

引文：李国辉，苑保国，朱华，等．四川盆地超级富气成因探讨[J]．天然气工业，2022，42(5)：1-10.
LI Guohui, YUAN Baoguo, ZHU Hua, et al. Genesis of super-rich gas in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(5): 1-10.

四川盆地超级富气成因探讨

李国辉 苑保国 朱华 杨光 戴鑫

中国石油西南油气田公司勘探开发研究院

摘要：四川盆地是一个大型富含天然气盆地，已发现常规和非常规两大类油气资源，油气产层多，资源丰富，但盆地目前的油气勘探程度仍然较低，油气勘探潜力大，盆地多类型油气藏并存的原因尚不十分清楚。为此，综合研究了烃源岩特征、多类型优质储层的形成条件、古今构造对油气的控制及保存作用，探讨了四川盆地多种类型油气藏并存发育的成因，并提出了该盆地下一步油气勘探方向。研究表明：①多套广覆式分布的具有多类型有机质、不同成熟度的烃源岩是四川盆地多类型油气资源并存的基础；②海陆相沉积环境并存、多类型岩溶与裂缝改造、白云石化、火山活动及热液作用等多因素促成多类型优质储层的形成；③古今构造控制了多类型油气的富集和分布；④良好的保存条件是多类型油气资源并存的重要条件。结论认为：①四川盆地是一个超级富气盆地，其中常规天然气还具有较大的勘探潜力，古裂陷边缘及古隆起的周缘是探索大中型气田的重要区带；②3 500 m 以深的深层/超深层是下一步页岩气勘探的重要领域，下侏罗统湖相页岩是陆相页岩气现实有利勘探层，可与页岩油并行勘探；③川中地区上三叠统须家河组、中侏罗统沙溪庙组是目前致密砂岩气的重要勘探方向；④川中和川北地区的下侏罗统自流井组大安寨段、中侏罗统沙溪庙组是页岩油、致密油的有利勘探区；⑤赤水、江津、潼南等地区的上二叠统龙潭组则是煤层气的有利勘探区。

关键词：四川盆地；超级富气；多类型油气藏；常规天然气藏；非常规油气藏；构造格局

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2022.05.001

Genesis of super-rich gas in the Sichuan Basin

LI Guohui, YUAN Baoguo, ZHU Hua, YANG Guang, DAI Xin

(Exploration and Development Research Institute, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Natural Gas Industry, Vol.42, No.5, p.1-10, 5/25/2022. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: The Sichuan Basin is a large-scale basin rich in natural gas, where conventional and unconventional oil and gas reservoirs have been discovered and there are many oil and gas production layers with abundant resources. The current oil and gas exploration degree is still lower and the oil and gas exploration potential is huge in this basin. However, the reason for the coexistence of multiple types of oil and gas reservoirs in this basin has not been understood clearly. In this paper, the characteristics of source rocks, the formation conditions of multiple types of high-quality reservoirs, and the control and preservation effect of ancient and modern structures on oil and gas are studied comprehensively. Then, the genesis of the coexistence and development of multiple types of oil and gas reservoirs in the Sichuan Basin is discussed. Finally, the future oil and gas exploration direction in this basin is pointed out. And the following research results are obtained. First, multiple sets of widely distributed source rocks with multiple types of organic matter and different maturity are the basis for the coexistence of multiple types of oil and gas resources in the Sichuan Basin. Second, coexistent marine and continental sedimentary environment, various karst and fracture reworking, dolomitization, volcanic activity and hydrothermal action contribute to the formation of multiple types of high-quality reservoirs. Third, ancient and modern structures control the enrichment and distribution of many types of oil and gas. Fourth, good preservation conditions provide high-quality caprocks for the coexistence of multiple types of oil and gas resources. In conclusion, the Sichuan Basin is a super-rich gas basin, where the exploration potential of conventional natural gas is still great and the marginal paleo-rift and the peripheral paleo-uplift are important areas for exploring large- and medium-sized gas fields. The deep and ultra-deep layers below 3500 m is an important field of shale gas exploration in the next step and the lower Jurassic lacustrine shale is practically a favorable exploration layer of shale gas, which can be explored in parallel with shale oil. What's more, the Xujiache Formation of Upper Triassic and the Shaximiao Formation of Middle Jurassic in the central Sichuan Basin are important exploration directions of tight sandstone gas at present. Furthermore, the Da'anzhai Member of Lower Jurassic Ziliujing Formation and the Shaximiao Formation of Middle Jurassic in the central and northern Sichuan Basin are favorable exploration areas for shale oil and tight oil respectively. And the Longtan Formation of Upper Permian in Chishui, Jiangjin, Tongnan and other areas are favorable exploration areas for coalbed methane.

Keywords: Sichuan Basin; Super gas-rich; Multiple types of oil and gas reservoirs; Conventional natural gas reservoir; Unconventional oil and gas reservoir; Tectonic pattern

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

作者简介：李国辉，1964 年生，高级工程师；主要从事四川盆地油气地质综合研究工作。地址：（610041）四川省成都市高新区天府大道北段 12 号。ORCID: 0000-0001-9065-0215。E-mail: LGH@petrochina.com.cn

通信作者：苑保国，1978 年生，高级工程师；主要从事四川盆地油气地质综合研究工作。地址：（610041）四川省成都市高新区天府大道北段 12 号。ORCID: 0000-0001-8455-3961。E-mail: yuanbaoguo@petrochina.com.cn

0 引言

四川盆地是世界上最早开发利用天然气的大型富含天然气盆地^[1]。四川盆地大规模油气勘探与开发始于 20 世纪 50 年代, 经过持续的规模勘探, 2020 年, 四川盆地天然气年产量达到 $565.00 \times 10^8 \text{ m}^3$, 其中中国石油矿权区的年产气量为 $318.19 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。四川盆地具有丰富的油气资源, 油气产层多^[2], 已发现 29 个油气层, 油气资源类型具有多样性, 包括常规天然气和非常规油气两大类油气资源。其中, 常规气藏有孔隙型、裂缝—孔隙型、裂缝—孔洞型、裂缝型等多种类型储集层和下生上储、上生下储、旁生侧储、自生自储等多种油气成藏组合, 以及各类油气圈闭。非常规油气包括致密砂岩气、致密油、页岩气、页岩油、火山岩气和煤层气等多种类型资源。常规与非常规天然气之间存在复杂的成因联系、属性递变、类型交互、分布交错等现象, 在一个盆地或构造单元中同时出现多种类型天然气的有序分布^[3]。四川盆地油气藏分布区域广, 在盆地内各勘探区块均有发现; 同时, 油气藏分布深度跨度大, 浅层、中层、深层、超深层均有发现, 已发现气藏的产层最小埋深为 400 m (卧龙河构造上三叠统须家河组气藏), 最大埋深为 7 770 m (双鱼石构造中泥盆统观雾山组气藏)。盆地内常规天然气藏分布最广泛, 主要分布于震旦系一中三叠统海相碳酸盐岩中^[4], 致密砂岩气分布于上三叠统一下白垩统陆相地层中, 致密油主要分布于中下侏罗统沙溪庙组、凉高山组和自流井组(珍珠冲段)的河湖相砂岩中, 页岩油产于下侏罗统凉高山组、自流井组(大安寨段、东岳庙段)的富有机质页岩层系中^[5], 页岩气主要分布在下寒武统筇竹寺组和上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组, 火山岩气产于二叠系火山岩中, 煤层气产于上二叠统龙潭组。

