

文章编号: 0253-2697(2024)03-0477-23 DOI:10.7623/syxb202403001

# 四川盆地渝西地区大安深层页岩气田的 勘探发现及成藏条件

梁 兴<sup>1</sup> 单长安<sup>2</sup> 张 磊<sup>1</sup> 罗瑀峰<sup>1</sup> 蒋立伟<sup>1</sup> 张介辉<sup>1</sup> 朱斗星<sup>3</sup> 舒红林<sup>1</sup> 李 健<sup>1</sup>

(1. 中国石油浙江油田公司 浙江杭州 311100; 2. 西安石油大学地球科学与工程学院 陕西西安 710065);  
3. 中国石油集团东方地球物理勘探有限责任公司研究院地质研究中心 河北涿州 072750)

**摘要:**浙江油田自 2021 年 6 月获得渝西地区大安流转区块以来,全力加大、加快深层页岩气勘探评价及实施,地质认识和工程技术不断深化,多口井产量测试实现工业突破,发现了渝西地区大安深层页岩气田。通过系统介绍四川盆地渝西地区大安区块近两年的勘探发现历程,从区域地质特征、沉积岩相、有机地球化学、孔隙-裂缝、物性、含气性、断裂特征、地质岩石力学性质和优质储层分布特征等对地质成藏条件进行了综合分析,归纳了通过实践创新形成的大安深层页岩气勘探开发关键技术。大安区块五峰组—龙马溪组一段 1 亚段沉积期整体处于江南—雪峰加里东期造山带北麓上扬子前陆盆地沉积中心,下部优质页岩层为深水陆棚相,强还原缺氧环境为其提供了良好的源储条件,有机生物富碳硅质页岩相发育、有机地球化学指标优良、微观储集空间发育、物性好、页岩自封闭性好、含气性高,表现为过成熟度干气的超压连续型页岩气藏。基于良好的页岩顶、底板条件和隔档式褶皱构造形变的特点,建立了基于“窄陡背斜断层遮挡-宽缓向斜连续分布,构造转折带与低幅背斜构造富集高产”的渝西地区大安深层页岩气富集成藏模式(埋深为 3500~4500m),体现了“多场协同、多元耦合、多素叠置”的山地页岩气富集成藏赋存理论内涵。通过实践探索形成了适用于大安深层页岩气勘探开发的 5 项综合评价方法与技术,包括多尺度天然裂缝精细识别与稳定性评价技术、井平台全生命周期一体化评价与设计技术、高温安全优快钻井配套技术、密切压碎缝控增储提产兼顾套变防治的水平井分段体积压裂 2.0 工艺技术、基于高频压力连续监测和人造气藏动态评估优化的深层页岩气精细控压驱排技术。渝西地区大安深层页岩气田的勘探发现,进一步推动了中国海相深层—超深层页岩气的快速发展。

**关键词:**渝西地区大安区块;深层页岩气;勘探开发历程;成藏地质条件;关键技术;高频压力监测

**中图分类号:**TE122.3 **文献标识码:**A

## Exploration discovery and accumulation conditions of Da'an deep shale gas field in western Chongqing, Sichuan Basin

Liang Xing<sup>1</sup> Shan Chang'an<sup>2</sup> Zhang Lei<sup>1</sup> Luo Yufeng<sup>1</sup> Jiang Liwei<sup>1</sup>  
Zhang Jiehui<sup>1</sup> Zhu Douxing<sup>3</sup> Shu Honglin<sup>1</sup> Li Jian<sup>1</sup>

(1. PetroChina Zhejiang Oilfield Company, Zhejiang Hangzhou 311100, China; 2. School of Earth Sciences and Engineering, Xi'an Shiyou University, Shaanxi Xi'an 710065, China; 3. Geological Research Center of Geological Research Institute, CNPC Bureau of Geophysical Prospecting Inc., Hebei Zhuozhou 072750, China)

**Abstract:** Since establishing the Da'an circulation block in western Chongqing in June 2021, Zhejiang oilfield has been making every effort to increase and accelerate the exploration and evaluation of deep shale gas, as well as implementation work, and constantly deepen geological understanding and improve engineering technology. Thus, industrial breakthroughs have been achieved in the production tests of multiple wells, and the Da'an deep shale gas field was discovered in western Chongqing. Through systematically introducing the exploration and discovery process of the Da'an block in western Chongqing in the past two years, the paper comprehensively analyzes the geological accumulation conditions in terms of regional geological characteristics, sedimentary lithofacies, organic geochemistry, pores and fractures, physical properties, gas-bearing properties, fracture characteristics, geological and mechanical properties of rock, as well as high-quality reservoir distribution characteristics, and also summarizes the key techniques for the exploration and development of deep shale gas in Da'an block, which have been formed through practice and innovation. Da'an block was the depocenter of the Upper Yangtze foreland basin at the northern foot of the Jiangnan-Xuefeng Caledonian orogenic belt during the sedimentary period of the submember 1 of Member 1 of Wufeng-Longmaxi formations. The high-quality shale layer in the lower section was of deep-water shelf facies, and the strong reduction and anaerobic environment provided good source and reservoir conditions. As a result, the organic carbon-rich siliceous shale was developed; this block possesses excellent organic geochemical indicators, well-developed micro-reservoir space, good physical properties, good self-sealing property of shale, and high gas-

**基金项目:**国家重点研发计划项目(2021YFA0716800, 2020YFA0710604)和中国石油天然气集团有限公司科技重大专项(2019-F31, 2020F-44, 2021DJ1903, 2023YQX201, 2023ZZ28, 2023ZZ21)资助。

**第一作者及通信作者:**梁 兴,男,1965 年 3 月生,2006 年获西南石油大学矿产普查与勘探专业博士学位,现为中国石油浙江油田公司副总经理、总地质师、正高级工程师,主要从事页岩气、煤层气、页岩油、高凝油、常规油气地质工程一体化综合评价与勘探开发规划部署研究,以及钻探工程技术、油气生产和科技管理工作。Email:liangx85@126.com

bearing properties, indicating an overpressure continuous shale gas reservoir with over-matured dry gas. Based on the good conditions of shale roof and floor and the deformation of comb-shaped fold structure, an enrichment and accumulation model has been built for the deep shale gas (burial depth of 3 500-4 500 m) in western Chongqing based on the characteristics of "narrow steep anticlinal faults as the barrier bed and contiguous widely-distributed gentle synclines, hydrocarbon enrichment and high production in tectonic transition belt and low-amplitude anticline structure", reflecting the theoretical connotation of enrichment, accumulation and occurrence of mountainous shale gas under the mode of "multi-field synergy, multi-element coupling, multi-factor superposition". Through practical exploration, five comprehensive evaluation methods and technologies have been developed for the exploration and development of deep shale gas in Da'an block, including the fine identification and stability evaluation technology of multi-scale natural fractures, the integrated evaluation and design technology for the full life cycle of well platforms, the matching technology of safe, excellent and fast drilling under high temperature, the segmented volume fracturing 2.0 technology for horizontal wells that focuses on increasing reserves and production under the control of dense crushed fractures while preventing casing deformation, and the fine pressure control and flowback technology for deep shale gas based on continuous monitoring of high-frequency pressure and dynamic evaluation optimization of artificial gas reservoirs. The exploration and discovery of Da'an deep shale gas field in the western Chongqing has further promoted the rapid development of deep-ultra deep marine shale gas in China.

**Key words:** Da'an block in western Chongqing; deep shale gas; exploration and development process; accumulation geological condition; key technology; high-frequency pressure monitoring

**引用:**梁兴,单长安,张磊,罗瑀峰,蒋立伟,张介辉,朱斗星,舒红林,李健.四川盆地渝西地区大安深层页岩气田的勘探发现及成藏条件[J].石油学报,2024,45(3):477-499.

**Cite:** LIANG Xing, SHAN Chang'an, ZHANG Lei, LUO Yufeng, JIANG Liwei, ZHANG Jiehui, ZHU Douxing, SHU Honglin, LI Jian. Exploration discovery and accumulation conditions of Da'an deep shale gas field in western Chongqing, Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(3): 477-499.

四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气资源禀赋优异,已在盆内及其周缘建成了涪陵、长宁—威远、泸州、昭通黄金坝—太阳等多处大型页岩气田。中国南方海相页岩气的勘探开发理论与技术也总体趋向成熟,中国学者先后提出了“超压成藏”<sup>[1]</sup>、“常规—非常规有序聚集”<sup>[2]</sup>、“二元富集”<sup>[3-4]</sup>、“多场协同多元耦合”<sup>[5]</sup>等海相页岩气地质成藏理论,形成了“地质—工程一体化”和“透明页岩气藏”等开发理念<sup>[6-9]</sup>。目前埋深处于2 000~3 500 m的中层海相页岩气已成为国家非常规天然气产业发展的基石,中国浅层页岩气(<2 000 m)仅在昭通太阳地区实现了规模储量的商业开发(主体埋深在380~1 200 m)<sup>[5]</sup>。继2018年四川盆地威荣地区深层页岩气(埋深为3 500~4 500 m)率先实现商业突破以来,海相深层页岩气勘探开发逐年得到重视,四川盆地川南泸州、渝西大足、渝东丁山等地区相继实现了不同程度深层页岩气的突破,深层页岩气已成为“十四五”(2021—2025年)及未来增储上产的重要领域<sup>[10-11]</sup>。发挥好中—浅层海相页岩气的“压舱石”作用,把握好深层—超深层海相页岩气是未来页岩气规模产量增长的主体路线,明确积极探索新区、新层系,是中国页岩气下一步勘探开发的发展方向。

深层页岩气与中—浅层页岩气相比受构造抬升与盖层剥蚀的保存影响较小,含气量、地层压力系数一般高于中—浅层页岩气,但因其较大埋深所导致目的层具有地层温度和压力更高、地应力复杂、水平应力差大和闭合应力高、岩石弹性模量低等一系列问题,出现了套变和压窜普遍的复杂工程问题,制约了深层页岩气

的开发<sup>[12-14]</sup>。2021年6月,浙江油田在四川盆地渝西地区流转获得大安区块,快速部署的3口评探井压裂后试采均获得高产工业气流,发现了渝西地区大安深层页岩气田,证实了渝西地区大安区块深层页岩气的勘探潜力。笔者从区域地质特征、沉积岩相、有机地球化学、孔隙裂缝、物性、含气性、断裂特征和力学性质等,对大安深层页岩气田地质成藏条件进行系统分析,旨在明确优质页岩气储层分布特征和深层页岩气富集成藏规律,同时系统介绍了大安深层页岩气勘探发现历程和勘探开发关键技术,以期指导中国深层页岩气普遍存在的勘探开发问题、推动海相深层—超深层页岩气勘探开发快速发展。

## 1 大安深层页岩气田发现及勘探历程

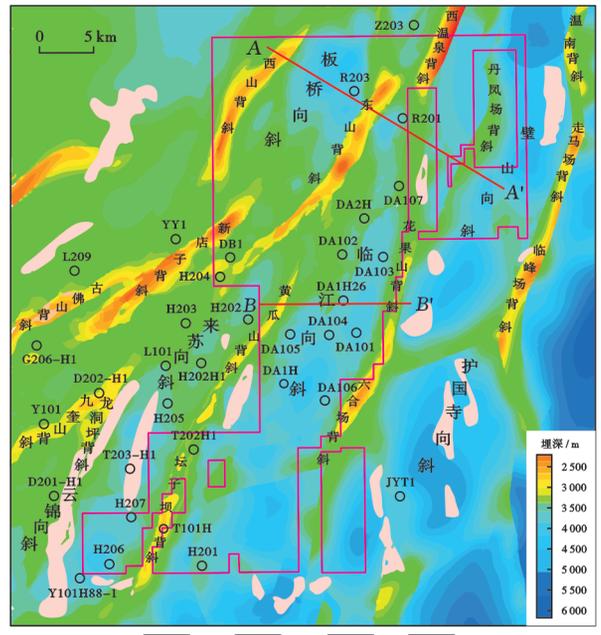
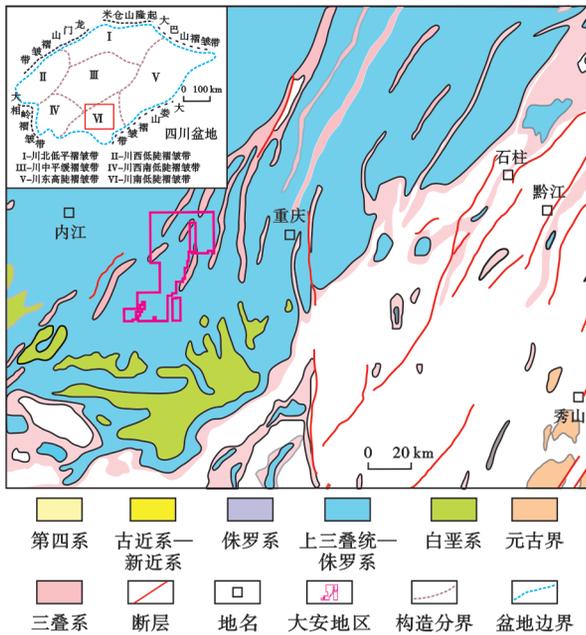
### 1.1 高效启动流转区块勘探评价,快速调研摸底

2021年4月,中国石油天然气集团有限公司将西南油气田璧山—合江地区的大安探区[图1(a)]优化配置给浙江油田进行整体立体勘探,支持浙江油田实现保持产量 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 以上页岩气较长期有效稳产。2021年6月,全面完成大安探区资料交接、资产土地移交等工作;2021年7月,浙江油田在重庆市永川区专门组建重庆天然气项目部,全面负责大安区块勘探开发工作,实施项目独立运营,高效地启动流转区块的勘探评价。

2021年,主管领导率先组织区块整体、全层系系统评价研究,优先开展大安区块老井复查和老资料价值挖潜工作,评估源—储成藏规律和多层系叠合资源潜力。通过研究发现:①区块地震勘探程度低,仅拥有线

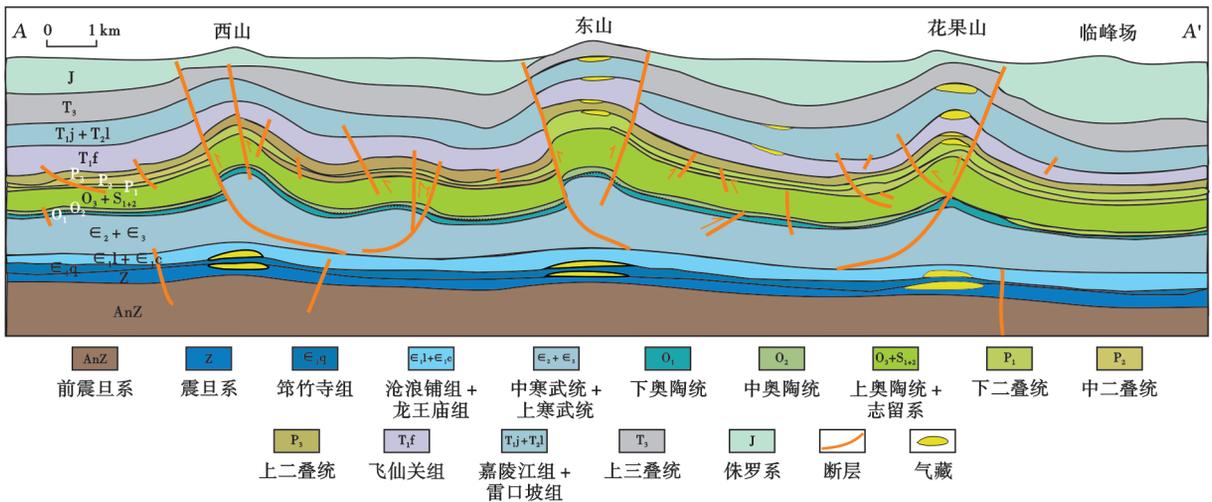
距 2~4 km 的二维地震勘探剖面 40 条(满覆盖长度为 2621 km),周缘 3 块三维地震勘探涉及大安区块资料面积为 252 km<sup>2</sup>。②老井分布不均,39 口完钻井集中在高陡背斜和常规天然气田构造区。其中,30 口常规气井完钻于 20 世纪 80 年代前后,仅在 17 口获气且多已废弃,分布于高陡背斜区;9 口页岩气老井分布于黄瓜山背斜两翼,仅试气 4 口,但产气量不高,这主要与优质页岩厚度薄、电阻率偏低和体积压裂效果不佳等因素相关,大安区块主体的临江宽缓向斜是勘探

空白区。③大安区块整体成藏地质条件好,产层多。评价落实探区发育 6 套区域烃源岩,形成纵向叠合的 3 套油气成藏组合,已发现 9 个工业气层,前期的勘探开发集中在背斜构造带。④区块周缘的背斜构造带已形成常规天然气产量,并建成了 3 个地质层位的天然气藏共 22 个[图 1(b)]。其中,须家河组气藏有 3 个,累积产气量为  $8.69 \times 10^8 \text{ m}^3$ ;长兴组气藏有 13 个,累积产气量为  $23.9 \times 10^8 \text{ m}^3$ ;茅口组气藏有 6 个,累积产气量为  $23.6 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。大安区块内部没有发现常规油气田。



