{1,3} 陈虹宇^{1,3}
刘宏^{2,3} 胡广^{2,3} 李凌^{2,3} 谭秀成^{1,2,3}

1 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 西南石油大学, 四川成都 610500

2 天然气地质四川省重点实验室, 西南石油大学, 四川成都 610500

3 中国石油碳酸盐岩重点实验室沉积-成藏研究室, 西南石油大学, 四川成都 610500

摘 要 四川盆地东部(文中简称“川东”)上二叠统长兴组近顶部非礁相地层尚未见暴露剥蚀现象的报道。文中以川东涪陵地区二龙口长兴组顶部非礁相地层剖面为例,综合宏观特征、矿物学特征及地球化学特征等分析发现,在长兴组顶部存在厚 3~7 cm、垂向分带特征清晰的风化壳,自下而上可分为 4 层:泥晶生屑灰岩构成的基岩、微风化层、以富硅脱钙为特征的半风化层(由下至上分为 3 个微层:致密的半风化层、具晕圈的铁质夹层和疏松多孔的半风化层)和以富铁为特征的全风化层(由下至上分为 3 个微层:橙红色富铁质层、杂色纹层状黏土层、红色富铁质表层)。风化壳中黏土矿物几乎是伊利石,未见到强风化阶段的次生矿物如高岭石、三水铝石,氧化铁矿物富集,总体体现出中等风化的特征,对应于风化壳演化的富铁锰阶段。进一步分析发现,该风化壳之上的飞仙关组底部存在厚约 80 cm 的泥页岩与灰岩韵律地层,并富含珊瑚、腕足类(欧姆贝)、苔藓虫及三叶虫等原位埋藏的典型二叠系宏体生物化石,反映了研究区在二叠纪末期曾发生抬升暴露;同时研究区长兴组野外露头 and 钻井岩心均发育较多垂直溶沟、溶洞等岩溶组构,并为离解的碳酸盐岩砂、角砾和碳质泥等混合充填,说明川东地区长兴组非礁相地层受到了表生岩溶的改造。川东地区二叠纪末期的海退事件不仅使台地海水变浅,甚至长时间的大面积暴露,而且使长兴组碳酸盐岩普遍受到表生岩溶改造,甚至非礁相地层也可能被改造成为岩溶型储集层。这一结果不仅对二叠纪晚期海平面升降事件研究具有借鉴意义,而且指出了台地内受到表生岩溶改造的非礁相地层也可作为勘探有利区带,因而具有重要的勘探实践意义。

关键词 长兴组 古风化壳 表生岩溶 川东地区

第一作者简介 黎虹玮,女,1991 年生,硕士研究生,主要从事储层沉积学研究。E-mail: lih1023@163.com。

通讯作者简介 谭秀成,男,1970 年生,教授、博士生导师,主要从事储层沉积学研究。E-mail: tanxiucheng70@163.com。

中图分类号: P512.1⁺3 文献标志码: A

Characteristics of weathering crust at top of the Upper Permian Changxing Formation in Fuling area, eastern Sichuan Basin and its geological significance

Li Hongwei^{1,2} Tang Hao^{1,3} Su Chengpeng^{1,3} Cheng Hongyu^{1,3}

* 四川省省属高校“天然气地质”科研创新团队建设计划资助

收稿日期: 2014-12-20 改回日期: 2015-03-09

DOI: 10.11885/j.issn.1674-5086.2015.04.03.03

文章编号: 1674-5086(2015)03-0138-08

中图分类号: TE348

文献标志码: A

基于 CT 图像及孔隙网格的岩芯孔渗参数研究

宋睿¹, 刘建军^{1,2*}, 李光¹

1. 西南石油大学地球科学与技术学院, 四川 成都 610500

2. “油气藏地质及开发工程”国家重点实验室·西南石油大学, 四川 成都 610500

摘要: 岩石孔隙结构特征是影响储层流体(油、气、水)的储集能力和油气资源开采的主要因素。明确岩石的孔隙结构特征是充分发挥油气产能和提高油气采收率的关键。岩石微观孔隙结构模型重建基于真实岩石微观图像,可以有效再现天然岩石的复杂孔隙结构特征。基于岩芯三维 CT 图像与图像分割技术,采用 Matlab 编程求解了岩芯的孔隙度及孔径分布数据。通过编程构建了能够真实反映原始岩样孔隙形态的结构化网格模型,并基于该模型求解了岩样的渗透率数据。计算得到的孔隙度及渗透率数据均与实验结果较好吻合。

关键词: 岩样 CT 图像; 孔隙度; 孔径分布; 渗透率; 结构化孔隙网格模型

Researches on the Pore Permeability of Core Sample Based on 3D Micro-CT Images and Pore-scale Structured Element Models

Song Rui¹, Liu Jianjun^{1,2*}, Li Guang¹

1. School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China

2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China

Abstract: Pore structure feature of rocks is one of the major factors which affect the reservoir storage capacity of fluids (oil, gas and water) and the exploitation of oil and gas resources. A better understanding of pore structure characteristics is of great significance in increasing oil and gas production and improving recovery efficiency. Based on the microscopic images of real rocks, microscopic pore structure models are able to reproduce the complex structure of natural rock pores. On the basis of three-dimensional CT image and segmentation technology, data of the rock porosity and pore size distribution are obtained in this paper by Matlab programming. Furthermore, a structured grid model which reflects the pore morphology of the original rock sample is constructed. Based on that, the permeability of the rock sample is obtained. The simulation results of the porosity and permeability agree well with the experimental results.

Key words: Micro-CT images of core sample; porosity; pore diameter distribution; permeability; structured element model

网络出版地址: <http://www.cnki.net/kcms/detail/51.1718.TE.20150520.1505.008.html>

宋睿, 刘建军, 李光. 基于 CT 图像及孔隙网格的岩芯孔渗参数研究[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2015, 37(3): 138-145.

Song Rui, Liu Jianjun, Li Guang. Researches on the Pore Permeability of Core Sample Based on 3D Micro-CT Images and Pore-scale Structured Element Models[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2015, 37(3): 138-145.

* 收稿日期: 2015-04-03 网络出版时间: 2015-05-20

通信作者: 刘建军, E-mail: liujj0906@163.com

基金项目: 国家自然科学基金(51174170); 国家科技重大专项(2011ZX05013-006)。

DOI: 10.3969/j.issn.1006-6535.2015.06.015

陇东地区延长组长₄₊₅特低渗储层岩石学特征

孙健^{1,2}, 姚泾利³, 廖明光^{1,2}, 南珺祥³, 廖纪佳^{1,2}

(1. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610500;

2. 西南石油大学, 四川 成都 610500; 3. 中国石油长庆油田分公司, 陕西 西安 710018)

摘要:根据铸体薄片、扫描电镜、粒度分析等资料,对陇东地区延长组长₄₊₅特低渗储层的岩石学特征及其在不同物源方向上的分布规律进行了深入研究。研究表明,陇东地区延长组长₄₊₅存在东北、西南和西部、南部等不同方向的物源,不同物源方向上岩石类型和岩屑成分分布均呈现北东—南西差异。储层胶结物类型以铁方解石、铁白云石、硅质等为主;颗粒粒度较细,分选性较好,磨圆度以次棱角状为主。砂岩岩石学特征对研究区特低渗储层的成岩作用和物性发育有重大影响。

关键词:特低渗储层;岩石学特征;物源;长₄₊₅;陇东地区

中图分类号:TE122 **文献标识码:**A **文章编号:**1006-6535(2015)06-0070-05

0 引言

鄂尔多斯盆地是中国大型含油气沉积盆地之一^[1],随着油田开发程度的不断深入,低渗透、超低渗透油藏已经成为鄂尔多斯盆地油田稳产高产的主要接替资源^[2]。陇东地区位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡一级构造单元西南部,北起长官庙,南至庆阳,西至环县。三叠系延长组致密油资源丰富,勘探开发潜力巨大^[3],为一套河流—三角洲—湖泊为主的陆相碎屑岩沉积体系,主要发育西南和东北两大方向物源^[4]。延长组长₄₊₅油组主要由曲流河三角洲沉积体系、辫状河三角洲沉积体系和湖泊沉积体系组成,发育水下分流河道、河道坝、河道间、分流间湾等沉积微相^[5]。长₄₊₅油组孔隙度为8.00%~16.00%,平均为11.69%,渗透率为 $0.03 \times 10^{-3} \sim 3.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $1.19 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于低孔、特低渗储层。

前人对陇东地区长₄₊₅特低渗储层的岩石学特征做了一定的研究^[4-10],如:研究区长₄₊₅油层组砂岩类型以岩屑质长石砂岩和长石质岩屑砂岩为主,岩屑主要为变质岩屑、沉积岩屑以及火成岩屑^[5];

镇北地区长₄₊₅油层组储层砂岩主要以岩屑长石砂岩、长石岩屑砂岩为主,颗粒大小以极细—细—中粒为主,分选中等—好^[7]。在综合分析研究区154口井921块砂岩样品铸体薄片、粒度分析等化验资料的基础上,重点研究长₄₊₅特低渗储层岩石学特征在不同物源方向上的平面分布规律,为该类储层综合评价和筛选相对高孔、高渗的有利开发区提供了地质依据^[11]。

1 物源分析

目前主要是从沉积物的岩矿组合特征出发,利用碎屑成分、重矿物平面展布规律,结合粒度分析资料来分析物源^[6]。砂岩是陆源碎屑岩的主要岩石类型,其碎屑成分主要来源于母岩的机械破碎作用,是研究物源的重要标志^[12],此次研究主要利用碎屑成分在平面上的分布规律来对研究区的物源进行分析。

对研究区砂岩碎屑成分进行平面分析,结果表明,长₄₊₅特低渗储层碎屑成分在平面上的分布呈北东—南西差异(图1)。西南庆城、镇原地区和西部环县地区骨架矿物组成极为相似,石英和岩屑绝

收稿日期:20150617;改回日期:20150925

基金项目:国家重点基础研究发展计划“973”项目“中国陆相致密油(页岩油)形成机理与富集规律基础研究”(2014CB239005);国家自然科学基金“泥质岩层对低渗透砂岩储层油气成藏的控制机理研究”(41502146)

作者简介:孙健(1991-),男,2013年毕业于山东科技大学资源勘查工程专业,现为西南石油大学地质工程专业在读硕士研究生,从事沉积学和储层地质方面的研究工作。

油气地质

泥页岩储层裂缝特征及其与“五性”之间的关系

闫建平^{1,2}, 言语², 司马立强², 温丹妮², 温新房³, 耿斌⁴

(1.西南石油大学 天然气地质四川省重点实验室,成都 610500; 2.西南石油大学 地球科学与技术学院,成都 610500; 3.江苏油田勘探局 地质测井处,江苏 扬州 225002; 4.中国石化胜利油田分公司 地质科学研究院,山东 东营 257015)

摘要:泥页岩地层通常具有低孔、低渗特征,存在裂缝及裂缝发育程度均是其能够成为储层的决定性条件。以苏北盆地阜宁组泥页岩地层为研究对象,研究裂缝特征及其与岩性、物性、含油性、电性及可压裂性(“五性”)之间的关系。结果表明:裂缝普遍含油,发育裂隙的样品渗透率明显较高,一般都大于 10 mD,裂缝对改善泥页岩地层的渗透性及储集性起到了重要作用;含裂隙样品通常脆性矿物(方解石)含量较高,对应的岩性一般为灰质泥岩、含灰页岩及含灰泥岩;天然裂隙发育的层段杨氏模量较高、泊松比较低、脆性系数较高,页岩的脆性较强,通常易于压裂改造。利用测井响应特征可明显区分方解石充填裂缝和有油迹显示的无充填裂缝,可为识别有效泥页岩储层提供依据。

关键词:泥页岩储层;裂缝(裂隙);渗透性;脆性矿物;可压裂性;测井响应特征;苏北盆地

中图分类号:TE122.2 文献标志码:A 文章编号:1673-8926(2015)03-0087-07

Relationship between fracture characteristics and “five-property” of shale reservoir

YAN Jianping^{1,2}, YAN Yu², SIMA Liqiang², WEN Danni², WEN Xinfang³, GENG Bin⁴

(1. Sichuan Key Laboratory of Natural Gas Geology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;
2. School of Resources and Environment, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;
3. Geological Logging Division, Jiangsu Petroleum Exploration Bureau, Yangzhou 225002, Jiangsu, China;
4. Institute of Geoscience, Shengli Oilfield Company, Sinopec, Dongying 257015, Shandong, China)

Abstract: Shale formations are typically characterized by low porosity and low permeability. While, the decisive condition of whether shale formations can be reservoirs is nothing but the existence and development of fracture. Taking shale formations of Funing Formation in Subei Basin as an example, this paper studied the relations of fracture characteristics with lithology, physical properties, oiliness, fracability and electric properties. During the research, petroliferous fractures are easy to found, and it is obvious that the permeability of fractured sample is higher than that of uncracked, which is greater than 10 mD in general. Fracture plays an important role in improving shale permeability and reservoir capabilities. Samples with fractures usually have higher content of calcite and the corresponding lithology is generally calcareous mudstone, limy shale and limy mudstone. The intervals which developed intrinsic fracture have high Young's modulus, low Poisson's ratio and high brittleness coefficient. The intervals' brittleness is

收稿日期:2014-09-10;修回日期:2014-11-03

基金项目:国家自然科学基金项目“页岩气储层微观结构及岩石物理响应数值模拟研究”(编号:41202110)、四川省应用基础研究计划项目“泥页岩地层周期及高分辨率沉积旋回测井识别研究”(编号:2015JY0200)及西南石油大学校级科技基金项目“页岩气储层微观结构及岩石物理响应模拟研究”(编号:2012XJZ004)联合资助

作者简介:闫建平(1980-),男,博士,副教授,主要从事测井沉积学、岩石物理及非常规储层测井评价方面的教学与研究工作。地址:(610500)四川省成都市西南石油大学地球科学与技术学院。E-mail:yanjp_tj@163.com。



赵军, 杨阳, 陈伟中, 等. 2015. 基于 ECS 测井的岩性识别方法. 地球物理学进展, 30(5): 2342-2348. doi:10.6038/pg20150548.

ZHAO Jun, YANG Yang, CHEN Wei-zhong, *et al.* 2015. New method for well logging lithologic identification based on elemental capture spectroscopy. *Progress in Geophysics* (in Chinese), 30(5): 2342-2348. doi:10.6038/pg20150548.

基于 ECS 测井的岩性识别方法

New method for well logging lithologic identification based on elemental capture spectroscopy

赵军¹, 杨阳¹, 陈伟中², 李进福²

ZHAO Jun¹, YANG Yang¹, CHEN Wei-zhong², LI Jin-fu²

1. 西南石油大学, 地球科学与技术学院, 成都 610500

2. 中国石油塔里木油田公司研究院, 库尔勒 843000

1. *Southwest Petroleum University, School of Geoscience and Technology, Chengdu 610500, China*

2. *Research Institute of Tarim Oilfield Company, CNPC, Kurele 843000, China*

摘要 地球化学元素测井(ECS测井)可以定量地提供地层中的 Si、Ca、Fe、S、Ti、Gd 等化学元素的含量,利用这些元素与地层矿物之间的关系可以分析岩石矿物含量.在研究区利用 ECS 测井对岩石矿物含量进行定量评价时,由于矿物组合类型选择有误,导致矿物解释结果与岩心和录井资料分析结果存在偏差.针对这一问题,本文基于 ECS 测井岩性识别常规方法,提出两点改进:1)利用岩石薄片资料对 ECS 测井所选矿物组合进行校正;2)利用矿物和指示元素相关关系建立方解石和石膏的快速评价模型,模型相关系数分别 0.99、0.96.应用表明,建立的快速评价模型计算更简洁,并且具有和矿物闭合模型相同的精度,此外,其解释结果与录井、岩心分析结果吻合度更高,说明该方法的可靠性.该方法可为测井识别岩性提供一种新的选择.

关键词 ECS 测井;岩石薄片;校正;快速评价模型;矿物闭合模型

中图分类号 P631

文献标识码 A

doi:10.6038/pg20150548

Abstract Element capture service (ECS) can be used to quantitative determination of the contents of Si, Ca, Fe, S, Ti, Gd in stratum. The correlation of these elements and lithology can be used for distinct lithology. However, when using the ECS to quantitatively evaluate the mineral content, due to the incorrectly choose of mineral kinds, there is a big deviation between the result from ECS interpretation and the result from coring and logging data analysis. To solve this problem, This paper puts forward two improvements based on ECS logging interpretation methods: Firstly, using the data of rock flakes to correct the mineral kinds which were choosed to build mineral calculation model. Secondly, the rapid assessment model was built by analyzing the relationship between the choosed mines and elements, the correlation coefficients were 0.99 and 0.96 respectively. The processing of some practical data was used to illustrate the effect of this new method, and the result shows that a good accordance between ECS's lithology and core-describe lithology and logging's lithology is gained. Above all, this new method provides a new option for logging to identify lithology.

Keywords ECS logging; rock flakes; correction; the rapid assessment model; mineral closure model

0 引言

岩性识别是储层评价的首要工作,准确识别岩性是精确计算孔隙度和含油饱和度等储层参数的前提,也是储层综合评价与预测、储量计算和地质建模以及油藏描述的基础(范宜仁等,2012;匡朝阳等,2009).目前对储层进行岩性识别,常用的测井方法有:交会图法(张晓峰和范晓敏,2007;陶宏

根等,2011;徐德龙等,2012)、成像测井(张莹等,2007)以及各种数学判别分析方法(张学工等,1997;田玉昆等,2013),其中神经网络法(刘争平和何永富,1995;张治国等,2005)、支持向量机法(张尔华等,2011;韩学辉等,2013)和 K 近邻方法(王淑盛等,2004)较为常用,这些方法各有其优势和局限性.