据中国石油“十三五”油气资源评价结果, 四川盆地天然气地质资源量为 $62.34 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。其中, 常规气地质资源量为 $14.33 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 资源探明率为 12.17%; 致密砂岩气地质资源量为 $3.98 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 资源探明率为 18.50%; 页岩气资源量为 $44.03 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 资源探明率为 3.85%。四川盆地石油资源量为 $22.63 \times 10^8 \text{ t}$, 其中致密油地质资源量为 $1.70 \times 10^8 \text{ t}$, 资源探明率为 3.42%; 页岩油地质资源量为 $20.93 \times 10^8 \text{ t}$, 资源探明率为 5.16%。表明四川盆地油气勘探程度仍较低, 具有广阔的勘探前景。

四川盆地在地质结构、油气资源规模、油气资源类型、油气储量与产量、油气空间分布等方面符合

超级油气盆地的条件, 是一个超级富气盆地^[6]。但是, 前人对四川盆地多种类型油气藏并存的原因研究尚少, 认识也不够清晰。为此, 笔者基于现有资料, 对四川超级富气盆地的烃源岩、储层、古今构造及保存等方面开展研究, 探讨了四川盆地多类型油气藏并存的原因, 并提出了下一步油气勘探领域和方向, 期望在四川超级富气盆地发现更多不同类型的油气藏。

1 多类型油气藏发育成因

四川盆地发育多种类型油气藏得益于盆地内发育多套区域分布的烃源岩和不同类型的储层, 多类型油气藏的并存还与四川盆地独特的构造格局及保存条件等有关。

1.1 多套广覆式分布的烃源岩为多类型油气藏并存奠定基础

四川盆地的烃源岩主要发育在盆地演化阶段中的构造拉张期和具有挤压背景的前陆盆地拗陷带或隆后盆地发育期。在拉张构造背景下, 易发生大规模海侵^[7], 形成分布区域广、厚度稳定的优质烃源岩层, 如下震旦统陡山沱组和下寒武统筇竹寺组富有机质黑色页岩、中二叠统富有机质石灰岩等。在挤压背景下形成的前陆盆地拗陷带也容易形成烃源岩层, 如上三叠统须家河组黑色泥岩和煤岩、下侏罗统自流井组湖相黑色页岩等。同样具有挤压背景的华南前陆盆地的隆后盆地发育了下志留统龙马溪组富有机质页岩。总体来看, 四川盆地发育下寒武统筇竹寺组、下志留统龙马溪组、中二叠统、上二叠统龙潭组、上三叠统须家河组和下侏罗统等 6 套区域分布的主力烃源岩。烃源岩的岩性类型可分为泥质岩、碳酸盐岩和煤岩 3 大类, 深灰色—黑色泥质岩、碳酸盐岩是有效烃源岩。除 6 套主力烃源岩外, 其余层系在盆地内局部地区亦发育泥质烃源岩, 具备一定的生烃能力。

1.1.1 多类型有机质、不同成熟度烃源岩为多类型油气资源富集奠定物质基础

四川盆地烃源岩的生烃母质类型多(表 1), 且不同层系的烃源岩的主要有机质类型和成熟度(R_o)不同, 同一套烃源岩在不同区块亦具有不同的有机质类型与成熟度, 导致了四川盆地油气共存的局面。

下寒武统以泥质烃源岩为主, 有机质主要来源于低等水生生物, 镜下有机质呈无定形, 显微组分主要为腐泥组和沥青质, 无镜质组和惰质组分布, 有

表1 四川盆地主力烃源岩特征参数统计表

层系	岩性	主要有机质类型	成熟度	总有机碳含量	演化阶段	生烃类型
侏罗系	泥质岩	腐泥型、偏腐泥混合型	1.0% ~ 1.9%	0.2% ~ 8.2%	成熟—高成熟	原油、湿气
须家河组	泥质岩、煤岩	混合型、腐殖型	1.0% ~ 2.2%	0.5% ~ 9.9%	成熟—高成熟	煤型气
上二叠统	碳酸盐岩、泥质岩、煤岩	腐泥型、偏腐泥混合型、腐殖型	1.2% ~ 3.5%	0.5% ~ 8.0%	高一过成熟	油型气、煤型气
中二叠统	碳酸盐岩、泥质岩	腐泥型、偏腐泥混合型、腐殖型	1.5% ~ 4.0%	0.3% ~ 31.7%	高一过成熟	油型气
龙马溪组	泥质岩	腐泥型、偏腐泥混合型	2.0% ~ 4.5%	0.3% ~ 25.7%	过成熟	油型裂解气
筇竹寺组	泥质岩	腐泥型	2.0% ~ 6.6%	0.1% ~ 11.1%	过成熟	油型裂解气

机质类型为腐泥型。烃源岩有机质成熟度高， R_o 值一般为2.0%~6.0%，达到过成熟阶段，以生成油型裂解气为主。其中，川东北地区有机质成熟度最高， R_o 值超过6.0%，川西南地区相对较低。

下志留统以泥质烃源岩为主，有机质主要来源于低等水生生物，镜下有机质呈无定形，显微组分多为腐泥组与沥青质，有机质类型以腐泥型、偏腐泥混合型为主。烃源岩有机质成熟度较高， R_o 值一般为2.0%~4.0%，达到过成熟阶段，以生成油型裂解气为主。其中，川北和川东北地区有机质成熟度最高， R_o 值超过3.0%。

中二叠统烃源岩包括碳酸盐岩和泥质岩，以碳酸盐岩烃源岩为主。碳酸盐岩烃源岩有机质主要来源于海相碳酸盐台地相的海源生物，镜下有机质多呈无定形，以腐泥型有机质为主，有机质类型为腐泥型、偏腐泥混合型。烃源岩有机质成熟度较高， R_o 值一般为1.5%~3.4%，处于高成熟—过成熟阶段，主要生成油型气。都江堰—阆中—巴中地区有机质成熟度最高， R_o 值超过2.7%，向盆缘地区逐渐降低。泥质烃源岩主要呈薄层状分布于梁山组，为碳质页岩，属沼泽相沉积，有机碳含量普遍较高，有机质类型以腐殖型为主。

上二叠统烃源岩类型较多，包括泥质岩、碳酸盐岩和煤岩3类。华蓥山以东地区以碳酸盐岩烃源岩为主，华蓥山以西地区以泥质烃源岩为主，煤层在川中地区和川南地区比较发育。暗色泥质烃源岩有机质丰富，总有机碳含量高，有机质类型为腐殖型；碳酸盐岩烃源岩的总有机碳含量低—中等，有机质类型以腐泥型、偏腐泥混合型为主。除盆地周缘局部地区目前处于成熟晚期外，盆地内多已进入高成熟期—过成熟期，主要生成油型气。