(a)

(b)



(c)

图 1 渝西地区大安区块区域位置及地层构造特征

Fig. 1 Regional location and stratigraphic structure feature of Da'an block in western Chongqing

1.2 创建高效勘探和效益评价理念,快速推进地震勘探、成藏综合研究和钻井压裂试采工作  
基于油气成藏地质条件与钻探工程挑战,于 2021

年率先构建形成了以效益产量为导向的“常非并举、深浅兼顾、立体勘探、效益开发”的工作思路,通过加快研究、加快部署、加快实施、快速突破,高效建设高质量天

然气田。在顶层设计上贯彻高效勘探、效益评价理念,坚持问题导向,统筹优化勘探评价发展规划计划和部署实施,践行“借智借力”思路,联合油田研究院所、高校和国内外油服企业共同攻关,快速启动解决相关瓶颈问题的科技创新应用项目,有效推进地震采集处理解释、地质综合研究和新井部署实施钻、压、采工程,2022年相继实现了龙马溪组深层页岩气和茅口组一段(茅一段)灰质源岩非常规气两个连续型气藏规模资源勘探领域的重大突破,同时通过井场就地建设CNG、LNG方式实现2022年生产、销售天然气共 $6\,000 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,为大安区块立体勘探提供了资源基础。

2021年,优先开展大安区块及其周缘区带系统的地震老资料处理解释(包括区域普查二维地震剖面 $2\,138 \text{ km}/32$ 条和三维地震资料面积 $1\,217 \text{ km}^2$ ),支撑了构造地质格局研究、天然气成藏选区评价、储层甜点评价与井位部署设计。2021—2022年,针对DA1井区和DS1井区部署实施三维地震勘探项目2个,满覆盖面积为 $850 \text{ km}^2$ ,成果支撑建立了勘探甜点评价、三维储层模型和钻井压裂实施优化指导。2021年9月,对流转来未曾压裂的深层页岩气H204评价井率先进行“三品质”一体化综合评价与体积压裂方案优化设计,继而高效实施了分段体积压裂改造和基于高频压力连续监测倒谱分析的精细控压试气,试气产量为 $21.25 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。2021年底,完钻了DA1井和DA2井两口深层页岩气探井(其五峰组底界埋深分别为 $4\,384.0 \text{ m}$ 和 $4\,116.5 \text{ m}$ ),钻井及岩心实验测试资料显示五峰组—龙马溪组一段1亚段(龙一<sub>1</sub>亚段)页岩具有良好的含气性。2022年上半年,对两口探井实施了直改平钻井工程和压裂测试工作,DA1H井和DA2H井测试产量分别为 $27.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 和 $26.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。3口龙马溪组深层页岩气评价井压裂后试采获得历史性高产气流突破,证实了渝西地区大安深层页岩气勘探潜力,展现了规模增储上产的新场面,更坚定了加快、加大页岩气勘探开发的信心,有力支撑了大安1井区页岩气开发规划方案和先导试验方案的编制。与此同时,在东山高陡背斜带大坝倾伏端部署实施了直井DP1井,在茅一段纯灰质烃源层位进行“前置自生酸+高温胶凝酸”三级交替注入酸压工艺储层改造,2022年8月获得灰质源岩非常规气的勘探突破,从而评价发现了规模资源区域展布的茅一段灰质烃源岩连续型气藏新领域,有望成为与页岩气领域并驾齐驱、立体勘探开发的新战场。

### 1.3 落实甜点区和资源量,编制开发规划方案和先导试验方案

H204H井于2022年3月开始正式稳定试采,定

产为 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,目前累积产气量超过 $6\,000 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。DA2H井和DA1H井于2022年8月和9月陆续投产,产量稳定在 $(9 \sim 12) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。在DA1井和DA2井深层页岩气获得突破的基础上,2022年6月进一步在大安区块临江向斜部署DA101井和DA102井两口评价井,同样展示了较好的页岩气显示,证实了探区内向斜构造稳定、五峰组—龙马溪组优质页岩气储层大面积稳定分布,页岩气资源丰度高。综合评价认为,大安深层页岩气I类勘探有利区面积为 $923 \text{ km}^2$ 、资源量为 $7\,016 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,主要发育于临江向斜、来苏向斜北部、璧山向斜和板桥向斜南部。II类区面积为 $135 \text{ km}^2$ 、资源量为 $814 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,以板桥向斜北部为主。以实现地质资源最大动用为目标,在已有三维地震资料区域内,根据区域构造、断层、缝网特征,结合已实施井和地面条件等因素,按照地面地下先易后难的原则,综合开展井区先导试验和从式水平井平台开发,在DA1井区部署“60余个平台、近300口水平井、20亿立方米/年产能规模”的深层页岩气概念设计,在永川城市建设与页岩气开发融和协同发展的前提下实现矿权配置区的规模效益开发。

## 2 大安深层页岩气成藏地质条件

### 2.1 区域地质背景

渝西地区大安区块构造上处于川南低陡褶皱带[图1(a)],呈现NE—SW向的“背斜构造紧凑高陡、向斜较为宽缓”的隔档式褶皱构造形变带,由NE向SW呈帚状发散[图1(a)、图1(b)]。自西向东发育4排窄陡背斜构造带(西山—新店子、东山—黄瓜山—坛子坝、西温泉—花果山—六合场、温南—临峰场—塘河)和3排宽阔向斜构造带(板桥—云锦、临江、璧山—护国寺向斜),并呈成排成带排列。自早印支期以来,川东南地区持续地受到来自东南部江南—雪峰加里东造山带方向的挤压应力,以及来自西北部青藏板块向东南部的龙门山推挤压应力及川中刚性地块的阻挡力,从而形成了NE—SW走向的特殊构造带<sup>[15]</sup>。大安区块自桐湾期以来,受到6期的构造运动叠加改造变形,龙马溪组构造层的基本构造格局形成于燕山期,在喜马拉雅期持续递进变形改造定型<sup>[16]</sup>。

早奥陶世晚期,华夏板块向北俯冲与扬子板块的相互碰撞形成江南—雪峰加里东造山带,并向NW向持续推挤使得渝东—川南地区处于挤压环境。晚奥陶世,由于受川中古隆起、黔中隆起刚性块体阻挡的影响,在江南—雪峰造山隆起北麓中—上扬子江流域(包括整个渝东—川南地区)处于深水陆棚环境之中,形成“三隆夹一坳”的沉积格局<sup>[17]</sup>(图2)。受构造运动的影

响,渝东—川南地区发生快速海侵,主体为半封闭的滞留陆棚环境,水体相对较深,处于非补偿状态,晚奥陶世五峰组沉积期沉积了一套中—薄层状灰黑色、黑色硅质泥岩、泥质硅岩夹泥页岩。其中,在川中古隆起及黔中古隆起及其周缘地区,沉积了一套滨岸—浅水陆棚的砂泥质沉积,在其他广大地区,特别是渝东—川南

地区则处于较为深水的陆棚环境之中,华夏板块向扬子地块俯冲构造背景形成频发的火山灰活动,使得以笔石为代表的浮游生物繁殖十分茂盛,从而堆积了一套富有机质的暗色泥质、硅质页岩和粉砂质混积的沉积。根据沉积物的不同,还可进一步划分为砂泥质、碳泥质和硅质页岩深水陆棚等沉积微相(图2)。

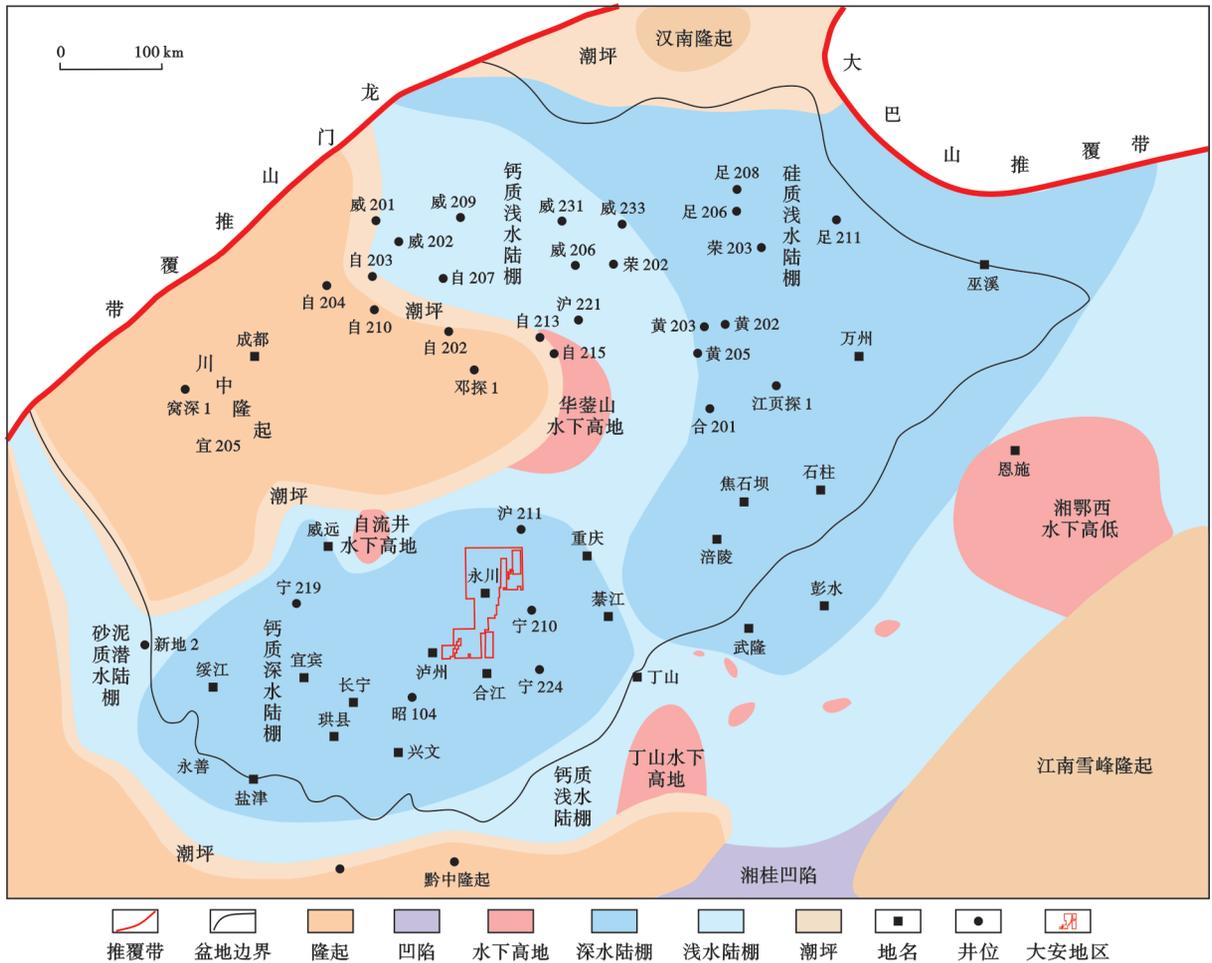


图2 上扬子地区五峰组—龙马溪组沉积早期岩相古地理(据文献[17]修改)

Fig. 2 Early sedimentary lithofacies paleogeography of Wufeng-Longmaxi formations in Upper Yangtze area

大安区块地表主体出露地层为三叠系—侏罗系,背斜带出露三叠系,向斜带出露侏罗系。震旦纪—中三叠世为海相沉积阶段,以碳酸盐岩为主,夹多套泥岩、页岩和少量砂岩、粉砂岩;上二叠统龙潭组沉积期为泥岩、泥灰岩夹煤岩沉积;晚三叠世—第四纪为陆相沉积阶段,以紫红色为主的砂岩、泥岩为主,其中,上三叠统须家河组为大套砂岩与泥岩、煤线互层沉积。区域沉积缺失泥盆系、石炭系,同时白垩系、新生界广泛缺失,沉积情况与四川盆地整体区域类似。

## 2.2 页岩地层展布

### 2.2.1 五峰组—龙马溪组地层总体特征

大安区块五峰组—龙马溪组总厚度分布在441.40~511.90 m(平均为482.30 m),地层厚度较大,与邻近

渝西大足区块厚度接近(Z203井厚度为481.94 m, Z205井厚度为453.52 m, Z206井厚度为477.83 m),比川南泸州区块要厚(H205井厚度仅为364.10 m, H202井厚度为348.10 m)。总体存在DA1井—DA2井和H206井两个厚度中心[图3(a)]。龙马溪组二段(龙二段)厚度为129.69~319.28 m,平均为226.60 m,同样存在北、南两个沉积中心[图3(b)];龙马溪组一段2亚段(龙一<sub>2</sub>亚段)厚度为126.20~299.70 m,平均为186.70 m,自西向NE和SE方向增厚[图3(c)]。

### 2.2.2 五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段优质页岩展布

五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段属于川南—渝东沉积中心,整体为深水陆棚沉积相<sup>[18-21]</sup>。其发育一套富有机质黑色页岩,页理发育,富含大量形态各异的笔石化石,含

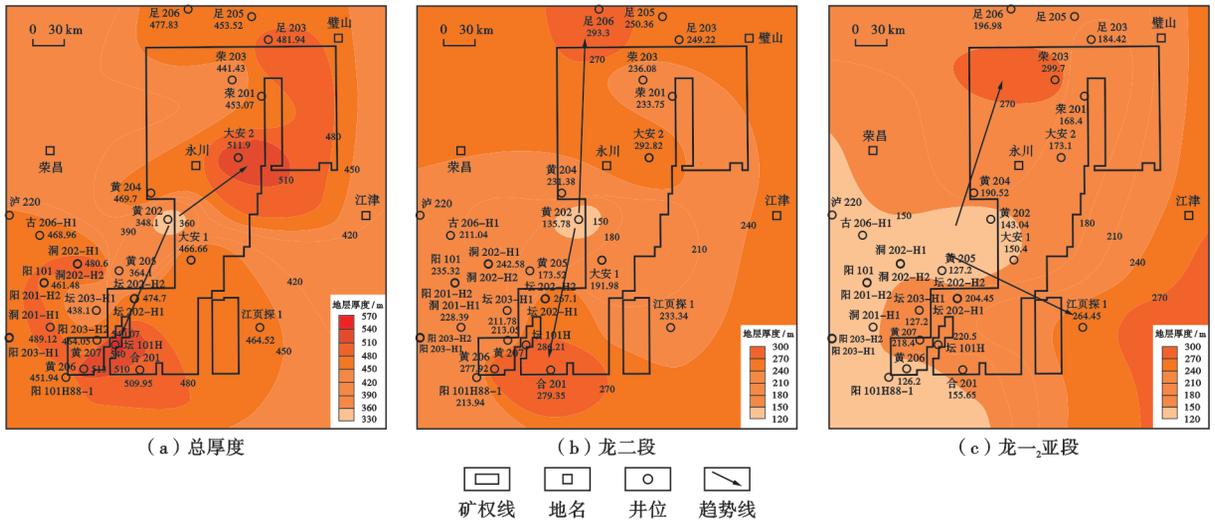


图3 渝西地区大安区块不同层段地层厚度展布

Fig. 3 Thickness distribution of different layers in Da'an block, western Chongqing

黄铁矿结核和纹层条带,是目前四川盆地内部及盆缘浅一中—深层页岩气勘探开发的目的层段<sup>[22-24]</sup>。针对四川盆地龙一<sub>1</sub>亚段地层划分方案,在2020年以前,中国学者主要采用“四分法”的小层划分方案<sup>[6,25]</sup>。随着深层页岩气勘探开发不断突破进展,对优质层段精度划分要求更高,因此在前人地层划分方案基础上,进一步依据测井曲线、旋回和元素特征,将大安区块龙一<sub>1</sub>亚段精细划分为7个小层,与泸州地区深层页岩气优质页岩段小层划分保持一致<sup>[26]</sup>。

大安区块五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段(五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段7小层)累计厚度为43.6~78.2 m,总体上具有自北向南增厚的趋势,五峰组由北至南逐渐减薄。工区内各井五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段7小层的各小层厚度变化较大,龙一<sub>1</sub>亚段6小层平均厚度最大,龙一<sub>1</sub>亚段1小层平均厚度最小(图4)。最为优质页岩气储层龙一<sub>1</sub>亚段1小层—龙一<sub>1</sub>亚段3小层累计厚度自北向南呈现逐渐增加的趋势(图5)。

