

引用格式:胡春锋,任建华,王伟,等.南川阳春沟复杂构造区常压页岩气高效开发实践[J].油气藏评价与开发,2026,16(2):383-393.

HU Chunfeng, REN Jianhua, WANG Wei, et al. Efficient development practice of normal-pressure shale gas in complex structural area of Yangchungou, Nanchuan[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2026, 16(2): 383-393.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2024424

## 南川阳春沟复杂构造区常压页岩气高效开发实践

胡春锋<sup>1,2</sup>, 任建华<sup>1,2</sup>, 王伟<sup>1,2</sup>, 卢比<sup>1,2</sup>, 倪锋<sup>1,2</sup>, 韩克宁<sup>1,2</sup>

(1. 中国石化华东油气分公司勘探开发研究院, 江苏南京 210019; 2. 中国石化页岩油气勘探开发重点实验室, 北京 100083)

**摘要:** 阳春沟区块位于四川盆地东南缘盆缘过渡带, 主力开发层位为龙马溪组龙一段, 压力系数介于1.00~1.35, 是典型的常压页岩气藏。受多期构造运动影响, 该区块具有构造复杂、保存条件差异大、地应力变化快的特征, 地质条件较邻区平桥、东胜区块更为复杂。为提升复杂构造区优质页岩钻遇率、改造效果与单井产能, 通过地质模型精度提升、开发关键参数优化、水平井优快实施、储层改造量化设计等研究, 形成一体化技术对策: ①以断层空间展布校正、层面信息约束为基础, 构建高精度全层系构造模型, 结合岩石力学参数分析与三维地震反演属性约束, 建立三维地质力学属性模型; ②通过纵向上开发层系与靶窗优化、平面上分区差异化井距与布井方位设计, 制定井网-缝网适配的开发技术政策; ③基于高精度模型实施“一区一策、一井一策”井身结构与钻井参数优化, 提升钻井时效与储层钻遇率; ④开展压裂参数优化设计与改造效果定量评价, 提升改造缝网模拟精度, 优化压裂参数以改善改造效果。实践表明, 该技术体系有效提升了阳春沟区块单井产能与估算最终可采储量(EUR), 显著优于邻区东胜区块, 为同类型复杂构造区常压页岩气效益开发提供了技术借鉴。

**关键词:** 常压页岩气; 复杂构造区; 龙马溪组; 全层系构造模型; 储层改造

中图分类号: TE357

文献标识码: A

### Efficient development practice of normal-pressure shale gas in complex structural area of Yangchungou, Nanchuan

HU Chunfeng<sup>1,2</sup>, REN Jianhua<sup>1,2</sup>, WANG Wei<sup>1,2</sup>, LU Bi<sup>1,2</sup>, NI Feng<sup>1,2</sup>, HAN Kening<sup>1,2</sup>

(1. Research Institute of Exploration and Development, Sinopec East China Oil & Gas Company, Nanjing, Jiangsu 210019, China; 2. Sinopec Key Laboratory of Shale Oil/Gas Exploration and Production, Beijing 100083, China)

**Abstract:** The Yangchungou block is located in the basin-margin transition zone on the southeastern margin of the Sichuan Basin. Its main development formation is the first member of the Longmaxi Formation, with a pressure coefficient ranging from 1.0 to 1.35, making it a typical normal-pressure shale gas reservoir. Affected by multiple phases of tectonic movements, the block is characterized by complex structure, large differences in preservation conditions, and rapid changes in in-situ stress, and its geological conditions are more complex than those of the adjacent Pingqiao and Dongsheng blocks. To improve the drilling rate of high-quality shale, stimulation effectiveness, and single-well productivity in complex structural areas, an integrated technical strategy was developed through research on improving geological model accuracy, optimizing key development parameters, facilitating the efficient and rapid implementation of horizontal wells, and enabling quantitative design of reservoir stimulation. (1) A high-precision full-sequence structural model was constructed based on fault spatial distribution correction and horizon information constraints, and a 3D geomechanical attribute model was established by integrating rock mechanics parameter analysis and 3D seismic inversion attribute constraints. (2) Well pattern-fracture network adaptive development technical policies were formulated through vertical optimization of development layers and target windows, as well as horizontal zonal differentiation of well spacing and well orientation design. (3) Wellbore structure and drilling parameters were optimized with a “zone-specific and well-specific strategy” approach based on high-precision models to enhance drilling efficiency and reservoir drilling rate. (4) Optimization design of fracturing parameters and quantitative evaluation of stimulation effectiveness were conducted to improve the simulation accuracy of the fracture network and optimize fracturing parameters to improve stimulation effectiveness. Practice shows that this technical system effectively improves the single-well productivity and estimated ultimate recovery (EUR) of the Yangchungou block, which is significantly better than that of the adjacent Dongsheng block, and provides a technical reference for the efficient development of normal-

收稿日期: 2025-01-07。

第一作者简介: 胡春锋(1984—), 男, 硕士, 高级工程师, 主要从事页岩油气地质与开发评价的综合研究工作。地址: 江苏省南京市建邺区江东中路375号金融城, 邮政编码: 210019。E-mail: 281640916@qq.com

基金项目: 中国石化科技项目“渝东南地区浅层页岩气勘探开发关键技术”(P24115); 中国石化科技项目“南川常压页岩气稳产关键技术研究”(P25127)。

pressure shale gas in similar complex structural areas.

**Keywords:** normal-pressure shale gas; complex structural area; Longmaxi Formation; full-sequence structural model; reservoir stimulation

四川盆地及周缘是中国页岩气勘探开发的主战场<sup>[1]</sup>,已累计探明地质储量超 $2 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,典型气田包括涪陵、威远、长宁—昭通等。盆内保存条件优越,多发育超压页岩气藏;盆地周缘及盆外受构造运动影响,保存条件逐渐变差,多发育常压页岩气藏,可采资源量为 $9.08 \times 10^{12} \text{ m}^3$ <sup>[2-3]</sup>。盆缘常压页岩气相较于盆内具有构造复杂、裂缝发育、压力系数低、地应力变化快等特点<sup>[4-6]</sup>,给效益开发带来了较大挑战。北美Fayetteville气田为典型常压页岩气田,其在有利区评价、分区滚动开发等方面开展了精细研究,并且在长水平段、密切割等工程工艺技术方面持续取得进步,年产量峰值达 $290 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,目前年产量仍保持在 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上<sup>[7-8]</sup>。四川盆地周缘常压页岩气田相较于北美埋深更大,构造变形更剧烈。自2010年以来,南川常压页岩气开展了以“形成机理”“成藏模式”“三因素控藏”等为核心的富集高产影响因素研究,总结了“生产规律”“开发技术政策”“产能影响因素”等地质工程