上三叠统主要为一套陆相煤系地层，烃源岩主要为暗色泥质岩和煤层。有机质主要来自于陆生高等植物，显微组分以镜质组和惰质组为主，有机质

类型主要为混合型和腐殖型，有机碳含量普遍较高。暗色泥质岩 R_o 值介于1.0%~2.2%，主要处于成熟—高成熟阶段，以生成煤型气为主，局部地区有一定的生油能力。

侏罗系主要为一套内陆河湖相沉积，以泥质烃源岩为主，镜下多见无定形与棱角状颗粒杂乱堆积，腐泥组一般超过50%，有机质类型以混合型为主。总有机碳含量较高， R_o 值介于1.0%~1.9%，处于成熟—高成熟阶段。以通江—宣汉—开州一带热演化程度较高，以生成凝析油和湿气为主；川中地区 R_o 值约为1.0%，正处于成熟阶段，以生成原油为主。

1.1.2 烃源岩演化进程滞后有利于多类型油气藏保存

1.1.2.1 长期冷盆背景延缓了烃源岩热演化

地温梯度变化直接影响烃源岩有机质热演化进程。高地温梯度会加快有机质热演化，使之在同等埋深条件下提前进入生烃门限，低地温梯度会延迟生烃时间。从古地温梯度看，四川盆地早期处于低热场，盆地内古地温梯度均较低，仅中二叠世晚期区域性拉伸及峨眉地幔柱作用导致四川盆地尤其西南部发生短暂及强烈的高热流值，平均地温梯度超过35℃/km。晚古生代—中三叠世地温梯度在四川盆地内总体小于30℃/km，仅在盆地北部及东缘较高，地温梯度介于30~35℃/km；晚三叠世—侏罗纪盆地边缘地区地温梯度一般大于35℃/km，盆地内部地温梯度小于25℃/km，呈低地温场背景^[8](图1)；白垩世末—始新世全盆地古地温梯度介于20~25℃/km，持续冷盆特征^[9]。

低温冷盆背景对四川盆地海相烃源岩生烃有重要影响，很大程度上延缓了海相烃源岩的生烃时间，导致三叠纪才成为四川盆地重要的生烃时期，下古生界及震旦系烃源岩此时在全盆地范围才进入生烃高峰期，坳陷区进入生气阶段，二叠系烃源岩大部分也进入生烃高峰期(表2)。

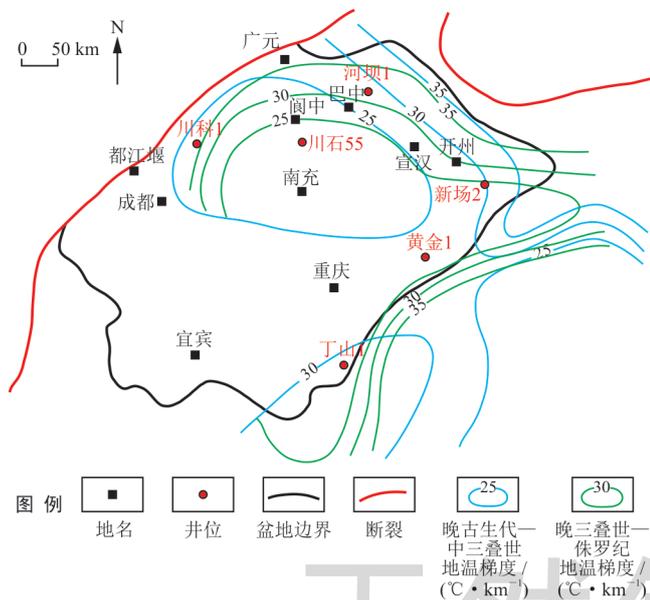


图 1 四川盆地及邻区晚古生代—侏罗纪地温梯度分布图

(资料来源: 据本文参考文献 [8] 修改)

1.1.2.2 构造抬升地层剥蚀迟滞了有机质热演化进程

海相碳酸盐岩地层在抬升过程中, 极易发生岩溶和剥蚀。因此四川盆地经历震旦纪—中三叠世的多期构造抬升后地层剥蚀量较大。宋文海^[11]、洪庆玉^[12]等研究了乐山—龙女寺古隆起的隆升与剥蚀量, 计算出寒武纪—志留纪不同时代剥蚀体积, 得出年均剥蚀量为 1.75×10^{-5} m, 这个速率是晚震旦世—志留纪年平均沉积量 0.75×10^{-5} m 的 2.33 倍, 可见加里东运动使地层抬升速度之快, 风化剥蚀作用之强烈。

寒武纪—中三叠世经历 306 Myr 地质史, 四川盆地经历多次抬升剥蚀过程, 盆地内寒武系—中三叠统最小残余地层厚度仅为 1 500 m, 最大厚度为 5 500 m, 乐山—龙女寺古隆起一带残余厚度普遍小于 3 000 m (图 2)。地层的大量剥蚀延迟了盆地烃源岩有机质热演化进度, 导致下寒武统烃源岩有机质在志留纪末才进入成熟期, 在泥盆纪至中三叠世的

表 2 四川盆地海相烃源岩有机质热演化进程表

地层	成熟度						
	寒武纪末	奥陶纪末	志留纪末	二叠纪末	三叠纪末	侏罗纪末	白垩纪末
上二叠统					0.5% ~ 1.0%	1.0% ~ 2.0%	1.6% ~ 2.8%
中二叠统					0.6% ~ 1.4%	1.4% ~ 2.6%	2.0% ~ 3.2%
志留系					0.9% ~ 1.6%	1.6% ~ 2.8%	2.2% ~ 3.8%
寒武系		0.3% ~ 0.5%	0.4% ~ 0.8%	0.4% ~ 1.2%	1.0% ~ 2.0%	1.8% ~ 4.0%	2.0% ~ 5.0%
震旦系	0.3% ~ 0.5%	0.3% ~ 0.7%	0.5% ~ 1.3%	0.5% ~ 2.1%	1.0% ~ 3.0%	1.6% ~ 4.5%	2.0% ~ 6.0%

资料来源: 据本文参考文献 [10] 整理。

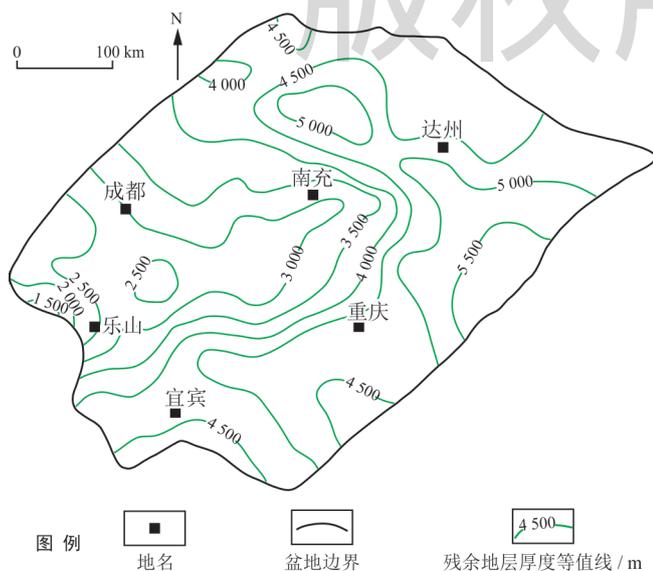


图 2 四川盆地寒武系—中三叠统残余地层厚度分布图

漫长地质历史时期其成熟度增加缓慢, 甚至停滞。

进入晚三叠世陆相沉积期后, 盆地内沉积速率加快, 地层厚度大幅增加, 加快了下伏烃源岩有机质热演化进度, 烃源岩在印支期—燕山期进入生烃高峰期, 导致四川盆地震旦系—上三叠统气藏的主成藏期相对集中于侏罗纪—早白垩世。