### 2.3 沉积岩相

#### 2.3.1 岩相特征

五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段页岩矿物组分主要为石英、黏土矿物、方解石、白云石、长石及黄铁矿等,其石英含量最高(平均为41.9%),黏土矿物含量次之(平均为31.0%),碳酸盐矿物含量平均为15.8%。黏土矿物以伊利石为主(平均为60.8%),其次为伊/蒙混层(平均为24.2%),绿泥石平均含量为15.0%。石英矿物总体具有随着埋深增加而增大的趋势,黏土矿物含量随着埋深增加呈减小的趋势(图6)。

基于页岩“总有机碳含量+矿物成分”的命名方案,即基于总有机碳含量(TOC)值,将矿物岩相名称前冠以

“富碳(TOC值>4%)、高碳(TOC值为3%~4%)、中碳(TOC值为2%~3%)、低碳(TOC值<2%)”,页岩矿物岩相共可以分为4种相、13种亚岩相(表1)。大安区块五峰组—龙马溪组页岩岩相主要为高硅页岩和混合型页岩岩相,其中,高硅页岩以富黏土硅质页岩相为主,其次为富钙硅质页岩相;混合型页岩中以富钙/硅混合质页岩相、富硅/黏混合质页岩相和钙硅黏混合质页岩相均匀分布(图7)。

#### 2.3.2 沉积微相特征

大安区块五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段整体属于深水陆棚相沉积,在U/Th值>1.25的强还原深水沉积中,其厚度为4~8 m。根据岩性、电性、沉积构造、古生物、氧化还原条件等相标志,将五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段细分出5个沉积微相(表2)。其中,五峰组主要为含氧—贫氧深水陆棚;龙一<sub>1</sub>亚段自底部向上,依次发育缺氧深水陆棚、缺氧—贫氧深水陆棚、含氧—偶贫氧深水陆棚,贫氧—偶含氧深水陆棚沉积相(图8)。

### 2.4 源、储条件

#### 2.4.1 有机地球化学特征

大安区块五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段页岩实测TOC值为0.28%~7.88%,平均为2.80%。在纵向上,下层系(五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段4小层)TOC值较高(2.0%~7.0%,平均为3.3%);向上则TOC值逐渐降低,上层系(龙一<sub>1</sub>亚段5小层—龙一<sub>1</sub>亚段7小层)TOC值平均为2.8%。五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段4小层TOC值普遍在3%以上,在平面上向北至R201井一带则有所降低(图9)。岩心样品干酪根镜下检测结果表明,有机质类型主要为I型,少量为II<sub>1</sub>型,生烃能力优越。沥青测点等效R<sub>o</sub>为2.13%~2.15%,平均为2.14%,处于过成熟早期的干气阶段。

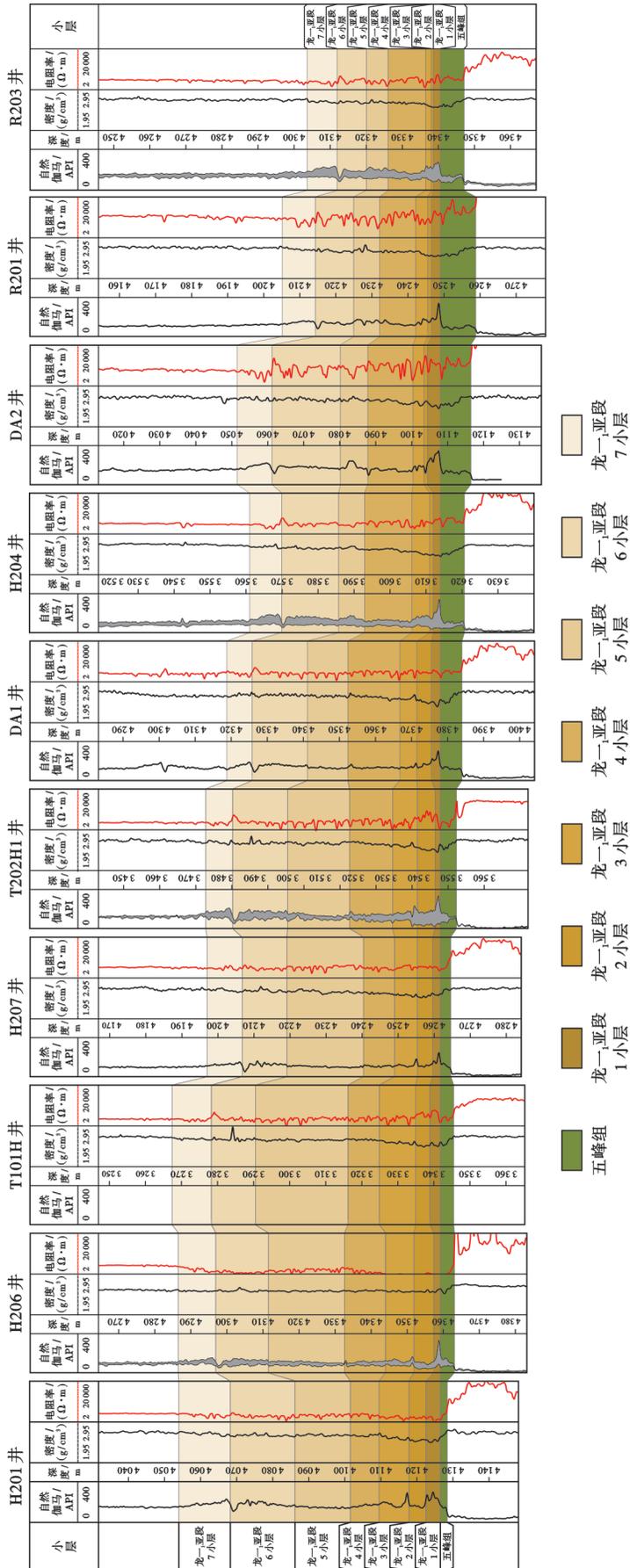


图 4 大安区块 NE-SW 向五峰组—龙一亚段小层连井对比

Fig. 4 Correlation of small-layer well connection in NE-SW trending from Wufeng Formation to submember 1 of Member 1 of Longmaxi Formation in Da'an block

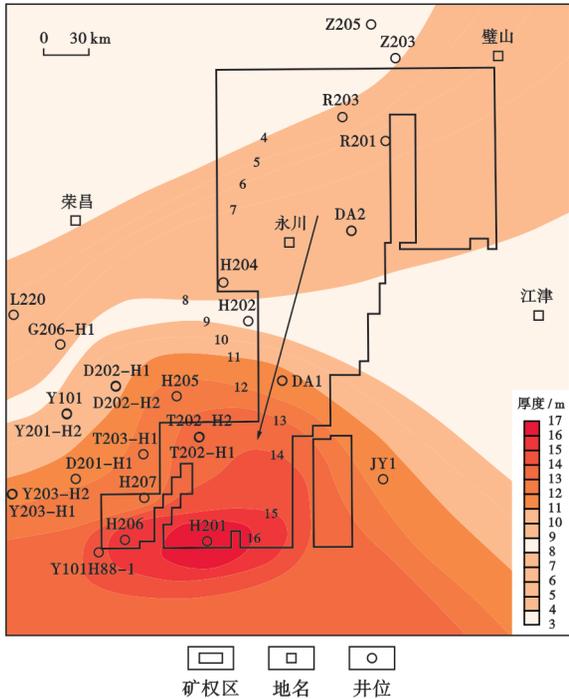


图5 渝西地区大安区块龙一<sub>1</sub>亚段1—3小层页岩累计厚度分布

Fig. 5 Cumulative thickness distribution of sub-layer 1 to 3 of submember 1 of Member 1 of Longmaxi Formation shale in Da'an block, western Chongqing

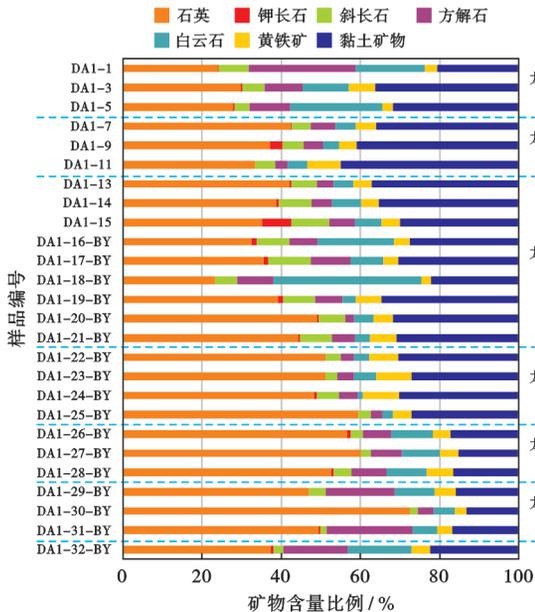


图6 大安区块 DA1 井五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段页岩储层全岩矿物成分

Fig. 6 Whole rock mineral strip of shale reservoir from Wufeng Formation to submember 1 of Member 1 of Longmaxi Formation in Well DA1, Da'an block

2.4.2 孔、缝特征

基于宏观岩心裂缝观察,大安区块五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段高角度缝、垂直缝总体不发育,仅局部见细小高角度缝及整体垂直缝,水平缝较为发育[图 10(a)—图 10(c)],

总体上构造缝没有邻区泸州区块和大足区块发育<sup>[27-28]</sup>。显微薄片和氩离子抛光扫描电镜观察显示,页岩微观水平纹层缝发育,复杂构造缝仅局部可见,水平缝常被有机质充填[图 10(d)],垂直缝多被方解石充填[图 10(e)],构造缝局部见石膏脉体充填[图 10(f)]。裂缝可划分为层间缝、粒间缝、粒内缝、有机质相关缝[图 10(g)—图 10(i)]等类型。

基于扫描电镜观察,大安区块五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段页岩气储层有机质孔较无机孔更为发育,这归因于甲烷的超临界特性促进大量有机质在高成熟—过成熟期高温热裂解生气,并在有机酸作用下伴生丰富的有机质孔隙<sup>[29]</sup>。无机孔主要发育晶间孔和粒内溶孔,局部见粒间孔[图 11(a)—图 11(c)],以宏孔为主。有机质孔呈蜂窝状、气泡状、港湾状,常被有机酸溶蚀,可见孔径主要分布在 30~100 nm[图 11(d)—图 10(f)]。

表1 渝西大安地区页岩岩相命名方案矿物含量  
Table 1 Mineral contents of Da'an shale lithofacies nomenclature scheme in western Chongqing

岩相	代码	岩石亚相	黏土矿物/ %	硅质矿物/ %	碳酸盐矿物/ %
高硅页岩	S	生物硅质页岩相	0~25	>75	0~25
	S-1	富钙硅质页岩相	0~25	50~75	12.5~50.0
	S-2	富黏土硅质页岩相	12.5~50.0	50~75	0~25
混合型页岩	M-1	富钙/硅混合质页岩相	0~25	25~50	25~50
	M-2	富硅/黏混合质页岩相	25~50	25~50	0~25
	M-3	钙硅黏混合质页岩相	25~50	25~50	25~50
	M-4	富钙/黏混合质页岩相	25~50	0~25	25~50
高黏土页岩	CM	泥岩相	>75	0~25	0~25
	CM-1	富硅黏土质页岩相	50~75	12.5~50.0	0~25
	CM-2	富钙黏土质页岩相	50~75	0~25	12.5~50.0
高钙页岩	C	灰岩相	0~25	0~25	>75
	C-1	富硅钙质页岩相	0~25	12.5~50.0	50~75
	C-2	富黏土钙质页岩相	12.5~50.0	0~25	50~75

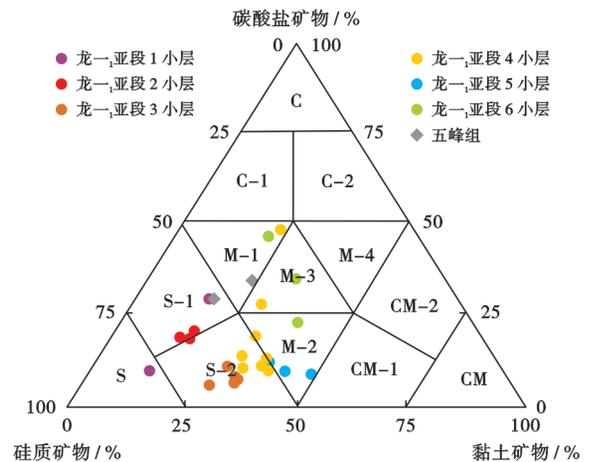
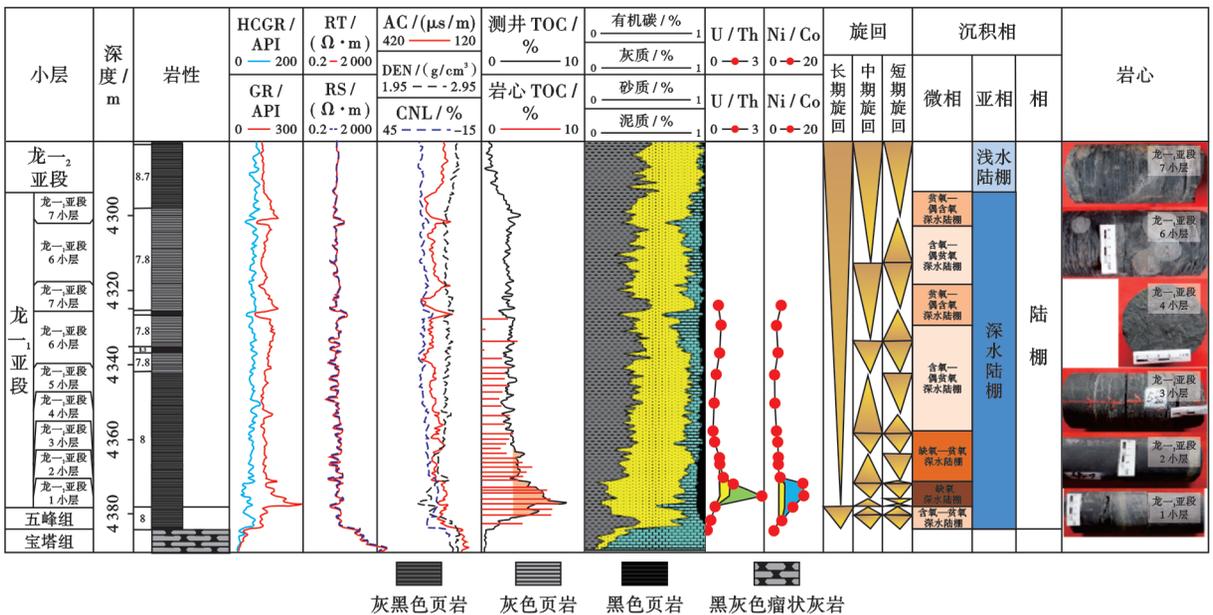


图7 大安区块 DA1 页岩气井五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段页岩矿物岩相三端元划分

Fig. 7 Three-end-member division of shale mineral lithofacies from Wufeng Formation to submember 1 of Member 1 of Longmaxi Formation in shale gas Well DA1, Da'an block

表 2 大安区块五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段页岩沉积微相及特征  
Table 2 Sedimentary microfacies and characteristics of shale from Wufeng Formation to submember 1 of Member 1 of Longmaxi Formation in Da'an block

微相	沉积环境(元素比值)		岩相类型	分布状况(小层)
	U/Th	Ni/Co		
含氧—偶贫氧深水陆棚	<0.75, 部分在 0.75~1.25	<5, 部分在 5~7	混合型页岩和高硅页岩	4 小层上部, 5 和 6 小层
贫氧—偶含氧深水陆棚	1.25~0.75, 部分小于 0.75	5~7, 部分小于 5	混合型页岩为主, 小部分为高黏土页岩	6 小层顶部和 7 小层
缺氧—贫氧深水陆棚	>0.75	>5	高硅页岩为主, 部分为混合型页岩	4 小层, 3 小层
缺氧深水陆棚	>1.25	>7	高硅页岩	1 小层, 2 小层
含氧—贫氧深水陆棚	0~1.25	0~7	混合型页岩为主, 小部分为高硅页岩	五峰组



灰黑色页岩 灰色页岩 黑色页岩 黑灰色瘤状灰岩

注: HCGR—无轴自然伽马; GR—自然伽马; RT—真电阻率; RS—侵入带电阻率; AC—声波时差; DEN—密度; CNL—补偿中子。

图 8 DA1 井五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段页岩地层沉积综合柱状图

Fig. 8 Comprehensive column of stratigraphic sedimentation shale from Wufeng Formation to submember 1 of Member 1 of Longmaxi Formation in Well DA1