一体化方面的成果<sup>[9-12]</sup>,平桥、东胜区块取得较好开发效果,累建产能 $3 \times 10^9 \text{ m}^3$ 。然而,常压页岩气井间产气量差异大、部分井生产效果差,尤其在复杂构造区<sup>[13-14]</sup>,产能与效益仍然是制约其高效开发的主要问题。以阳春沟南斜坡复杂构造区常压页岩气作为研究对象,重点归纳在构造条件更为复杂区域实现效益开发的关键技术并形成相关认识。通过开发各环节的融合和技术提升,制定最优化的开发策略。

## 1 研究背景

南川地区历经了加里东期、海西期、印支期、燕山—喜马拉雅期等多期构造运动叠加改造<sup>[15]</sup>,其中燕山中期挤压与晚期挤压走滑作用影响最为显著,形成隆凹相间、东西分带的构造格局<sup>[16-18]</sup>。平面上可划分为石门、平桥、东胜、阳春沟4个构造带(图1),呈现自东向西递进变形

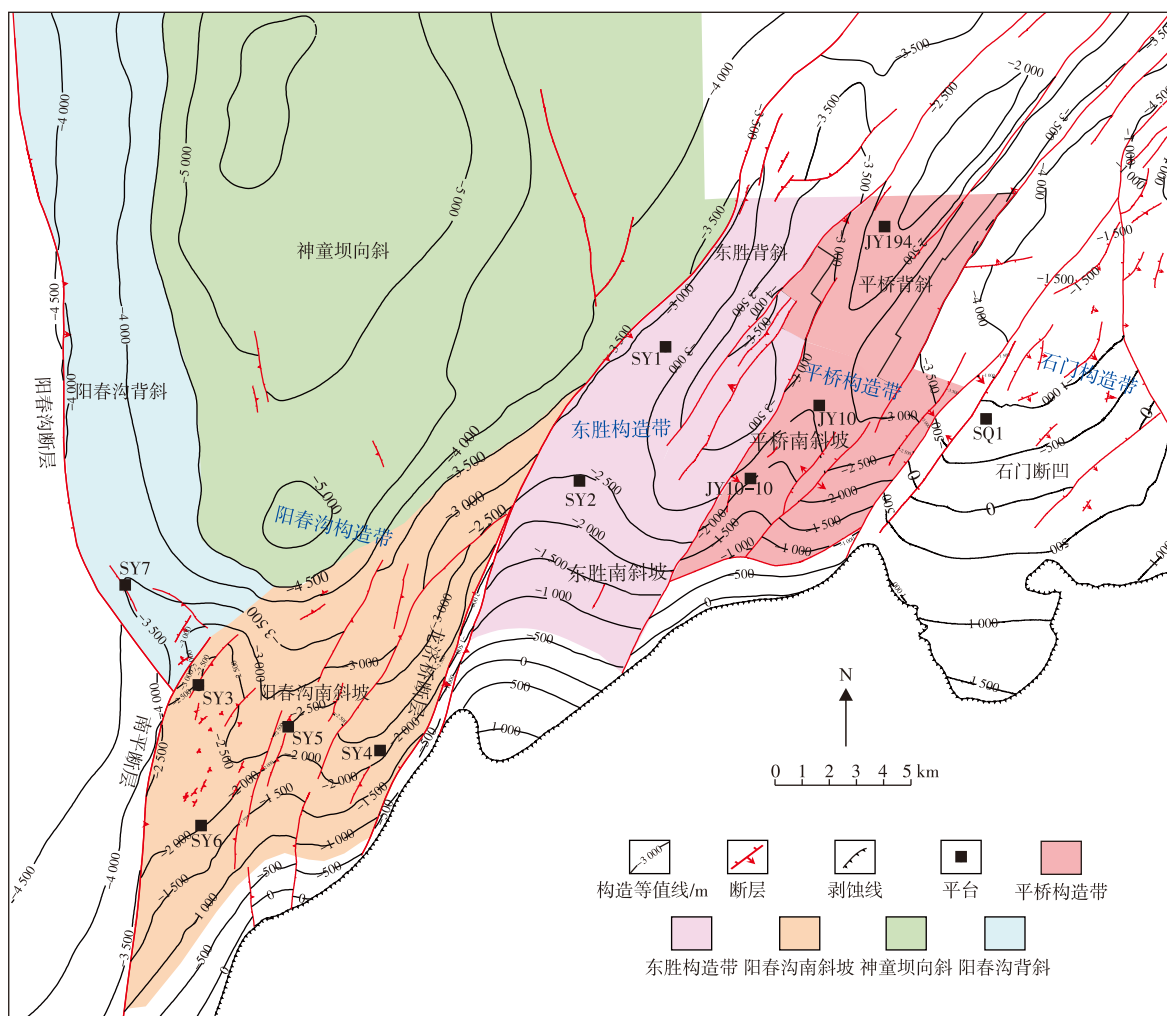


图1 南川地区构造等值线图

Fig. 1 Structural contour map of Nanchuan area

特征。阳春沟构造带位于南川西部,进一步可细分为背斜、南斜坡及神童坝向斜3个四级构造单元。阳春沟南斜坡埋深介于1 500~4 500 m,受南平断层与龙济桥断层控制,整体呈近北东走向的单斜构造,由北往南逐步变浅,构造变形强烈。区内主要发育3条北东走向、呈雁列式分段排列的四、五级断裂带,断距较小且延伸距离较短;受断裂切割影响,内部微幅构造与小断层发育,断块面积较小(宽度2.0~2.8 km)。区块井网部署难度大、靶窗穿行控制难及人造缝复杂程度偏低等问题,迫切需要通过多专业、多学科技术融合与提升,突破效益开发瓶颈,实现气田规模化建产。

## 2 高效开发实践

针对阳春沟区块构造破碎的特点,在平桥、东胜区块效益开发经验基础上,通过全流程技术优化实现开发突破:以高精度建模为基础提升靶窗钻遇率,结合四维流固耦合裂缝模拟优化压裂设计以提高储量动用率,同步优化钻井工艺与压裂改造技术,形成构造复杂区“地质建模—开发部署—工程实施”一体化解决方案,有效破解断块破碎、井网部署难等瓶颈,为类似区块规模化建产提供技术支撑。

### 2.1 井震约束构建地质模型

地质建模是精细描述、靶窗钻遇率提升和开展模拟优化的基础,也是多学科团队沟通协作的重要桥梁<sup>[19]</sup>。吴奇等<sup>[20]</sup>针对四川盆地复杂地质特点,引入地质工程一体化理念,围绕品质三角形探讨了实现路径,并在典型区块实现了较高产能。舒林红等<sup>[21]</sup>分析了页岩气建模的现状与挑战,从构造、属性和天然裂缝表征三方面提出了技术对策,并在地质工程一体化场景下进行了应用。梁兴等<sup>[22]</sup>总结了在山地页岩气藏地震地质工程一体化建模的实施流程,规范了建模方法,并将其应用于井位部署、压裂优化等环节,取得了较好的应用效果。