1.2 多因素促成多类型优质储层形成

四川盆地的储层岩石类型多样, 包括碳酸盐岩、碎屑岩、火山岩及煤岩等。这些不同类型的储层为油气的充注和富集提供了储集空间。当烃源岩生成的烃类大量滞留吸附在页岩、煤层中形成了页岩油气、煤层气, 运移到致密砂岩或火山岩内会形成致密油气、火山岩气, 运移到常规储层中则形成了常规天然气。这些不同类型储层的形成受到很多因素的影响, 综合分析认为沉积环境、岩溶作用、白云石化作用、

裂缝改造、火山活动及热液作用等是主要影响因素。

1.2.1 沉积环境

沉积环境及其产物变化既是常规天然气储层发育的基础,也是煤层气、页岩气、致密砂岩气等非常规天然气形成和分布的主要控制因素^[13]。沉积环境导致沉积岩相早期分异,不同沉积环境发育不同沉积相类型,形成不同类型的储层,进而控制了不同类型油气藏的形成。高能沉积相带是相控型储层发育的基础,无论是颗粒型白云岩储层,还是岩溶型储层,基本都形成于高能相带。同时高能沉积产物也为后期的成岩改造提供了物质基础,如质纯、层厚、原生孔隙保存较好的颗粒滩相碳酸盐岩有利于后期的成岩改造。

四川盆地在海相环境下,高能沉积相带形成层状分布的颗粒岩、生物礁(丘),如上震旦统灯影组台缘滩、下寒武统龙王庙组台内滩、上二叠统长兴组一下三叠统飞仙关组的礁滩等,有利于常规气藏的发育。在陆相沉积环境下的高能相带主要发育了三角洲(水下)分流河道、河口坝及滨浅湖滩坝等砂体,这些高能砂体经强压实等成岩作用改造后形成的致密砂岩储层是四川盆地致密油气富集的良好场所。在低能沉积相带,如下寒武统筇竹寺组和下志留统龙马溪组发育优质页岩的深水陆棚相、上二叠统龙潭组发育煤层的泥炭沼泽相、下侏罗统自流井组东岳庙段、大安寨段发育泥页岩的半深湖—深湖相,分别是形成页岩气、煤层气、页岩油的有利区。

1.2.2 岩溶作用

四川盆地优质储层的形成多经历了岩溶作用的溶蚀改造,而未经历岩溶作用改造或岩溶作用改造较弱的储集岩,即使其为有利的沉积相带,其储层质量也往往较差。物性较差的沉积岩类,如致密的泥晶石灰岩、泥晶白云岩等难成为优质储层。岩溶作用改变了孔隙演化过程,强烈的岩溶改造会使颗粒岩类储层增加孔隙,同时还会导致少量的泥晶石灰岩、泥晶白云岩等岩石经改造形成岩溶角砾岩等,形成次生孔隙和渗流系统,形成重要的储集岩。

四川盆地自南华系以来经历了多期次的构造运动,大部分构造运动具有多幕式特征,这些构造运动在盆地内形成了多个区域或者局部的侵蚀面,如桐湾运动形成的上震旦统灯影组侵蚀面、加里东运动形成的下古生界侵蚀面、东吴运动形成的中二叠统侵蚀面、早印支运动形成的中三叠统侵蚀面等,与这些侵蚀面相关的表生岩溶作用,与同生期—准同

生期短期暴露岩溶作用、埋藏期溶蚀作用等对盆地内优质储层的形成尤为重要。

表生期岩溶或同生期—准同生期岩溶与有利沉积相带形成的颗粒岩叠加控制了四川盆地上震旦统灯影组、下寒武统龙王庙组、上石炭统黄龙组、中二叠统茅口组、中三叠统雷口坡组等优质储层的形成和分布^[14]。埋藏期溶蚀对储层储集能力和渗透能力的改造作用也较大。如晶粒白云岩,酸性流体会沿着晶间孔运移,大量的晶间孔隙被溶蚀改造形成晶间溶孔和溶洞;在压溶缝和裂缝中,酸性流体运移时,缝壁周围会被溶蚀改造形成裂缝型溶洞;在岩溶角砾岩中,砾间孔或洞被酸性流体溶蚀扩大,形成新的溶缝、拉长状或串珠状溶孔和溶洞,储层的渗透性能进一步改善。研究表明,埋藏期溶蚀是形成中上寒武统洗象池组、中二叠统茅口组、上二叠统长兴组、下三叠统飞仙关组等优质碳酸盐岩储层的重要因素。此外,埋藏期溶蚀作用也是致密砂岩、页岩等形成优质储层的有利成岩作用之一,酸性流体对致密砂岩中的长石等可溶组分、页岩中的长石类和碳酸盐矿物等进行选择性溶蚀,并形成大量次生孔隙,较大程度地改善了致密砂岩和页岩储层的孔渗性能。

1.2.3 白云石化作用

四川盆地海相碳酸盐岩规模分布的优质孔隙型储层大多数都与白云岩有关。白云岩的成因很多,例如原生沉淀作用和准同生、回流渗透、混合水、埋藏、热液和生物等白云石化作用,但对于四川盆地海相碳酸盐岩来讲,除上震旦统灯影组白云岩主要是原生白云岩外,其他层系白云岩的成因主要为准同生、回流渗透、混合水和埋藏等白云石化作用。如下寒武统龙王庙组白云岩主要为准同生和混合水白云石化形成;中二叠统栖霞组和茅口组白云岩多为混合水和埋藏白云石化形成,局部存在热液白云石化;上石炭统黄龙组、上二叠统长兴组、下三叠统嘉陵江组和中三叠统雷口坡组的白云岩主要为准同生和埋藏白云石化形成;下三叠统飞仙关组鲕滩白云岩主要存在两种白云石化作用,开江—梁平海槽西侧为埋藏白云石化,开江—梁平海槽东侧为回流渗透叠加埋藏白云石化。

1.2.4 裂缝改造

四川盆地多期次的构造运动导致储层裂缝发育期次多,这些裂缝最直接的贡献是提高了储层渗透率,同时为溶蚀作用提供渗流通道,有利于储层孔隙的发育,是储层物性改善的重要原因。如裂缝对上

震旦统灯影组和中上寒武统洗象池组储层的改善起到了关键作用, 不仅促进了埋藏期溶蚀作用的发生, 同时还改善了储层的渗透性; 下侏罗统自流井组大安寨段致密介壳石灰岩储层不利于油气运聚, 但介壳石灰岩中构造缝、层间缝等发育, 大大改善了其渗透率, 使石油能够在介壳石灰岩中聚集成藏; 页岩储层和煤储层中的裂缝不但提供了天然气运移的通道, 还提供一定储集空间。其中, 煤储层的渗透率是裂缝等起主导作用, 天然裂隙越发育, 渗透率越好。页岩储层在裂缝不发育的情况下, 渗透能力极低, 但川南长宁地区下志留统龙马溪组页岩中发育构造缝、成岩缝、溶蚀缝及生烃缝等多种类型裂缝, 页岩储层的储集性能变得较好。