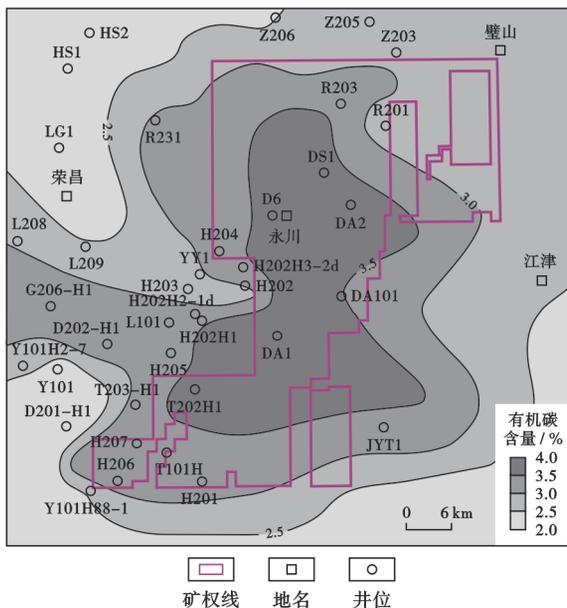


图 9 大安区块五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段 4 小层有机碳含量

Fig. 9 Contours of organic carbon content from Wufeng Formation to sub-layer 4 of submember 1 of Member 1 of Longmaxi Formation in Da'an block

N<sub>2</sub> 吸附实验分析表明, 介孔—宏孔(孔径 > 2 nm) 的平均比表面积为 27.07 m<sup>2</sup>/g, 平均孔体积为 0.04 cm<sup>3</sup>/g; CO<sub>2</sub> 吸附实验分析, 微孔(孔径 < 2 nm) 平均比表面积为 16.28 m<sup>2</sup>/g, 平均孔体积为 0.0028 cm<sup>3</sup>/g。五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段孔径呈现双峰特征(图 12), 其中龙一<sub>1</sub>亚段 1~3 小层以 2~3 nm 孔隙最为发育; 4~7 小层呈现双峰特征, 3 nm 和 30~70 nm 孔隙发育。

2.4.3 物性特征

大安区块五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段岩心实测孔隙度为 0.84%~7.43%, 平均为 4.31%, 孔隙度大于 4% 的样品占比为 43.5%, 整体物性较好。纵向上, 下层系(五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段 4 小层)孔隙度较高, 分布在 2.8%~5.9%, 平均为 4.3%, 主体为 I 类储层; 上层系(龙一<sub>1</sub>亚段 5 小层—龙一<sub>1</sub>亚段 7 小层)孔隙度为 2.7%~4.4%, 平均为 3.6%, 以 II 类储层为主。平面上, 工区内下层系优质储层段孔隙度整体较高, 普遍在 4% 以上, 向北至 R201 井、向西至 H204 井一带则有所降低[图 13(a)]。

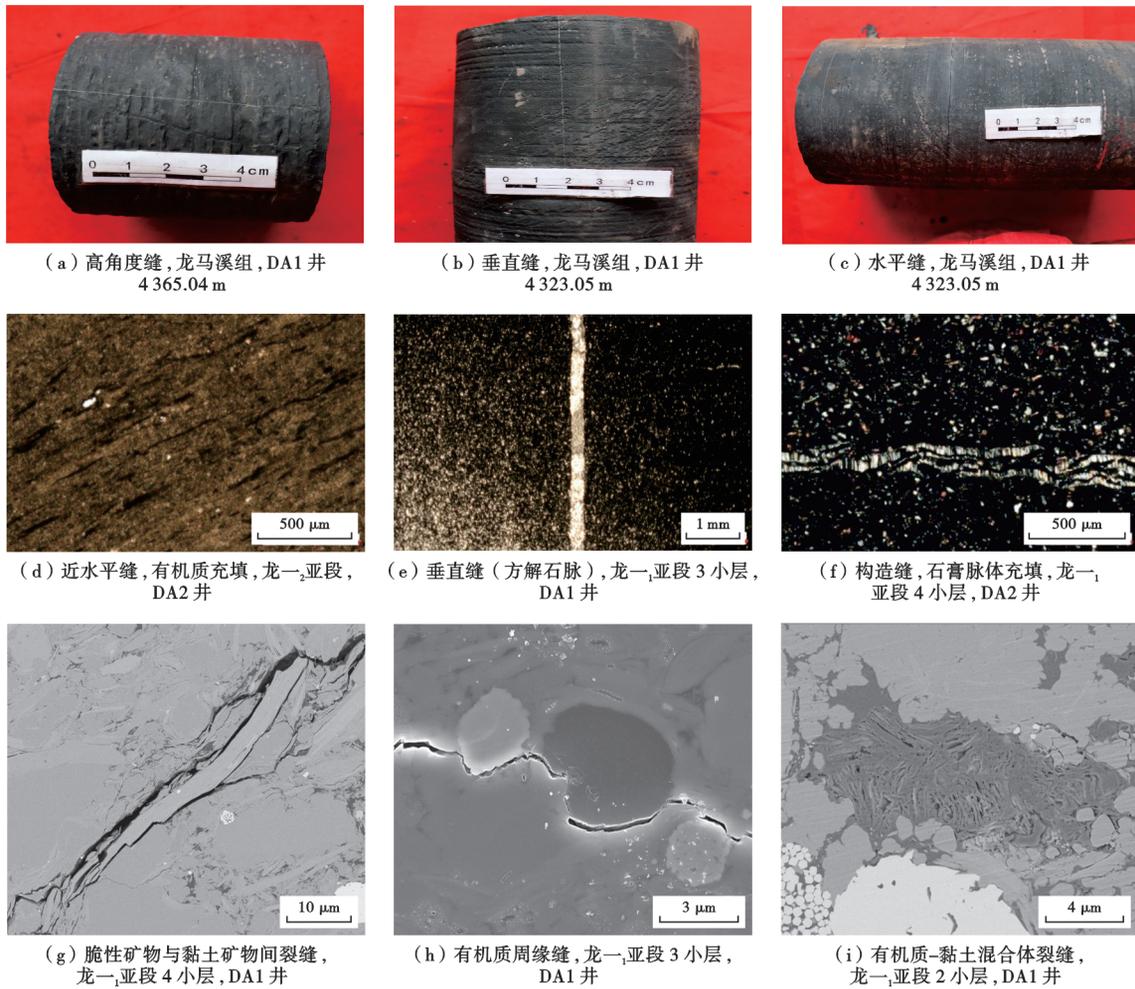


图 10 大安区块龙<sub>1</sub>亚段页岩宏观与微观裂缝发育特征

Fig. 10 Macro and micro fracture characteristics of submember 1 of Member 1 of Longmaxi Formation shale in Da'an block

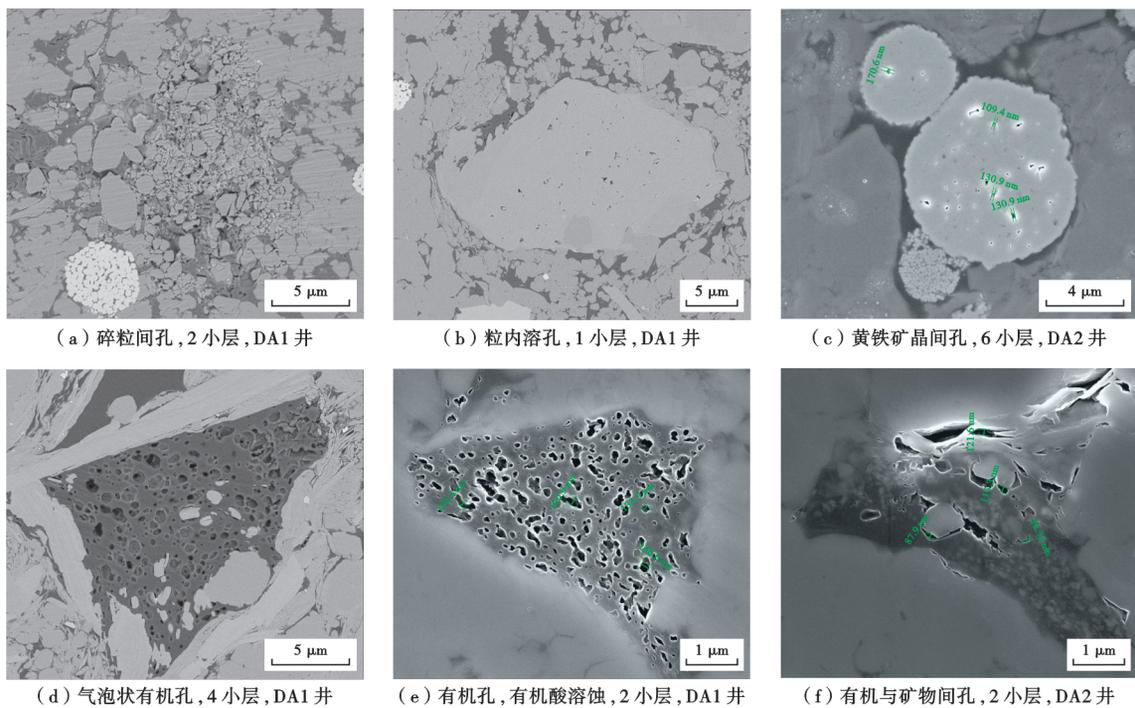


图 11 大安区块龙<sub>1</sub>亚段页岩微观孔隙发育特征

Fig. 11 Micropore development characteristics of submember 1 of Member 1 of Longmaxi Formation shale in Da'an block

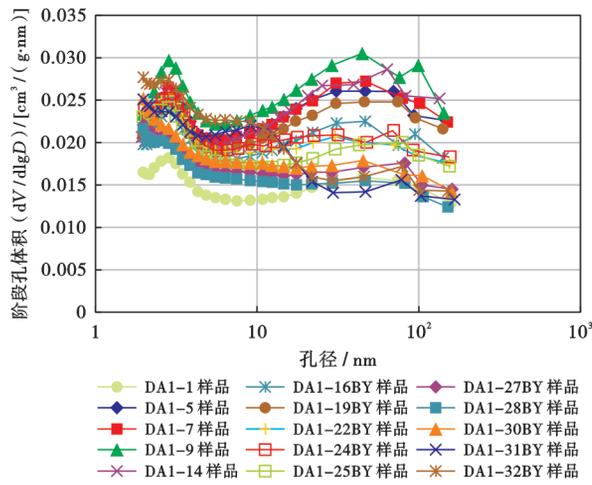


图 12 大安区块五峰组一龙一<sub>1</sub>亚段页岩气储层孔径分布特征  
Fig. 12 Pore size distribution characteristics of shale gas reservoir from Wufeng Formation to submember 1 of Member 1 of Longmaxi Formation in Da'an block

2.4.4 含气性特征

DA1 井下层系页岩进行了保压密闭取心,保压取心含气量为 5.66~11.68 m<sup>3</sup>/t,平均为 8.12 m<sup>3</sup>/t。对区域内五峰组一龙一<sub>1</sub>亚段采用常规方法获取岩心分析得到的总含气量为 0.40~15.11 m<sup>3</sup>/t,平均为 4.83 m<sup>3</sup>/t。纵向上,下层系含气量较高,分布在 3.8~8.9 m<sup>3</sup>/t,平均为 5.7 m<sup>3</sup>/t;上层系总含气量有所降低,分布在 2.5~4.5 m<sup>3</sup>/t,平均 3.8 m<sup>3</sup>/t。平面上,工区内下层系优质储层段含气量高,普遍在 5 m<sup>3</sup>/t 以上;北部 R201 井一带有所降低,约为 4.5 m<sup>3</sup>/t[图 13(b)]。岩心解析实验显示,页岩气以游离气为主,游离气含量占比为 71.35%。

2.4.5 优质储层展布

采用 TOC 含量、有效孔隙度、含气量和脆性矿物 4 个参数作为储层评价分类的依据,将页岩气储层细分为 I 类、II 类和 III 类(表 3)。五峰组一龙一<sub>1</sub>亚段 I + II 类储层累计厚度较大,分布范围为 38~60 m。其中,

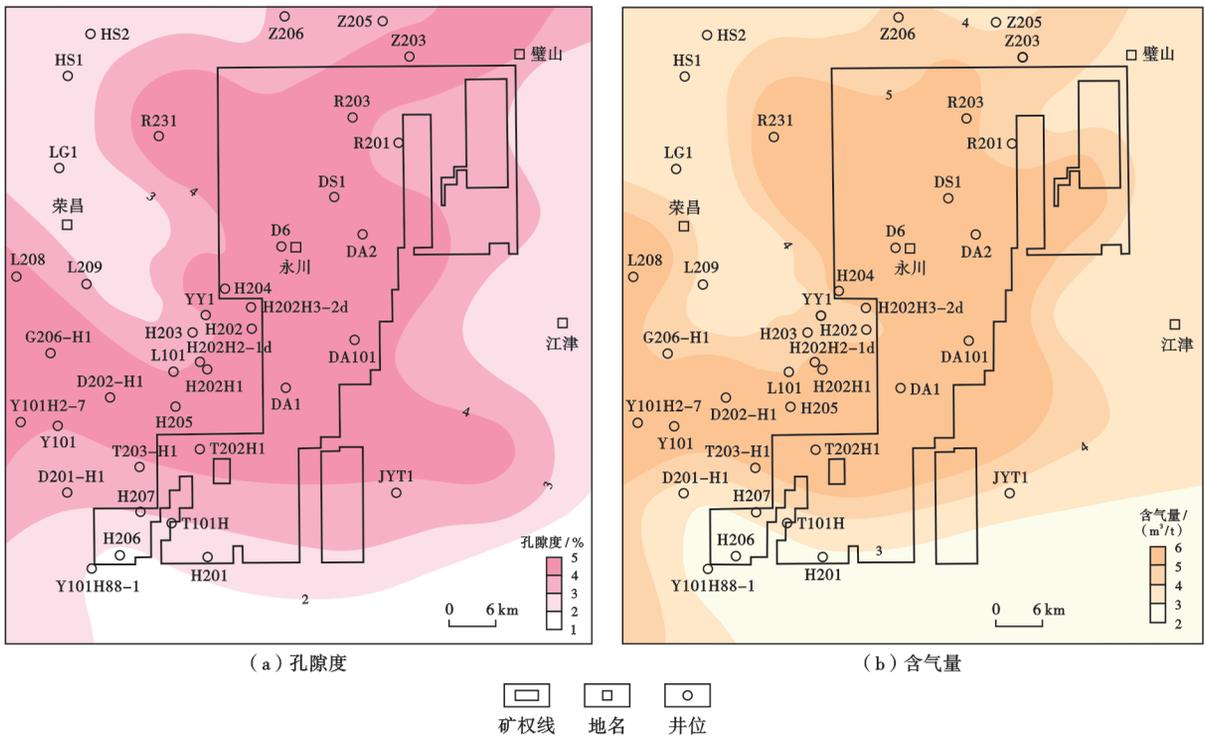


图 13 大安区块五峰组一龙一<sub>1</sub>亚段 4 小层页岩储层孔隙度和含气量平面展布

Fig. 13 Horizontal distribution of porosity gas content of shale reservoir from Wufeng Formation to sub-layer 4 of submember 1 of Member 1 of Longmaxi Formation in Da'an block

表 3 大安区块深层页岩气储层分类评价标准

Table 3 Classification and evaluation reservoir of deep shale gas reservoirs in Da'an block

分类	TOC/ %	有效孔隙度/ %	脆性矿物/ %	含气量/ (m <sup>3</sup> /t)
I 类储层	≥3	≥4	≥55	≥3
II 类储层	2~3	3~4	45~55	2~3
III 类储层	1~2	2~3	30~45	1~2
非储层	<1	<2	<30	<1

下层系(五峰组一龙一<sub>1</sub>亚段 4 小层)发育一套强还原硅质、碳质页岩,以连续 I 类储层为主,五峰组底部及龙一<sub>1</sub>亚段 4 小层上部为 II 类储层, I + II 类储层为 20~29 m,其 I 类储层厚度为 6~18 m,主要发育在五峰组上部一龙一<sub>1</sub>亚段 3 小层(图 14),DA1 井—DA2 井一带为厚度高值区[图 15(a)], TOC 值为 3.0%~8.3%,总含气量为 3.3~12.6 m<sup>3</sup>/t,孔隙度为 4.0%~6.3%,脆性矿物含量为 56.1%~81.1%。上层系(龙