#### 2.1.1 全层系构造建模

阳春沟具有地表与地下“双复杂”特征,断层发育、地层倾角变化大,且存在高陡构造及灰岩区,对地震波传播影响较大,导致波场复杂。经多轮次优化处理,仍存在高陡构造成像不准、断层假象及井震矛盾突出等问题。为明确地下真实地层产状形态、降低钻井风险,建立了构造约束下的井控地质模型。具体方法如下:

##### 1)地震与地质结合落实断层空间展布

首先,基于深度域地震解释结果,选取工区内26条主要断裂,完成主要断层模型构建;其次,开展已钻井地层精

细对比,落实断点和断距信息;最后,通过井震联合校正,实现主要断裂空间展布优化及隐蔽断层的精细刻画。

##### 2)井震联合建立层面模型

测井、录井信息联合对比,逐平台卡准所有“过路井”地层界面深度,提取一维地质分层数据;其次,利用导向模型准确刻画轨迹穿行情况,提取二维导向剖面信息;最后,以自地表至奥陶系底界共计10套地震解释层面为约束,实现三维趋势控制,通过一维至三维的递进式构造建模,完成研究区全层系构造特征的精细表征。

#### 2.1.2 地质力学建模

基于区域构造特征与地层岩性层序,整合室内岩心实验结果及声波、密度等测井资料,建立地质力学模型。该模型涵盖了岩石弹性参数、强度参数及地层应力、压力等关键指标,并通过实钻井资料动态更新与修正,确保模型精度与可靠性。

##### 1)建立一维地应力剖面

根据区内5口探井获取的杨氏模量、泊松比及抗压强度等基础静态岩石力学参数,基于纵波、横波、密度等解释数据,计算动态岩石力学参数。开展动、静态岩石力学参数标定与相关性分析,根据拟合实现岩石力学参数由动态向静态的转换,最终获得一维地应力剖面。

##### 2)建立三维地质力学模型

在一维地质力学精细建模的基础上,应用三维地震反演属性约束,建立三维地质力学属性参数模型,主要包括杨氏模量及泊松比、单轴抗压强度、摩擦角、抗拉强度等。在模型中集成主要断层、裂缝体及三维孔隙压力场,然后确定原场应力,包括最小水平主应力、最大水平主应力及上覆岩层压力。

##### 3)有限元模拟

基于三维有限元模拟技术开展现今地应力模拟,根据前期一维地应力研究成果,确定初始应力载荷条件为:最小水平主应力方向150°,最小水平主应力梯度0.022 MPa/m,最大水平主应力梯度0.022 5 MPa/m。在得到模拟结果后,与一维地应力解释结果对比分析,通过不断调整施加的初始和边界条件,迭代模拟,不断逼近实测应力数据,最终实现研究区页岩气储层地应力场的高度拟合。

## 2.2 开发关键参数优化

### 2.2.1 纵向上确定开发层系

按照渝东南页岩气岩石相和小层划分<sup>[23-24]</sup>,阳春沟与东胜五峰—龙马溪组页岩气同处深水陆棚,各小层岩性组合相似,层间均发育介壳灰岩、泥质粉砂岩等。阳春

沟五峰—龙马溪组龙一段厚度介于157~197 m,划分为9个小层(图2),其中①—⑨小层较东胜厚35~40 m,①—⑥小层厚82~116 m,较东胜厚20 m;优质页岩厚度为32 m,较东胜厚2~4 m。结合地应力剖面、压裂施工参数及试气试采效果,根据地化特性、物性、含气性、可压性等指标,将龙一段纵向上划分为3套层系。

上部⑦—⑨小层厚74 m,  $w(\text{TOC}) < 1\%$ , 全烃  $< 2\%$ , 含气量  $< 2.0 \text{ m}^3/\text{t}$ , 含气性低, 尚不具备动用条件。中部⑤—⑥小层厚59 m,  $w(\text{TOC}) > 1.2\%$ , 全烃  $> 1.2\%$ , 含气量  $> 1.8 \text{ m}^3/\text{t}$ 。

下部①—④小层厚度为32 m,  $w(\text{TOC}) > 2.7\%$ , 全烃  $> 8\%$ , 含气量  $> 4.0 \text{ m}^3/\text{t}$ 。含气性自下往上逐渐降低, 静态指标下部最优, 其中④小层上部应力相对较高, 构成应力遮挡层。阳春沟区块靶窗相较于东胜区块进行了优化设计, 除考虑页岩厚度、静态指标和应力剖面外, 针对下部气层局部微幅构造与小断层发育特征, 将靶窗由②小层上部—③小层下部放宽至①—③小层; 中部气层根据数值模拟评价, 穿行⑤小层上部时纵向层间储量动用较充分, 将靶窗由⑤小层上部—⑥小层下部调整至⑤小层上部。