元素俘获测井(Elemental Capture Spectroscopy,简称

收稿日期 2014-11-23; 修回日期 2015-08-07. 投稿网址 <http://www.progeophys.cn>

基金项目 国家“十二五”重大专项“特低渗油藏有效开发技术”(2011ZX05013-006-008)资助.

作者简介 赵军,男,1970年生,1998年获西南石油学院博士学位,现为西南石油大学教授,主要从事油气测井、地质工程研究工作.
(E-mail: zhaojun_70@126.com)

技术方法

基于测井和录井信息相结合的泥页岩储层识别方法 ——以苏北盆地高邮凹陷阜宁组为例

闫建平^{1,2}, 温丹妮², 司马立强², 言语², 耿 斌³

(1.西南石油大学 天然气地质四川省重点实验室, 成都 610500; 2.西南石油大学 地球科学与技术学院, 成都 610500; 3.中国石化胜利油田分公司 地质科学研究院, 山东 东营 257015)

摘要:泥页岩油气储层是目前非常规油气领域备受关注的勘探目标。以苏北盆地高邮凹陷阜宁组泥页岩地层为研究对象,采用岩心、试油测试等资料刻度测井和录井信息,开展非常规泥页岩油气储层的识别研究。通过分析泥页岩储层类型及其测井与录井响应特征,发现泥页岩储层多数为脆性矿物含量高的灰质泥页岩岩相(发育裂隙),少数为脆性矿物含量低的不含(或少含)灰质的泥页岩岩相。根据这 2 种泥页岩储层类型,提出了 2 种相应的成因机制解释模型,借鉴气泡图和雷达图较好地显示出了这 2 种解释模型的测井与录井特征差异,进而建立了基于测井和录井信息相结合的泥页岩储层识别方法,为苏北盆地泥页岩油气储层识别及有效开发提供了依据。

关键词:泥页岩;测井和录井;脆性矿物;全烃含量;钻时;阜宁组;高邮凹陷

中图分类号:TE132.2

文献标志码:A

文章编号:1673-8926(2015)04-0089-07

Identification method of shale reservoir based on well logging and log information

Yan Jianping^{1,2}, Wen Danni², Sima Liqiang², Yan Yu², Geng Bin³

(1. Sichuan Key Laboratory of Natural Gas Geology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China; 2. School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China; 3. Geological Scientific Research Institute, Sinopec Shengli Oilfield Company, Dongying 257015, Shandong, China)

Abstract: Shale oil and gas reservoir becomes a concerned target in unconventional oil and gas exploration. Taking shale strata of Funing Formation in Gaoyou Sag of Subei Basin as a research subject, this paper used core and testing oil data to demarcate well logging and log information, and further to research the recognition method of unconventional shale oil reservoir. Through the analysis of shale reservoir types and its well logging and log response characteristics, it was found that most shale reservoirs developed calcite lithofacies (crack) with high content of brittleness mineral, and a few developed mudstone facies with low content of brittleness mineral and containing or not containing calcareous. In view of these two kinds of shale reservoir types, the corresponding two kinds of interpretation model were put forward. The bubble chart and radar map can be used to show the differences between two models. The identification method of shale reservoir based on the combination between well logging and log information were established, which can

收稿日期:2015-03-05;修回日期:2015-04-12

基金项目:国家自然科学基金项目“页岩气储层微观结构及岩石物理响应数值模拟研究”(编号:41202110)、四川省应用基础研究计划项目“泥页岩地层周期及高分辨率沉积旋回测井识别研究”(编号:2015JY0200)及西南石油大学校级科技基金项目“页岩气储层微观及岩石物理响应模拟研究”(编号:2012XJZ004)联合资助

作者简介:闫建平(1980-),男,博士,副教授,主要从事测井地质学、岩石物理及非常规储层测井评价方面的教学与研究工作。地址:(610500)四川省成都市西南石油大学地球科学与技术学院。E-mail:yanjp_tj@163.com。

文章编号: 1004-1338(2015)05-0622-07

泥页岩储层可压裂性分析及压裂高度预测方法研究

司马立强^{1,2}, 温丹妮², 闫建平^{1,2}, 谭美琳², 邓浩阳²

(1. 西南石油大学天然气地质四川省重点实验室, 四川 成都 610500;

2. 西南石油大学地球科学与技术学院, 四川 成都 610500)

摘要: 泥页岩储层可压裂性分析是泥页岩储层研究的重点与难点。以苏北盆地阜四段泥页岩及四川盆地大安寨组泥页岩储层为研究对象, 采用测井、录井信息相结合的方法分析得出能够表征泥页岩可压裂性的参数主要有脆性矿物含量(X_N)、脆性系数(I_B)、自然伽马(GR)、密度(DEN)、钻时曲线(T_{DC})、泊松比(μ)、弹性模量(E)等, 可定性划分泥页岩储层可压裂级别。运用层次分析法提取了可压裂评价系数 I_{CR} , 依据 I_{CR} 值可定量识别可压裂级别; 制定了压裂高度计算准则及流程; 综合建立了泥页岩储层可压裂级别评价及压裂高度预测方法, 为泥页岩储层有效开发提供了关键依据。

关键词: 岩石物理研究; 泥页岩; 可压裂级别; 可压裂高度; 影响因素; 层次分析

中图分类号: P631.84 文献标识码: A

Doi: 10.16489/j.issn.1004-1338.2015.05.17

Fracturing Hierarchy Analysis and Fracturing Height Prediction Method in Shale Reservoirs

SIMA Liqiang^{1,2}, WEN Danni², YAN Jianping^{1,2}, TAN Meilin², DENG Haoyang²

(1. Key Laboratory of Natural Gas Geology of Sichuan Province, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China)

Abstract: Fracability analysis of shale reservoirs is important and difficult. Choosing Funing group in eastern China and Daanzhai group in Sichuan as the subject, one conclusion was drawn that the influence factors of fracability are brittle minerals and mechanical properties, by using the method of combining well logging data and gas logging data. Utilized fracturing parameters to qualitatively establish the shale reservoirs fracturing hierarchy, such as brittleness mineral content, brittleness coefficient, GR date, DEN date, drilling time log, Poisson ratio, Young's modulus. Based on it, fracturing evaluation coefficient was extracted by a way of analytic hierarchy process, which is helpful to quantitatively identify fracturing hierarchy. And fracturing height calculation procedure was further established. Finally, comprehensively established the methods of fracturing hierarchy identify and fracturing height forecast. It is obvious that the methods have a certain value in guiding effective exploit of shale reservoirs.

Key words: petrophysical study; mud shale; fracturing hierarchy; fracturing height; characterization parameters; analytic hierarchy process

0 引言

苏北盆地高邮凹陷阜四段泥页岩属于低成熟的

热降解生油气阶段, 发育页岩油储层; 四川盆地自流井组大安寨段热演化程度高, 发育页岩气储层^[1]。这2个盆地泥页岩储层的基质属低孔隙度低渗透

基金项目: 国家科技重大专项(2011ZX05031-003-006HZ); 国家自然科学基金(41202110)和四川省应用基础研究项目(2015JY0200)

作者简介: 司马立强, 男, 1961年生, 教授, 博导, 研究方向为测井理论及碳酸盐岩、非常规储层测井评价方法。

川中地区茅口组两期流体叠合控制下的白云石化模式

王珏博^{1,2} 谷一凡^{1,2} 陶艳忠^{1,2} 强子同^{1,2} 强深涛¹ 蒋婵³

(1. 西南石油大学 成都 610500; 2. 四川省天然气地质重点实验室 成都 610500;

3. 中国石油西南油气田公司勘探事业部 成都 610041)

摘要 岩相学特征、地化分析揭示:川中地区下二叠统茅口组白云岩存在三种白云石:①平直晶面细晶白云石($\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}} = 3.06\text{‰}$, $\delta^{18}\text{O}_{\text{PDB}} = -6.81\text{‰}$; Fe: 1×10^{-6} , Mn: 未检出, Sr: 150×10^{-6}); ②非平直晶面粗晶鞍状白云石($\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}} = 3.22\text{‰}$, $\delta^{18}\text{O}_{\text{PDB}} = -7.82\text{‰}$; Fe: 149×10^{-6} , Mn: 185×10^{-6} , Sr: 85×10^{-6}); ③非平直晶面细晶白云石($\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}} = 3.49\text{‰}$, $\delta^{18}\text{O}_{\text{PDB}} = -9.45\text{‰}$; Th = 123°C , S = 133 ~ 139‰NaCl; Fe: 58×10^{-6} , Mn: 59×10^{-6} , Sr: 76×10^{-6})。研究结果表明存在两期白云石化流体:①早期压实作用形成的埋藏白云石化流体(T = 37.4°C ; S = 29.8‰NaCl); ②晚期受构造控制的热液白云石化流体(Th = 114.8°C ; S = 153 ~ 226‰NaCl)。明确了三种白云石的成因:平直晶面细晶白云石是由早期埋藏流体交代泥晶基质形成的;非平直晶面细晶白云石是平直晶面细晶白云石在受到热液流体改造后所形成的;而非平直晶面粗晶鞍状白云石则是由热液流体直接沉淀出的。基于研究结果建立了相应的白云化模式。

关键词 川中地区 下二叠统 茅口组 岩相学特征 地化分析 白云石化流体 白云石化模式

第一作者简介 王珏博 女 1990年出生 硕士研究生 矿物岩石学 E-mail: 395374698@qq.com

通讯作者 谷一凡 男 硕士研究生 E-mail: 514468587@qq.com

中图分类号 P588.24⁺5 文献标识码 A

0 引言

四川盆地下二叠统茅口组发育多套白云岩,其成因研究存在诸多分歧,如张荫本^[1]的混合水成因说、何幼斌^[2]的埋藏成因说、舒晓辉^[3]的构造热液成因说和金振奎^[4]的玄武岩淋滤成因说,然而这些研究都欠缺足够的地化或岩相学证据,并且主要集中在川西北和川西南,对于川中地区茅口组白云岩的成因研究也只局限在构造热液成因^[5]和热水成因^[6],并且没有建立相应的白云石化模式。

基于上述研究现状,笔者利用川中地区的GT-2井岩芯样品,结合地质背景、岩相学证据、地球化学分析数据(碳、氧同位素、微量元素、有序度、包裹体均一温度和盐度)分析研究了白云岩成因,并建立相应白云石化模式,对研究白云岩储层分布规律及有利区带预测具有重要的理论意义和现实意义。

1 区域地质背景

茅口组沉积期继承了栖霞期海侵的原貌,海侵从东南和西北两个方向进入盆地^[7],盆地整体处于淹没,接受沉积^[8]。根据岩性将茅口组沉积岩划分为

以下四段:茅一段:黑灰色中层状泥质泥晶生屑灰岩,可见“眼球状”构造,发育有腕足、介形虫、绿藻等,与下伏栖霞组整合接触。茅二段:深灰色泥晶生屑灰岩,生物以有孔虫、蜓类、介形虫为主。茅三段:浅灰、灰色块状亮晶生屑灰岩,生物以有孔虫、红藻为主。茅四段:黑灰色泥晶生屑灰岩,与上覆龙潭组呈假整合接触,龙潭组底部主要以一套区域上稳定分布的铝土质泥页岩与茅口组分界^[9-11]。而区内茅四段遭受剥蚀,在后期成岩演化过程中发育多套白云岩(图1)。

2 研究方法

研究样品主要为取自GT-2井壁取芯及岩芯样品,涉及层位包括茅口组二段、三段,岩性包括白云岩和石灰岩,保证所采集样品是断面新鲜、未受变质作用影响的贫有机物样品,以免影响测试结果的准确性。所有样品都配有薄片并进行镜下鉴定。

对于碳、氧同位素测定,将样品在高真空条件下与100%的磷酸进行恒温反应,将收集起来的CO₂气体送入Agilent7890A气相色谱仪中,进行碳、氧同位素组成的测定,实验条件20℃,湿度44%RH,重复性测试精度 $\Delta\delta < 1\text{‰}$ 。

文章编号: 1671-1505(2015)02-0198-15 DOI: 10.7605/gdxb.2015.02.017

重庆北碚和平水库剖面下侏罗统大安寨段 湖相碳酸盐岩岩石类型及沉积环境*

施开兰^{1,2} 陈芳文^{1,2} 段 卓³ 罗思聪²
苏成鹏^{1,2} 马 腾^{1,2} 唐 浩^{1,4} 谭秀成^{1,4}

1 四川省天然气地质重点实验室, 西南石油大学, 四川成都 610500

2 西南石油大学地球科学与技术学院, 四川成都 610500

3 中国石油川庆钻探工程有限公司地球物理勘探公司, 四川成都 600213

4 中国石油碳酸盐岩储层重点实验室沉积与成藏分室, 西南石油大学, 四川成都 610500

摘 要 四川盆地地下侏罗统自流井组大安寨段一直是四川盆地致密油勘探的重要层位之一。针对该层位的研究已逾半个世纪, 但岩石类型分类粗略、沉积环境及储集岩类型认识不清等问题是导致该层段致密油勘探未获重大突破的重要原因。鉴于此, 笔者等开展了对四川盆地东部重庆北碚和平水库剖面下侏罗统自流井组大安寨段湖相碳酸盐岩岩石类型及沉积环境的研究。研究发现, 该剖面大安寨段为湖相碎屑岩与碳酸盐岩的混合沉积, 由 5 大类岩石组成, 可细分为 14 种岩石类型。碳酸盐岩厚度占剖面总厚度的 60% 以上, 以泥晶灰岩为主, 介壳灰岩和介屑灰岩次之; 在纵向上形成了 4 个较为典型的向上变浅沉积序列。根据各岩石类型宏观、微观沉积特征及岩石纵向组合形式, 进一步分析了各岩石类型的沉积环境, 结果表明, 北碚地区下侏罗统大安寨段沉积时期为滨、浅湖环境, 以低能碳酸盐沉积为主; 高能与较低能环境成因的介壳滩并非碳酸盐沉积的主体。湖泊进入碳酸盐沉积阶段和钙质骨壳生物的大量繁育是大安寨期湖相碳酸盐岩形成的主要原因。结晶介屑灰岩和泥晶白云岩可能是川东地区致密油的储集岩类, 在今后的勘探中, 应提高对滨浅湖环境、易受大气淡水改造的岩石类型的重视程度。

关键词 四川盆地 大安寨段 湖相碳酸盐岩 岩石类型 沉积序列 沉积环境

第一作者简介 施开兰, 女, 1990 年生, 西南石油大学硕士研究生, 主要从事储集层地质学研究。E-mail: smilegirl05@sina.com。

通讯作者简介 谭秀成, 男, 1970 年生, 教授, 博士生导师, 主要从事储集层沉积学研究。E-mail: tanxiucheng70@163.com。

中图分类号: P588.24⁺6 文献标志码: A

Lacustrine carbonate rock types and sedimentary environments of the Lower Jurassic Da'anzhai Member of Heping Reservoir section in Beibei area, Chongqing

Shi Kailan^{1,2} Chen Fangwen^{1,2} Duan Zhuo³ Luo Sicong²
Su Chengpeng^{1,2} Ma Teng^{1,2} Tang Hao^{1,4} Tan Xiucheng^{1,4}

* 四川省省属高校“天然气地质”科研创新团队资助成果

收稿日期: 2014-08-30 改回日期: 2014-11-15

页岩气煤层气典型气体吸附模型分析

刘明进, 李晨宇

(西南石油大学地球科学与技术学院, 四川 成都 610500)

摘要:对大量实验数据描绘出的气体吸附等温线分析认为,Langmuir 方程形式简单,可以计算气体的吸附气量,但是对固体表面均一性的假设和单分子层吸附使其应用局限;BET 方程是计算比表面积的常用模型,但同样需假设固体表面均一性;BJH 模型较好地反映毛细凝聚现象和滞后环,但由于毛细凝聚只能在中孔中出现,不能解释存在微孔的样品;DR/DA 方程只能在地压条件下对微孔吸附进行描述。

关键词:页岩气 煤层气 吸附等温线 吸附能力 吸附理论

中图分类号:TE375 文献标识码:A

Analysis on typical gas adsorption models for shale gas or coalbed methane

Liu Mingjin, Li Chenyu

(1. School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China)

Abstract: After analyzing the gas isothermal adsorption curves described by a large number of experimental data, some conclusions were shown as follows: (1) although Langmuir equation has simple form and may calculate gas adsorption amount, the application of the equation is limited by the assumption of uniform solid surface and single layer adsorption; (2) BET equation is a common model for calculating specific surface area, but requires the assumption of uniform solid surface; (3) although BJH model can better reflect the phenomenon of capillary condensation and hysteresis loop, it can not explain the micro porous sample because the phenomenon of capillary condensation only exists in the medium pore; (4) DR/DA model can only describe the gas adsorption of micro pore under the low - pressure condition. The results have great guiding significance to study on the gas adsorption/desorption mechanisms.