1.2.5 火山活动及热液作用

二叠纪, 四川盆地火山频发, 造就了火山岩储层的发育。火山岩储层岩性主要为火山碎屑熔岩和火山碎屑岩, 储层储集空间主要为脱玻化晶间微孔、溶蚀孔和裂缝等。四川盆地火山喷发旋回控制了火山岩储层的纵向分布, 最有利的火山碎屑岩储层为火山作用早期形成, 火山机构控制有利爆发相的平面展布^[15], 靠近火山喷发中心的地带, 有利于发育爆发相的火山碎屑岩储层。

此外, 受四川盆地基底断裂的控制, 中二叠统茅口组二段白云岩的成因与正常的水成因沉积物不同, 属于热液成因, 在断裂附近受热异常的影响所形成^[16], 热液型白云岩储层沿基底断裂呈层状较稳定发育。川东地区中二叠统茅口组三段白云岩的发育分布除了受生屑滩相控制外, 还受热水沉积和基底断裂的联合控制, 其中热水沉积形成了早期层状基质白云岩, 基底断裂为后期富镁热液流体提供了运移通道、改善了储集性能^[17]。

1.3 古今构造控制油气富集

南华纪以来, 四川盆地经历了多个构造旋回和多期次构造运动, 不同构造期内形成的差异性的构造单元和沉积建造控制了盆地内多类型油气藏形成及分布。

1.3.1 古裂陷、古拗陷

拉张作用形成的裂陷槽和挤压作用形成的拗陷区不仅控制了富有机质泥质烃源岩的分布, 还是页岩气、页岩油等非常规油气发育与富集的有利区。同时, 古裂陷、古拗陷边缘处于浅水碳酸盐岩工厂与深水沉积过渡带, 水动力条件较强, 古地貌较高, 具备形成粗结构、多孔碳酸盐岩的沉积环境, 是生物礁、

生物丘、颗粒滩沉积发育区, 有利于碳酸盐岩孔隙型储集层大面积连片发育^[18]。因此, 沿裂陷槽或拗陷带边缘可形成旁生侧储的成藏组合, 油气藏类型以地层、岩性及其与构造复合型为主, 是常规气勘探有利区。四川盆地震旦纪—寒武纪“德阳—安岳裂陷槽”边缘发现了安岳超大型复合型气藏^[19], 二叠纪—三叠纪“开江—梁平海槽”边缘发现了以普光、元坝为代表的礁滩复合型气藏群。

1.3.2 古隆起

古隆起控制区域沉积相带展布, 古隆起高部位为浅水高能沉积区, 有利于颗粒滩沉积和准同生期岩溶发育。同时, 古隆起也是油气运聚指向区^[20], 是油气勘探关注的古构造单元。四川石油管理局在 20 世纪 60 年代开始针对泸州古隆起(印支期)进行勘探, 其后对乐山—龙女寺古隆起(加里东期)、开江古隆起(印支期)进行勘探, 取得了常规气勘探的丰硕成果。在乐山—龙女寺古隆起发现了震旦系—寒武系气藏(威远、安岳气田), 泸州古隆起发现了二叠系—三叠系气藏, 开江古隆起发现了上石炭统黄龙组气藏。

1.3.3 现今构造格局

受基底结构、沉积岩层、构造应力方向和力度的差异性影响, 四川盆地不同地区经历的构造演化阶段不同, 大体可分为川中持续隆起、蜀南和川东先拗后隆、川西先隆后拗、川北持续拗陷等构造格局。

川中地区受盆地刚性基底控制, 长期处于稳定的隆起状态, 早古生代为“乐山—龙女寺古隆起”东段, 中生代为龙门山前陆盆地和大巴山前陆地的前陆隆起带, 现今构造平缓。稳定的隆起状态对油气运聚与成藏十分有利, 因此, 川中地区是常规气藏、致密砂岩气藏、页岩气藏、页岩油藏并存分布区。由于构造形变程度较弱, 油气藏类型以构造—岩性、构造—地层、岩性油气藏为主, 构造气藏欠发育。

蜀南和川东地区在早古生代为“乐山—龙女寺古隆起”南部和东部拗陷区, 中生代演变为隆起区, 形成“泸州—开江古隆起”、前陆盆地隆起区, 现今构造形变强烈, 属川东高陡构造带和蜀南低陡构造带。勘探成果表明, 川东地区石炭系气藏、蜀南地区二叠系—三叠系气藏的分布与“泸州—开江古隆起”密切相关。常规气藏以构造和缝洞型气藏为主, 非常规油气以页岩气为主。

川西南地区在早古生代为“乐山—龙女寺古隆起”西段, 也是隆起核部, 大部分地区下古生界仅存寒武系, 上古生界中二叠统超覆其上, 中生代以来

转变为坳陷区，陆相地层厚度大。因此，该区主要产层为中生界致密砂岩。该区跨前陆冲断带和前陆坳陷带两个构造单元，冲断带构造形变程度强，构造圈闭成带分布，断层发育，以构造气藏为主，天然气混源特征明显，局部存在次生气藏；坳陷带构造形变较弱，以复合型气藏为主，主要表现为近源成藏。川北地区自古生代以来表现为坳陷区，目前已发现的气藏均表现为近源成藏特征，如二叠系—三叠系礁滩常规气藏、陆相致密砂岩气藏等。

1.4 保存条件

1.4.1 分布广泛的致密岩层为多类型油气资源并提供优质区域盖层

古生代以来，四川盆地发育了多套区域性、规模分布的致密盖层，如筇竹寺组、龙马溪组、梁山组、须家河组、下侏罗统等泥页岩组合，以及嘉陵江组、雷口坡组等膏盐岩组合。这些致密岩性组合区域稳定分布、厚度大，对下伏层系中的油气具有良好的封盖能力，是四川盆地多层系、全区域油气藏分布的重要条件。石膏层单层厚度达到3~4 m时具有很高的驱替压力，可以阻挡油气向上散失^[21]。中下三叠统膏盐岩发育，嘉陵江组的膏岩单层厚度数米至数十米，累计厚度可达100~600 m；雷口坡组雷四²亚段膏岩的厚度多介于20~300 m，川西南部的膏岩厚度可达360 m。勘探成果表明，中下三叠统膏盐岩层之上的陆相层系中极少见到来自海相源岩的气藏，反映了中下三叠统膏盐岩是封闭能力极好的优质盖层^[22]。泥页岩作为一种良好的盖层，当其渗透率降低至0.100 0 mD、排替压力为0.5 MPa时具封闭能力^[21]。实验分析结果表明，四川盆地龙潭组泥岩渗透率低于0.001 5 mD，排驱压力一般大于5.0 MPa，例如老翁场、付家庙、五通场、庙高寺、朱沱等构造龙潭组泥岩的排驱压力分别为6.4 MPa、5.8 MPa、5.6 MPa、4.9 MPa、5.8 MPa，说明龙潭组的泥岩是极好的盖层。盆地筇竹寺组、龙马溪组、梁山组、须家河组、下侏罗统等层段也发育厚度大、分布稳定的泥页岩，对下伏层系中的油气形成有效的封盖，同时也对泥页岩内部自生自储的油气藏也起到封闭作用。