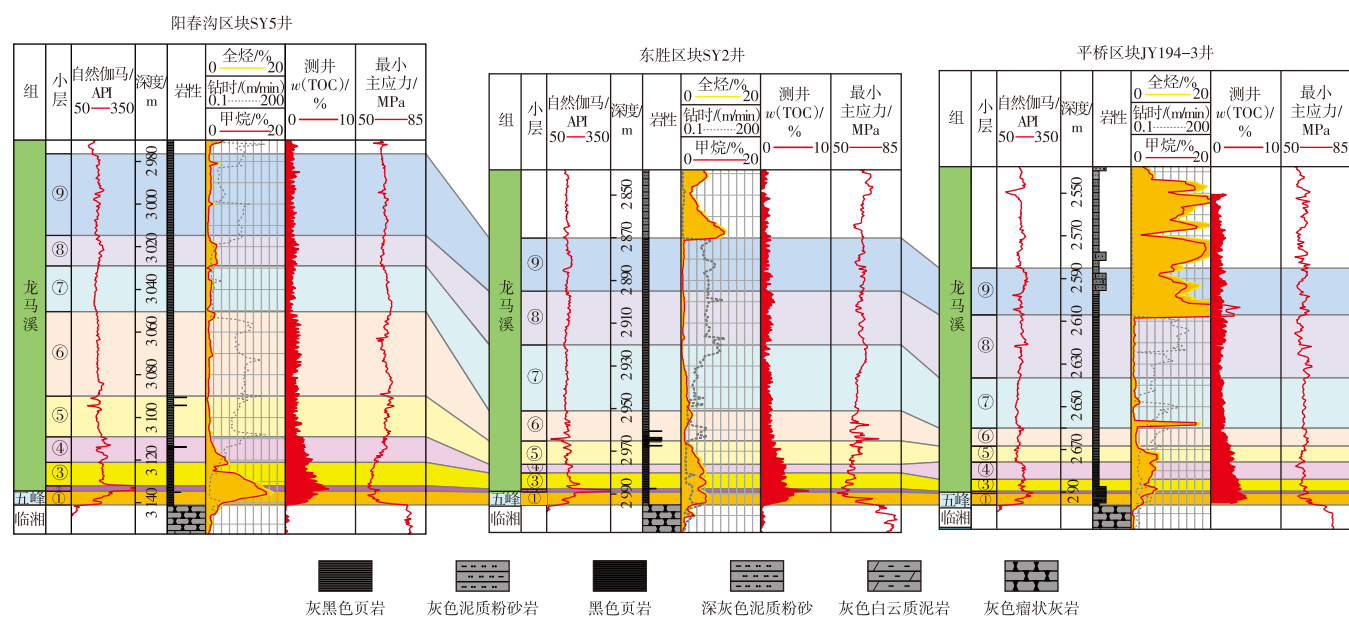


图2 平桥、东胜、阳春沟典型井对比

Fig. 2 Comparison of typical wells in Pingqiao, Dongsheng, and Yangchungou

## 2.2.2 平面上细化开发分区

根据构造形态、埋深差异、断裂与倾角特征, 阳春沟南斜坡可划分深层、中深层与中浅层3个构造分区(图3、表1)。深层以YY53井区为代表, 埋深4 000~5 000 m, 压力系数1.25~1.35, 地应力值80~105 MPa; 该层段初期日产气  $8.2 \times 10^4 \text{ m}^3$ , 可采储量(EUR)为  $0.89 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。中深层涵盖SY5、YY4、YY6井区, 埋深2 500~4 000 m, 压力系数1.10~1.30, 地应力值60~90 MPa; 初期日产气  $(5 \sim 6.5) \times 10^4 \text{ m}^3$ , EUR  $(0.80 \sim 0.85) \times 10^8 \text{ m}^3$ 。中浅层以YY70井区为核心, 埋深1 500~2 800 m, 压力系数1.00~1.15, 地应力值45~65 MPa; 初期日产气  $4.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ , 目前仍处于勘探评价阶段。

结合构造、地应力复杂程度与开发主控因素, 将5个井区按可动性综合评价为三类。I<sub>1</sub>类区构造相对简单, 产能较高, 稳产周期长, 构造及产能主控因素认识清楚, 为滚动建产优先区。I<sub>2</sub>类区构造相对复杂, 产能落实, 但成井难度大, 需要进一步攻关。评价区保存条件较

差, 尚不具备效益建产条件。

## 2.2.3 建立分区差异化井距

页岩气水平井井距直接决定最终累产、采收率和经济效益。由于页岩埋深差异、储层非均质性及人工裂缝发育的不确定性, 建模数模方法获取的最佳井距存在较强多解性。因此, 井网与人工改造缝网的匹配关系成为页岩气效益开发的核心研究方向。丁麟等<sup>[25]</sup>通过调研北美页岩气水平井井距现状与变化趋势, 系统总结了井距优化方法, 提出北美页岩气最优井距为300~400 m。赵勇等<sup>[26]</sup>基于数值模拟与动态分析, 结合压降试井计算缝长, 并引入技术与经济指标约束, 指出威荣等深层页岩气区块采用“一段三簇”工艺时, 裂缝长度宜控制在240~400 m; 采用“一段六簇”工艺时, 裂缝长度宜为140~300 m。陈京元等<sup>[27]</sup>通过井间干扰模拟、诊断与分析, 综合类比法、数值模拟法和经济评价法, 认为川南长宁区块最佳井距为260~320 m。南川常压页岩气从开发至今一直进行着最佳井距的探索与实践。

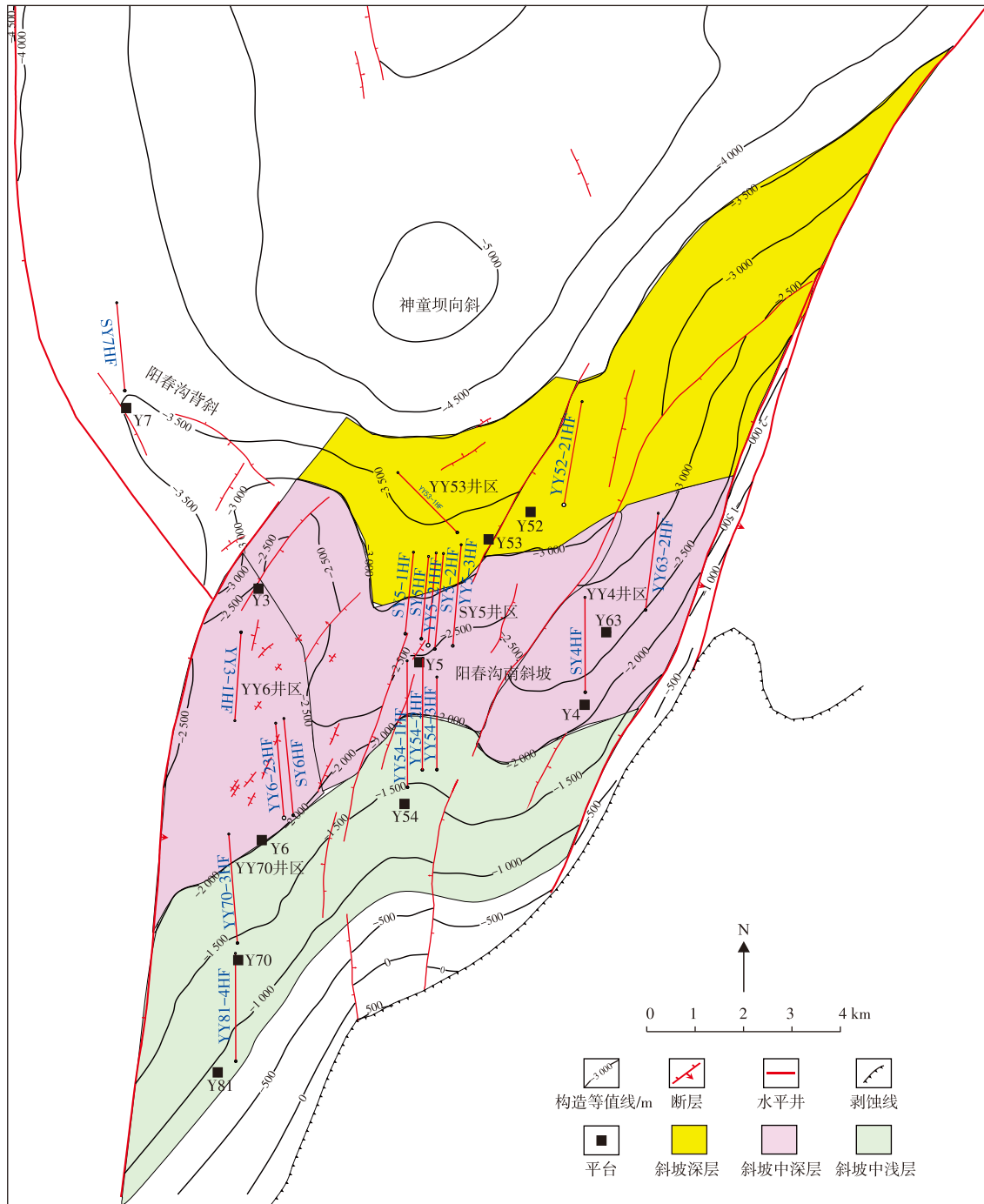


图3 阳春沟南斜坡有利区评价

Fig. 3 Evaluation of favorable areas on southern slope of Yangchungou

表1 阳春沟区块分区评价

Table 1 Zonal evaluation of Yangchungou block

分区	井区	主控因素	评价分级	埋深 /m	压力系数	地应力 /MPa	初期日产量 /10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	平均EUR /10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>
深层	YY53	深层高应力	I <sub>1</sub>	4 000~5 000	1.25~1.35	80~105	8.2	0.89
	SY5	压裂改造	I <sub>1</sub>	2 500~4 000	1.10~1.25	60~80	6.5	0.85
中深层	YY4	断下盘中高应力	I <sub>1</sub>	2 500~3 500	1.10~1.30	70~90	5.0	0.84
	YY6	构造复杂	I <sub>2</sub>	2 500~3 500	1.10~1.15	60~70	5.0	0.80
中浅层	YY70	保存条件弱	评价区	1 500~2 800	1.00~1.15	45~65	4.5	