Key words: shale gas; coalbed methane; adsorption isotherm; adsorption/desorption capacity; adsorption theory

目前,国内外对页岩气藏和煤层气中的吸附现象研究较少,现有的研究主要是通过模型技术和方法对其进行研究。由于温度、压力、粘土矿物的类型、孔隙结构、水分、TOC 和 R_o 等因素对气体的吸附、解吸能力的影响,导致吸附等温线也各不相同。不同的吸附等温线反映了不同吸附剂的表面性质、孔径分布、吸附剂与吸附质之间相互作用强度、吸附气量等特征,并可用不同的吸附理论和模型进行描述解释。本文在大量文献调研的基础上,对页岩气/煤层气典型气体吸附模型进行分析。

1 模型分类及应用

Brunauer、L. Deming、W. Deming 等人在研究了大量气体吸附实验后,将气体吸附等温线分为 5 种基本类型。之后,IUPAC 将吸附等温线分为 6 种类

型(图 1)^[1]。

赵振国对 6 种不同类型的吸附等温线分别进行了描述^[2]。I 型吸附等温线:常用 Langmuir 方程描述,反映了单分子层吸附情况;II 型与 III 型吸附等温线:常用 BET 方程描述,适用于开放表面的无孔固体、多分子层吸附情况,II 型与 III 型等温线的区别在于吸附剂吸附能力的强弱不同;IV 型和 V 型吸附等温线:常用 Kelvin 方程 - BJH 模型描述,多用于中孔

收稿日期:2015-04-13;改回日期:2015-06-10。

作者简介:刘明进(1991—),女,在读硕士研究生,现从事非常规油气地质方向研究,电话:18380239046。E-mail:1271357688@qq.com

基金项目:国家重大科技攻关项目“四川盆地岩性油气藏富集规律与目标评价”(2011ZX05001-005-02)资助。

四川盆地早寒武世龙王庙期沉积特征与古地理

马腾^{1,2} 谭秀成^{1,2,3} 李凌^{1,2,3} 曾伟^{1,2,3} 金民东^{1,2}
罗冰⁴ 洪海涛⁴ 胡平^{1,2}

(1.西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室 成都 610500;2.四川省天然气地质重点实验室 西南石油大学 成都 610500;
3.中石油碳酸盐岩储层重点实验室沉积与成藏分室 西南石油大学 成都 610500;4.中石油西南油气田分公司勘探开发研究院 成都 610000)

摘要 基于盆内及其周缘钻孔取芯和露头剖面资料,结合区域背景和龙王庙组地层充填厚度分析认为,四川盆地周缘龙王庙期北邻摩天岭微古陆和汉南古陆、西接康滇古陆,东南和东北分别为威信—黔江、石阡—秀山—龙山和镇巴—巫溪—巴东水下古隆起环抱;盆内呈近北东向展布的川中古隆起和阆中—通江拗陷、江津—奉节拗陷构成“一隆两拗”,南部泸州—筠连—昭通继承性拗陷依然存在;盆地及周缘向东北隅和东南隅分别接入秦岭洋和江南盆地。受此影响,龙王庙期发育连陆碳酸盐岩台地—斜坡—盆地沉积体系,连陆碳酸盐岩台地构成沉积主体,可识别出混积湖坪、局限—蒸发台地、半局限—局限台地和台地边缘沉积相类型;进一步通过碎屑岩含量与陆源方向、石灰岩、白云岩和膏盐岩含量与海域局限性和台地边缘相对位置、颗粒岩含量等分析,阐明了龙王庙期岩相古地理展布样式并建立了沉积模式。结果表明湖坪向海侧、水下古隆起、泸州—筠连—昭通拗陷周缘是颗粒滩有利发育区,乐山和资阳地区经由早寒武世早期的充填拼合作用已形成统一古隆起,震旦纪末期—早寒武世的南北向桐梓—筠连裂陷槽演变为泸州—筠连—昭通台内拗陷,研究成果对拓宽龙王庙组滩控岩溶型储层的勘探领域具有重要的指导作用。

关键词 颗粒滩 古隆起 连陆碳酸盐岩台地 台地边缘 相模式 古地理格局

第一作者简介 马腾 男 1987年出生 博士研究生 储层地质学 E-mail: mateng911991@yahoo.com.cn

通讯作者 谭秀成 男 教授 E-mail: tanxiucheng70@163.com

中图分类号 P512.2 P534.41 文献标识码 A

0 引言

近期,四川盆地寒武统龙王庙组取得重大突破,提交天然气探明储量逾 $4\ 400 \times 10^8\ \text{m}^3$ ^[1-2],证实了四川盆地寒武系优质的油气地质基础条件^[3-4]。早年相关研究因地腹资料限制,只能从一些小尺度工作中获得启示^[5-8],普遍认为中上扬子地区为典型台地相沉积,上扬子北缘接秦岭洋,东南缘与江南海盆相通。显然这些认识对于盆内精细勘探还远远不够。近年尽管龙王庙组储层研究手段不断更替^[9-10],然而限于现有地球物理勘探技术,针对薄滩型储层预测尚不成熟。还原到储层地质学研究,大型古隆起背景、规模化颗粒滩发育仍是川中龙王庙大型气田形成的关键^[11],颗粒滩叠加加里东期岩溶改造是龙王庙组储层形成的重要地质因素^[12]。可见,弄清大中尺度古地理格局和颗粒滩平面预测依然是寻找盆内有利储层区带的首要工作。

众所周知,颗粒滩平面展布受同期海平面升降和古地理格局控制^[13-14]。对龙王庙期古地理格局的恢复已然成为预测颗粒滩发育的关键。在此基础上,结合沉积相的展布特征,可进一步寻找潜在的颗粒滩发育区和预测规模储集体。随着龙王庙组勘探局面的打开,相关探索性研究已逐步深入^[15-18],但对于龙王庙期古地理格局、沉积相及颗粒滩平面展布的基本认识分歧仍然较大,如蜀南一带元古代—早寒武世存在的裂陷槽是否关闭,大型古隆起对优质储层的形成控制效应^[19-23]具体表现在哪些方面,上扬子台地与秦岭洋、江南海盆连接部为缓坡还是陡坡,颗粒滩相平面展布规律受何种因素控制。对此类问题认识不清,无疑限制了龙王庙期下一步精细勘探。本次在前人基础上,综合曾伟等^[24-25]国家重大专项子课题研究成果,依靠盆地及周缘 171 份钻孔、区域野外露头剖面调查资料(图 1a)进行综合调研、实测踏勘、取样与论证分析,利用地层充填厚度恢复龙王庙期沉积背

收稿日期: 2015-01-19; 收修改稿日期: 2015-03-25

基金项目: 国家自然科学基金项目(41402126); 国家科技重大专项(2011ZX05004-005-03); 四川省省属高校“天然气地质”科研创新团队建设计划 [Foundation: National Natural Science Foundation of China, No. 41402126; National Science and Technology Major Project, No. 2011ZX05004-005-03; The Construction Plan For Scientific Research Innovation Team in Provincial Universities for "Natural Gas Geology" in Sichuan Province]

文章编号: 1004-1338(2016)01-0098-06

基于测录井信息的泥页岩渗透率优化计算方法

闫建平^{1,2}, 温丹妮², 司马立强², 温新房³, 耿斌⁴, 李尊芝², 言语²

(1. 西南石油大学天然气地质四川省重点实验室, 四川 成都 610500; 2. 西南石油大学地球科学与技术学院, 四川 成都 610500; 3. 江苏油田勘探局地质测井处, 江苏 扬州 225002; 4. 中石化胜利油田分公司地质科学研究院, 山东 东营 257015)

摘要: 以苏北盆地 G 凹陷阜宁组泥页岩地层为例, 采用统一的孔隙度渗透率关系、变指数 Timur 模型等计算渗透率误差较大, 主要因素是裂隙渗透率计算不准确。分析裂隙的测录井响应特征, 发现泥页岩发育裂隙时多数为脆性矿物含量高的灰质岩相, 借鉴敏感测录井变量的气泡图、雷达图可较好地识别泥页岩发育裂隙的层段, 以此为基础, 分有、无裂隙建立渗透率模型, 精度有明显改进。裂隙发育层段灰质含量高、自然伽马值低, 裂隙渗透率与自然伽马值有明显负相关关系, 提出利用自然伽马值对渗透率进行校正, 得到渗透率优化计算公式。在对自然伽马曲线进行高分辨率处理后, 利用该方法计算渗透率效果较好, 提高了泥页岩裂隙渗透率的计算精度。

关键词: 测井解释; 泥页岩; 渗透率; 测录井; 裂隙; 脆性矿物; 优化计算

中图分类号: P631.84

文献标识码: A

Doi: 10.16489/j.issn.1004-1338.2016.01.018

Optimization Calculation Method of Permeability Based on Mud Shale Fracture by Well Logging and Log Information

YAN Jianping^{1,2}, WEN Danni², SIMA Liqiang², WEN Xinfang³, GENG Bin⁴, LI Zunzhi², YAN Yu²

(1. Sichuan Key Laboratory of Natural Gas Geology, Chengdu, Sichuan 610500, China;

2. School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China;

3. Geological Logging Division of Jiangsu Petroleum Exploration Bureau, Yangzhou, Jiangsu 225002, China;

4. Institute of Geoscience of Shengli Oilfield, SINOPEC, Dongying, Shandong 257015, China)

Abstract: Choosing shale formations in Funing formation in Subei basin as the research object, the calculation result of permeability is not good by a unified $K-\phi$ relationship, or Timur model, because the main factors are non-correct fissure permeability. Furthermore, with analysis of logging response characteristics of fracture, we found that mudshale fracture mostly exist in calcareous rock facies of high brittleness mineral content, the shale fracture zone can be better identified using the bubble and radar chart of sensitive logging variables. On this basis, permeability model of fracture and no-fracture is set up, the accuracy is obviously improved. Finally, because the fracture zone has high calcite content, low GR value, fracture permeability has significant negative correlation relationship with GR value. We put forward a method to correct permeability using the GR, and get a formula of optimization calculation, the results show that the method to calculate permeability effect is good based on high resolution processing of GR curve, especially improves the precision of fracture permeability and lays a good foundation for calculating permeability parameters of the mud shale.

基金项目: 国家自然科学基金(41202110)、四川省应用基础研究项目(2015JY0200)、西南石油大学校级科技基金(2012XJZ004)和四川省教育厅天然气地质创新团队(13TD0024)联合资助

作者简介: 闫建平,男,1980年生,副教授,理学博士,研究方向为测井沉积学、数字岩石物理及非常规储层测井评价技术。

E-mail: yanjp_tj@163.com

文章编号 :1001-3873(2015)04-0498-07

DOI:10.7657/XJPG20150422

25-降藿烷的成因识别

邹贤利¹, 陈世加^{1,2}, 路俊刚^{1,2}, 徐耀辉³, 张焕旭¹, 王力¹, 庞建春³, 黄圉霖¹

(1.西南石油大学 地球科学与技术学院, 成都 610500; 2.四川省天然气地质重点实验室, 成都 610500;

3.长江大学 地球环境与水资源学院, 武汉 430100)

摘要 藿烷系列化合物中的25-降藿烷系列广泛存在于严重生物降解原油中, 具有特殊的地球化学意义。对不同热演化阶段的烃源岩抽提物分析后发现, 低热演化阶段的烃源岩抽提物中未检测出25-降藿烷, 但是在高热演化程度的烃源岩抽提物中均检测有高丰度的25-降藿烷, 认为这与热演化程度有关, 并非生物降解所致。四川盆地高温裂解形成的沥青抽提物中普遍存在25-降藿烷系列化合物, 其分布特征与高热演化阶段的烃源岩抽提物饱和烃质量色谱图极为相似, 而且均已达到平衡状态, 藿烷参数比值也在相同区域, 推断该沥青中的25-降藿烷也是受热演化程度影响。为了查明热演化相关的25-降藿烷与生物降解成因中25-降藿烷系列化合物的分布特征差异, 对比研究了两者的分布特征, 发现两种成因的25-降藿烷的质量色谱图及藿烷参数比值存在较大差异。

关键词 25-降藿烷; 生物标志物; 色谱质谱图; 地球化学; 生物降解; 热演化

中图分类号: TE112.113 文献标识码: A

Genetic Identification of 25-Norhopanes

ZOU Xianli¹, CHEN Shijia^{1,2}, LU Jungang^{1,2}, XU Yaohui³, ZHANG Huanxu¹, WANG Li¹, PANG Jianchun³, HUANG Youlin¹

(1.School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. Sichuan Key Laboratory of Natural Gas Geology, Chengdu, Sichuan 610500, China; 3.College of Earth Environment and Water Resource, Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100, China)

Abstract: 25-norhopanes in hopane series compounds exist widely in severely biodegraded oils and are generally considered to be formed due to effect of natural biodegradation on the compounds, which has a special geochemical significance. The analysis of extracts from source rocks in different thermal evolution stages indicates that 25-norhopanes are not contained in such extracts in low thermal evolution stage rather than high thermal evolution stage in which there exists high abundance of 25-norhopanes in them. This paper suggests that this result is related to the thermal evolution degree, not just resulted from biodegradation. In Sichuan basin, the extracts from bitumen formed by high temperature pyrolysis all contain 25-norhopanes, and the distribution features of them are very similar to the saturated hydrocarbon GC-MS diagrams for source rocks in high thermal evolution stage, and reach equilibrium state. Also, the hopane ratio parameter ranges in the same region, it can be deduced that the 25-norhopanes existed in the bitumen are effected by thermal evolution degrees. In order to make clear the differences between 25-norhopanes occurrence related with the thermal evolution degree and resulted from degradation, the 25-norhopanes from biodegraded crude oil are compared with that from thermal evolution in distribution, it is verified that there exist large differences in GC-MS and hopane ratio parameter.

Key Words: 25-norhopane; biomarker; GC-MS; geochemistry; biodegradation; thermal evolution

早期研究认为, 25-降藿烷来源于微生物对原油或者烃源岩中规则藿烷的强烈生物降解^[1-5]。如西西伯利亚盆地白垩系储集层生物降解原油中富集25-降藿烷, 非洲乍得Bongor盆地北部斜坡带稠油也检测出25-降藿烷, 鄂尔多斯盆地华庆地区长8储集层抽提物及准噶尔盆地陆梁油田原油中普遍存在25-降藿烷^[6-9]。目前普遍认为, 25-降藿烷系列的出现是原油发生严重生物降解的关键证据。根据原油生物降解程

度划分为10个等级, 25-降藿烷的出现代表降解等级不小于6级^[10-11]。然而, 一些学者发现规则藿烷和25-降藿烷并没有内在联系, 25-降藿烷的出现和藿烷的降解并不匹配, 25-降藿烷与其来源并不能达到质量守恒^[12-13]。在世界范围内均有藿烷遭受破坏而不产生25-降藿烷的报道, 南斯拉夫长岛盆地原油和加拿大阿萨巴斯卡焦油砂中的藿烷降解并未伴随25-降藿烷的生成^[14-16]。文献[17]发现, 实验室的培养物在有

收稿日期: 2015-04-03

修订日期: 2015-05-14

基金项目: 国家973项目(2014CB239005); 国家科技重大专项(2011ZX05001-001)

作者简介: 邹贤利(1986-), 男, 四川隆昌人, 博士研究生, 石油地质, (Tel)18382244786(E-mail)lanqiu Xiaoxian@163.com.

富砂地层格架高分辨率层序地层学研究 及储层甜点预测

——以四川盆地合川地区须家河组为例

钟原^{1,2} 刘宏^{2,3} 谭秀成^{1,2,3} 连承波^{1,2} 廖纪佳² 刘明洁² 胡广² 曹剑⁴

(1.油气藏地质及开发工程国家重点实验室(西南石油大学) 成都 610500; 2.西南石油大学地球科学与技术学院 成都 610500;
3.中石油碳酸盐岩储层重点实验室沉积—成藏研究室(西南石油大学) 成都 610500; 4.南京大学地球科学与工程学院 南京 210023)

摘要 富砂致密砂岩储层的甜点预测是领域研究的一个关键和难点,以四川盆地中部合川地区须家河组二段为例,探索从继承性古地貌控制下的高分辨率层序地层学角度来展开研究。基于须二段沉积前雷口坡组岩溶古地貌恢复,认为继承性发展的岩溶古地貌控制了须二期地层的沉积充填,建立了须二段砂体向周缘地貌高地渐次超覆的地层充填模式。以该模式及高分辨率层序地层学理论为指导,综合利用地震、测井、岩芯等资料,在识别不同级别层序界面和湖泛面类型的基础上,将须二段划分为1个长期基准面旋回,又包括6个中期基准面旋回,自下至上为MSC1—MSC6。其中,MSC1—MSC3整体发育退积式辫状河三角洲,向南东超覆,属于上升半旋回;至MSC4达到最大湖泛面之后,随即进入下降半旋回;MSC4—MSC6发育进积式辫状河三角洲,粒度逐渐向上变粗。以基础资料最为丰富的MSC3为例,在层序格架内建立了“古地貌—层序厚度—砂体厚度—砂体物性—甜点分布”的相关关系,预测了有利储层甜点分布区。这些研究思路方法可供富砂致密砂岩储层研究,特别是井网稀疏、地震资料丰富但分辨率有限的地区研究参考,具体认识可直接应用于区域油气勘探部署。

关键词 致密油气 古地貌 高分辨率层序地层学 基准面旋回 储层甜点 须家河组 合川地区 四川盆地

第一作者简介 钟原 男 1988 出生 博士 储层地质 E-mail: andylan66@126.com

通讯作者 谭秀成 男 教授 E-mail: tanxiucheng70@163.com

中图分类号 P539.2 文献标识码 A

0 引言

致密油气是指储存聚集于致密—低渗透岩层中的油气,因此寻找到相对优质的储层“甜点”是勘探和研究的关键^[1-3],然而,越来越多的实例显示,致密油气储层的“甜点”受控于沉积相、岩相和成岩作用等多种复杂因素^[4-7],因而关于储层“甜点”的预测也是领域研究的一个难点^[8-9],特别是在纵向上砂岩比例极大,且横向砂体较连续、分布范围较广、成因较单一的“富砂”地层中,大范围的致密砂体分布以及高砂地比使得无论是在沉积相上,还是在地球物理相上都很难找到“甜点”,传统的地质学方法遇到了很大的难题。