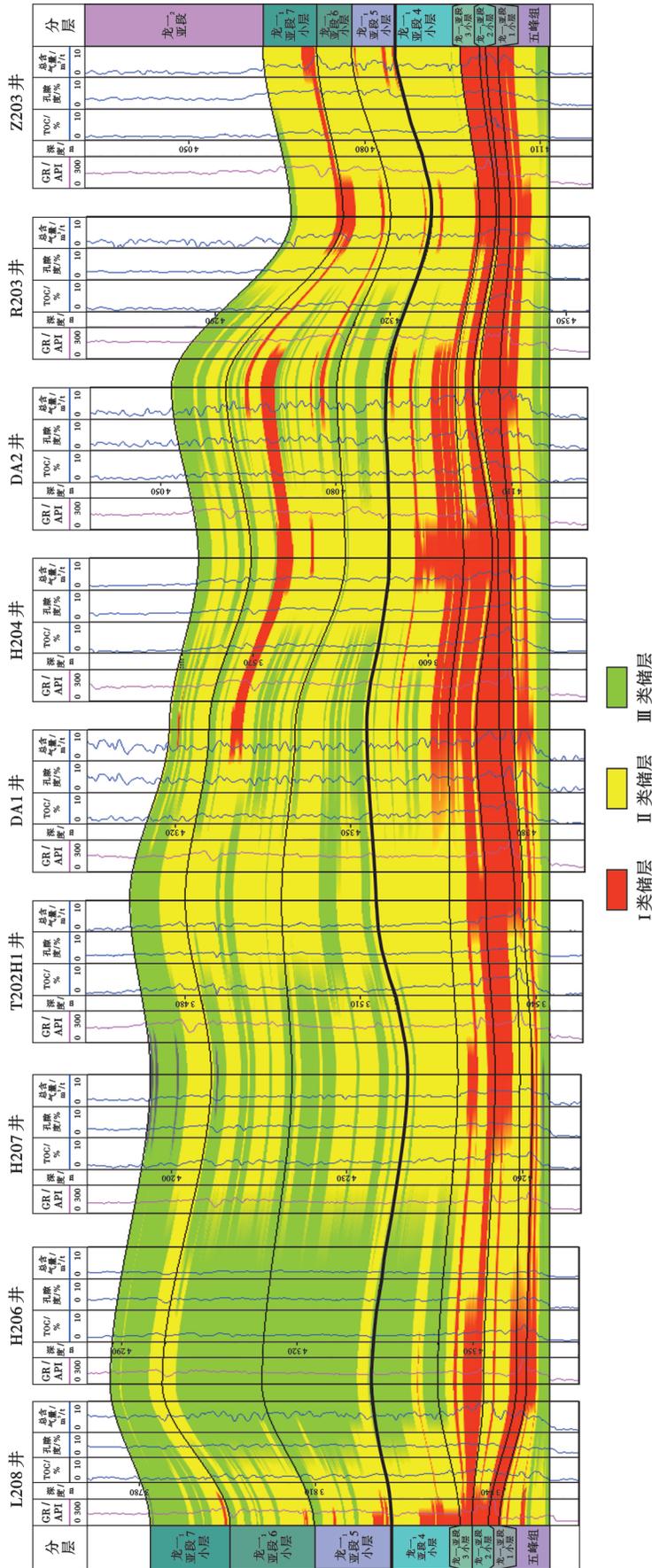


图 14 大安区块五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段页岩气优质储层连井剖面  
 Fig. 14 Well connection profile of high-quality shale gas reservoirs from Wufeng Formation to submember 1 of Member 1 of Longmaxi Formation in Da'an block

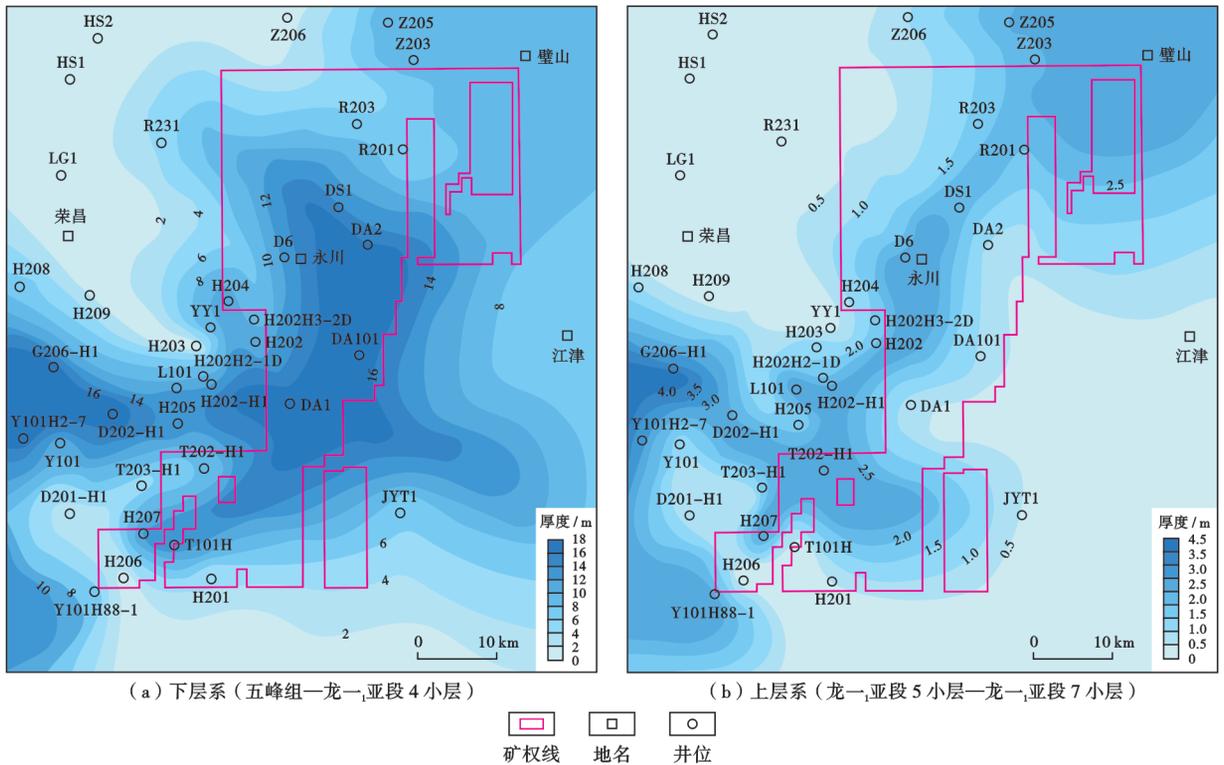


图 15 大安区块五峰组—龙—亚段上、下层系 I 类优质页岩储层展布

Fig. 15 Distribution of type I high-quality shale reservoirs in upper and lower strata from Wufeng Formation to submember 1 of Member 1 of Longmaxi Formation in Da'an block

—<sub>1</sub> 亚段 5 小层—龙—<sub>1</sub> 亚段 7 小层)的 I + II 类储层厚度为 18~33 m,其中 I 类储层厚度较薄(厚度为 0.5~3.0 m,图 14),平面变化大,而泸州、大足区块则厚度较大[图 15(b)]。大安区块 I 类储层连续发育,优质页岩稳定分布,储层评价指标与邻区泸州、大足及川东南地区的深层页岩气基本相当<sup>[30-31]</sup>。

### 2.5 断裂与力学性质

#### 2.5.1 断裂发育特征

按照川南地区断层特征及分类标准,将断裂划分为 4 个等级(表 4)。采用全三维立体综合解释断层技术,对大安区块二维+三维地震资料进行构造地质精细解释,识别出各类断层 120 条,其中 I 级断层不发育,II 级断层 6 条、III 级断层 16 条、IV 级断层 98 条。断裂发育程度总体较低,以 II 级及以下断层为主,对天然气保存条件影响较小。

大安区块 II 级断层下部滑脱于寒武系高台组膏岩

层,上部断至三叠系嘉陵江组膏岩层(如图 16 中 F4、F6)。根据研究区及邻区实钻井与 II 级断层的距离关系分析,II 级断层对天然气藏的压力系数和含气饱和度基本没有影响(图 17)。下部断于志留系泥岩或寒武系高台组膏岩层、上部断过二叠系的 III 级断层(如图 16 中 F22),对构造圈闭和气藏保存有一定影响。下部滑脱于寒武系高台组膏岩层,上部断至志留系内部的 III 级断层(如图 16 中 F14),对气藏保存影响较小,主要影响页岩气的部署和钻探。在奥陶系—志留系内发育的 IV 级断层(图 16),对天然气藏保存基本无影响,主要对页岩气的钻井和压裂有一定影响。

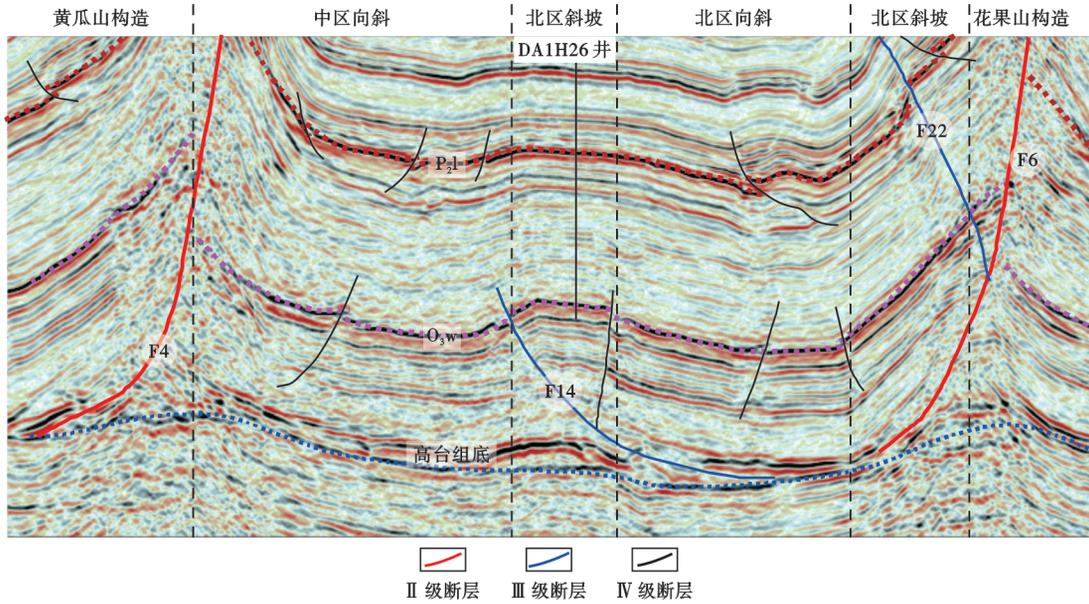
#### 2.5.2 地应力性质

根据地应力场特征,将川东南—渝西构造域分为 3 个区带:以圣灯山—螺观山构造—西山构造一线以西为 I 区,隶属于川中低陡缓构造带,应力场为正断—拉伸应力场;界于圣灯山—螺观山构造—西山构造南

表 4 四川盆地五峰组—龙马溪组断层分类标准

Table 4 Fault classification criteria of Wufeng-Longmaxi formations in Sichuan Basin

断裂等级	分级依据及特征
I 级	控制盆地沉积,断穿基底,在剖面上的上、下盘断距非常大,断层可能从深层一直断到浅层;平面上延伸很长,规模较大,从浅到深都会存在
II 级	控制构造带,是褶皱形变构造带的分界线,剖面特征很明显,断距比较大,平面延伸较长
III 级	控制局部构造,如形成鼻状构造的两翼断层,剖面特征上断距不是很大,平面延伸较短
IV 级	伴生断层、小断层、微断层等



注：P<sub>2</sub>l—龙潭组；O<sub>3</sub>w—五峰组。

图 16 大安区块 EW 向地震剖面断裂发育特征

Fig. 16 Fault development characteristics in the east-west seismic profile in Da'an block

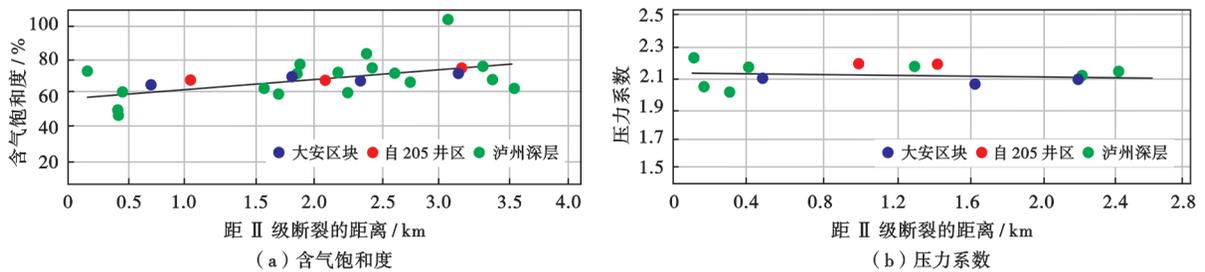


图 17 川南—渝西地区页岩气储层含气饱和度、压力系数与距离 II 级断裂的关系

Fig. 17 Relationship of gas saturation, pressure coefficient and distance II-grade fault of shale gas reservoir in southern Sichuan and western Chongqing

段与坛子坝构造—黄瓜山构造—东山构造所围限的范围为 II 区，隶属于川西南低陡构造带，应力场为压扭走滑应力场；III 区则以坛子坝构造—黄瓜山构造—东山构造—西山背斜北段倾末端为西边界，以石龙峡构造西—临峰场构造东—温塘峡构造东为东边界，隶属于川东南低陡构造带，应力场为张扭走滑应力场。大安区块以东山背斜—黄瓜山背斜—坛子坝背斜为界，以东属于张扭走滑应力场，以西属于压扭走滑应力场(图 18)。

大安区块五峰组—龙<sub>1</sub>亚段最大水平主应力方向在区域上总体一致，为 NW—SE 向，方位角为 115°~145°，与构造长轴呈近垂直。最小水平主应力为 84~98 MPa，与泸州地区的深层页岩气相当。水平应力差为 7~15 MPa，略小于泸州深层页岩气田，大安区块五峰组—龙<sub>1</sub>亚段 4 小层水平应力差整体上的差异性不明显。五峰组—龙<sub>1</sub>亚段 4 小层弹性模量为 25~45 GPa，泊松比主要为 0.18~0.30，不同层段整体分布样

式接近，呈高低相间分布格局。页岩气井测试折算压力系数为 1.9~2.2，为超高压气藏，证明其保存条件良好。

### 2.6 页岩气富集成藏特征

笔者基于昭通国家级页岩气示范区山地页岩气十多年的勘探开发探索评价实践和重大科研项目攻关研究成果，创新提出了“多场协同多元耦合”山地页岩气富集成藏赋存理论，总结出了“多素叠置”页岩气富集成藏规律。其中，“多场协同”即构造应力场、沉积环境场、地温热能场、流体相态场等多功能场协同作用，“多元耦合”即页岩自沉积、成岩、成储、成烃、成藏到赋存的多阶段元素耦合作用，“多素叠置”即沉积烃源条件好、优质页岩储层品质好、构造保存赋存条件好、钻压工程实施条件好<sup>[32]</sup>等多要素叠置的富集成藏。在大安区块深层页岩气勘探开发实践中，这些地质勘探理论起到了较好的指导作用，促成了大安深层页岩气田的快速顺利勘探突破与建成。

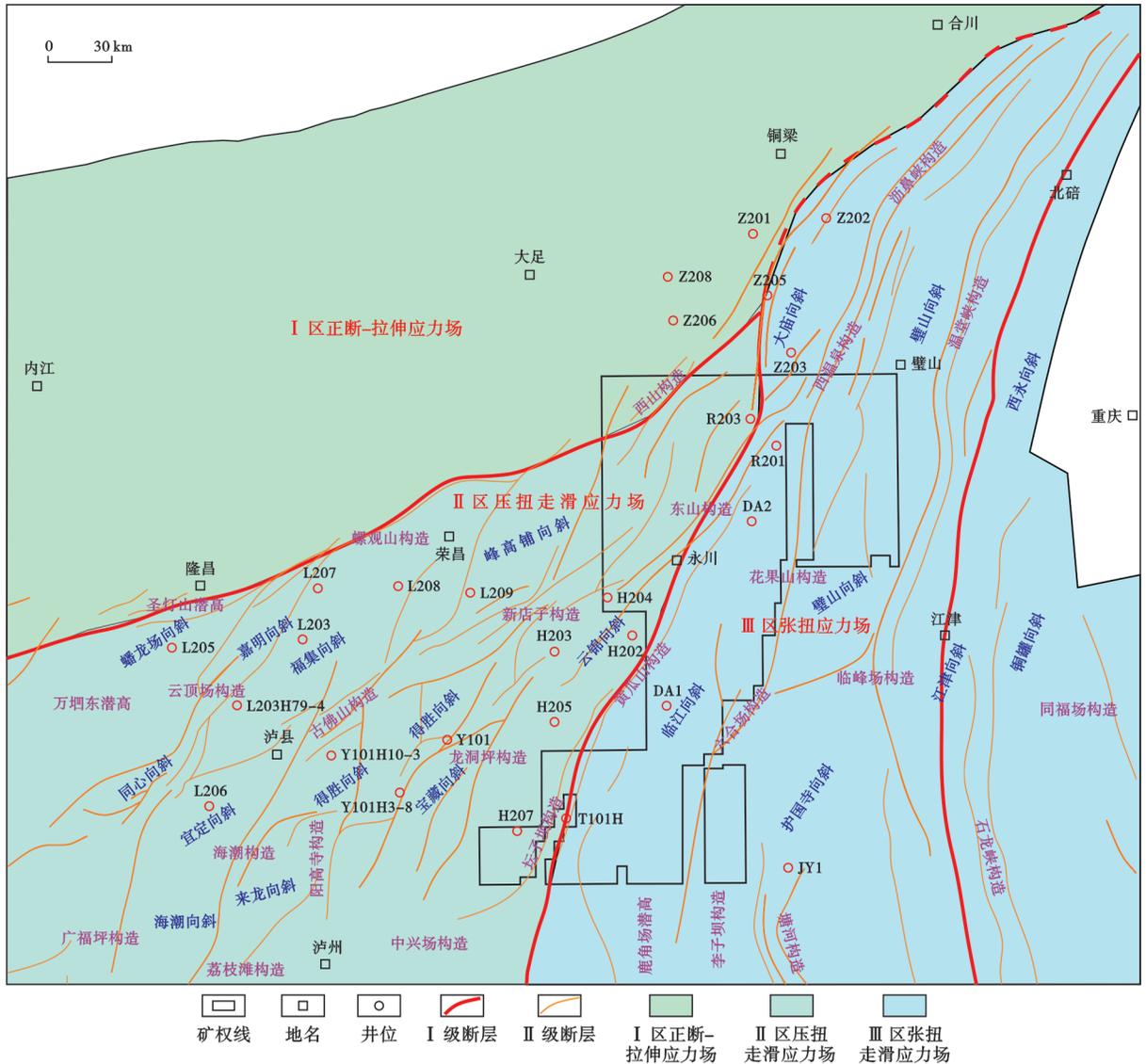


图 18 渝西—川东南地区五峰组—龙马溪组现今地应力场分布

Fig. 18 Present geostress field distribution of Longmaxi Formation in western Chongqing and southeastern Sichuan Basin