平桥南区埋深介于2 800~4 500 m,采用“基础井网+加密调整”开发模式,2019年完成基础井网构建,井距

450~500 m,单井 EUR 为  $1.21 \times 10^8 \text{ m}^3$ ; 2021年实施加密调整,井距缩小至225~275 m,单井 EUR 降至(0.70~

$0.85) \times 10^8 \text{ m}^3$ 。该模式虽通过后期加密可有效提升区块整体采收率,但受人工裂缝长度非均匀性及地应力场变化影响,加密井钻井过程中漏失、垮塌风险增大,且压窜干扰导致老井生产连续性受损等问题较为突出<sup>[28]</sup>。东胜区块埋深2 100~4 700 m,采用“小井距+单向交叉布井”一次井网开发模式,2023年完成产建,井距250~350 m,单井EUR为 $0.78 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。该模式具有运行节奏快、靶前距短的优势,有效提高了储量动用程度,但在施工排量、加砂强度等工程工艺参数进一步优化提升的情况下,仍具备较大的产能挖潜空间。

阳春沟采用“一次井网、立体部署、平台滚动”单向布井模式,以裂缝监测、生产动态、数值模拟等方法相结合分区分类确定施工参数与差异化井距。深层高应力区注液强度 $27 \sim 32 \text{ m}^3/\text{m}$ 、加砂强度 $2.5 \sim 3.0 \text{ m}^3/\text{m}$ ,井距257~314 m;中深层中高应力区注液强度 $28 \sim 30 \text{ m}^3/\text{m}$ 、加砂强度 $3.0 \sim 3.5 \text{ m}^3/\text{m}$ ,井距280~343 m;中浅层低应力区注液强度 $24 \sim 27 \text{ m}^3/\text{m}$ 、加砂强度 $3.0 \sim 4.0 \text{ m}^3/\text{m}$ ,井距325~380 m。从压裂波及动用角度综合确定合理井距为257~380 m,随埋深增加、应力升高,井距逐渐减小。

#### 2.2.4 锚定应力设置布井方位

页岩气藏水平井布井方位主要受地应力、构造及断层等因素影响。其中,地应力控制水力压裂时裂缝的扩展方向与复杂程度,构造与断裂则决定水平段延伸长度及靶窗钻遇率。张金才等<sup>[29]</sup>指出,地应力主导人工裂缝的起裂和扩展,当水平井方位与水平最小主应力夹角(以下简称应力夹角)过大时,破裂压力增大,损失EUR。张培先等<sup>[30]</sup>基于南川地区地应力场分析认为,高地应力环境不利于复杂缝网形成,应力夹角大于 $30^\circ$ 时,破裂压力呈指数级上升,且水平应力差异系数对压裂裂缝形态具有重要影响。

阳春沟南斜坡最大水平主应力方位为 $55^\circ \sim 65^\circ$ (图4),应力方位与构造走向存在一定夹角,考虑到地应力大小、两向差异系数、构造形态与后期排采,开展应力夹角与AB靶点高差分区优化。中高应力区破裂压力介于 $80 \sim 100 \text{ MPa}$ ,高差 $<500 \text{ m}$ ,应力夹角 $<25^\circ$ ;中应力区破裂压力介于 $70 \sim 80 \text{ MPa}$ ,高差 $<500 \text{ m}$ ,应力夹角 $<30^\circ$ ;低应力区破裂压力介于 $50 \sim 70 \text{ MPa}$ ,高差 $<400 \text{ m}$ ,应力夹角 $<45^\circ$ 。通过减小应力夹角并强化改造,中高应力区可实现有效改造。以YY53-1HF井为例,埋深4 311 m,应力夹角 $13^\circ$ ,平均破裂压力 $100 \text{ MPa}$ ,复杂缝网占比96%。而东胜区块埋深大于4 000 m的6口井,应力夹角 $27 \sim 33^\circ$ ,平均埋深为4 175 m,破裂压力为 $106.7 \text{ MPa}$ ,较阳春沟高 $6.7 \text{ MPa}$ 。

## 2.3 水平井优快实施

水平井开发是页岩气等非常规资源高效动用的核心途径,其通过多段压裂技术可显著提升储量动用和产能,但阳春沟区块上覆地层及目的层断层、微幅构造发育,目的层产状变化剧烈,导致水平井精准入靶难度增大、易偏离靶窗。因此,优化钻井方案设计与精准实施,已成为低品位页岩气资源效益开发的关键技术环节。

### 2.3.1 地上地下兼顾优选平台

阳春沟区块北部地层完整性较好,出露地层以侏罗系遂宁组为主,自北向南呈现抬升剥蚀趋势,出露地层由北向南依次过渡为志留系龙马溪组。该区块整体表现为 $15^\circ \sim 30^\circ$ 的下倾地层结构,且地表厂矿企业密集,导致平台选址受限大。为优化井身结构设计并实现提速降本目标,采用“常规踏勘选址+地面工勘避让中浅层复杂区+井网部署优化”的综合方案进行平台优选。其中,地面工勘技术集成音频大地电磁法、高密度电法及广域电磁法,通过多方法联合探测,有效识别中浅层复杂层段空间分布特征。广域电磁法凭借其更大探测深度与更高精度,为规避浅层工程风险及井身结构优化提供了关键数据支撑。

### 2.3.2 井身结构分区差异化设计

针对阳春沟区块地质构造分区特点,实施“一井一策”的井身结构优化设计:浅层埋深小于2 500 m,飞仙关、茅口组出露,地层压力低,整体可钻性良好,采用二开制井身结构,配套TP110T套管;中深层埋深2 500~4 000 m,嘉陵江组地层出露,采用三开制井身结构,配套TP125V套管;深层埋深大于4 000 m,须家河、雷口坡组地层出露,地层易漏失、易垮塌,地层压力高且可钻性差,采用四开制井身结构,配套TP140V套管。