地层层序是沉积物形成与演化的基础,因此就理论而言,从地层层序格架入手,可以有助于致密砂岩

储层“甜点”识别^[10]。然而,当前的研究方案,普遍是基于Vail的层序地层学基本原理,包括低位体系域、海侵体系域和高位体系域三分法,主要适用于被动大陆边缘盆地的研究,其基本原则和思路用于陆相地层研究尽管已取得了一定的成效^[11-18],但对于致密砂岩研究,其划分准确性及精度仍较低,并不完全适用^[19-20]。因此,仍需要进一步结合实例来展开研究。

有鉴于此,本文以我国这一领域的油气勘探重点之一——四川盆地中部合川地区上三叠统须家河组第二段(简称须二段)为例,探索从高分辨率层序地层学角度来展开富砂致密砂岩地层的层序格架与储层“甜点”预测研究。研究对象为川中油气矿的重点产能建设区块,主体构造开发效果较好,钻探程度较高,基础资料较丰富,同时整个研究区地震测网较为密集,为展开从层序地层学角度研究富砂致密油气储

收稿日期:2016-03-14; 收修改稿日期:2016-04-19

基金项目:国家科技重大专项项目(2016ZX05002006-005); 国家自然科学基金青年基金(41502147) [Foundation: National Science and Technology Major Projects, No.2016ZX05002006-005; National Natural Science Foundation of China, No.41502147]

四川盆地磨溪—高石梯地区加里东—海西期龙王庙组构造古地貌恢复及地质意义

金民东^{1,2} 谭秀成^{1,2} 曾伟^{1,2} 李凌^{1,2} 李宗银³ 罗冰⁴
张静蕾^{1,2} 洪海涛⁴

(1.四川省天然气地质重点实验室 西南石油大学 成都 610500;

2.中石油碳酸盐岩储层重点实验室沉积与成藏分室 西南石油大学 成都 610500;

3.中石油西南油气田分公司勘探事业部 成都 610501; 4.中石油西南油气田分公司勘探开发研究院 成都 610501)

摘要 本文基于磨溪—高石梯地区三维地震和钻孔资料,选择地震层位易于追踪的二叠底—龙王庙底厚度变化趋势来表征龙王庙组底界构造古地貌。分析发现高台组沉积是对龙王庙末期的填平补齐,而二叠底—龙王庙底厚度与高台组地层厚度具明显的正相关关系,因而恢复的龙王庙组底界构造古地貌可以近似代表高台组沉积前的龙王庙组沉积古地貌;同时,该古地貌高地南缘的相对低地是龙王庙组颗粒滩最发育的地区,表明龙王庙沉积期古地貌特征具有类似特征。进一步分析发现认为:在加里东—海西期,经侵蚀窗补给的岩溶水顺层流动的活动规律受控于该古地貌,古地貌对岩溶储层的差异发育和质量变化具有明显的控制作用,即在古地貌斜坡带和岩溶水汇聚的沟谷地带,岩溶改造作用最强,所形成的储层质量最好;在孤立古地貌高地,岩溶改造作用相对较弱,所形成的岩溶型储层质量相对变差。结果表明该古地貌是龙王庙期沉积古地貌长期继承性发展的结果,其对沉积、储层的控制作用也为后期新钻井和开发井所验证。该研究方法和思路可供相似地质背景的同类工作对比参考。

关键词 构造古地貌 沉积古地貌 龙王庙组 磨溪—高石梯 四川盆地

第一作者简介 金民东 男 1989年出生 博士研究生 储层地质学 E-mail: ktdong1@163.com

通讯作者 谭秀成 男 教授 E-mail: tanxiucheng70@163.com

中图分类号 P618.13 文献标识码 A

0 引言

四川盆地磨溪—高石梯地区下寒武统龙王庙组是当前国内天然气勘探的热点,2014年,在该区龙王庙组中发现并探明了国内迄今最大的单体海相碳酸盐岩整装气田,提交天然气探明储量 $4\ 403.85 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[1]。研究表明,龙王庙组大面积发育的颗粒滩为该区优质储层发育的物质基础,而在加里东—海西期,由龙王庙组侵蚀窗补给的岩溶水进行的顺层流动并溶蚀改造早期的滩相储层为优质储层形成的关键^[2]。钻探表明,龙王庙组滩控岩溶型储层非均质性较强,储层质量横向变化大^[2],为了提高下一步勘探和开发井优质储层的钻遇率,弄清顺层岩溶时地下水的活动和变化规律对于岩溶型储层的预测至关重要,而地下水的顺层流动受控于该层状孔渗层的构造古地貌起伏^[3-5]。鉴于此,本文以易于追踪的龙王庙

组底—二叠纪底间地震厚度变化趋势来表征龙王庙组底界构造古地貌,并讨论该构造古地貌与高台组沉积前龙王庙组古地貌及龙王庙组沉积期古地貌的关系,进而讨论其对龙王庙组岩溶储层和颗粒滩发育分布的控制,研究结果将为古地貌的研究提供新的思路和方法。

1 区域地质背景

研究区位于四川省遂宁市、资阳市安岳县、重庆市潼南县境内,区域构造位置隶属于川中古隆中斜平缓带中西部的乐山—龙女寺古隆起区,总面积约 $2\ 330 \text{ km}^2$ 。研究区内针对龙王庙组的钻井分布不均,主要集中在磨溪构造和高石梯构造,且井位密度相对较大,但取芯资料丰富,取芯井共计15口,全取芯井3口,总芯长为814.3 m,这为古地貌恢复研究提供了坚实的资料基础(图1)。

四川盆地龙王庙组位于下寒武统顶部,与下伏沧

收稿日期: 2015-03-07; 收修改稿日期: 2015-07-01

基金项目: 国家科技重大专项(2011ZX05004-005-03); 国家自然科学基金项目(41402126) [Foundation: China National Science and Technology Major Project, No. 2011ZX05004-005-03; National Natural Science Foundation of China, No. 41402126]

文章编号: 1000-0550(2015)06-1182-10

doi: 10.14027/j.cnki.cjxb.2015.06.011

四川盆地南部中二叠统茅口组二段沉积微相研究^①

肖 笛^{1,2} 谭秀成^{1,2,3} 山述娇⁴ 彭 浩^{2,5} 陈虹宇² 万伟超² 熊 鹰² 李 顺⁶

(1.西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室 成都 610500; 2.西南石油大学地球科学与技术学院 成都 610500;
3.中石油碳酸盐岩储层重点实验室沉积与成藏分室(西南石油大学) 成都 610500; 4.中石油西南油气田分公司勘探开发研究院 成都 610051;
5.中石油西南油气田分公司蜀南气矿 四川泸州 646100; 6.中石油西南油气田分公司川中油气矿 四川遂宁 629000)

摘 要 四川盆地南部钻揭茅口组的井数众多,但时间跨度大、资料品质差,可用的取芯资料少,难以满足沉积微相研究的需要。论文以四川盆地南部中二叠统茅口组二段为例,通过仅有的10口井的岩芯观察和薄片分析发现,茅二段A、B、C亚段均存在一套层位稳定的薄层至块状的浅灰—灰色亮晶生屑灰岩构成的生屑滩,并具有多个向上变浅和变粗序列的薄滩体垂向上频繁叠置、单滩体厚度一般较小(小于3 m)、少见同生期暴露等典型特征;伽马测井响应上,该套多旋回叠置的薄滩体呈现总体高背景下的低值的综合响应,因而难以利用测录井资料准确识别和统计颗粒滩的厚度。进一步分析发现,碳酸盐岩台地内部的非暴露浅滩发育时期,颗粒滩发育于微地貌高地,并具有相对更大的沉积速率,因而颗粒滩发育期形成的等时地质体厚度可近似反演沉积期微地貌的相对高低,并在分析等时地质体厚度或沉积微地貌与风化壳岩溶储层发育关系的基础上,指出了区内高能生屑滩主要在泸州—江津、自贡—大足以及青神—资中一线呈带状分布,受控于泸州古隆起雏形和乐山—龙女寺继承性古隆起。结果表明沉积期微地貌恢复对于钻探程度高、资料品质差的盆地老区的沉积微相研究具有重要意义,并对储层预测和深化老层的开发潜力研究具有重要参考意义。

关键词 碳酸盐岩台地 沉积微相 颗粒滩 茅口组 中二叠统 四川盆地南部

第一作者简介 肖 笛 男 1989年出生 博士研究生 储层沉积学 E-mail: super_xd_mm@126.com

通讯作者 谭秀成 男 教授 E-mail: tanxiucheng70@163.com

中图分类号 P512.2 **文献标识码** A

茅口组是四川盆地南部重要产气层系^[1],已有的研究成果表明,茅口组为早成岩期风化壳岩溶型储层,岩溶型储层主要发育于高能生屑滩中^[2],因此,弄清区内生屑滩的发育分布规律对于深化区内天然气勘探显得尤为必要。然而,过去针对茅口组的勘探一直作为重要的裂缝型储层对待^[3-5],对沉积微相和生屑滩的发育分布规律研究重视不够,虽然区内钻遇该目的层的井达1 594口,但时间跨度大、资料品质差,目前保存的取芯井仅10口,难以满足沉积微相研究的需要。近年来,谭秀成等^[6-7]通过对取芯资料丰富的磨溪嘉二气田的研究,认为针对碳酸盐岩台地内以颗粒滩沉积为主体的多旋回地层^[8],若同生期末暴露或短期暴露,可以通过等时地质体厚度或等时地质体内颗粒滩的累计厚度变化来反演沉积期微地貌,进而利用地貌的相对起伏来刻画沉积微相和预测滩控型储层^[7],该方法在威远地区寒武系洗象池群滩相薄储层的预测中也取得了较好的效果^[9-10],这为具

有相似地质背景和资料条件的四川盆地南部中二叠统茅口组多旋回地层的沉积微相研究提供了可借鉴的方法和手段。

1 区域地质背景

研究区位于四川盆地南部的泸州、自贡、宜宾、内江、乐山及重庆市境内,大地构造位置位于川东南中隆高陡构造群南部、川南中隆低陡穹形带以及川中古隆中斜平缓构造带南部。该区油气勘探开发已经历了半个多世纪,是四川盆地油气勘探开发程度最高的老气区,因此基础地质数据年份老且品质较差。本研究从上千口钻遇目的层的探井中选取了录井和测井资料相对齐全、地层层序正常的364口探井,其中包括位于研究区不同位置的仅有的10口取芯井,能够代表整个工区的基本特征(图1)。

二叠纪初期,四川盆地近准平原化,全面下沉并接受沉积,中二叠世茅口期研究区主要沉积了一套开

^①“十二五”国家科技攻关重大专项项目(编号:2011ZX05004-005-03)与四川省省属高校“天然气地质”科研创新团队建设计划联合资助
收稿日期:2014-10-23;收修改稿日期:2015-03-13

下保护层开采时上覆煤层裂隙演化规律的研究

王晓蕾 秦启荣 范存辉* 苏培东
(西南石油大学地球科学与技术学院 成都 610500)

摘要:以郭庄煤矿为试验矿井,采用钻孔电视和分段注水试验对保护层开采时被保护层裂隙演化规律进行研究,分析采动后上覆煤层裂隙倾角、裂隙数量与钻孔深度的关系、裂隙数量与宽度的关系,并就保护层开采后上覆煤层破坏规律进行数值分析与相似模型试验。研究结果表明:保护层开采后被保护层裂隙随着工作面的推进不断发育,裂隙数量上升,且增加的裂隙以小角度(与垂直方向)、小宽度(小于 15 mm)为主;上覆煤层裂隙数量与裂隙宽度随着工作面的不断推进呈波浪型变化。

关键词:采矿工程;裂隙;保护层;钻孔电视;覆岩;分段注水

中图分类号:TD82 文献标识码:A doi: 10.16507/j.issn.1006-6055.2015.06.006

Researches on Fracture Evolution Law of Overburden Coal Layer of Below Protective Seam Mining

WANG Xiaolei QIN Qirong FAN Cunhui* SU Peidong

(School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500)

Abstract: Taking Guozhuang coal as the experimental mine, by using zonal water injection test and borehole televiewer system, fracture evolution law of protective seam is researched and relationship of fractures when protective seam mining such as change of dip angle, numbers and depth, numbers and width are analysed. At the same time, similarity model and numerical model experiment of fissure development evolution are carried out. The results show that fracture number of protective seam increases with straight line and the fracture characteristics are main small angle (with vertical direction) and small width (less than 15mm) with protection seam mining; overburden coal-bed fractures is change just like wave-shapes with protective seam mining.

Key words: mining engineering; fractures; protective seam; borehole televiewer; overlying strata; zonal water injection

1 引言

我国煤炭资源储量丰富,作为一次性能源,其在我国能源结构中占有重要地位^[1-3]。自改革开放以来,我国已开采煤炭 160 多亿吨,随着煤炭资源的大量采出,浅部煤炭资源已趋于殆尽,煤矿不得不转向深部开采^[4-6]。而深部开采面临着高瓦斯、低渗透率的困境,煤层采前预抽效果差。理论研究表明:保护层开采是解决瓦斯问题最有效的途径^[7-9],在采动影响下,煤层裂隙数量以及渗透系数会直线上升,煤层内瓦斯渗流速度急剧增加,瓦斯涌出量也随之增大^[10,11]。

目前,对于保护层开采时被保护层裂隙演化特征,钱鸣高院士等^[12,13]利用物理模拟、相似模拟及图形分析对长壁工作面采动覆岩裂隙分布进行了大

量的研究,揭示了裂隙发展规律以及“O”型圈分布特征;马占国等^[14]利用物理模拟试验对下保护层煤层工作面推进过程中,采动覆岩结构运动规律、采动裂隙动态演化与分布特征及被保护层煤层的应力变化和膨胀变形特征进行了研究;刘三钧等^[15]利用相似模拟试验对远距离下保护层开采进行了分析,得出覆岩裂隙的动态演化规律,即在水平方向上呈“波浪”型周期运动,在竖直方向上呈“A”型分布;涂敏^[16]等采用相似模拟试验对远程条件下保护层开采时被保护层煤层变形规律进行了研究,得出保护层开采时被保护层变形呈现“M”形态,两边对称分布;涂敏^[17]等采用数值模拟试验对远距离下保护层开采时上覆岩层煤岩体应力分布、被保护层卸压变形规律进行了研究,得出了保护层开采时被保护层应力分布特征、卸压范围、变形规律。

以上学者主要是以室内试验为主对保护层开采时上覆煤层破坏特征进行了研究,存在非可视化的问题,大大降低了准确度。本文以郭庄煤矿为试验

2015-04-14 收稿 2015-06-23 接受

* 通讯作者 E-mail: fanchswpi@163.com

油气分段捕获原理在天然气成藏研究中的应用 ——以柴达木盆地南翼山和开特米里克地区为例

张焕旭^{1,2}, 陈世加^{1,2}, 王力², 邹贤利^{1,2}, 黄圃霖², 姚宜同², 占盼²

(1. 西南石油大学天然气地质四川省重点实验室, 四川 成都 610000;

2. 西南石油大学地球科学与技术学院, 四川 成都 610000)

摘要: 油气分段捕获原理是基于油气生成与聚集的阶段性提出的一项动态分析油气成藏过程的理论, 从现今圈闭中油气地球化学性质反推油藏形成过程是其最大的特色, 在构造活动较为复杂的地区尤为适用。以构造活动较为频繁的柴西北区南翼山和开特米里克地区天然气成藏研究为例, 根据天然气碳同位素差异, 确定了气藏捕获的阶段性。阐述了 2 个构造形成期的不同, 是其分别形成凝析气藏和干气藏及其成藏规模存在较大差异的主要原因, 指出开特米里克构造期形成晚于气源岩生烃高峰, 它仅捕获源岩演化阶段晚期生成的天然气, 而南翼山构造则捕获了源岩生烃高峰期的油气。油气捕获阶段性的差异是造成 2 个构造气藏规模与类型存在较大差异的主要原因。

关键词: 天然气成藏; 地球化学; 分段捕获; 南翼山; 开特米里克; 柴达木盆地西北区

中图分类号: TE122 **文献标志码:** A **文章编号:** 1672-1926(2015)010-1901-09

引用格式: Zhang Huanxu, Chen Shijia, Wang Li, *et al.* Natural gas accumulation by phased capture principle: Taking north-west area of Qaidam Basin as an example[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(10): 1901-1909. [张焕旭, 陈世加, 王力, 等. 油气分段捕获原理在天然气成藏研究中的应用——以柴达木盆地南翼山和开特米里克地区为例[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(10): 1901-1909.]

0 引言

从陆相生油论、源控论的发展和确立, 到各油区烃源岩层系形成的环境条件及成烃演化史的查明, 再到指导油气勘探的一系列地球化学指标的确定, 油气地球化学为油气成藏理论的发展提供了一系列强有力的证据, 成为油气成藏研究的重要支撑^[1]。但一直以来油气成藏研究中的很多理论与地球化学指标参数都是基于“连续成藏”的模式建立起来的, 即源岩不同演化阶段的产物总是连续的充注到同一个圈闭中成藏, 但这一固定模式并不符合实际地质情况。例如在天然气成藏研究中, 常用甲烷碳同位素组成的轻重来判断天然气的成熟度, 并建立了两者之间的经验关系式^[2-3]。然而在四川盆地威远气

田的研究工作中, 笔者发现套用传统经验公式计算出的天然气成熟度明显偏离实际情况^[4]。经分析认为, 出现这一状况的主要原因在于该地区天然气的成藏并不符合“连续成藏”, 而是一种类似于“分段成藏”的模式, 本文所举的例子——柴达木盆地南翼山和开特米里克地区天然气成藏则是 2 种成藏模式的典型对比。也正是基于油气成藏过程的阶段性, 笔者提出“油气分段捕获原理”用以研究构造变动频繁地区的油气成藏。

1 分段捕获原理

1.1 分段捕获原理的提出

随着油气成藏理论的发展, 很多石油地质工作者认识到“连续成藏”并不是唯一的成藏模式, 一个

收稿日期: 2014-09-13; 修回日期: 2015-04-29.