此外，致密碳酸盐岩等岩性组合也具有很强的封盖性能^[23-24]。发育超低孔渗的致密石灰岩是蜀南地区茅口组缝洞型气藏形成的重要条件。据蜀南地区茅口组石灰岩物性统计结果分析，其孔隙度主要介于0.03%~21.80%，平均值仅为0.91%，小于1.00%的样品占总样品数的74.2%，大于3.00%的样

品仅占4.6%；而渗透率小于0.010 0 mD样品占总样品数的76.8%，大于0.100 0 mD的样品仅占总样品的13.2%，属于致密岩层。蜀南地区茅口组以断层裂缝和溶蚀洞穴形成的缝洞系统能形成圈闭，缘于致密石灰岩的侧向封堵。

1.4.2 适度发育的断裂系统有利于“源—断—储”控藏系统的形成

规模适中的断层可以沟通烃源岩和储层，形成源—断—储系统，成为油气成藏的关键因素。如四川盆地嘉陵江组、雷口坡组及沙溪庙组等气藏。但是，发育“通天”的深大断层对油气成藏具破坏作用，这类断层主要分布在盆缘附近，龙泉山地区和川东高陡构造带有少数断层断开地表，这些地区多为泄压带，是油气散失“窗口”，沿断层带附近的油气勘探多数失利。整体来看，盆地内大部分地区出露地表的深大断裂不发育，断层主要发育在石炭系—雷口坡组中构造层的脆性碳酸盐岩中，上构造层中新生界砂泥岩断层相对不发育，下构造层紧邻基底，断层也不发育。因此，四川盆地整体保存条件良好。

2 油气勘探领域和方向

2.1 常规天然气

根据中国石油“十三五”油气资源评价结果分析认为，四川盆地常规天然气还具有较大的勘探潜力。震旦系一下古生界，目前的勘探重点是围绕“乐山—龙女寺古隆起”，并沿“德阳—安岳裂陷槽”边缘等地区进行侦察性勘探，已取得了初步成果^[25]。因此，德阳—安岳古裂陷边缘及川中古隆起的周缘是目前探索大中型气田的重要区带，条件类似的鄂西古裂陷边缘及达州—开江古隆起周缘是震旦系一下古生界重要的勘探方向。同时，随着沉积隆起对寒武系、奥陶系的控制作用研究不断加强，预测也将产生一批新的勘探领域。此外，龙门山复杂冲断带油气勘探长期以来受到关注^[26]，双鱼石地区中二叠统的勘探突破对冲断带深层油气勘探产生了重大影响，随着勘探的不断深入，将会对四川盆地油气勘探带来新的变化。近期，通过对盆地中二叠统构造演化、岩相古地理、古岩溶特征等深入研究，取得了一批新的成果，在盆地中北部刻画了新的裂陷带，预测沿裂陷带边缘和开江古隆起会有新的勘探突破。

2.2 非常规油气

四川盆地页岩气勘探尚处于早期阶段，目前主

要针对埋深小于 3 500 m 的威远、长宁、涪陵、南川等地区的龙马溪组、筇竹寺组进行勘探。据最新资源评价成果,四川盆地页岩气资源丰富,埋深小于 2 000 m 的浅层页岩气资源量占总量的 2.93%,埋深介于 2 000 ~ 3 500 m 中浅层页岩气资源量占总量的 28.94%,埋深介于 3 500 ~ 4 500 m 深层页岩气资源量占总量的 36.51%,埋深介于 4 500 ~ 6 000 m 超深层页岩气资源量占总量的 31.62%。随着勘探技术的不断进步、油气需求的加强和认识的深入,3 500 m 以深的深层/超深层页岩气是下一步页岩气勘探的重要领域^[27],勘探有利区分布在蜀南、川东和川北等地区;勘探层系除现在已进行勘探的五峰组—龙马溪组和筇竹寺组外,下侏罗统湖相页岩也是现实有利勘探层,主要分布在川中北部地区和川东北部地区珍珠冲段、东岳庙段、大安寨段和凉高山组,其埋深浅且有机质热演化处于成熟期,可与页岩油并行勘探。

四川盆地致密砂岩气具有丰富的资源,目前的勘探重点在川中地区,以须家河组、沙溪庙组为主。致密砂岩气的烃源岩以须家河组为主,川中地区和川北地区兼有下侏罗统自流井组烃源岩,前者生烃中心位于川西地区,后者分布于川中北部和川东北部。盆地致密砂岩气探明率仅 18.50%,尚存较大勘探潜力。

四川盆地页岩油、致密油的勘探主要集中在川中地区。页岩油剩余资源量主要分布在大安寨段,约占剩余资源量的 77.0%;在区域上主要分布在川中隆起带,约占剩余资源量的 72.3%,其次为川北坳陷带,约占剩余资源量的 23.2%。中国石油矿权内致密油剩余资源量主要分布在沙溪庙组一段,约占剩余资源量的 87.4%;在区域上主要分布在川中隆起带,约占剩余资源量的 74.0%,其次为川北坳陷带,约占剩余资源量的 26.0%。因此,川中—川北地区自流井组大安寨段、沙溪庙组一段分别是盆地页岩油、致密油的勘探有利区。

四川盆地煤岩分布层系较多,龙潭组煤岩厚度、分布面积较大,是煤层气勘探最现实的领域,其中厚度大于 5 m 的煤岩分布在赤水(最大厚度为 11 m)、江津(最大厚度为 9 m)、潼南(最大厚度为 13 m)等地区,面积为 $2.07 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。

3 结 论

1) 发育多套广覆式分布的具有多类型有机质、不同成熟度的烃源岩是四川盆地多类型油气藏并存的基础,长期冷盆背景和构造抬升地层剥蚀延缓了

有机质热演化进程,有利于多类型油气藏保存。

2) 海陆相不同沉积环境并存、多类型岩溶发育、白云石化作用普遍、多期次裂缝改造、火山活动及热液作用等多因素促成多类型优质储层的形成。

3) 古今构造控制多类型油气富集,古裂陷、古坳陷内发育页岩气、页岩油等非常规油气,古裂陷与古坳陷边缘、古隆起是常规气富集区;区域性规模分布的多套泥页岩、膏盐岩及致密碳酸盐岩等致密岩层为下伏的油气提供了优质盖层;盆内深大断裂不发育,四川盆地整体保存条件良好。

4) 四川盆地常规气和非常规油气还具有较大的勘探潜力,古裂陷边缘及古隆起的周缘是探索常规天然气的重要区带;3 500 m 以深的深层/超深层、下侏罗统湖相页岩是陆相页岩气下一步勘探的重要领域;川中地区须家河组、沙溪庙组是目前致密砂岩气的重要勘探方向;川中和川北地区的自流井组大安寨段、沙溪庙组分别是页岩油、致密油的有利勘探区;赤水、江津、潼南等地区上二叠统龙潭组则是煤层气的有利勘探区。