### 2.3.3 地质模型迭代确保高效实施

按照地质模型和工勘资料优化上部防碰绕障轨道,浅表层雷口坡组、嘉陵江组等地层,采用清水抢钻,中部飞仙关组、小河坝组等地层采用钾基聚合物钻井液。为降低浅层恶性漏失,采用“工程机+空气钻”工艺,减少钻机处理复杂时间,开展上部易漏失层段“泡沫水泥固结”工艺试验,解决浅表钻遇溶洞、暗河、破碎带等难题,有效降低综合成本。

在储层产状精细描述的基础上,多靶点控制入靶及水平段轨道,实时更新迭代地质模型,采用“气测、伽马”+“钻时、钻压、扭矩”的一体化导向模式,根据地质模型及导向分段对策,配套高效底部钻具组合,减少导向指令,提高复合占比,保障优快钻进和设计靶窗的高钻遇率。

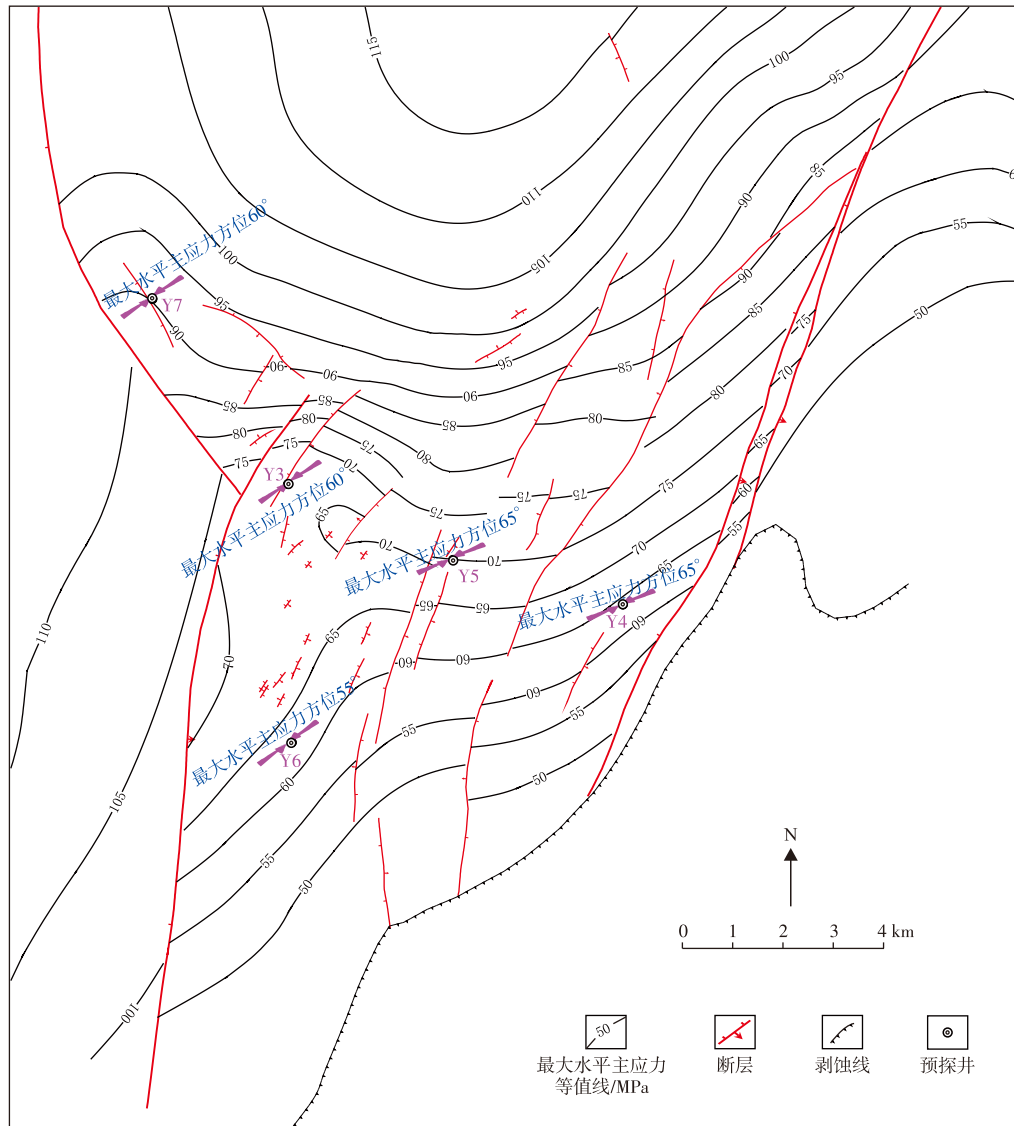


图4 阳春沟最大水平主应力及应力方位分布

Fig. 4 Distribution of maximum horizontal principal stress and stress orientation in Yangchungou

## 2.4 储层改造定量优化

### 2.4.1 制定分区施工对策

针对阳春沟复杂构造带不同分区的储层改造难点,结合效益开发需求和前期实践认识<sup>[9]</sup>,开展分区施工工艺评价,制定差异化技术对策。深层YY53井区,裂缝欠发育,地应力高,具有高破裂压力与高闭合应力特征,采用短段少簇+提升净压+小粒径强支撑+缝内暂堵中高粘减阻水、砂陶组合工艺,以克服改造缝网体积受限为主。中深层SY5、YY6井区,裂缝较为发育,地应力中等,构造复杂,采用中段多簇限流+高强度高砂比连续加砂+暂堵促缝中低粘减阻水、石英砂为主工艺,以降滤失、促复杂为主。中深层YY4井区,裂缝发育程度高,地应力较高,岩性致密,采用中短段长+适度切割+小粒径强支撑+段塞加砂中粘减阻水、砂陶组合工艺,以克服储层起裂、支

撑困难为主。中浅层YY70井区,裂缝较发育,保存条件较弱,地应力低,两向应力差异大,不易形成复杂缝网,采用长段多簇限流+大规模强改造+连续加砂+多级暂堵低粘减阻水、全石英砂工艺,以促复杂为主。

### 2.4.2 地学模型迭代优化

在地质力学建模基础上,利用Kinetix压裂模拟软件,将建立的压力场、应力场、饱和度场和裂缝系统进行耦合,得到综合地学模型。该模型既考虑了页岩储层物性、地应力的非均质性,又考虑了天然裂缝及应力阴影作用对水力裂缝扩展的影响。在此基础上,开展水力裂缝扩展模拟研究,为进一步提升水力裂缝模拟精度,引入井组微地震监测数据、压裂干扰动态响应数据为硬约束,逐段模拟压裂缝网展布情况,通过不断地迭代更新模型相关参数,提升综合地学模型精度。基于迭代优化后的地学模型,开展压裂参数优化设计和压裂改造效果定量评

价研究<sup>[31-32]</sup>。

以SY5井组模型为基础,开展压前压裂参数优化设计研究,模拟结果显示随着改造规模增大,平均裂缝长度逐渐增加(表2、图5),当加砂强度达到 $6\text{ m}^3/\text{m}$ 时,裂缝长度 $240\sim 483\text{ m}$ ,平均为 $331\text{ m}$ 。