基金项目: 国家重点基础研究发展计划“中国陆相致密油(页岩油)形成机理与富集规律”项目(编号: 2014CB23900X)资助.

作者简介: 张焕旭(1988-), 男, 山东高密人, 博士研究生, 主要从事地球化学与油气成藏研究. E-mail: huanxu_zhang@sina.com.

文章编号: 1009-3850(2012)02-0037-07

重庆北碚河西洞上三叠统须家河组 一段上部剖面沉积相分析

金民东, 刘小洪, 张金武, 杜紫乾, 丁英展, 舒云

(西南石油大学资源与环境学院, 四川 成都 610500)

摘要: 对重庆北碚上三叠统须家河组一段地层特征、岩性特征、沉积相及演化规律进行了系统研究。研究区须一段以灰色、褐灰色细砂岩及深灰色、灰黑色页岩、粉砂质泥(页)岩夹薄煤层为主,见炭化植物碎片及菱铁矿结核,砂岩类型主要为长石岩屑石英砂岩及长石岩屑砂岩,大型槽状交错层理、平行层理、水平层理及沙纹层理发育。综合分析认为研究区须一段属浅水三角洲沉积环境,包括三角洲平原、三角洲前缘和前三角洲3种亚相,可进一步划分出水上(水下)分支河道、沼泽、支流间湾、河口砂坝等沉积微相。其垂向序列反映了沉积环境三角洲平原-三角洲前缘-前三角洲-三角洲平原的演化过程。

关键词: 重庆北碚; 须家河组一段; 浅水三角洲; 沉积相

中图分类号: P512.2

文献标识码: A

须家河组是四川盆地最具油气勘探潜力的层系之一,众多学者对须家河地层的物质来源、地层划分、沉积相、砂体展布规律、勘探潜力等进行了较为详细的研究^[1-5],认为四川盆地上三叠统须家河组除须一段局部发育海陆交互相沉积外,其余各段均属陆相沉积,主要发育冲积扇、河流、扇三角洲、河流三角洲和湖泊等沉积环境,相带展布和古地理演化均与区域构造运动密切相关^[3-4],盆地北部的米仓山-大巴山古陆、南部的黔中隆起和东南部的江南古陆为四川盆地须家河组稳定的主要物源区^[5]。重庆北碚地区上三叠统须家河组以其在纵向上的多旋回性,成为研究河流-三角洲相沉积的典型剖面。本次研究通过野外露头观察、地层剖面测量、露头取样及室内薄片鉴定、X衍射分析等研究手段,以河西洞须一段上部剖面为研究对象,对其进行系统沉积相研究。

1 地层特征

四川盆地位于上扬子准地台北部,西界为龙门山断褶带,北为米仓山隆起,东北边缘为大巴山断褶带,东南侧为鄂湘黔断褶带,南侧是峨眉山-凉山块断带,是扬子古板块上的一个多旋回沉积盆地^[6]。四川盆地可以划分为6个构造单元,即川西区、川北区、川中区、川西南区、川南区和川东区。重庆北碚地区处于扬子准地台四川台向斜川东南褶皱带川东高褶带西缘观音峡背斜上,背斜轴部一般出露三叠系及二叠系等地层,在北碚北东方向40km的溪口地区,由于华蓥山深大断裂的抬升作用,可以见到寒武系、奥陶系、志留系、石炭系、二叠系等古生代以及三叠系、侏罗系等中生代地层^[7]。

早、中三叠世时期,海水大面积入侵,四川广大地区成为浅水海洋,沉积环境主要为海相环境,广泛发育碳酸盐沉积和泥质沉积。中三叠世末,受“印支运动”的影响,海水退出。晚三叠世开始,地壳再度下沉接受沉积,广大东部地区地势较高未接受沉积。到须一段(又称小塘子组)沉积时,海侵规

收稿日期: 2011-08-26; 改回日期: 2011-09-09

作者简介: 金民东(1989-)男,现就读于西南石油大学2008级资源勘查工程专业。E-mail: ktdong1@163.com

资助项目: 本文为四川省教改项目“油气勘探类专业实践教学与实习基地数字化建设与实践”部分研究成果

文章编号: 1009-3850(2013)04-0040-06

重庆北碚地区下侏罗统自流井组大安寨段沉积特征

朱松柏, 文涛, 徐邦炎, 金沁

(西南石油大学资源与环境学院, 四川 成都 610500)

摘要: 大安寨段介壳灰岩作为四川盆地主要的非常规产油层, 岩性及沉积特征较为特殊。通过野外露头观察及岩石薄片、铸体薄片、扫描电镜等分析手段, 对重庆北碚地区下侏罗统自流井组大安寨段的沉积特征进行了系统分析。结果表明: 重庆北碚地区侏罗系大安寨段岩性复杂, 以亮晶介壳灰岩、粉晶白云岩、泥质介壳灰岩和泥页岩为主, 次为生屑云岩和砂屑灰岩。大安寨段属受陆源碎屑影响明显的湖相碳酸盐岩沉积, 可划分出滨浅湖亚相及高能介壳滩、高能砂屑介壳滩、滩间洼地、低能介壳滩等多个微相。其中, 高能砂屑介壳滩水动力条件强、原生孔隙较发育。虽受埋藏成岩作用影响而使原生孔隙消耗殆尽, 但后期溶蚀作用和构造作用改造仍可形成特低孔、低渗的非常规碳酸盐储层。

关键词: 北碚地区; 大安寨段; 介壳灰岩; 滨浅湖

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

四川盆地下侏罗统自流井组大安寨段介壳灰岩广泛发育, 介壳灰岩油藏的勘探历程已逾50年^[1-9]。但鉴于其岩性致密、分布及成藏机理复杂等问题, 目前大安寨段油藏勘探主要集中于川中地区^[10, 11]。近年来, 随着连续型成藏理论、超微观孔隙分析技术等非常规油藏研究的不断深入, 为介壳灰岩储层的全面、系统认识提供了条件, 大安寨段介壳灰岩可作为典型非常规碳酸盐岩储层开展研究^[12-21]。针对四川盆地大安寨段的沉积储层特征, 前人做了大量研究并取得一定认识, 但是对重庆地区大安寨段的研究涉及甚少; 作为高校野外教学实习基地, 重庆北碚地区大安寨段的研究具有重要意义。本次通过野外露头观察及岩石薄片、铸体薄片、扫描电镜等手段对目的层段岩性及沉积特征进行系统研究, 以期查明该区大安寨段的沉积特征, 并为今后相关研究提供借鉴。

1 研究区地质背景

重庆北碚地区位于四川盆地东部, 构造上位于

川东褶皱带, 整体构造呈北东-南西走向, 东西两侧为七跃山及华蓥山深大断裂所限, 其西与川中隆起毗邻, 北与大巴山台缘褶皱带相邻, 南西与川南低褶皱带相接, 整体变形比较强烈(图1)。研究区域是在浅变质岩系的基底上, 经晋宁运动以后开始沉积盖层, 古生代为斜坡, 中生代为印支古隆起, 经喜马拉雅运动改造形成如今的构造面貌。区内发育观音峡背斜(华蓥山大背斜南西端的分支)、温鼻峡背斜、铜锣峡背斜等构造^[22]。

本次重点研究区位于北碚天府镇大坝沟至胡家沟之间, 其间露头发育相对较好。大安寨段出露地层厚约30m, 下伏地层未见底, 上覆地层渐变为过渡层及凉高山组砂泥岩地层(图2)。

2 岩石学特征

研究区下侏罗统自流井组大安寨段岩性以灰白色、黄灰色粉晶介壳灰岩、粉晶白云岩夹灰色泥质介壳灰岩和灰绿色泥页岩为主, 次为生屑云岩、砂屑介壳灰岩及含生屑砂屑灰岩(图3)。

收稿日期: 2013-09-01; 改回日期: 2013-09-04

通讯作者: 冯明友(1981-)男, 讲师, 西南石油大学资源与环境学院。E-mail: fmyswpu@163.com

基金项目: 四川省教育厅面上项目(11ZB016)及西南石油大学第十二期课外开放实验基金资助

油气检测技术在三湖浅层生物气勘探中的应用

李宏伟*^① 王九拴^① 邵林海^① 丁清香^① 李云子^②

(^①东方地球物理公司研究院资料处理中心技术发展部,河北涿州 072751; ^②西南石油大学,四川成都 610500)

李宏伟,王九拴,邵林海,丁清香,李云子. 油气检测技术在三湖浅层生物气勘探中的应用. 石油地球物理勘探, 2013, 48(5): 770~775

摘要 基于双相介质理论的油气检测技术是利用频率敏感段的累积能量或特定频率信息研究地层属性及含油气性。本文针对三湖第四系浅层生物气区地震剖面呈现“含气下拉”、油气检测显示“低频共振、高频衰减”的频率分布特征,优选表征油气富集程度的参数,应用最大能量累加法(CM法)对研究区内含气有利区的平面分布范围与展布规律进行预测。为了避免检测结果的片面性,还应结合地震构造解释成果、参考叠后地震属性和钻井试气资料进行综合分析。

关键词 双相介质 油气检测 第四系 生物气 低频共振 高频衰减

中图分类号:P631 文献标识码:A

1 引言

双相介质指的是由具有孔隙的固体骨架(即固相)和孔隙流体(即流相)所组成的介质^[1,2]。Biot双相介质模型假设流体可相对于固体流动,且流体与固体之间是相互影响的,这种理论揭示了慢纵波的存在。地震波在穿过双相介质后,各个频率成分的能量分布状况发生了变化,低频成分相对较强,高频成分相对较弱,即表现为“低频共振,高频衰减”的特性^[3]。这一特性为利用地震资料直接寻找油气提供了理论基础。

柴达木盆地三湖地区含有丰富的天然气资源,以自生自储型浅层生物气为其典型特征。迄今为止,已发现多个大型天然气藏。三湖地区浅层生物气的主要产气层段为第四系沉积地层,岩性多为砂、泥岩互层,且多处于未成岩或成岩早期。在地震响应上,含气层与非含气层的波阻抗差异很小,造成叠前、叠后地震反演结果的多解性,给储层及含油气性预测带来困难。而基于双相介质理论的油气检测技术在该区的应用结果表明,该技术能够较为直观、有效地检测出气藏边界和有利区的分布范围。

2 油气检测方法

本文运用三角滤波器提取地震数据各种频率成分的地震波信息。在此基础上,可以利用最大能量累加法(CM油气检测法)或最大能量扫描法(DHAF油气检测法)^[4]提取地下介质的含油气信息。DHAF油气检测法是求取特征信息中的特征值(最大值)在时空域的分布;CM油气检测法求取的是特征信息中的累积正态概率能量分布值在时空上的展布。DHAF法与CM法的不同在于DHAF特征突出,CM比较稳健,两者只是算法不同,机理上并无本质的差异。本文主要采用CM油气检测法进行油气检测,该算法的核心是根据地震资料首先确定出高频敏感段和低频敏感段,然后通过求取油气富集程度、油气渗流能力等油气检测结果属性,即可直接圈定含油气层段。

2.1 最大能量扫描法(DHAF法)

地震波穿过双相介质后,能量相对增强的频率成分主要集中在5~20Hz的范围内,而能量相对减弱的频率成分主要集中在35~45Hz的范围内。在实际资料处理中,发现共振的低频范围更小,一般为1~10Hz。上述地震波的能量属性主要包括:低频

*河北省涿州市中国石油东方地球物理公司研究院资料处理中心技术发展部,072751。Email:l66h66w88@126.com

本文于2012年8月27日收到,最终修改稿于2013年7月17日收到。

油田化学

特殊岩性储层岩心与酸液适应性研究

钟 诚 刘铨东 陈 馥 韩玉婷 许 园
(西南石油大学)

钟 诚等. 特殊岩性储层岩心与酸液适应性研究. 钻采工艺 2013, 36(1): 88-90

摘 要: 近年来,以火山岩、泥岩、碳酸盐岩和砂砾岩等特殊岩性为主要储层的油气勘探开发不断取得新突破,特殊岩性储层的增产措施研究变得越来越重要。在分析特殊岩性储层岩心矿物成分的基础上,开展了特殊岩性储层岩心与酸液适应性研究。通过考察盐酸、土酸、磷酸、多氢酸等对查干油田的三种特殊岩性储层岩心(意 2 井火山岩,力平 1 井灰岩,锡 3-69 井白云泥质岩)的酸化适应性发现:盐酸、土酸对于这三种特殊岩性岩心的溶蚀率过高,不适合作这三种特殊岩性储层酸化液,而具有多级电离特性的磷酸和多氢酸酸液对该类岩心的溶蚀率适中,且能有效降低酸岩反应速率,适合作该类储层的酸化液。

关键词: 特殊岩性; 酸化; 溶蚀率; 酸化液

DOI: 10.3969/J. ISSN. 1006-768X. 2013. 01. 27

近年来,国内外均发现了一大批以火山岩、泥岩、碳酸盐岩和砂砾岩等特殊岩性为主要储层的油气藏^[1]。这类油气藏的共同特征是:储层岩性特殊,非均质性强,直井开发水窜严重,储量动用程度低^[2]。目前针对该类特殊岩性油气藏的增产措施主要采用的是水力压裂^[3-4],对于特殊岩性储层酸化措施的报道较少。本文在分析储层岩心矿物组分的基础上,通过测定岩心酸溶蚀率,开展了针对火山岩、灰岩、白云泥质岩三种特殊岩性储层岩心的酸液适应性研究。

一、实验条件

1. 实验原料

主要仪器:荷兰 PANalytical 公司 X 射线衍射仪;超级恒温水浴;电热恒温干燥箱。

特殊岩性岩心:意 2 井火山岩(查干油田,井深 2 693 m),力平 1 井灰岩(查干油田,井深 3 386 ~ 3 395 m),锡 3-69 井白云泥质岩(查干油田,井深 1 776 ~ 1 785 m);不同浓度酸液由实验室自制。

2. 实验方法

采用 X 射线衍射仪对具有特殊岩性的储层岩心进行全岩分析。

参照石油天然气行业标准 SY/T 5886-93《砂岩缓速酸性能评价方法》中的静态失重法开展酸液对不同岩心溶蚀率的研究。溶蚀实验的步骤如下:将岩屑制成粉状,取 100 目筛网过滤后的岩心烘干备用;称取岩心 2 g,精确到 0.000 1 g,放入烧杯中;按 1 g 岩心/20 mL 酸液标准,将岩心与酸液充分混合,放入 80℃ 水浴锅中反应 4 h;将滤纸烘干之后称量,准备好过滤装置;反应达到预定时间后,过滤,把残样连同滤纸干燥直至恒重,计算出溶蚀率。

溶蚀率的计算使用公式(1):

$$\eta = (m_1 - m_2) / m_1 \times 100\% \tag{1}$$

式中:η—岩心溶蚀率,%;

m₁—溶蚀实验前岩心质量,g;

m₂—溶蚀实验后岩心质量,g。

二、结果与讨论

1. 不同岩性岩心全岩分析

对意 2 井火山岩、力平 1 井灰岩、锡 3-69 井白云泥质岩特殊岩性储层岩心进行全岩分析得到的结果如表 1 所示。

从表 1 可以看出,意 2 井火山岩储层硅酸盐矿物的含量最高,特别是斜长石的含量高达 46.91%;

收稿日期:2012-08-05;修回日期:2012-12-25

基金项目:西南石油大学课外开放实验项目“特殊岩性矿物组成与酸化工作液关联性”(KSZ1119)。

作者简介:钟诚,西南石油大学资源与环境学院资源勘查工程专业 2010 级本科在读。地址:(610500)成都市新都区西南石油大学 电话:028-83037303, E-mail: zhongcheng2012ft@163.com

文章编号: 1671-1505(2015)02-0229-12 DOI: 10.7605/gdxb.2015.02.019

四川盆地东部中二叠统茅口组顶部 钙结壳的发现及其发育模式*

苏成鹏^{1 2 4} 唐 浩^{1 2} 黎虹玮^{1 3} 陈虹宇⁴
赵东方⁴ 万伟超⁴ 谭秀成^{1 2 3}

1 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川成都 610500

2 四川省天然气地质重点实验室, 西南石油大学, 四川成都 610500

3 中国石油碳酸盐岩储层重点实验室沉积与成藏分室, 西南石油大学, 四川成都 610500

4 西南石油大学地球科学与技术学院, 四川成都 610500

摘 要 对四川盆地东部涪陵地区角帮沟剖面中二叠统茅口组顶部钙结壳进行的岩石学和矿物学系统分析发现, 该剖面中钙结壳的矿物组成和含量呈规律变化, 可分为基岩带、过渡带及钙结带。岩石学分析表明, 基岩带为灰白色中厚层泥晶生物灰岩, 其内发育碳酸盐岩砂和岩溶角砾充填的岩溶系统; 过渡带为黄白色、黄褐色、褐红色含燧石条带或团块状泥晶生物灰岩, 其内发育钙质胶结的原地角砾充填的侵蚀漏斗; 钙结带为局部钙结岩化的灰色亮晶生屑灰岩叠覆土黄色多孔块状钙结岩, 其内发育多期裂缝、根模、肺泡结构和次生碳酸钙胶结物等典型钙结壳结构。矿物学分析表明, 自过渡带至钙结带 $CaCO_3$ 含量呈逐渐上升的趋势, 推测内部次生碳酸钙逐步胶结富集是钙结岩形成的主要原因。结合四川盆地茅口组顶部以发育铝土质泥岩和铝土岩的岩石组合为特征, 且其与中二叠世上扬子地区位于赤道附近的古地理背景相吻合, 表明四川盆地东部地区茅口组顶部钙结壳形成于湿热气候条件下; 并通过与经典钙结壳特征的比较, 总结出湿热气候条件下的钙结壳发育模式。该研究成果不仅是对四川盆地中二叠统茅口组生成岩作用产物的补充, 而且还可为国内外同类型钙结壳研究提供详实的材料。