参 考 文 献

- [1] 四川油气区石油地质志编写组. 中国石油地质志: 卷十 四川油气区 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1989.
Compilation Group of Petroleum Geology of Sichuan Oil and Gas Area. Petroleum geology of China: Volume ten: Sichuan oil and gas area [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1989.
- [2] 杨光, 李国辉, 李楠, 等. 四川盆地多层系油气成藏特征与富集规律 [J]. 天然气工业, 2016, 36(11): 1-11.
YANG Guang, LI Guohui, LI Nan, et al. Hydrocarbon accumulation characteristics and enrichment laws of multi-layered reservoirs in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(11): 1-11.
- [3] 张金川, 金之钧, 袁明生, 等. 油气成藏与分布的递变序列 [J]. 现代地质, 2003, 17(3): 323-330.
ZHANG Jinchuan, JIN Zhijun, YUAN Mingsheng, et al. Mechanic spectrum for the migration and accumulation of hydrocarbons [J]. Geoscience, 2003, 17(3): 323-330.
- [4] 朱华, 杨光, 苑保国, 等. 四川盆地常规天然气地质条件、资源潜力及勘探方向 [J]. 天然气地球科学, 2018, 29(10): 1475-1485.
ZHU Hua, YANG Guang, YUAN Baoguo, et al. Geological conditions, resource potential and exploration direction of conventional gas in Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(10): 1475-1485.
- [5] 金涛, 白蓉, 郭蕊莹, 等. 四川盆地侏罗系常规与非常规油藏类型探讨 [J]. 天然气与石油, 2021, 39(3): 73-81.
JIN Tao, BAI Rong, GUO Ruiying, et al. Discussion on conventional and unconventional Jurassic reservoir types in Sichuan Basin [J]. Natural Gas and Oil, 2021, 39(3): 73-81.
- [6] 杨光, 朱华, 黄东, 等. 四川超级富气盆地特征及油气勘探潜

- 力[J]. 天然气勘探与开发, 2020, 43(3): 1-7.
YANG Guang, ZHU Hua, HUANG Dong, et al. Characteristics and exploration potential of the super gas-rich Sichuan Basin[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2020, 43(3): 1-7.
- [7] 刘新民, 付宜兴, 郭战峰, 等. 中扬子区南华纪以来盆地演化与油气响应特征[J]. 石油实验地质, 2009, 31(2): 160-165.
LIU Xinmin, FU Yixing, GUO Zhanfeng, et al. Characteristics of basin evolution and hydrocarbon response in Middle Yangtze region since Nanhua period[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2009, 31(2): 160-165.
- [8] 彭金宁, 罗开平, 刘光祥, 等. 四川盆地热演化异常成因及热场演化特征分析[J]. 石油实验地质, 2018, 40(5): 605-612.
PENG Jinning, LUO Kaiping, LIU Guangxiang, et al. Causes of abnormal thermal evolution and characteristics of thermal evolution in Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2018, 40(5): 605-612.
- [9] 王玮, 周祖翼, 郭彤楼, 等. 四川盆地古地温梯度和中一新生代构造热历史[J]. 同济大学学报(自然科学版), 2011, 39(4): 606-613.
WANG Wei, ZHOU Zuyi, GUO Tonglou, et al. Early Cretaceous-Paleocene geothermal gradients and Cenozoic tectono-thermal history of Sichuan Basin[J]. Journal of Tongji University (Natural Science), 2011, 39(4): 606-613.
- [10] 陈盛吉. 四川盆地烃源条件与油气资源潜力研究[R]. 成都: 西南油气田分公司勘探开发研究院, 2014.
CHEN Shengji. Study on hydrocarbon source conditions and oil and gas resources potential in Sichuan Basin[R]. Chengdu: Exploration and Development Research Institute, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, 2014.
- [11] 宋文海. 乐山一龙女寺古隆起大中型气田成藏条件研究[R]. 成都: 四川石油管理局, 1995.
SONG Wenhai. Research on reservoir-forming conditions of large-medium gas fields of Leshan-Longnüsi palaeohigh[R]. Chengdu: Sichuan Petroleum Administration, 1995.
- [12] 洪庆玉. 乐山一龙女寺古隆起形成及其剥蚀与沉积状态研究[J]. 西南石油学院学报, 1993, 15(4): 1-10.
HONG Qingyu. Study of formation, erosion and deposition of Leshan-Longnüsi paleo-uplift[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 1993, 15(4): 1-10.
- [13] 金之钧, 张金川, 唐玄. 非常规天然气成藏体系[J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 58-68.
JIN Zhijun, ZHANG Jinchuan, TANG Xuan. Unconventional natural gas accumulation system[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 58-68.
- [14] 郭旭升, 胡东风, 黄仁春, 等. 四川盆地深层—超深层天然气勘探进展与展望[J]. 天然气工业, 2020, 40(5): 1-14.
GUO Xusheng, HU Dongfeng, HUANG Renchun, et al. Deep and ultra-deep natural gas exploration in the Sichuan Basin: Progress and prospect[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(5): 1-14.
- [15] 谢继容, 李亚, 杨跃明, 等. 川西地区二叠系火山碎屑岩规模储层发育主控因素与天然气勘探潜力[J]. 天然气工业, 2021, 41(3): 48-57.
XIE Jirong, LI Ya, YANG Yueming, et al. Main controlling factors and natural gas exploration potential of Permian scale volcanoclastic reservoirs in the western Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(3): 48-57.
- [16] 汪华, 沈浩, 黄东, 等. 四川盆地中二叠统热水白云岩成因及其分布[J]. 天然气工业, 2014, 34(9): 25-32.
WANG Hua, SHEN Hao, HUANG Dong, et al. Origin and distribution of hydrothermal dolomites of the Middle Permian in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(9): 25-32.
- [17] 胡东风, 王良军, 黄仁春, 等. 四川盆地东部地区中二叠统茅口组白云岩储层特征及其主控因素[J]. 天然气工业, 2019, 39(6): 13-21.
HU Dongfeng, WANG Liangjun, HUANG Renchun, et al. Characteristics and main controlling factors of the Middle Permian Maokou dolomite reservoirs in the eastern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(6): 13-21.
- [18] 马新华, 杨雨, 文龙, 等. 四川盆地海相碳酸盐岩大中型气田分布规律及勘探方向[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(1): 1-13.
MA Xinhua, YANG Yu, WEN Long, et al. Distribution and exploration direction of medium-and large-sized marine carbonate gas fields in Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(1): 1-13.
- [19] 李忠权, 刘记, 李应, 等. 四川盆地震旦系威远—安岳拉张侵蚀槽特征及形成演化[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(1): 26-33.
LI Zhongquan, LIU Ji, LI Ying, et al. Formation and evolution of Weiyuan-Anyue extension-erosion groove in Sinian system, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(1): 26-33.
- [20] 魏国齐, 杨威, 刘满仓, 等. 四川盆地大气田分布、主控因素与勘探方向[J]. 天然气工业, 2019, 39(6): 1-12.
WEI Guoqi, YANG Wei, LIU Mancang, et al. Distribution rules, main controlling factors and exploration directions of giant gas fields in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(6): 1-12.
- [21] 姚雪根. 四川盆地天然气藏的破坏与保存条件剖析[J]. 海相油气地质, 2007, 12(4): 21-36.
YAO Xuegen. Analysis of wreck and preservation conditions of natural gas reservoirs in Sichuan Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2007, 12(4): 21-36.
- [22] 孙玮, 刘树根, 曹俊兴, 等. 四川叠合盆地西部中北段深层—超深层海相大型气田形成条件分析[J]. 岩石学报, 2017, 33(4): 1171-1188.
SUN Wei, LIU Shugen, CAO Junxing, et al. Analysis on the formation conditions of large-scale marine deep and super-deep strata gas fields in the middle-northern segments of western Sichuan Superimposed Basin, China[J]. Acta Petrologica Sinica, 2017, 33(4): 1171-1188.
- [23] 张闻林, 韩应钧. 四川盆地中部雷⁻¹中亚段成藏条件分析[J]. 天然气工业, 1998, 18(6): 20-23.
ZHANG Wenlin, HAN Yingjun. An analysis of formation mechanism of the T₂¹ gas reservoir in the central part of Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 1998, 18(6): 20-23.
- [24] 傅金华. 鄂尔多斯盆地古生界盖层封盖性研究[J]. 天然气工业, 1991, 11(6): 6-11.
FU Jinhua. A study of the sealing properties of the Paleozoic caprocks in Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 1991, 11(6): 6-11.
- [25] 徐春春, 沈平, 杨跃明, 等. 四川盆地川中古隆起震旦系一下古生界天然气勘探新认识及勘探潜力[J]. 天然气工业, 2020, 40(7): 1-9.
XU Chunchun, SHEN Ping, YANG Yueming, et al. New understandings and potential of Sinian-Lower Paleozoic natural gas exploration in the central Sichuan paleo-uplift of the Sichuan