基于前文对区域地质背景、地层沉积岩相、烃源岩和储层、断裂与力学性质等的分析可知,大安区块五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段深层页岩气具有较好的富集成藏条件。五峰组—龙马溪组沉积期处于四川盆地沉积中心,下部优质页岩层整体属于深水陆棚强还原欠补偿环境,在其沉积时期受高频火山灰喷发沉积旋回控制,拥有较强的生物繁殖生产力,强还原缺氧环境提供了有利的富有机生物硅质烃源条件,有机地球化学指标优良,生烃物质基础条件优越,良好的成烃条件使得区域内优质页岩分布稳定,连续厚度大。向斜构造带具有宽缓展布的特点,上覆多套区域盖层构筑稳定的整体封闭保存体系,页岩气优质储层在向斜区域内连续分布,微观储集空间发育、物性好、页岩自封闭性好、含气性高,呈现高成熟—过成熟度的干气型超压体系连续气藏。在优质页岩储层中微米—纳米级复杂缝和水平缝较为发育,脆性矿物含量高,可压

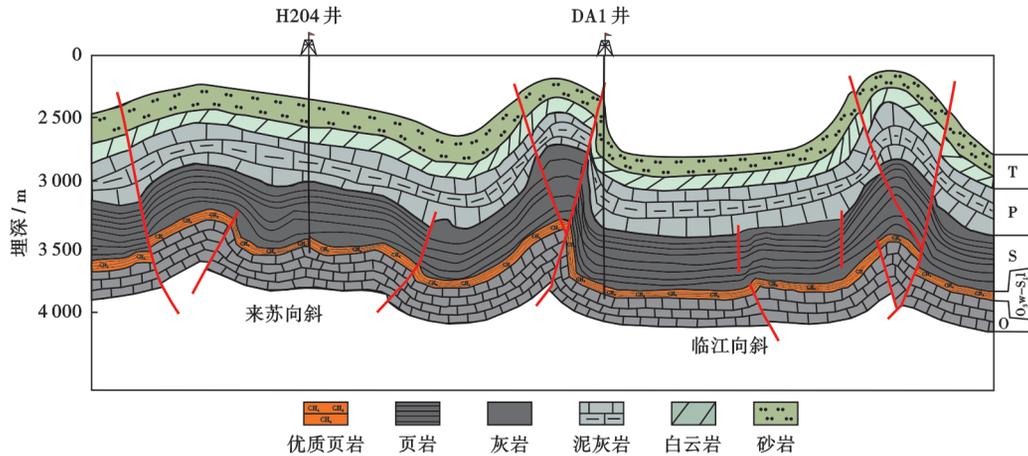
性好,水平应力差相对较小,五峰组上部—龙一<sub>1</sub>亚段 2 小层呈现张扭走滑背景下的拉伸正断应力体系,通过后水水力压裂改造较容易形成具有复杂缝网的人工气藏。

深层页岩气储层相较于浅层页岩气有更好的整体封闭保存体系,游离气含量更高,其孔隙压力也较高,单位体积内储集的甲烷分子数量更多,含气性更好。大安区块五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段下层系优质页岩气储层具有较好的顶、底板条件:稳定沉积有大套的石牛栏组和龙二段灰质泥岩层可作为龙一<sub>1</sub>亚段优质页岩气储层的区域间接盖层,五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段上层系和龙一<sub>2</sub>亚段厚层致密页岩可作为其直接盖层;页岩气储层下伏地层是连续沉积的奥陶系宝塔组灰色致密瘤状泥灰岩,厚度大,与页岩气储层呈整合接触关系,可作为优质页岩气储层的底板。研究区虽经历了多期构造运动的叠加改造,导致地层强烈褶皱形变,但在其宽缓

向斜部位没有强烈响应,预示着向斜拥有更好的保存条件使深层页岩气富集。

根据岩心、地震资料及成像测井观察,大安区块受印支期以来持续挤压型构造应力的影响,地层发育多处Ⅱ级以下断层,其类型多为推覆型逆断层。实钻井压力系数和含气饱和度与背斜带Ⅱ级断层的距离关系分析表明,Ⅱ级断层对含气性基本没有影响,证实了窄陡背斜断层具有逆冲闭合特征,对宽缓向斜连续分布的页岩气具有较好的遮挡作用。由此,笔者创新建立了基

于“窄陡背斜断层遮挡-宽缓向斜连续分布”的大安深层页岩气富集成藏模式(图 19)。在优质页岩气储层的上覆/下伏层,连续沉积地层的顶、底板岩性致密且厚度大,加之压扭性逆断层的遮挡封堵性好、构造形变改造程度弱、向斜构造完整,这些持续良好的保存条件使得面积较大的宽缓向斜中的五峰组—龙马溪组页岩气形成整装自封闭体系。在构造转折带与低幅背斜构造、高陡背斜的倾伏区,中和面以上层系多处于张性的应力环境,微裂缝发育,页岩气具有富集高产的条件。



注:O—奥陶系;O<sub>3w</sub>—五峰组;S<sub>1</sub>—龙马溪组;S—志留系;P—二叠系;T—三叠系。

图 19 基于“窄陡背斜断层遮挡-宽缓向斜连续分布”的大安深层页岩气富集成藏模式

Fig. 19 Shale gas enrichment and accumulation model based on characteristics of “narrow and steep anticlinal fault occlusion with wide and gentle syncline continuous distribution” in Da'an deep area

### 3 深层页岩气勘探开发关键技术

针对大安深层页岩气成藏地质特征,通过两年来的地质勘探评价与先导开发试验探索实践,形成了深层页岩气综合勘探开发的 5 大技术系列:①多尺度天然裂缝精细识别与稳定性评价技术;②井平台全生命周期一体化评价与设计技术;③深层页岩气高温优快钻井配套技术;④密切压碎缝控增储提产兼顾套变防治为核心的水平井分段体积压裂 2.0 工艺技术;⑤基于高频压力连续监测和人造气藏动态评估优化的深层页岩气精细控压返排技术。

#### 3.1 多尺度天然裂缝精细识别与稳定性评价技术

针对大安区块五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段页岩天然裂缝,从微米、纳米—毫米、厘米—米级尺度开展多尺度精细识别。基于岩石薄片和扫描电镜进行微米、纳米级裂缝精细识别,显微薄片(微米级)和扫描电镜(纳米级)显示水平纹层缝发育,复杂构造缝仅局部可见,水平缝常被有机质充填,构造缝多被方解石充填,局部见石膏脉体充填。采用岩心观察和成像测井资料进行毫米、厘米级岩心观察分析,五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段裂缝以水平缝为主,少见复杂高角度缝,大足区块和泸州区块

复杂构造缝相对于大安区块更加发育。利用地震数据进行米级裂缝带分析,通过压缩子波、智能学习等多种提频处理方法,使地震反射特征更为清晰、目的层主频得到提高、带宽得到拓展,提高了微裂缝预测精度。宽阔的来苏、临江向斜中相对宽缓区的裂缝以网状缝为主,宽度相对狭窄(<4 km)的槽状向斜区的裂缝以单一方向缝为主。

开展多尺度下不同方位的裂缝稳定性研究,用以指导钻井实施,提高风险预测符合率。开展极限应力状态分析研究认为,如果剪应力超过正应力就会导致摩擦力增加,裂缝进而出现滑动和张开;因裂缝内部的不平整和自我支撑机制,滑动的裂缝通常具有更大的开度,导流能力更强,应力敏感性较强,这对于钻井、压裂和气井生产都具有重要的影响。针对大安区块五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段页岩层不同走向裂缝滑动风险和地质体的不稳定性进行了预测评价,认为 NNW—SSE 向(近 NS 向)裂缝滑移度风险最大,次为近 EW 向断裂,而 NE 向断裂的裂缝滑移度风险最小;区块内的 NE 向裂缝最发育,稳定性好,不易滑动;近 NS 向裂缝中等发育,容易发生滑动(表 5)。在多级风险预测结果的基础上,结合大安区块单井钻井参数、压窜和套变点等

表 5 大安区块五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段不同走向裂缝稳定性对比分析

Table 5 Comparative analysis of fracture stability in different strike from Wufeng Formation to submember 1 of Member 1 of Longmaxi Formation in Da'an block

天然裂缝带走向	井区内发育程度	与最大水平主应力方向(125°)夹角	裂缝稳定性	对储层水力压裂改造作业的影响	体积压裂利弊
NE—SW	最多	近垂直	较稳定	限制裂缝延长范围	不利
近 NS	较多	中等	较易激活	增加缝网复杂程度	有利
近 EW	较少	中等	易激活	增加缝网复杂程度	有利
NNW	最少	近平行	较易激活	易引起井间压串套变	不利

资料的多方面验证结果显示,风险预测的符合率达 75% 以上,从而确保了大安页岩气压裂“无套变、零丢段”。

### 3.2 井平台全生命周期一体化评价与设计技术

地质—工程一体化评价技术,就是从地质和工程的全生命周期多参数整体评价页岩储层特征,以高产量、高最终可采储量(EUR)、高效益等为目标,最大限度地了解页岩储层的特征,构建页岩储层“透明地质体”<sup>[8-9,32-33]</sup>。大安区块五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段下层系优质页岩气储层地质和工程品质好:①整体埋深为 3 200~5 000 m,主体埋深为 4 000~4 500 m;② I + II 类储层厚度为 20~25 m, I 类储层连续厚度为 7~13 m;③脆性好,脆性矿物含量为 55%~79%;④含气性好,含气量为 3.8~8.9 m<sup>3</sup>/t;⑤最大水平主应力方向为 NW—SE 向(122°~145°),水平应力差适中(分布在 13.0~13.4 MPa);⑥储层整体可压性好,杨氏模量为 29.0~35.2 GPa,泊松比为 0.20~0.21;⑦不发育大断裂,没有通天开启性断层,宽缓向斜区网状裂缝发育;⑧压力

系数整体高,普遍为 1.9~2.2。

践行“效益产量目标引领和问题导向”理念,强化设计源头把控。通过地质与工程一体化、技术与经济一体化、实施与质效一体化“三个一体化”的“过程产效融合”,实现优化设计。以体积压裂最优最大储层改造体积(SRV)和全生命周期最大 EUR 为导向,以经济效益为结合点,紧抓设计源头,建立平台三维地质模型,并通过裂缝稳定性预测、安全钻进泥浆窗口界限、水力压裂缝网模拟与产能预测等分析优化设计,实现平台产能模拟最大化,优化地质工程设计参数,实现平台部署方案最佳(图 20)。以井震约束为基础、迭代更新为手段,建立精度更高的页岩气地震—地质—工程一体化储层模型,有效保障箱体钻遇率。采用直井参数和水平井随钻数据,建立页岩气地震—地质—工程一体化模型和实施实时跟踪评估、动态调整,进行较为精确的轨迹优化和风险预警,水平井有效箱体平均钻遇率达 96.5%、固井质量优良,从而为后期实现页岩气效益产量突破提供坚实的井筒资源地质基础。

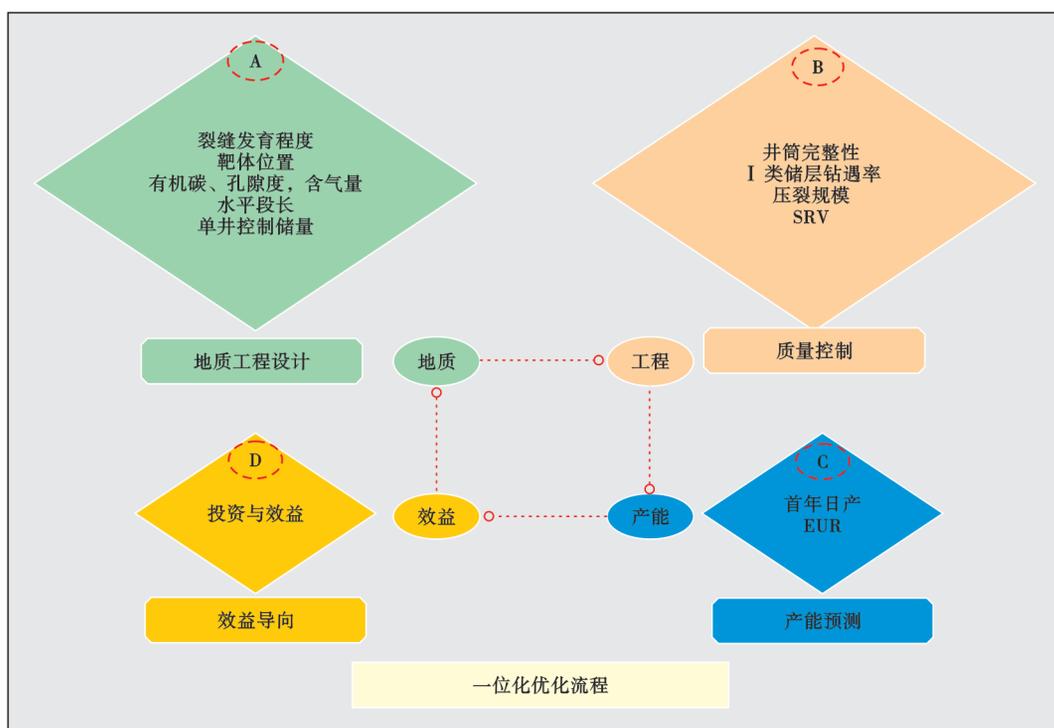


图 20 大安深层页岩气水平井平台地质—工程一体化部署设计流程

Fig. 20 Geological engineering integrated deployment design flow of Da'an deep shale gas horizontal well platform

### 3.3 深层页岩气高温优快钻井配套技术

借鉴川渝地区深层页岩气水平井优选钻井指导意见的经验,结合大安区块地层地质工程特征,强化钻井施工参数及高温旋转导向工具,优选钻头、钻具组合,优化造斜段-水平段泥浆性能指标和降泥浆温度、降泥浆密度、降固相含量的问题,突出三维储层模型指导钻井地质导向与靶体目标控制,精心控制钻井质量和效益,并积极组织施工,实现 DA1H 井、DA2H 井的导眼井和侧钻水平井的平稳安全完钻。导眼井 DA1 井较邻区导眼井钻井周期降低 30%;借鉴 DA1 井的经验,DA2 井优化钻井参数和钻头钻具组合,完钻较 DA1 井提速 20%。侧钻水平井 DA1H 井和 DA2H 井与前期 H204H 井、H207H 井等进行对比可以看出,在埋深加大、水平段加长的情况下,机械钻速提高 30%,钻完井周期大幅缩短 45%。2023 年,开发平台井钻井周期普遍达到 80 d 以内,接连实现突破 70 d、60 d 的钻井周期。2023 年 4 月,刚完钻的 DA104H 井实现了更高效的高速钻井,其完钻井深为 6 767 m,钻井周期为 56.75 d,全井平均机械钻速为 10.60 m/h,单趟钻进尺 2 854 m,创大安区块最短钻井周期和单趟最长进尺记录。DA1H21 平台已完钻 4 口井,有 30 口井钻井周期在 60 天以内。