关键词 钙结壳 茅口组 中二叠统 古气候 四川盆地

第一作者简介 苏成鹏, 男, 1990 年生, 硕士研究生, 主要从事储层地质学研究。E-mail: suchengpeng90@163.com。

通讯作者简介 谭秀成, 男, 1970 年生, 教授, 博士生导师, 主要从事储层沉积学研究。E-mail: tanxiucheng70@163.com。

中图分类号: P588.24⁺5 文献标志码: A

Discovery of caliches at top of the Middle Permian Maokou Formation , eastern Sichuan Basin and their developmental model

Su Chengpeng^{1 2 4} Tang Hao^{1 2} Li Hongwei^{1 3} Chen Hongyu⁴
Zhao Dongfang⁴ Wan Weichao⁴ Tan Xiucheng^{1 2 3}

1 State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploration , Southwest Petroleum University , Chengdu 610500 , Sichuan

2 Sichun Province Key Laboratory of Natural Gas Geology , Southwest Petroleum University , Chengdu 610500 , Sichuan

* “十二五” 国家科技攻关重大专项 (编号: 2011ZX05004-005-03) 和四川省省属高校 “天然气地质” 科研创新团队建设计划联合资助
收稿日期: 2014-11-17 改回日期: 2014-12-15

陕西韩城-旬邑地区中奥陶统 马家沟组豹斑白云岩研究

陈曦,吕波,黄素,何施雨,杜亚曦,朱讯
(1.西南石油大学资源与环境学院,四川 成都 610500)

摘要:鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组白云岩是重要的油气储集层.从野外露头观察,白云岩斑块多呈管状、不规则状,是生物扰动后留下的虫孔遗迹.从镜下观察,斑块主要沿虫孔分布,成分为半自形-自形细粉晶白云石或具雾心亮边,基质为泥晶白云石.对研究区全岩 C、O 同位素和白云石有序度进行分析,得出白云石 $\delta^{13}\text{C}$ 平均值为-0.26‰, $\delta^{18}\text{O}$ 平均-5.06‰;白云石 CaCO_3 摩尔百分含量平均为 50.4%,有序度为 0.81~1.结合白云岩形成于半局限云质洼地沉积环境,认为豹斑白云岩发生了两期白云石化.一期是通过渗透回流生成泥晶白云岩;二期是在浅埋藏环境下,随着白云石化流体继续供给,虫孔中的泥晶白云石更易继续生长或发生重结晶,形成由细粉晶白云岩构成的斑块.因此,掘穴生物活动形成的潜穴,是造成不均匀白云岩化,形成豹斑的重要原因.

关键词:豹斑白云岩;碳、氧同位素;有序度;马家沟组

1 区域地质概况

鄂尔多斯盆地位于华北地台西部,地跨陕、甘、宁、蒙、晋5省区,为矩形构造盆地.盆地东部以离石断裂与吕梁隆起带相连;南部与汾渭地堑相连;西部经撞冲构造带与六盘山盆地、银川盆地相邻;北部伊盟隆起与河套地堑间以断层为界.盆地总面积约为 $32 \times 10^4 \text{ km}^2$,是一个稳定沉降、凹陷迁移、扭动明显、位于古老结晶基底上的多旋回盆地^[1].研究区位于鄂尔多斯盆地南部中奥陶统马家沟组韩城至旬邑地区(图1).鄂尔多斯盆地中央气田奥陶系马家沟组白云岩是重要油气储集层.准同生期白云岩及早期成岩阶段白云岩多为泥晶、粉晶结构,白云石呈他形-半自形.成岩晚期形成的白云石呈细晶至粗晶砂糖状.据白云岩组构、产状及岩相组合特征,将马家沟组白云

岩大致分为3种类型:①泥粉晶白云岩,常与蒸发岩共生或互层,具藻纹层、膏盐晶体或假晶、干裂等构造,白云石呈他形;②粉晶颗粒白云岩、残留颗粒白云岩和豹斑白云岩,产状主要有中厚层状、似层状或透镜状、豹斑状,白云石晶体半自形-自形,具雾心亮边;③粗晶白云岩,主要为脉状充填,结晶粗大,常与黄铁矿共生^[2].

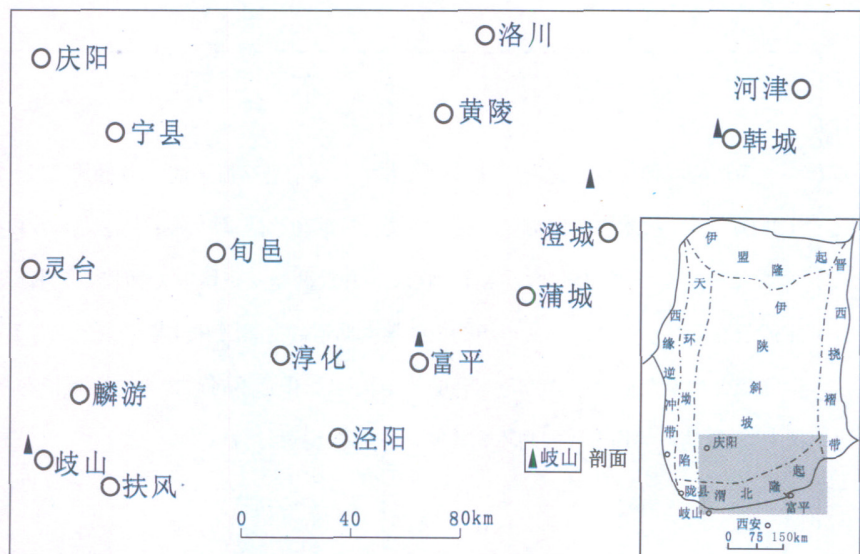


图1 研究区位置图
Fig.1 Location map of the study area

项目资助:西南石油大学课外开放实验校级重点项目资助

收稿日期:2010-11-01;修订日期:2010-12-01;作者 E-mail:chenxi567@126.com

第一作者简介:陈曦(1984-),女,湖北随州人,2009年毕业于中国地质大学(武汉),硕士,从事矿物学、岩石学教学实验工作

普光气田滩相储层特征及白云化成因

姜楠¹, 范凌霄², 刘卉², 刘志远³, 梅冰²

(1. 西南石油大学研究生院, 四川 成都 635000;

2. 中国石化中原油田分公司勘探开发科学研究院, 河南 濮阳 457001;

3. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要:普光气田三叠系飞仙关组储层为典型的相控型储层,由白云化程度很高的鲕粒滩体所构成,岩性主要为残余鲕粒、内碎屑以及泥粉晶白云岩等,储集空间类型多样,主要为粒内孔与晶间孔,局部发育少量裂缝。不同储集空间类型储层成因与岩相以及所在滩体部位、白云化作用等关系密切,其中,滩体底部发育海侵泥晶灰(白云)岩,常含鲕粒、砂屑等颗粒,鲕粒、砂屑呈泥晶结构,滩体低部位发育粒内孔鲕粒白云岩,鲕粒由微晶白云石构成,白云化程度低,而滩体中高部发育晶间孔残余鲕粒白云岩,鲕粒呈中粗晶残余结构;滩体顶部为泥粉晶白云岩,含有硬石膏晶体,储层物性极差,但易形成裂缝。这种鲕粒滩体岩性变化反映了随着水体变浅,组成鲕粒的白云石晶粒不断增大,白云化程度不断增强的特征。此外,碳氧同位素分析显示鲕粒细晶白云石 $\delta^{18}\text{O}$ 值为负值,平均为 -5.037‰ (PDB), $\delta^{13}\text{C}$ 值平均为 1.596‰ (PDB);微量元素分析中 Sr 含量和 Na 含量很低, SrO 含量和 Na_2O 含量平均分别为 0.01872% 和 0.01312% , FeO 含量也低,平均为 0.05764% ;X-射线衍射分析白云石的有序度低,平均为 0.62 , 小于 0.9 ; Mg/Ca 值中碳酸钙摩尔分数高,平均为 51.14% , 大于 50% ; 并且岩石薄片基本未发现流体包裹体,少数发现少量单相流体包裹体,这些均表明组成普光气田鲕粒滩体中的白云石是在受大气淡水影响、氧化、低温、近地表条件下形成,综合显示为混合水白云化成因。

关键词:礁滩相;白云化作用;鲕粒;粒内溶孔;晶间孔;白云石有序度

中图分类号: TE122.2⁺3

文献标志码: A

文章编号: 1672-1926(2013)05-0923-08

引用格式: Jiang Nan, Fan Lingxiao, Liu Hui, *et al.* Characteristics of the reef flat facies reservoir in the Puguang Gasfield and the origin of dolomitization[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(5): 923-930. [姜楠, 范凌霄, 刘卉, 等. 普光气田滩相储层特征及白云化成因[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(5): 923-930.]

0 引言

普光气田三叠系飞仙关组的储层为典型的相控型储层,由白云化程度很高的鲕粒滩体所构成,岩性主要为残余鲕粒、内碎屑以及泥粉晶白云岩等,储集空间类型多样,主要为粒内孔与晶间孔,局部发育少量裂缝。不同储集空间类型储层成因与岩相以及所在滩体部位、白云化作用等关系密切。

通过碳氧同位素分析、白云石有序度分析、Mg/Ca 值分析、微量元素分析等,认为普光地区白云岩

成因为混合水白云化作用,为研究不同储集空间类型储层成因奠定基础。

1 地层特征

普光气田位于四川省宣汉县境内,气田已探明含气层系为上二叠统长兴组及下三叠统飞仙关组(表1)。根据钻井揭示及地表露头,普光地区上古生界缺失了泥盆系全部和石炭系大部分,仅残留中石炭统黄龙组,二叠系齐全^[1];中生界三叠系、侏罗系保留较全,早白垩世地层保留较好,上白垩统缺

收稿日期: 2012-02-07; 修回日期: 2013-05-04.

基金项目: 国家科技重大专项(编号: 2008ZX05017-001)资助.

作者简介: 姜楠(1991-), 女, 四川遂宁人, 硕士研究生, 主要从事气藏开发地质与储层评价研究. E-mail: jywjywj@zydzy.com.

通讯作者: 刘卉(1983-), 女, 山东鱼台人, 工程师, 硕士, 主要从事储层评价方面的研究. E-mail: syz0537@126.com.

煤中惰质组在泥炭沼泽古环境研究中的应用

王岩¹⁾ 李丽琴^{2 3)} 张筱青^{2 3)}

1) 西南石油大学地球科学与技术学院, 成都 610500;

2) 中国科学院南京地质古生物研究所, 南京 210008; 3) 中国科学院大学, 北京 100049

内容提要: 惰质组是煤中一种常见的显微组分。它不仅用来鉴别成煤前植物的木炭化程度, 而且还是泥炭沼泽古环境恢复的有效途径。近年来, 欧洲学者利用惰质组成功推算了地史时期三叠纪—侏罗纪之交(T—J)的古火灾温度及类型, 并重建了古植被类型及泥炭沼泽古生态环境变化。与其它方法相比, 利用煤中惰质组含量及其反射率进行古环境恢复的工作对于植物种类繁多、沉积岩层中夹杂的煤层或煤炭、尤其对于古气候环境波动较大的地质转折时期最为理想。因此, 利用惰质组的部分参数对我国含煤沉积盆地的古生态恢复以及成煤环境的研究有积极的借鉴意义。

关键词: 煤中惰质组; 反射率; 古火灾; 泥炭沼泽; 古环境

近年来, 对于重大地质转折时期(比如二叠纪—三叠纪之交和三叠纪—侏罗纪之交)古生态环境的波动变化、古气候以及古海平面升降等研究越来越受到地球科学界的重视。尤其是国际上对发生在距今约200 Ma的三叠系—侏罗系(T—J)界线的全球性气候变暖、植被演变以及全球古大气CO₂浓度升高等方面的研究均取得了重要进展(McElwain et al., 1999; Beerling and Berner, 2005; Steinthorsdottir et al., 2011; Mander et al., 2013)。

需要特别指出的是, 泥炭沼泽环境下的古森林研究在地质学中也有着不可小视的作用。国外的研究成果显示, 地史时期频繁的雷电袭击会引发森林大火, 从而使得植物燃烧产生丝炭。依据煤岩学分类, 丝炭的显微结构被划归为惰质组。它的存在, 说明当时在泥沼森林存在着大范围的野火活动(Petersen and Lindström, 2012; O'Keefe et al., 2013)。研究人员可以根据已经测得的惰质组反射率推算火灾的燃烧温度, 分析当时的火灾类型(Petersen, 1993, 1994; Petersen et al., 2003; Petersen and Lindström, 2012; O'Keefe et al., 2013)。另外, 可以结合孢粉学资料确定植被类型, 恢复当时的泥沼古生态环境。国外研究人员利用此方法, 提出在北欧丹麦、格陵兰和瑞典地区三叠纪—

侏罗纪之交, 晚三叠世末期的瑞替期(Rhaetian)晚期泥沼火灾均为高温树冠火, 而瑞替期末期—辛涅缪尔期(Sinemurian)的野火为较低温地表火。显而易见, 泥沼生态系统在三叠系—侏罗系界线上发生巨大变化, 即界线之下植被发达, 以松柏类为主, 而界线之上主要为草本植物及灌木植物, 从而较为细致地恢复了三叠系—侏罗系界线泥炭沼泽森林植被, 并揭示了火灾等古环境事件(Petersen and Lindström, 2012)。

我国地史时期泥炭沼泽沉积颇为发育, 并蕴含有丰富的石油、煤炭等能源矿产资源。对泥炭沼泽古环境的研究具有非常重要的理论意义和实践意义, 也颇受学术界关注。本文简要介绍煤中惰质组的概念及其划分, 总结其应用和研究方法, 结合国外的研究应用实例, 为今后泥沼古环境的研究提供更多方法和思路, 以便更广泛地应用于我国泥炭沼泽古生态、古环境的恢复重建等领域研究。

1 惰质组及应用

1.1 惰质组简介

根据国际煤岩学术委员会(ICCP)的有机显微组分分类方案, 在反射光的观察下, 将煤的各种显微组分分为三类, 即镜质组(Vitrinite)、壳质组

注: 本文为国家重点基础研究发展计划(973)项目(编号: 2012CB822003)、中国科学院知识创新主要方向性项目(编号: KZCX-2-YW-154)、国家自然科学基金项目(编号: 41272010、41572014)和中国科学院科技创新交叉与团队合作项目联合资助的成果。

收稿日期: 2015-08-31; 改回日期: 2016-01-11; 责任编辑: 刘志强。Doi: 10.16509/j.georeview.2016.02.011

作者简介: 王岩, 男, 1994年生, 地质学专业。Email: wy_19940726@163.com。

考虑分形效应下水力压裂裂缝拟三维延伸研究

刘洋¹ 徐苗² 景岷雪³ 蒋文春⁴

(1. 中国石油大港油田公司油气藏评价事业部 2. 西南石油大学资源环境学院
3. 中国石油西南油气田公司勘探开发研究院 4. 中国石油青海油田公司勘探开发研究院)

摘要 为建立更为精确的裂缝几何形态数学模型适时预测裂缝几何动态,在前人工作的基础上,建立了分形效应下裂缝的延伸判据,改进了拟三维模型,并采用了 Visual Basic 6.0 软件编写了不考虑滤失情况下的改进后拟三维模型计算程序。同时,通过实例计算,得出了影响裂缝延伸的主要因素。图5表1参10

关键词 水力压裂 裂缝 三维延伸 拟三维模型 起裂 分形

0 引言

水力压裂技术自从上个世纪40年代后期开始采用以来,就一直被认为是改造油气藏最有效的方法之一。水力压裂技术的实质是在地层中建立一个油气向井流动的低阻通道,其效果主要取决于支撑裂缝的导流能力和裂缝的几何形状。目前,水力压裂技术已发展到可以建立裂缝几何形态数学模型适时预测裂缝几何动态。概括国内外裂缝几何形态的数学模型,大致可分为三类:二维模型、拟三维模型以及全三维模型(或真三维模型)。拟三维模型能反映裂缝的三维动态,比二维模型更接近实际,比全三维模型计算简单,耗时短,所以,广泛应用于现场水力压裂设计。但是,目前大多未考虑分形效应对裂缝延伸的影响,影响模型的精确度。为此,笔者在前人工作的基础上,建立了分形效应下裂缝的延伸判据,改进了拟三维模型,在不考虑滤失的条件下,对拟三维模型做了改进,并采用 Visual Basic 6.0 软件编写计算程序。同时,通过实例计算,得出了影响裂缝延伸的主要因素。

1 裂缝延伸分形效应

水力压裂裂缝的延伸不可能是完全沿纯粹的直线前进,而必然是曲折向前的,其中包括弯曲、分叉以及弯曲与分叉相互嵌套等。这种曲折延伸的裂缝很明显具有自相似性与分数维度,即是一分形系统^[1]。水力压裂裂缝的常规拟三维模型的裂缝剖面考虑的是规则的几何形状,这与实际情况不符,如果能在模

型的研究中引入分形理论对拟三维模型进行改进,则会得到更为精确的结果。前人的研究表明,分形效应对裂缝延伸模型的影响主要在裂缝长度和应力强度因子两方面^[2]。

1.1 分形效应对裂缝长度影响

常规拟三维裂缝被理想化认为沿直线路径扩展。真实情况表明:岩石中的裂纹总是以 Y 或 Z 字型向前扩展(图1)。因此,实际裂纹扩展长度应用不规则路径长度 $L(\delta)$ 表征而不是其表观长度 $L_0(\delta)$ 。二者的关系可由 Mandelbrot 分曲线长度估计式^[3]得出:

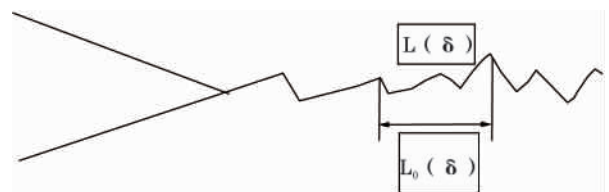


图1 岩石裂纹扩展的分形模型

$$L(\delta) = L_0 \delta^{(1-D)} \quad (1)$$

式中:

D —不规则扩展路径的分形维数;

δ —测量尺码。

1.2 分形效应对应力强度因子影响

通常在水力压裂设计中,水力裂缝的几何形态都是以断裂面为光滑平面或曲面来考虑的,采用的是平面断裂韧性来作为裂缝延伸的判据。这里,以分形的方法来确定应力强度因子,提出了沿分形裂纹断裂的 I 型岩石强度因子 K_{ID} :

$$K_{ID} = K_I (1/\delta)^{(D-1)/2} \quad (2)$$

作者简介 刘洋,男,1972年出生,工程师;1994年毕业于西南石油学院采油工程专业,先后从事过采油工艺管理、油田生产管理、井下作业监督、试油工程监督工作,目前从事试油工程管理工作。地址:(300280)天津市大港油田公司油气藏评价事业部。电话:(022)25924384;13820086566。E-mail:ly1382008@163.com

基于响应面法的煤气化工艺优化

杨 洋¹ 郭芸菲² 邓 骥¹ 但小冬¹ 李林峰¹

(1. 西南石油大学 化学化工学院, 四川 成都 610500; 2. 西南石油大学 资源与环境学院, 四川 成都 610500)

摘 要: 基于响应面法可在考虑因素间交互作用的基础上对煤气化工艺进行优化, 利用 Aspen Plus 建立了 Shell 气化炉模型, 采用 Box - Behnken 设计进行煤气化仿真试验, 构建了目标值与工艺参数间的响应曲面, 在考虑工艺参数交互作用的基础上对工艺进行多目标优化。结果表明: 氧煤比与蒸汽煤比的交互作用及氧煤比与压力的交互作用的影响能力大于蒸汽煤比与压力的交互作用, 且氧煤比对参数交互作用的影响能力有较大贡献。经试验验证确定煤气化性能指标多目标优化方案为: 氧煤比 0.784 kg/kg, 蒸汽煤比 0.0786 kg/kg, 压力 2.76 MPa。方案下的计算结果为: 煤气有效成分 97.75%, 冷煤气效率 84.25%, 煤气产率 1.92 m³/kg; 验证优化方案下的试验结果为: 煤气有效成分 98.04%, 冷煤气效率 85.20%, 煤气产率 1.93 m³/kg, 与计算结果的误差较小, 说明响应面模型计算精度较高, 优化方案合理。

关键词: 响应面法; Box - Behnken; 煤气化; 优化; 氧煤比; 蒸汽煤比; 压力

中图分类号: TD849; TQ546 文献标志码: A 文章编号: 1006 - 6772(2014)02 - 0060 - 04

Optimization of coal gasification process based on response surface method

YANG Yang¹, GUO Yunfei², DENG Ji¹, DAN Xiaodong¹, LI Linfeng¹

(1. College of Chemistry and Chemical Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;

2. College of Resources and Environment, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China)

Abstract: Based on the response surface method (RSM), optimize the coal gasification considering the interaction between the factors of process. Establish Shell coal gasifier model with Aspen Plus. Using Box - Behnken design for coal gasification simulation and establish RSM model with the test data. Based on the performance of interaction of technological parameters, optimize the process. The results show that the interaction of oxygen - coal ratio and the steam - coal ratio and interaction of oxygen - coal ratio and pressure are more influential than the interaction of steam - coal ratio and pressure. Oxygen - coal ratio affect the interaction more than other factors. Considering the multi - objective optimization plan with verification, when the oxygen - coal ratio is 0.784 kg/kg, the steam - coal ratio is 0.0786 kg/kg, the pressure is 2.76 MPa, the performance is the best. The calculation of effective components of gas, cold gas efficiency, gas yield is 97.75 percent, 84.25 percent and 1.92 m³/kg. The test results is 98.04 percent, 85.20 percent, 1.93 m³/kg respectively. The difference between calculation results and experimental results is small, so the optimization is reasonable.

Key words: response surface method; Box - Behnken; coal gasification; optimization; oxygen - coal ratio; steam - coal ratio; pressure

0 引 言

煤气化是重要的洁净煤技术,是发展煤基化学品、煤基液体燃料、合成天然气、IGCC 发电等过程工业的基础,对实现煤炭清洁高效利用具有重要意义^[1-3]。煤气化工艺的优化有利于促进煤高效转化

利用,提高煤气化产品品质。化工仿真模拟是研究煤气化工艺优化的重要手段,具有一定的精确性,且成本较低。汪洋等^[4]利用 Gibbs 自由能最小化方法研究了高温高压下的气化炉模型,并通过参数分析得到了较理想的操作条件。郑煜鑫等^[5]对粉煤气流床气化炉进行数值模拟得到了有效气体含量最大

收稿日期: 2013 - 10 - 20; 责任编辑: 宫在芹 DOI: 10.13226/j.issn.1006 - 6772.2014.02.016

基金项目: 四川省教育厅重点项目(12ZA191)

作者简介: 杨 洋(1989—),男,河北廊坊人,硕士研究生,从事煤化工与天然气化工方面的研究。E-mail: 351680838@qq.com

引用格式: 杨 洋,郭芸菲,邓 骥,等.基于响应面法的煤气化工艺优化[J].洁净煤技术,2014,20(2):60-63,116.

YANG Yang, GUO Yunfei, DENG Ji et al. Optimization of coal gasification process based on response surface method[J]. Clean Coal Technology, 2014, 20(2): 60 - 63, 116.

红河油田长8₁储层沉积相研究 ——以红河油田1057井为例

王豆豆*,梅秋勇,陈彩玲,李南焜,崔宇诗
(西南石油大学地球科学与技术学院,四川 成都 610500)

摘要:主要通过对红河油田长8₁储层取芯的薄片观察、岩石构造分析,判断出该研究区的古沉积环境和沉积特点。结合测井解释曲线,建立有关沉积微相测井相模型,建立有关沉积相微相测井响应阈值参数与沉积相评判标准。配合该工区的油气分布规律和控制因素,得到该研究井沉积相纵向分布规律。为加快该区石油资源的勘探开发和增储上产提供依据。

关键词:沉积相;环境参数;相标志;测井相;阈值

中图分类号:TE122 **文献标识码:**A **文章编号:**1004-5716(2015)09-0045-05

1 概述

红河油田位于鄂尔多斯盆地的西南方向,甘肃镇原、崇信和泾川等三县交界处,属黄土塬地貌,红河经油田西南侧向东南流去,地形大致呈由红河谷向东北抬高的趋势,高差约300m,平均海拔1200m。1057井地理位置位于甘肃省泾川县玉都镇尹家洼行政村南头组,构造位置位于鄂尔多斯盆地天环坳陷南端,完钻层位为延长组长8₁段,1057井完钻井深2315.00m,本井共解释层位30层,细分为33小层,其中延长组长8₁段解释油层2层,总的视厚度为6.00m,出油比较差的油层有3层,累计视厚度为5.20m,裂隙含油层2层,累计视厚度3.30m,裂隙油层1层,视厚度5.80m;在该研究工区长8₁段解释油水同层5层,累计视厚度为9.90m。在红河油田这一区块前人已经做了很多的研究工作,故本文将从研究沉积相的划分标志、测井相和单井相入手,建立该地区的沉积相沉积规律,为该工区的勘探和开发提供指导。

2 沉积相标志

所谓的相标志也就是相标记是可以反映沉积环境的参数和沉积过程当中各类特点,按照人们现阶段的科研水平,把沉积相标记总结为以下几点:岩石学标志(原生的成岩标志,如成分、构造等)、古生物标志(生物只有在一定的环境下生存)、地球化学标志(同位素、有机化学等)、另有测井相反应等。我们根据相标志进

行判断沉积相时不可能一种或两种相标志进行研究,因为具有相同层理类型及粒度概率累积曲线的岩相可以出现于不同的微相之中,在这种情况下我们就要依靠微相配置、相组合、测井曲线响应特征等综合考虑。

2.1 岩性

我们通过对红河油田1057井30多张的薄片观察分析发现在该研究内长8₁储层的岩性主要为泥岩、粉砂岩和细砂岩少见中砂岩,同时发现在该研究内长8₁储层砂岩类型主要为长石岩屑砂岩和长石质岩屑砂岩,有少量的岩屑砂岩,如图1所示。在该工区长8₁储层中长石主要是钾长石和斜长石,含量基本相等,平均在12%左右。

在碎屑岩中岩性主要是由其所含的造岩矿物所决定的。灰色和黑色主要是因为岩石中存在有机质或分散的硫化铁,如果沉积岩中出现这样的颜色则一般情况下反映的此沉积岩是在非氧化的环境下形成的。红、棕、黄色则主要是因为沉积岩中存在有Fe³⁺,如果这些颜色是自声色则说明沉积岩在强氧化性的环境下形成的。绿色大多数是因为含有低价铁的矿物少数是因为含有铜的化合物所引起的(如孔雀石),主要反映的是弱氧化沉积环境。根据长8₁储层取出的岩芯来看该层段的岩层主要为浅灰色,部分层段因为含油而呈现黑褐色。

2.2 沉积构造

* 收稿日期:2014-10-07 修回日期:2014-10-10

基金项目:构造与油气资源教育部重点实验室基金(TPR-3013-16)聚类分析校级重点项目(红河油田长8₁储层成岩相识别研究KSZ13033)资助。

第一作者简介:王豆豆(1993-),男(汉族),河南周口人,西南石油大学在读本科生,研究方向:勘查技术与工程物探。

河南鹤壁地区太原组有孔虫动物群 及石炭-二叠系界限的探讨

李昌峰,王占磊,周雅倩,黎虹玮,李中璇

(西南石油大学,四川成都 610500)

摘要:通过对华北地台河南鹤壁地区太原组有孔虫动物群的系统研究,共鉴定出有孔虫化石18属33种,建立了一个区域性有孔虫动物组合带:*Bradyina-Palaeotextularia*组合带,根据有孔虫化石的属种类型、数量,应用数理统计方法得出组合带有孔虫化石在地层中的比例变化情况,并根据化石组合带与国内其它地区的有孔虫动物群进行对比研究,认为鹤壁剖面有孔虫动物群*Bradyina-Palaeotextularia*组合带归于晚石炭世晚期的早期(C_2^{2-1}),进而对研究区石炭-二叠系界线的划分进行探讨,界限应该放在第16层(泥岩)和第15层(灰岩)之间。

关键词:太原组;有孔虫组合带;石炭-二叠纪;河南鹤壁

中图分类号: Q915.811^{+.1}

文献标识码: A

Discussion on Taiyuan Formation Foraminiferal Fauna and Permian-Carboniferous Boundary in Hebi Area, Henan

Li Changfeng, Wang Zhanlei, Zhou Yaqian, Li Hongwei and Li Zhongxuan

(Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500)

Abstract: Through the systematic study of Taiyuan Formation foraminiferal fauna in Hebi area, Henan on the North China platform, totally identified foraminiferal fossils 33 species in 18 genera, established a regional *Bradyina-Palaeotextularia* assemblage zone. Based on foraminifera genus and species types, quantity, using mathematical statistics derived proportional variation of foraminiferal fossils in strata and carried out contrastive study with other area foraminiferal fauna in China. Finally figured out that the *Bradyina-Palaeotextularia* assemblage zone on Hebi section belongs to earlier late stage of Late Carboniferous Epoch. Furthermore, carried out a discussion on Permian Carboniferous boundary in the area; deemed that the boundary should be put between layer No.16 (mudstone) and layer No.15 (limestone).

Keywords: Taiyuan Formation; *Bradyina-Palaeotextularia* assemblage zone; Permo-Carboniferous; Hebi, Henan

0 概况

冀豫地区煤炭资源较为丰富,煤种齐全,开发历史悠久,是我国重要的煤产地之一。其中分布于燕山南麓及太行山东麓晚古生代石炭-二叠纪地层含煤之丰富程度,早为人所知。半个世纪以来,先后到本区进行地质调查与研究的中、外学者甚多,但大都以进行煤田地质调查为主,而有关地层方面的论述则较少,也有一些学者曾先后依据古植物或笔石类动物群的研究,对本区有关地层进行过划分和对比,提供了相应的材料。而对于本区非笔石有孔虫化石的研究则很少,本次研究对鹤壁剖面进行研究,发现了大量的非笔石有孔虫。这一研究具有一定的生物地层学意义,对晚期古生代有孔虫的演化、生态及其沉积环

境的研究也有重要意义。

鹤壁剖面太原组上覆地层为山西组,下伏地层为本溪组。剖面岩性除煤层及底部的铝土矿层外,主要有砂岩、及泥质岩和生物碎屑灰岩,局部有砾岩。其中砂岩及泥岩占60%~90%,砂岩主要是长石石英砂岩及石英砂岩,长石砂岩多在上部,石英砂岩多在中部及下部,分选性一般较差。岩层的粒度变化也具反韵律性质,碳酸盐岩夹层多出现在煤层上下,根据岩性的变化和研究的方便,将剖面从下至上划分为45层(图1)。

1 研究区有孔虫动物群

在本次发现的有孔虫动物群保存在太原组底部灰岩(第1层和第4层)及下部的石灰岩(第15层)中,经初步研究共计有7科18属33种。分别是:*Diplosphaerina inaequalis*, *Eotuberitina reitlingeriae*, *E. sphaera*, *Palaeotextularia primitiva*, *P. angusta elongata*, *P. gibbosaeformis*, *P. licina*, *P. bella*, *Climacammi-*

作者简介:李昌峰(1992—),安徽合肥人,西南石油大学资源与环境学院资源勘查工程(油气地质方向)。

收稿日期:2013-09-09

责任编辑:唐锦秀

鄂尔多斯盆地西北部奥陶系马家沟组 斑状白云岩成因机理及储集特征

孙瑞,陈曦,明爽,王利良,袁君,戴赞,林波
(西南石油大学资源与环境学院,四川 成都 610500)

摘要: 鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组白云岩是重要的油气储集层。斑状白云岩岩石学和地球化学特征研究表明,斑状白云岩中的斑块是由白云石颜色和晶粒大小的差异显示,斑块一般为粗粉晶至细晶白云石,发育白云石晶间孔。基质白云石晶粒小于斑块,较致密。白云石的 $\delta^{13}\text{C}$ 平均值为 0.72‰, $\delta^{18}\text{O}$ 平均值为 -6.08‰。 Fe^{2+} 平均值为 2.689×10^{-6} , Mn^{2+} 平均值为 90.9×10^{-6} , 白云石 CaCO_3 摩尔百分含量平均为 51.6%, 有序度介于 0.674~0.940。粉-细晶白云岩中白云石及白云石亮边的均一温度为 100~148℃, 推算其形成时深度为 2100~4100 m。上述特征表明,斑状白云岩形成于中-深埋藏成岩过程,白云石化过程中受到大气淡水影响。研究区斑状白云岩孔隙结构组合为粗偏型,可形成裂缝-孔隙型储层。

关键词: 鄂尔多斯;马家沟组;斑状白云岩;地球化学特征;成因机理;储集特征

白云岩中各种次生孔隙被认为是潜在的油气储集空间。因此,白云岩成因研究对其储集层分布预测具有重要意义。二十世纪五六十年代以来,一些地质学家对巴哈马台地、波斯湾地区及其他一些地区现代白云岩及古代白云岩进行研究,提出一系列白云岩形成机理,如原生沉淀作用、毛细管浓缩作用或准同生白云化作用、回流渗透白云化作用、混合白云化作用、埋藏白云化作用等。Hardie 对这些白云化机制进行了深入剖析^[1]。本文在对斑状白云岩岩石学特征和地球化学特征研究基础上,阐述斑状白云岩形成机理,分析储集特征。

1 区域地质概况

鄂尔多斯盆地位于华北地台西部,地跨陕、甘、宁、蒙、晋 5 省区,为一矩形构造盆地。研究区位于鄂尔多斯盆地西北部,包括西缘逆冲带、天环坳陷、伊陕斜坡和伊盟隆起 4 大构造单元(图 1)^[2-3]。该区发现马家沟组斑状白云岩,对斑状白云岩成因进一步研究,可准确认识白云岩储集特征。鄂尔多斯盆地奥陶系自下而上分为冶里组、亮甲山组、马家沟组(包括马一段至马六段)、平凉组及背锅山组。奥陶系上覆地层为石炭系,下伏地层为上或中寒武统。下奥陶统顶部马家沟组受长期风化剥蚀、淋滤作用,风化壳及

溶蚀孔隙发育,是鄂尔多斯盆地地下古生界重要储层,也是目前主要产气层^[4]。

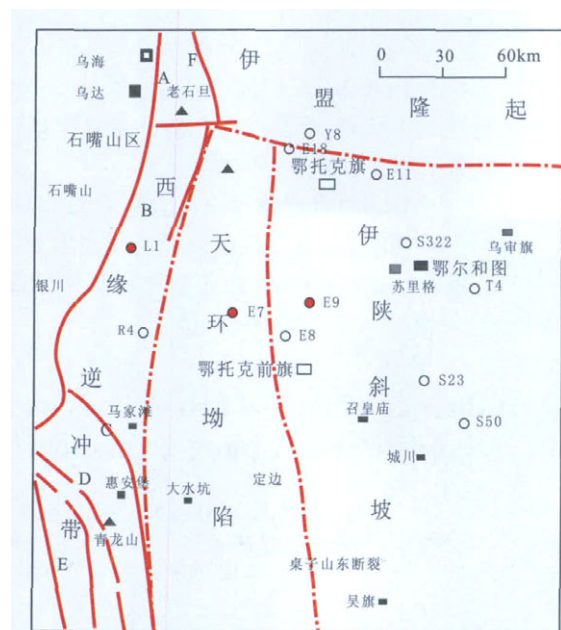


图 1 研究区位置图

Fig.1 Location map of the research area
A——岗德尔山东断裂;B——银川地堑东界断裂;C——惠安堡断裂;D——青龙山-平凉断裂;E——青铜峡-固原断裂;F——桌子山东断裂