Basin[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(7): 1-9.

[26] 赵路子, 张光荣, 陈伟, 等. 深层复杂地质构造带地震勘探关键技术——以四川盆地龙门山断褶带北段为例[J]. 天然气工业, 2018, 38(1): 39-48.

ZHAO Luzi, ZHANG Guangrong, CHEN Wei, et al. Key seismic survey technologies for deep complex geological structures: A case study of the northern section of the Longmenshan Fault Fold Belt in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(1): 39-48.

[27] 贾承造, 郑民, 张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景

[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 129-136.

JIA Chengzao, ZHENG Min, ZHANG Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 129-136.

(修改回稿日期 2022-03-28 编辑 陈古明)



减少区域性地层坍塌、钻完井液漏失“试错”成本的方法

1. 目的

油气井钻完井设计中所提示的地层坍塌、钻完井液漏失等井壁失稳, 一般都是根据邻井的施工历史, 定性地指出井壁失稳的类型和程度。而在实际钻井过程中, 更多的则是根据井下情况不断尝试, 如果一种方法不行就会不停地更换, 直至控制住井壁失稳。此做法堪称钻井遭遇战, 只能摸着石头过河。这种“试错”一次成功率低, 作业成本高, 非生产时间长。

2. 方法

为了提高效率、增加效益、降低成本, 引入原生信息再现技术, 对整个区域性地层坍塌、钻完井液漏失情况及处理方法做好“寻宝图”, 以便于设计人员“对症下药”, 也有助于现场员工“兵来将挡”“一剑封喉”。

原生数据再现技术的核心是利用整个区域现有的信息, 采用无人干预的剥茧算法, 建立井壁失稳的评价参数——井径扩大率、钻完井液漏失速率(以下简称漏失速率)与矿场地质原生信息的数据模型, 通过剥茧寻根寻找主控因素、剥茧寻优提供具体控制办法, 形成纵、横向立体“作战图”。同时, 每完成一定井深的钻井, 新产生的数据都可以加入到原生数据库以更新模型及主控因素, 实时调整井壁失稳控制手段, 从而实现“与时俱进”。

3. 效果

2022年3月, 收集了柴达木盆地S区域内7口已作业井钻完井矿场原生信息, 单井累计收集数据量63万个, 整个区域合计收集数据量超过400万个。据此构建S区域井径扩大率和漏失速率主控因素和控制对策定量化模型, 进而预测新井位可能出现的井壁失稳状况。S区域内垂深1580m处不同大地坐标的漏失速率、井径扩大率等值线分布情况如图1所示。

根据上述量化模型的计算结果, 就可以预测并指导新井可能发生的井壁失稳, 以帮助施工人员提前做好应对准备。如S7X井, 依据以10m为单位的井壁失稳导航图指导钻井施工, 调整人为可以控制的作业参数, 确保了钻井安全。该井井径扩大率和漏失速率预测值与实际值对比结果如图2所示。

S7X井钻至垂深6350m完钻, 理论值与实际值相比, 井径扩大率预测准确率为79%、漏失速率预测准确率为81%, 层段井壁失稳预测准确率达94%; 平均井径扩大率、井漏处理总时效较该区域平均值分别下降42.19%、32.30%。下一步将引入仿真技术, 通过点击可直接获得可能的井壁失稳种类以及应对技术甚至工艺参数。

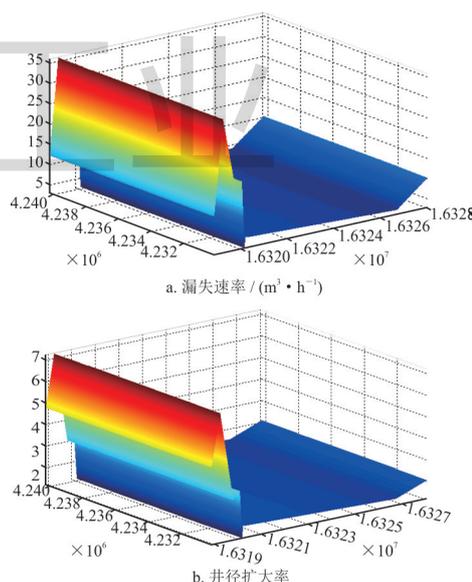


图1 S区域垂深1580m处漏失速率、井径扩大率等值线图

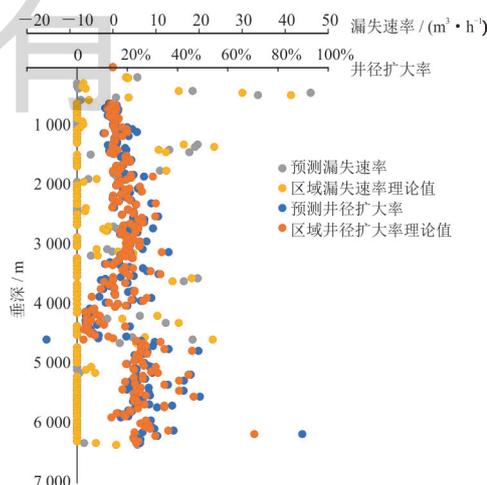


图2 S7X井漏失速率与井径扩大率预测结果与理论值对比图

(王学成: 中国石油集团西部钻探工程有限公司工程技术研究院, E-mail: 1120340297@qq.com 特约栏目主编 郑力会 编辑 居维清)