在气井生产一段时间后,储层压力下降会导致地应力场的大小及方位发生改变,进而对同平台新井压裂缝网扩展产生显著影响。将数值模拟得到的压力场重新导入VISAGE软件,开展四维应力场与压力场耦合模拟研究,得到井组压后不同生产阶段的地应力场变化特征(图6)。大量压裂液注入导致地层压力升高,促使近井筒区域地应力增大,且高于原始地应力场;随着压裂液与天然气的产出,地层孔隙压力逐步降低,此时井筒周围地应力场亦随之持续下降。

基于四维流固耦合更新后的地质模型,开展中部气层SY5-21HF分段分簇优化设计研究。采用常规压裂分段方法时,第15~18段与SY5HF井空间距离仅为 $154\text{ m}$ ,且同处于③~④小层,裂缝扩展范围存在重叠,有严重压窜隐患(图7)。该井段优化为大致多簇、小规模改造,单段长度由 $83\text{ m}$ 增加至 $110\text{ m}$ ,射孔簇数由6簇增加至8簇,加砂强度由 $3.0\text{ m}^3/\text{m}$ 下调至 $2.0\text{ m}^3/\text{m}$ 。

对SY5-21HF井开展压后综合评价,结果显示:压裂缝网模拟平均缝长 $198\text{ m}$ ,缝高 $31\text{ m}$ ;微地震监测平均缝长 $228\text{ m}$ ,缝高 $37\text{ m}$ ,模拟缝长为微地震监测值的86%。从井组压裂干扰情况分析(图8),SY5-21HF井第4至15段压裂施工期间,老井套压出现一定幅度上涨,存在明显干扰反应;而优化后的第16段和第17段压裂施工时,干扰效应减弱,有效降低了压窜对老井生产的不利影响。

表2 SY5井组压裂缝网模拟评价结果

Table 2 Simulation evaluation results of fracturing network in well group SY5

方案	加砂强度/ ( $\text{m}^3/\text{m}$ )	注液强度/ ( $\text{m}^3/\text{m}$ )	水力缝网长/ m	水力缝网宽/ m	平均水力缝高/ m	支撑缝网长/ m	支撑缝宽/m	支撑缝高/m	平均导流能力/ ( $\mu\text{m}^2\cdot\text{m}$ )
方案一	2.5	31	229	11	36	224	10	20	294
方案二	4.0	36	276	16	37	271	16	20	357
方案三	6.0	54	331	19	38	326	18	21	426

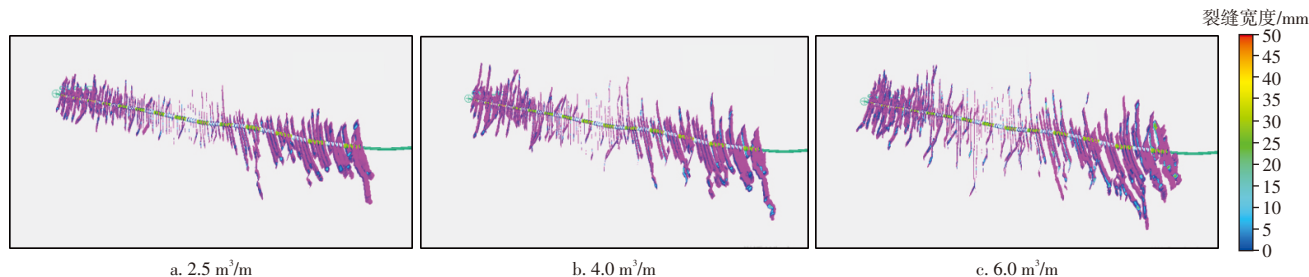


图5 SY5HF井不同加砂强度下裂缝模拟

Fig. 5 Fracture simulation of well SY5HF under different sand addition intensities