优化并降低钻井液密度,实现降低井筒钻井液循环温度和提高钻井速度。在保证井控和井下安全的前提下,对 DA1H 井水平段钻井液密度进行了优化,由  $2.16 \text{ g/cm}^3$  降至  $2.04 \sim 2.06 \text{ g/cm}^3$ ,降低钻井液密度后循环压耗降低 1.16 MPa,在相同泵压的条件下提高 1.6 L/s 的排量,降低循环压耗。在垂深达 4 450 m 的 DA101H 井,水平段泥浆密度降低到  $1.94 \text{ g/cm}^3$  以下、固相含量小于 38%,能降低摩阻,更安全快速钻进,并有利于井眼净化,降低了发生复杂情况的概率。采用“冷却水+风”两级降温处理设备,使钻井液入井温度由  $50 \text{ }^\circ\text{C}$  降低至  $22 \text{ }^\circ\text{C}$ ,井下循环温度平均降温  $5 \sim 10 \text{ }^\circ\text{C}$ ,使井下温度得到有效控制,为钻井提速提效、高效完井提供了保障。在钻进参数、岩石可钻性、钻头、钻具组合基本相同的情况下,机械钻速提高了 15.04%(降低前钻速为 7.98 m/h,降密度后一趟钻钻速为 9.18 m/h)。坚持井筒完整性理念,优化固井方案,成功试验胶乳水/树脂泥浆体系,为后期压裂施工创造良好条件。DA1H 井尾浆全段(水平段和 A 点以上 300 m)使用胶乳水泥浆体系,固井质量评价至 6 556 m 的结果表明,总体固井质量良好,水平段优质率为 100%。压裂无套变的 DA2H 井打入树脂水泥浆  $16 \text{ m}^3$ ,第 1 段在 A 靶点上下各 150 m 打入  $8 \text{ m}^3$ ,第

2 段在约 5 300 m(裂缝发育带)打入  $8 \text{ m}^3$ ,固井质量评价良好,水平段优质率为 99.39%,压裂无套变。

### 3.4 密切压碎缝控增储提产兼顾套变防治的水平井分级体积压裂 2.0 工艺技术

坚持以规模储层压裂人造裂缝气藏效益 EUR 产量最大化为目标引领,立足地质-工程一体化三维储层模型综合评价与压裂模拟产能预测,着眼套变规避预防和治理,形成以“段内密集多簇、高排量泵注、高强度注液加砂、复合暂堵转向”为特征、“密切压碎”缝控增储提产兼顾套变防治的大安深层页岩体积压裂 2.0 工艺,有效提高了 SRV 和裂缝复杂性。通过精细刻画井周裂缝发育和地质力学参数,评价天然裂缝的稳定性和诱震滑移活动性,在施工前进行压裂套变风险预测和针对性措施优化,实施时强化现场监测和动态评估,及时优化调整压裂作业以确保压裂效果并降低井筒滑移的工程风险。精细评价储层品质(孔隙度、TOC、含气量)和钻井品质(箱体钻遇率、轨迹平滑性、固井质量)以及完井品质(最小水平主应力梯度、水平应力差、力学脆性指数等),优化分段分簇。通过地质-工程一体化三维储层模型建模与裂缝活性研究,落实裂缝发育带、断点位置及穿层点等风险点(DA1H 井、DA2H 井分别在压裂作业前识别压裂作业可能的风险点有 10 个和 7 个),以规避和减弱影响为原则,有效优化压裂方案设计。施工过程中实施有效的针对性预防措施,两口井设计的共 56 个压裂段的实施结果均未出现套变、丢段现象。以 EUR 最大化为目标逆向设计,开展一体化提产能+控套变的压裂优化设计。应力场模拟段内密集多簇有利于提高储层动用程度[图 21(a)],大安区块已压裂的第 1 批 3 口评价井的单井簇数为 193~244,簇间距为 7.0~7.2 m,较深层压裂 1.0 工艺的簇间距缩短 50%,射孔簇数增加 300%。压裂参数组合模拟优化结果表明,采用用液强度达到  $40 \text{ m}^3/\text{m}$ 、排量为  $18 \text{ m}^3/\text{min}$  的大排量施工,可以促进复杂缝网的形成并提升单井产量[图 21(b)]。以压裂后产能最大化为目标,优化“压裂参数-裂缝形态-压后产能”的“全流程+全井筒”压裂产能数值模拟[图 21(c)],动态调整保证质量和效益。对于水平段局部出层的五峰组,由于力学品质复杂,以及疑似断裂位置,总体采取避射 20 m 设计并减少簇数降低套变风险。鉴于穿岩性层面与套变有一定相关性,对穿层较为频繁的井段,压裂段尽量不跨岩性层,若跨层时则避射 5 m 以上。对天然裂缝过度发育的井段,增加高黏前置段塞或提前暂堵控缝,实现远井区域改造,减缓近井受天然裂缝控制过度改造的风险。

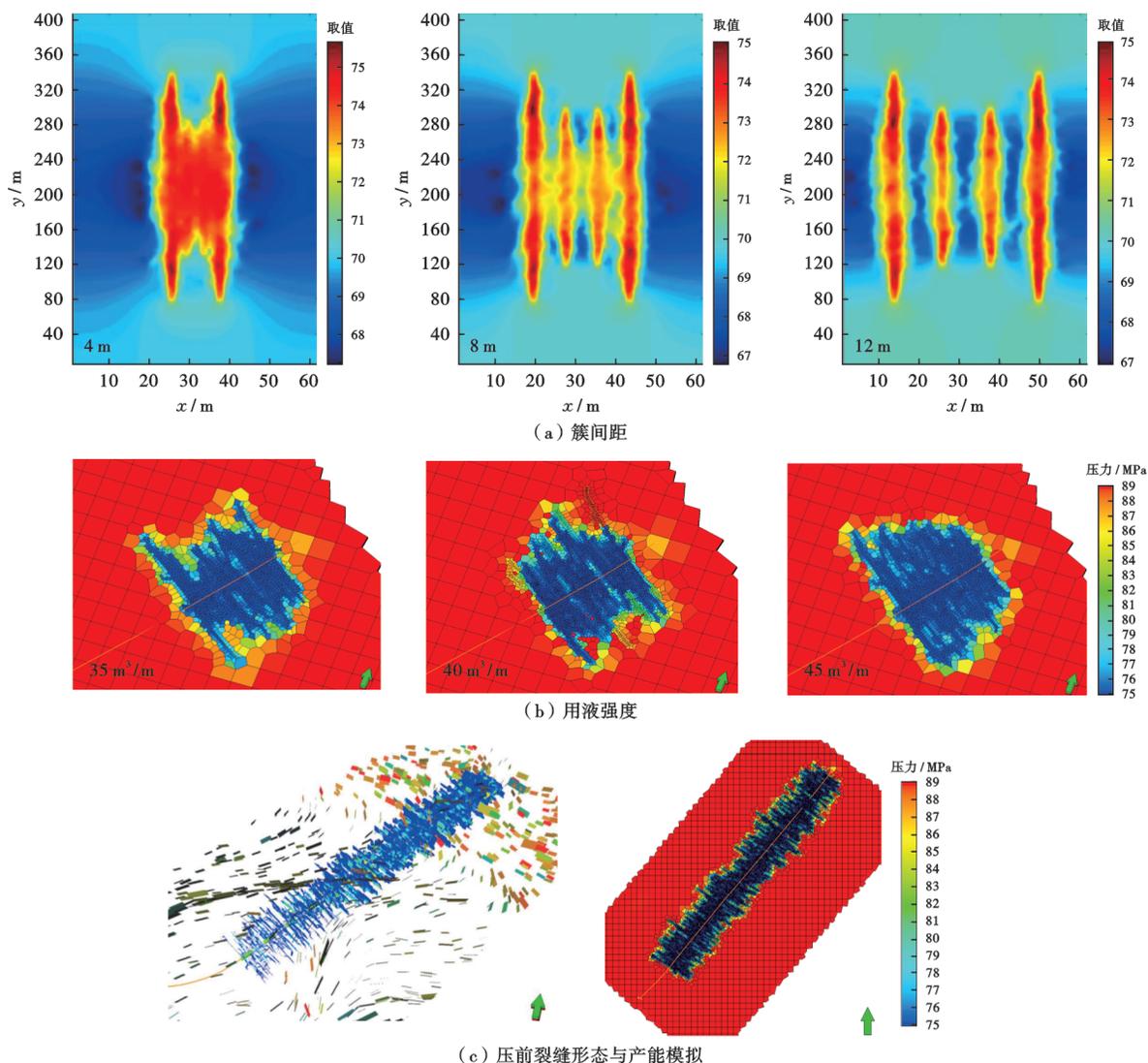


图 21 大安深层页岩气井不同簇间距、用液强度、压前裂缝形态与产能模拟

Fig. 21 Simulation of different cluster spacing, applied fluid strength, pre-pressure fracture morphology and productivity in Da'an deep shale gas well

始终坚守井筒完整性的底线,进行一体化压裂作业现场动态评估与实时优化调整,保障有效改造体积<sup>[34]</sup>。初期“酸液降破、限压阶梯排量、长段塞打磨”增大压力窗口,后期“快提排量/砂浓、尾追高砂浓中陶、全程连续加砂”提升有效改造体积。坚持一段一策、实时优化调整“多级复杂裂缝、有效支撑”的泵注模式,根据裂缝与井筒夹角的变化情况,优化前置高黏胶液,提升加砂强度到 3.7 t/m 以上。采取线上线下相结合的专家技术支撑,根据现场实施时的压裂曲线形态特点和微地震实时监测微地震事件演变结果进行融合分析,动态评估实时调整复合簇间暂堵参数和二次簇间暂堵工艺,增加人造裂缝的复杂度和对称性(图 22)。基于压裂实际施工数据,更新页岩气地质认识,迭代蚂蚁体分析,指导后续施工优化,提升地质—工程一体化压裂改造的效果和精准度。

### 3.5 基于高频压力连续监测和人造气藏动态优化的深层页岩气精细控压返排技术

页岩气井测试与生产实践表明,不合理的返排制度将影响单井长期稳产、使 EUR 降低,井筒气液流态变化研究、应力敏感分析、出砂预测是人造页岩气藏排采的关键。开井时机不合理会导致焖井过程水化作用不充分、裂缝未完全闭合导致出砂问题,影响产能提升和安全生产<sup>[35]</sup>。排液制度不科学会导致各段产气不均匀、能量供给不及时、裂缝有效性降低,影响单井产能。为此,在井口安装高频压力计进行连续监测动态可以评估页岩气人造气藏的变化。

通过室内研究与矿场试验,创新形成了压裂后全过程高频压力连续监测倒谱技术,从而可以定性和定量分析页岩气压裂泵注高能带、SRV、流态等参数演变,动态评估压裂后人造气藏特征,从而及时优化调整

测试和试气生产制度,降低应力敏感负能发生,提升单井 EUR 和最佳产量。其中,①焖井阶段,利用高频压力监测动态分析研究压裂后焖井期间人造裂缝规模、多簇裂缝闭合、高能带时空演变和气体扩散情况,从而确定最佳的开井返排时机,减少应力敏感和裂缝过早闭合。②测试阶段,采取高频压力监测研究井筒/地层开始见气事件捕捉、人造气藏特征和流动半径监测、井周围地层含水饱和度动态计算,结合导数图版流态分析,及时调整返排制度,采用产能试井方法及时评价动态缝控储量和无阻流量等参数。

同时通过倒谱技术,可加强出砂预判和裂缝有效性评价,形成压裂后精细排采工艺。①利用 RTA 方法追踪裂缝有效性,评价生产制度合理性,保证单井长期 EUR 最大化。RTA 平方根时间图版中的斜率与有效缝长和平方根渗透率成反比,即斜率越低,表示人造裂缝的有效性越好(图 23)。若生产过程中斜率增大,则指示生产能力减弱,使裂缝有效性受到损害。利用 RTA 平方根时间图追踪水力裂缝的生产表现,用于分析页岩气井压裂后生产过程中裂缝有效性的变化,从而对应力敏感导致的裂缝导流能力损失进行干

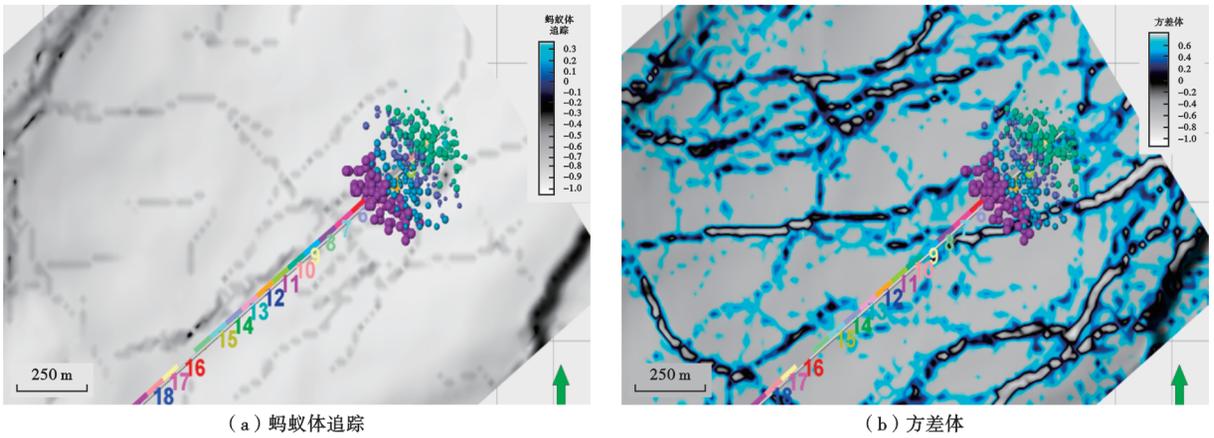


图 22 大安深层页岩气基于方差体和曲率蚂蚁体的压裂段微地震实时监测动态评估

Fig. 22 Dynamic evaluation of micro-seismic real-time monitoring of fracturing interval based on variance body and curvature ant body in Da'an deep shale gas

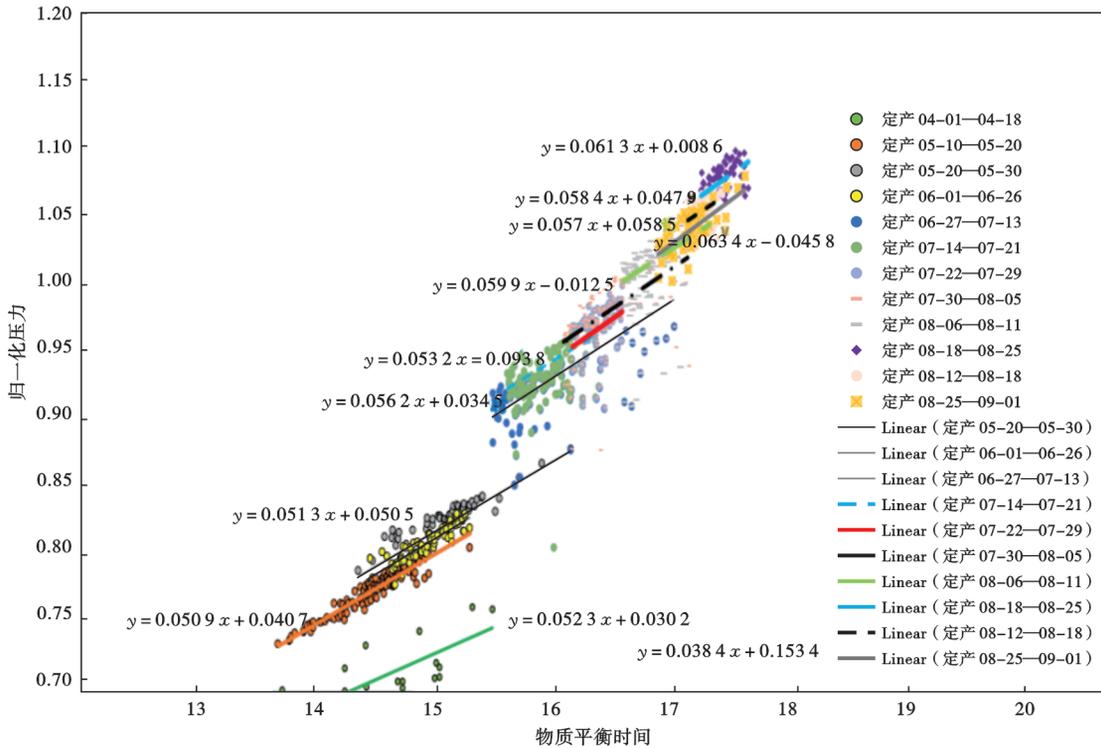


图 23 H204H 井 RTA 方法评价裂缝有效性

Fig. 23 Fracture effectiveness evaluation by RTA method in Well H204H

预,并提供参考,保证单井长期 EUR 最大化。②建立安全生产图版,结合供给体变化,预判出砂风险,为返排制度调整提供参考。H204H 井在 4 mm 油嘴下返排见极少量的压裂砂,该现象在 4.5 mm 和 5.0 mm 油嘴下持续存在,见砂量随时间逐渐下降。分析认为,在初期 2~4 mm 油嘴返排过程时,井底压力(80.6~75.3 MPa)较高,接近部分射孔簇的最小水平主应力(最低约 80.5 MPa),缝内的有效应力低(<5 MPa),支撑剂不稳定,因此在返排过程出砂。DA2H 井在 3.5 mm 油嘴下捕集到微量砂,重量分别是 0.10 kg 和 0.07 kg。该阶段出现大量新的供给体,缝内和井筒在大压差作用下重新打开,并携带出少量缝内支撑剂进入井筒。通过延长 2~4 mm 小油嘴的排液时间,强化采用 0.5 mm 级差精细缓慢拓展油嘴方式的精细控压返排测试,试气期间累计出砂仅 0.2 kg,达到了很好控制效果。