项目资助:西南石油大学课外开放实验校级重点项目资助

收稿日期:2012-03-07;修订日期:2012-08-06;作者 E-mail:sunruifirst@163.com

第一作者简介:孙瑞(1987-),男,山东济宁人,2012年毕业于西南石油大学资源勘查工程专业

doi:10.6056/dkyqt201205012

由两点到多点的地质统计学储层建模

陈培元¹, 姜楠¹, 杨辉廷¹, 刘学利²

(1.西南石油大学资源与环境学院, 四川 成都 610500; 2.中国石化西北油田分公司, 新疆 乌鲁木齐 830011)

基金项目:“十二五”国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”子课题“塔里木盆地大型碳酸盐岩油气田勘探开发示范工程”(2011ZX05049-04)

摘 要 传统的两点地质统计学建模方法,以象元为空间赋值单元、变差函数为工具建立确定性的模型,或者应用各种随机模拟方法建立可选的模型,在精确表征复杂的空间结构及目标体几何形态方面有一定的局限性。有别于两点地质统计学的多点地质统计学,可有效地解决更广泛的地质模拟问题。然而,在实际应用过程中,受岩-相模型及与之相对应的训练图像可靠性的影响,结果变得比较复杂。因此,选择合适的训练图像及恰当的算法可有助于提高储层建模的精度和效率。以××油田曲流河沉积为例,采用两点和多点统计学方法构建模型。对比发现,基于多点地质统计学的地质建模方法真实可再现河流相的沉积形态,还降低随机建模的不确定性。尽管模拟结果与井点真实数据之间存在误差,但通过调整随搜索半径、训练图像大小及概率计算中临近点个数限制,可显著提高模型精度。

关键词 两点地质统计学; 多点地质统计学; 储层; 随机模拟

中图分类号:TE319

文献标志码:A

Reservoir stochastic modeling using geostatistics from two-point to multiple-point

Chen Peiyuan¹, Jiang Nan¹, Yang Huiting¹, Liu Xueli²

(1.School of Resources and Environment, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China; 2.Northwest Oilfield Company, SINOPEC, Urumqi 830011, China)

Abstract: Conventional two-point geostatistics modeling mainly uses the pixel-based method and variogram to establish the deterministic model, or uses all kinds of stochastic simulation methods to establish optional model. But it can not fully reflect the variability of the space structure and geometric shape of object. Unlike the two-point geostatistics, the multiple-point geostatistics can solve the problems of geologic simulation widely. In actual application process, due to the lithofacies and the reliability of corresponding training image, it is necessary choosing the suitable training image and appropriate algorithm to improve the accuracy and efficiency of simulation. Taking the meandering river sedimentation of some oilfield as an example, the reservoir model is built by two-point and multiple-point geostatistics methods. Comparison results of two models show that the method based on the multiple-point not only represents the real sedimentary form of fluvial facies, but also reduces the uncertainty of stochastic modeling effectively and improves the modeling accuracy at maximum. Although the simulation results do not agree with the real well date completely, the prediction accuracy can be improved through adjusting the search radius, the size of training image and the number limit of nearest-neighbor points used in probability calculation.

Key words: two-point geostatistics; multiple-point geostatistics; reservoir; stochastic simulation

近年来,随着储层建模技术的不断发展,人们对储层地质模型的要求越来越高。目前地质建模过程中所要解决的主要问题是:将更多资料有效地加入到构建的地质模型中,更真实地展现储层的非均质性;将地震数据更好地融合到模型中,发挥地震资料对地质模型的约束作用;实现高精度储层地质建模,最大限度地发挥地质统计学的作用^[1-5]。

从本质上看,地质建模技术的核心是在给定资料

的前提下对井间储层进行预测,并从三维的角度实现对储层的定量研究。地质建模主要包括确定性建模和随机建模^[6-12]。然而,受地质条件及资料不完备性的影响,储层建模总存在不确定性。对井间未知区,确定性

收稿日期:2012-04-01; 改回日期:2012-07-10。

作者简介:陈培元,男,1984年生,博士,主要从事油藏描述和油藏地质建模研究。E-mail:swpua409@163.com。

引用格式:陈培元,姜楠,杨辉廷,等.由两点到多点的地质统计学储层建模[J].断块油气田,2012,19(5):596-599.

Chen Peiyuan, Jiang Nan, Yang Huiting, et al. Reservoir stochastic modeling using geostatistics from two-point to multiple-point[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2012, 19(5): 596-599.

使用 Focus 处理系统 绘制三维单炮记录的新方法

罗春波^{*1} 金立成¹ 于宁¹ 于天宇² 王淑芳¹

(1. 大庆钻探工程公司地球物理勘探二公司, 吉林松原 138000; 2. 西南石油学院)

摘要

罗春波, 金立成, 于宁, 于天宇, 王淑芳. 使用 Focus 处理系统绘制三维单炮记录的新方法. 物探装备, 2012, 22(3): 174~176

野外室内回放单炮记录是地震采集生产工作中的一项重要工序。回放记录的方式有很多, 以往按文件号回放记录的方法存在一定的局限, 不能依照相邻单炮间对比的需要进行排序。本文提出了一种不同于原来这种按施工记录顺序回放记录的方法——通过 Focus 处理系统对回放记录的顺序进行编辑后, 再按监控资料质量的需求(如炮点的桩号)来回放记录。这种回放方法可以更方便指导下一步的生产和事后各种资料的处理分析, 也可以为质量监控人员提供工作上的方便, 以便在生产过程中及时地进行质量监控。

关键词 Focus 处理系统 单炮记录回放 地震采集

ABSTRACT

Luo Chunbo, Jin Licheng, Yu Ning, Yu Tianyu and Wang Shufang. The new method to re-plot 3D single-shot record by the Focus processing system. EGP, 2012, 22(3): 174~176

Replay recording data is very important to seismic acquisition. There are lots of ways to get the playback record. But at present some limitations are existed, such as the records can't be sorted follow the order need. This paper presents a different way to play back the recording unlike the original operation step. In this way, Focus system will edit the playback step then replay the recording to meet the data quality need. This playback method can easily guide the data recording and processing and provide more convenience to quality control personnel for timely quality control in field operation.

Key words Focus process system, replay record, seismic acquisition

0 引言

野外现场单炮记录的回放是一种对地震采集质量进行监控的常规方法, 是用来评价野外生产质量的依据, 并可依此对后续的采集工作进行指导。选用合理的方法回放记录有助于对采集质量进行整体监控、评价, 而且可以根据资料变化的趋势指导后续野外生产。以往的记录回放方法很简单, 仅仅是根据野外生产放炮的顺序——文件号来排序绘制。但是由于野外采集生产工作量很大, 为保证生产效率, 放炮的位置是随机选取的, 所以回放记录的顺序与

生产井实际地理位置的顺序往往不相符, 给相邻位置的单炮对比造成了一定的麻烦。本文提出了一种回放记录的新方法, 把采集因素如: 井深、药量等信息标注在回放记录上, 通过 Focus 处理软件编辑地震数据的顺序, 再根据野外采集记录的对比需要, 按照炮排或炮线的顺序来回放记录。

1 方法和原理

1.1 丰富道头信息

野外仪器记录的原始地震数据的道头信息单一, 不包含排序需要的炮线号、炮点号及标注所需要

* 罗春波, 男, 1971年 出生, 高级工程师。1991年毕业于涿州石油物探学校, 目前从事地震采集工作。

基于 GIS 的普达措国家森林公园火险区划分析

杨璐嘉,王成武,唐章英,胡奇

(西南石油大学 地球科学与技术学院 四川 成都 610500)

摘要:文章以云南省普达措国家森林公园为研究对象,以 TM 遥感影像图像、普达措地区 DEM 和森林火灾情况调查数据为信息源,在分析普达措森林公园森林火险因子基础上,选取自然因素和人为因素这两大类作为主要林火等级区划分析因素考虑。借助遥感影像图像处理软件 ENVI 以及利用 GIS 相关理论方法,通过采用因子加权叠置法,对研究区森林火险情况进行了定量评价,并将火险等级分为 5 类风险等级。结果表明:普达措森林公园森林火险等级较高、高火险区比重较大,森林防火任务较重。高火险区主要位于易燃树种生长区和地形影响较大区,研究结果可为森林防火部门提供相关技术支持。

关键词:火险区划;火险因子;RS;GIS

中图分类号:S762

文献标识码:A

文章编号:1006-8937(2015)28-0025-04

DOI:10.14165/j.cnki.hunansci.2015.28.009

Analysis of Pudacuo National Forest Park fire zoning based on GIS

YANG Lu-jia ,WANG Cheng-wu ,TANG Zhang-ying ,HU Qi

(School of Geoscience and Technology ,Southwest Petroleum University ,Chengdu ,Sichuan 610500 ,China)

Abstract:In this paper ,Pudacuo National Forest Park in Yunnan Province was taken as a research area and TM remote sensing image, DEM of this area and forest fire survey data selected as the sources. On the basis of analyzing the forest fire risk factor of Pudacuo National Forest Park,the forest fire risk was quantified by the factors of forest fire zoning including natural factors and human factors.By means of remote sensing image processing software ENVI and the use of GIS theory the circumstances of forest fire risk were quantified by the weights union method ,the investigating area were divided into 5 types of risk level..The results showed that High fire risk areas were mainly located in flammable species growth area and terrain influence area.the results will provide technical support to the releated departments of forest fire control.

Keywords fire risk zoning ;Hazard factor ;Remote sensing image ;GIS

森林火灾是全球性的自然灾害,其危害不仅是烧毁大量森林资源,还严重破坏自然环境和生态平衡,给生态环境造成重大损失。森林火险区划是预先做好相关分析,将森林可燃物分类,结合其他山火环境,将森林火险区域划分成不同等级,以便进行分级管理^[1]。目前,国内外火险区划都是将不同模型用于不同时空尺度上进行,多侧重于时间小尺度和空间大中尺度研究^[2,3]。在此,以云南省普达措国家森林公园为研究区,选取具有代表性的自然因素和人文因素作为火险区因子,采用因子加权叠置法,并结合遥感技术,对森林火险进行定量分析和森林防火等级区划研究,更好地为森林防火工作服务,具有极其重要的意义。

1 研究方法与研究区概括

1.1 研究方法

结合普达措森林火灾数据,利用统计分析法、指标归一法、缓冲区分析、层次分析法、因子叠置加权分析,研究普达措森林火灾概况和时间分布格局,影响因子分析和影响因子权重划分,最后应用ArcGIS空间建模方法,对普达措进行森林火灾火险等级区划。

数据的获取、处理与分析过程,如图1所示。

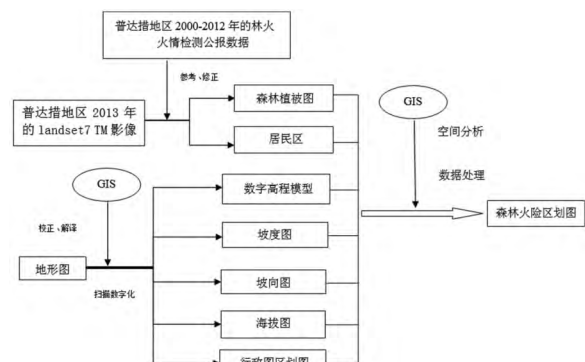


图1 研究区森林火险区划数据处理与分析流程图

收稿日期:2015-08-12

作者简介:杨璐嘉(1993—),女,四川南充人,在读大学本科,研究方向:地理信息系统和遥感技术。

基金项目:2015 四川省大学生创新训练项目“基于 GIS 的普达措国家森林公园火险区划分析”(201510615072);四川测绘地理信息局支撑课题“地理国情监测支撑下的山区公路沿线地质生态环境承载力研究”(J2014ZC12)

基于GIS的电网冰灾预警与应急处置研究

王成武 刘世强 巫明焱(西南石油大学地球科学与技术学院,四川 成都 610500)

摘要:我国国土面积广阔,很多地区容易形成冰灾。贵州省是我国受灾较严重的省份之一。冰灾不仅给贵州电网造成严重的破坏(输电线路发生断线、倒塔/倒杆等事故),由此带来了重大的经济损失。目前电力部门引进了新进的融冰装置用于处置冰灾事故。但是如果能够预测电网冰灾的发生并做出科学的应急处置方案则可以大大降低事故的发生,降低冰灾对社会经济的损失。本文采用supermap软件平台,开发了电网冰灾预警与应急处置系统。

关键词:GIS; 电网冰灾; 预警; 处置

1 引言

目前国内外对覆冰理论、冰闪机理和覆冰监测方面已有大量的研究。在融冰方面,1993年加拿大Manitoba水电局就开始采用短路融冰。2006年,加拿大魁北克水电公司与AREVA公司开发了一套高压直流融冰装置。20世纪末Charles R Sullivan提出用8-200kHz高频激励融冰法。国网电力科学研究院研制了500kV线路可移动式直流融冰装置。但是如何实现防冰灾工作的智能化管理与决策具有重要的研究意义。

2 系统需求分析

冰灾作对输电设备破坏性极强,由此引发的冰灾事故会对社会经济带来重大的损失。因此,能有效及时处置灾害,及早恢复电力运作,是减少损失的有效方法。完善的灾害评估与预警和设备分配及灾害处理系统,能为决策部门服务,提高工作效率,更能有效指挥与处理灾害,及时减少不必要的损失。

3 系统设计

3.1 系统总体架构

系统主要包括五个部分。基础操作:实现场景地图的基本操作,实现二三维一体化显示。智能决策:实现对冰情的监控、预警系统、融冰装置、只能方生成。数据:电网数据的管理、融冰装置的管理。策略设置:预警策略的管理,可实现新增、删除、修改应急策略。帮助:系统帮助、皮肤设定。

3.2 功能设计

3.2.1 电网设施维护

该模块提供了以下电网维护的功能:电网线路查询,电网线路的修改,电网变电站关系维护,重点用户等功能。

3.2.2 融冰设施维护

融冰设施管理主要实现一下功能:融冰设施的增加,修改,删除,跨市县调用,作用范围的设定,以及工作状态的修改。

3.2.3 冰情监控

冰情监控根据预警级别设定了:蓝色:短期冰情预测(0-3天:轻度覆冰);黄色:短期冰情预测、每日增发一条预测信息、每日两天冰情上报(3-7天:中度覆冰);橙色:短期冰情预测、每日增发一条预测信息、每4小时冰情上报(7-10天:重度覆冰);红色:二级应急响应:短期冰情预测、每日增发一条预测信息、每3小时冰情上报(10-14天:严重覆冰);严重红色:一级应急响应:短期冰情预测、每日增发一条预测信息、每1小时冰情上报(14天以上:特别严重覆冰)。

3.2.4 冰情预警

通过生成冰情预警专题图,来展示未来几天内个市县冰情的发展情况,从而把控各市县冰情受灾的情况,为融冰装置的

分配提供依据。冰情预报模块中用户可设置显示的受灾级别,气象数据来源,以及预测的时间段来生成未来几天的覆冰情况。通过设定动态显示的间隔天数来动态的演示未来几天的覆冰变化情况。

3.2.5 智能方案生成与调整

在智能方案模块中,系统尽可能简化用户操作复杂度,是用户能简便的进行操作,系统自动获取未来几天的天气数据,自动分析各线路的冰情情况。通过对冰情的严重性分析,生成不同的受灾等级。通过受灾等级来分配已有的融冰装置。生成融冰装置配置图后,用户可进行适当的调节,便可生成一套资源优化的融冰装置分配方案。

3.3 系统工作模式描述

3.3.1 常规工作模式

常规工作模式是指系统在正常业务流程的工作模式,本系统考虑在正常模式下的业务流程设计,以及各模块之间的协作内容。

3.3.2 应急工作模式

应急工作模式是指在特定应用场景下系统的工作模式,本系统考虑以下应急模式本系统运行流程,以及各模块之间的协作内容。服务器断电或操作系统异常等未知情况造成服务器系统重新启动,在中断后台服务器自动作业,此时的后台计算、业务产品制作等自动作业会出现运算不完整或计算错误的情况。需要使用系统在应急工作模式下对后台计算、业务产品制作等重新运行,并进入系统运行监控记录中。

4 结论

尽管近年来相关部门积极引进了融冰处置装置,先进的除冰设备一定程度上增加了除冰的效率,减少了冰灾带来的损失。但是在融冰器分配位置和人员合理调度上存在很大的不足,灾害处置效率并不高。因此,针对以上情况研发冰灾预警处置系统,根据气象数据实现灾情严重程度的预警,给出优先处置策略,尽力减少覆冰时间过久造成的损失具有重要的意义。系统可以根据灾情的严重级别合理分配融冰器,智能生成处置方案,有针对性地提高了灾害处置效率,减少了灾害带来的损失。

[参考文献]

- [1]刘纯,陆佳政,陈红东.湖南500KV输电线路覆冰倒塔原因分析[J].湖北电力.2005年05期.
- [2]伍智华.电力线路冰厚测量及融冰方法研究[D].长沙理工大学.2010年.