## 4 结论及认识

(1) 2021 年 6 月,浙江油田在重庆市永川区组建了重庆天然气项目部,高效地启动渝西地区大安流转区块的天然气勘探评价。优先开展区内老井复查和老资料价值挖潜工作,评估源储成藏规律和多层系叠合资源潜力。创建高效勘探和效益评价理念,快速推进地震采集处理解释、地质综合研究和钻井压裂试采工作,2022 年实现了龙马溪组深层页岩气和茅一段灰质烃源非常规气两大领域的勘探突破。第 1 批 3 口深层页岩气评价井压裂后试采获得高产工业气流突破,而后接续进行的第 2 批评价井和 5 个平台 17 口先导试验井均获得了预期效益产量的高产气流,证实了渝西地区大安深层页岩气的勘探潜力,发现了渝西地区大安深层页岩气田,目前已进入规模性丛式水平井平台部署和开发井产能建设实施阶段。

(2) 大安区块呈“窄陡背斜-宽缓向斜”NE—SW 向成排成带展布构造形变特征,五峰组—龙<sub>1</sub>亚段沉积期整体处于江南—雪峰加里东造山带北麓的川南—渝西前陆盆地沉积中心,下部优质页岩层为滞溜的深水陆棚相,强还原缺氧+频发火山灰浮游生物繁盛环境为其提供了良好的源储条件,富碳硅质页岩相发育、有机地球化学指标优良、微观储集空间发育、物性好、页岩自封闭性好、含气性高,呈现高成熟—过成熟度干气的超压连续型页岩气藏。

(3) 大安区块五峰组—龙<sub>1</sub>亚段深层页岩气具有较好的富集成藏条件,在“多场协同、多元耦合、多素叠置”的山地页岩气富集成藏赋存理论指导下,建立了“窄陡背斜断层遮挡-宽缓向斜连续分布和构造转折带与低幅背斜构造富集高产”大安深层页岩气富集成藏

模式。在优质页岩气储层的上覆和下伏层位,连续沉积地层的顶、底板岩性致密且厚度大,加之压扭性逆断层的遮挡封堵性好、构造形变改造程度弱、向斜构造完整,多套区域盖层构筑持续良好的封闭保存体系,使得面积较大的宽缓向斜内部页岩气形成整装自封闭体系。

(4) 针对大安区块深层页岩气成藏地质特征,通过近两年来的页岩气地质勘探评价与先导开发试验探索实践,形成了深层页岩气综合勘探开发的 5 大核心技术系列:①多尺度天然裂缝精细识别与稳定性评价技术;②井平台全生命周期“一体化”评价与设计技术;③深层页岩气高温优快钻井配套技术;④密切压碎缝控增储提产兼顾套变防治的水平井分段体积压裂 2.0 工艺技术;⑤基于高频压力连续监测和人造气藏动态评估优化的深层页岩气精细控压返排技术。

## 参 考 文 献

- [1] 王红岩,刘玉章,董大忠,等.中国南方海相页岩气高效开发的科学问题[J].石油勘探与开发,2013,40(5):574-579.  
WANG Hongyan, LIU Yuzhang, DONG Dazhong, et al. Scientific issues on effective development of marine shale gas in southern China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(5): 574-579.
- [2] 邹才能,杨智,张国生,等.常规—非常规油气“有序聚集”理论认识及实践意义[J].石油勘探与开发,2014,41(1):14-27.  
ZOU Caineng, YANG Zhi, ZHANG Guosheng, et al. Conventional and unconventional petroleum “orderly accumulation”: concept and practical significance[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1): 14-27.
- [3] 郭旭升.南方海相页岩气“二元富集”规律——四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识[J].地质学报,2014,88(7):1209-1218.  
GUO Xusheng. Rules of two-factor enrichment for marine shale gas in southern China——understanding from the Longmaxi Formation shale gas in Sichuan Basin and its surrounding area [J]. Acta Geologica Sinica, 2014, 88(7): 1209-1218.
- [4] 郭旭升,李宇平,腾格尔,等.四川盆地五峰组—龙马溪组深水陆棚相页岩生储机理探讨[J].石油勘探与开发,2020,47(1):193-201.  
GUO Xusheng, LI Yuping, BORJIGEN T, et al. Hydrocarbon generation and storage mechanisms of deep-water shelf shales of Ordovician Wufeng Formation-Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1): 193-201.
- [5] 梁兴,单长安,王维旭,等.昭通国家级页岩气示范区勘探开发进展及前景展望[J].天然气工业,2022,42(8):60-77.  
LIANG Xing, SHAN Changan, WANG Weixu, et al. Exploration and development in the Zhaotong national shale gas demonstration area: progress and prospect[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 60-77.
- [6] 梁兴,王高成,张介辉,等.昭通国家级示范区页岩气一体化高效开发模式及实践启示[J].中国石油勘探,2017,22(1):29-37.  
LIANG Xing, WANG Gaocheng, ZHANG Jiehui, et al. High-eff

- efficiency integrated shale gas development model of Zhaotong National Demonstration Zone and its practical enlightenment[J]. *China Petroleum Exploration*, 2017, 22(1): 29-37.
- [7] 梁兴,徐进宾,刘成,等. 昭通国家级页岩气示范区水平井地质工程一体化导向技术应用[J]. *中国石油勘探*, 2019, 24(2): 226-232. LIANG Xing, XU Jinbin, LIU Cheng, et al. Geosteering technology based on geological and engineering integration for horizontal wells in Zhaotong National Shale Gas Demonstration Zone[J]. *China Petroleum Exploration*, 2019, 24(2): 226-232.
- [8] 梁兴,单长安,蒋佩,等. 浅层页岩气井全生命周期地质工程一体化应用[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2021, 43(5): 1-18. LIANG Xing, SHAN Chang'an, JIANG Pei, et al. Geology and engineering integration application in the whole life cycle of shallow shale gas wells[J]. *Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition*, 2021, 43(5): 1-18.
- [9] 邹才能,赵群,王红岩,等. 中国海相页岩气主要特征及勘探开发主体理论与技术[J]. *天然气工业*, 2022, 42(8): 1-13. ZOU Caineng, ZHAO Qun, WANG Hongyan, et al. The main characteristics of marine shale gas and the theory & technology of exploration and development in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(8): 1-13.
- [10] 门相勇,王陆新,王越,等. 新时代我国油气勘探开发战略格局与2035年展望[J]. *中国石油勘探*, 2021, 26(3): 1-8. MEN Xiangyong, WANG Luxin, WANG Yue, et al. Strategic pattern of China's oil and gas exploration and development in the new era and prospects for 2035[J]. *China Petroleum Exploration*, 2021, 26(3): 1-8.
- [11] 吴裕根,门相勇,娄钰,等. “十三五”以来四川盆地天然气产业发展成效及前景展望[J]. *天然气工业*, 2022, 42(12): 145-151. WU Yugen, MEN Xiangyong, LOU Yu, et al. Natural gas development in the Sichuan Basin: achievements since the 13th Five-Year Plan and prospects[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(12): 145-151.
- [12] 刘清友,朱海燕,陈鹏举. 地质工程一体化钻井技术研究进展及攻关方向——以四川盆地深层页岩气储层为例[J]. *天然气工业*, 2021, 41(1): 178-188. LIU Qingyou, ZHU Haiyan, CHEN Pengju. Research progress and direction of geology-engineering integrated drilling technology: a case study on the deep shale gas reservoirs in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(1): 178-188.
- [13] 杨跃明,陈玉龙,刘燊阳,等. 四川盆地及其周缘页岩气勘探开发现状、潜力与展望[J]. *天然气工业*, 2021, 41(1): 42-58. YANG Yueming, CHEN Yulong, LIU Shenyang, et al. Status, potential and prospect of shale gas exploration and development in the Sichuan Basin and its periphery[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(1): 42-58.
- [14] 王红岩,董大忠,施振生,等. 川南海相页岩岩石相类型及“甜点”分布——以长宁双河剖面五峰组—龙马溪组为例[J]. *油气藏评价与开发*, 2022, 12(1): 68-81. WANG Hongyan, DONG Dazhong, SHI Zhensheng, et al. Lithofacies and “sweet spot” interval of marine shale in southern Sichuan: a case study of Shuanghe Outcrop in Wufeng-Longmaxi Formation, Changning[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2022, 12(1): 68-81.
- [15] 黄涵宇. 川东南地区古隆起形成演化及其控油气作用[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2018. HUANG Hanyu. Formation and evolution of paleo-uplift in southeastern Sichuan Basin and its control on hydrocarbon accumulation[D]. Beijing: China University of Geosciences, 2018.
- [16] 黄涵宇,何登发,李英强,等. 四川盆地东南部泸州古隆起的厘定及其成因机制[J]. *地学前缘*, 2019, 26(1): 102-120. HUANG Hanyu, HE Dengfa, LI Yingqiang, et al. Determination and formation mechanism of the Luzhou paleo-uplift in the southeastern Sichuan Basin[J]. *Earth Science Frontiers*, 2019, 26(1): 102-120.
- [17] 胡宗全,杜伟,朱彤,等. 四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组细粒沉积的层序地层与岩相特征[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(5): 1024-1038. HU Zongquan, DU Wei, ZHU Tong, et al. Sequence stratigraphy and lithofacies characteristics of fine-grained deposits of Wufeng-Longmaxi Formations in the Sichuan Basin and on its periphery[J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(5): 1024-1038.
- [18] 郑和荣,高波,彭勇民,等. 中上扬子地区下志留统沉积演化与页岩气勘探方向[J]. *古地理学报*, 2013, 15(5): 645-656. ZHENG Herong, GAO Bo, PENG Yongmin, et al. Sedimentary evolution and shale gas exploration direction of the Lower Silurian in Middle-Upper Yangtze area[J]. *Journal of Palaeogeography*, 2013, 15(5): 645-656.
- [19] 王玉满,董大忠,李新景,等. 四川盆地及其周缘下志留统龙马溪组层序与沉积特征[J]. *天然气工业*, 2015, 35(3): 12-21. WANG Yuman, DONG Dazhong, LI Xinjing, et al. Stratigraphic sequence and sedimentary characteristics of Lower Silurian Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its peripheral areas[J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(3): 12-21.
- [20] 赵建华,金之钧,金振奎,等. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩岩相类型与沉积环境[J]. *石油学报*, 2016, 37(5): 572-586. ZHAO Jianhua, JIN Zhijun, JIN Zhenkui, et al. Lithofacies types and sedimentary environment of shale in Wufeng-Longmaxi Formation, Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(5): 572-586.
- [21] 张成林,赵圣贤,张鉴,等. 川南地区深层页岩气富集条件差异分析与启示[J]. *天然气地球科学*, 2021, 32(2): 248-261. ZHANG Chenglin, ZHAO Shengxian, ZHANG Jian, et al. Analysis and enlightenment of the difference of enrichment conditions for deep shale gas in southern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2021, 32(2): 248-261.
- [22] 马新华,谢军,雍锐,等. 四川盆地南部龙马溪组页岩气储集层地质特征及高产控制因素[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(5): 841-855. MA Xinhua, XIE Jun, YONG Rui, et al. Geological characteristics and high production control factors of shale gas reservoirs in Silurian Longmaxi Formation, southern Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(5): 841-855.
- [23] 张素荣,董大忠,廖群山,等. 四川盆地南部深层海相页岩气地质特征及资源前景[J]. *天然气工业*, 2021, 41(9): 35-45. ZHANG Surong, DONG Dazhong, LIAO Qunshan, et al. Geological characteristics and resource prospect of deep marine shale gas in the southern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(9): 35-45.
- [24] 梁兴,王高成,徐政语,等. 中国南方海相复杂山地页岩气储层甜

- 点综合评价技术——以昭通国家级页岩气示范区为例[J]. 天然气工业, 2016, 36(1): 33-42.
- LIANG Xing, WANG Gaocheng, XU Zhengyu, et al. Comprehensive evaluation technology for shale gas sweet spots in the complex marine mountains, South China; a case study from Zhaotong national shale gas demonstration zone[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(1): 33-42.
- [25] 赵圣贤, 杨跃明, 张鉴, 等. 四川盆地志留统龙马溪组页岩小层划分与储层精细对比[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(3): 470-487.
- ZHAO Shengxian, YANG Yueming, ZHANG Jian, et al. Micro-layers division and fine reservoirs contrast of Lower Silurian Longmaxi Formation shale, Sichuan Basin, SW China[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(3): 470-487.
- [26] 杨洪志, 赵圣贤, 夏自强, 等. 四川盆地南部泸州区块深层页岩气立体开发目标优选[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 162-174.
- YANG Hongzhi, ZHAO Shengxian, XIA Ziqiang, et al. Target selection of tridimensional development of deep shale gas in the Luzhou region, South Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 162-174.
- [27] 闫建平, 罗静超, 石学文, 等. 川南泸州地区奥陶系五峰组—志留系龙马溪组页岩裂缝发育模式及意义[J]. 岩性油气藏, 2022, 34(6): 60-71.
- YAN Jianping, LUO Jingchao, SHI Xuewen, et al. Fracture development models and significance of Ordovician Wufeng-Silurian Longmaxi shale in Luzhou area, southern Sichuan Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2022, 34(6): 60-71.
- [28] 张成林, 张鉴, 李武广, 等. 渝西大足区块五峰组—龙马溪组深层页岩储层特征与勘探前景[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(12): 1794-1804.
- ZHANG Chenglin, ZHANG Jian, LI Wuguang, et al. Deep shale reservoir characteristics and exploration potential of Wufeng-Longmaxi Formations in Dazu area, western Chongqing[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(12): 1794-1804.
- [29] 郭旭升, 胡德高, 舒志国, 等. 重庆涪陵国家级页岩气示范区勘探开发建设进展与展望[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 14-23.
- GUO Xusheng, HU Degao, SHU Zhiguo, et al. Exploration, development and construction in the Fuling national shale gas demonstration area in Chongqing: progress and prospect[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 14-23.
- [30] 何骁, 陈更生, 吴建发, 等. 四川盆地南部地区深层页岩气勘探开发新进展与挑战[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 24-34.
- HE Xiao, CHEN Gengsheng, WU Jianfa, et al. Deep shale gas exploration and development in the southern Sichuan Basin: new progress and challenges[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 24-34.
- [31] 李跃纲, 周安富, 谢伟, 等. 四川盆地南部泸州地区五峰组—龙—1亚段页岩相划分及储层发育主控因素[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 112-123.
- LI Yuegang, ZHOU Anfu, XIE Wei, et al. Lithofacies division and main controlling factors of reservoir development in Wufeng Formation-Long11 sub-member shale in the Luzhou region, South Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 112-123.
- [32] 梁兴, 单长安, 张朝, 等. 昭通太阳背斜山地浅层页岩气“三维封存体系”富集成藏模式[J]. 地质学报, 2021, 95(11): 3380-3399.
- LIANG Xing, SHAN Chang'an, ZHANG Zhao, et al. "Three-dimensional closed system" accumulation model of Taiyang anticline mountain shallow shale gas in the Zhaotong demonstration area[J]. Acta Geologica Sinica, 2021, 95(11): 3380-3399.
- [33] 谢军. 长宁—威远国家级页岩气示范区建设实践与成效[J]. 天然气工业, 2018, 38(2): 1-7.
- XIE Jun. Practices and achievements of the Changning-Weiyuan shale gas national demonstration project construction[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(2): 1-7.
- [34] 高德利, 刘奎, 王宴滨, 等. 页岩气井筒完整性失效力学机理与设计控制技术若干研究进展[J]. 石油学报, 2022, 43(12): 1798-1812.
- GAO Deli, LIU Kui, WANG Yanbin, et al. Some research advances in the failure mechanism and design & control technologies of shale gas well integrity[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(12): 1798-1812.
- [35] 端祥刚, 吴建发, 张晓伟, 等. 四川盆地海相页岩气提高采收率研究进展与关键问题[J]. 石油学报, 2022, 43(8): 1185-1200.
- DUAN Xianggang, WU Jianfa, ZHANG Xiaowei, et al. Progress and key issues in the study of enhanced recovery of marine shale gas in Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(8): 1185-1200.

(收稿日期 2023-05-04 改回日期 2024-01-16 编辑 王培玺)