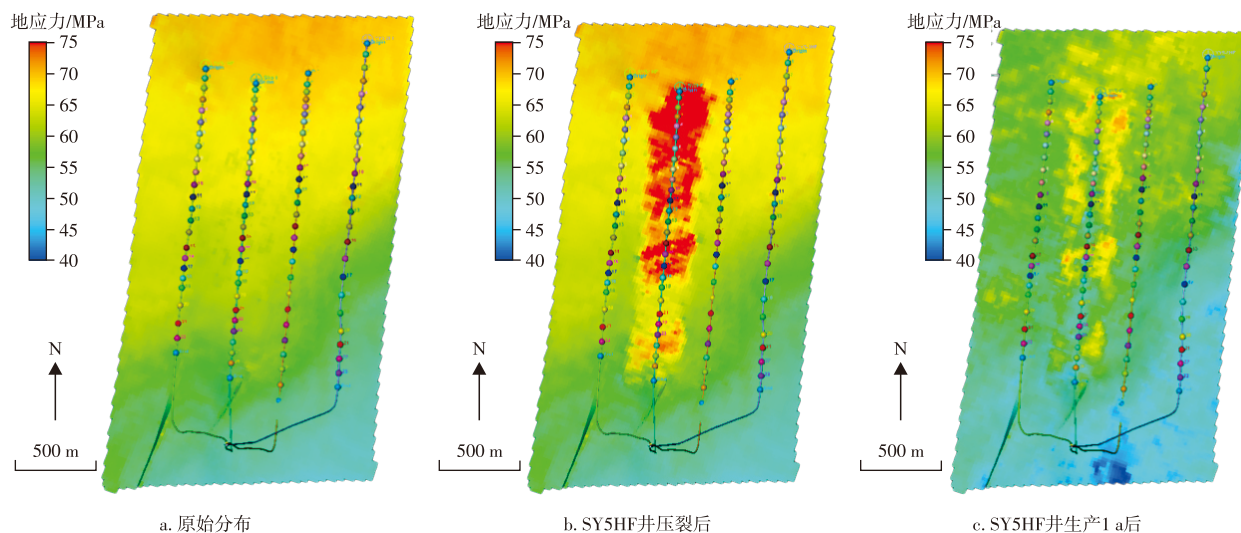


图6 SY5HF井不同阶段地应力分布

Fig. 6 Distribution of in-situ stress in well SY5HF at different stages

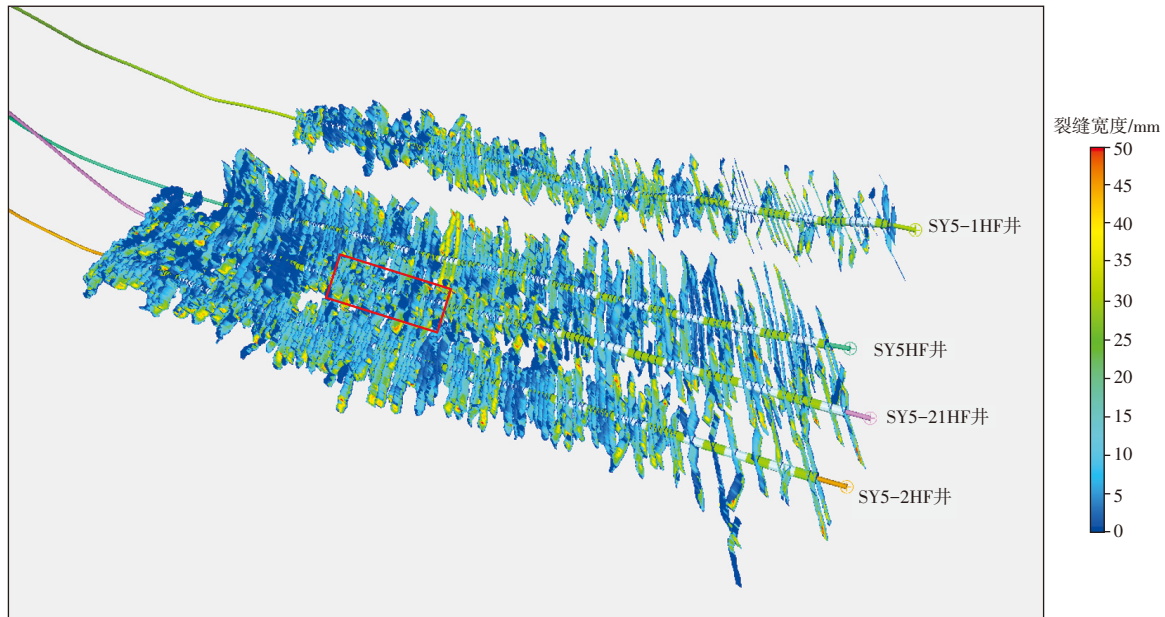
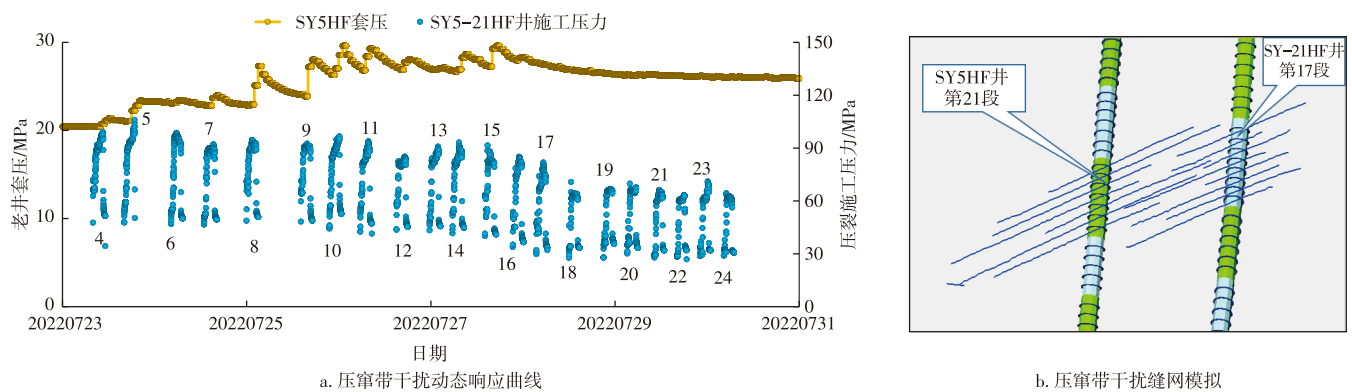


图7 SY5-21HF井压裂缝网模拟

Fig. 7 Fracture network simulation of well SY5-21HF



a. 压窜带干扰动态响应曲线

b. 压窜带干扰缝网模拟

图8 SY5-21HF井裂缝纵向扩展与SY5HF井井间干扰情况

Fig. 8 Longitudinal fracture extension of well SY5-21HF and inter-well interference of well SY5HF

## 2.5 开发效果

通过强化地质工程一体化技术攻关,落实了新增开发可动用储量潜力及产建阵地,建立了一次井网的立体开发模式,推动中下部气层同步动用。阳春沟区块单井产能达 $5.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,初期压力为16.9 MPa,平均单井EUR为 $0.83 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,区块初期压力、单井产能、EUR等指标较东胜区块均有明显提升(表3)。

表3 阳春沟与东胜区块生产效果对比

Table 3 Comparison of production effectiveness between Yangchungou and Dongsheng blocks

区块	单井产能/ $10^4 \text{ m}^3$	初期套压/MPa	EUR/ $10^8 \text{ m}^3$
东胜	4.8	14.8	0.78
阳春沟	5.1	16.9	0.83

## 3 结论

阳春沟复杂构造区在前期平桥、东胜开发的一体化效益开发实践的基础上,进一步完善地质工程一体化技术体系,以高精度地质模型为核心基础,以适宜的开发技术政策为实施手段,通过精准改造提升井间动用程度,取得了良好的开发效果。具体结论如下:

1)针对“三复杂”的地质特点,开展气藏精细描述工作,构建全层系构造模型,同步优化井身结构与钻井轨迹,通过地质工程一体化协同实施,保障了靶窗钻遇率。

2)开展层系优选与分区划分工作,差异化构建井网井距及布井方位,结合地质工程一体化技术制定分区开发对策:①深层高应力区:井距257~314 m,应力夹角小于 $25^\circ$ ,采用四开井身结构,TP140V套管,加砂强度2.5~

3.0 m<sup>3</sup>/m;②中深层中高应力区:井距280~343 m,应力夹角小于30°,采用三开井身结构、TP125V套管,加砂强度3.0~3.5 m<sup>3</sup>/m;③浅层地应力区:井距325~380 m,应力夹角小于45°,采用二开井身结构、TP110T套管,加砂强度3.0~4.0 m<sup>3</sup>/m。

3)依据地层特征与地质模型开展钻井设计“一井一策”优化,依托裂缝模拟技术实现压裂参数“逐段”精准优化,为气藏精准改造提供技术支撑。

#### 参考文献

- [1] 姚红生,张培先,何希鹏,等.四川盆地及其周缘地区五峰组-龙马溪组页岩气藏类型及勘探实践[J].石油与天然气地质,2025,46(6):1807-1822.  
YAO Hongsheng, ZHANG Peixian, HE Xipeng, et al. Classification and exploration practices of shale gas reservoirs in the Wufeng-Longmaxi formations in the Sichuan Basin and its periphery[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(6): 1807-1822.
- [2] 方志雄,何希鹏.渝东南武隆向斜常压页岩气形成与演化[J].石油与天然气地质,2016,37(6):819-827.  
FANG Zhixiong, HE Xipeng. Formation and evolution of normal pressure shale gas reservoir in Wulong Syncline, Southeast Chongqing, China[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6): 819-827.
- [3] 何希鹏,张培先,房大志,等.渝东南彭水-武隆地区常压页岩气生产特征[J].油气地质与采收率,2018,25(5):72-79.  
HE Xipeng, ZHANG Peixian, FANG Dazhi, et al. Production characteristics of normal pressure shale gas in Pengshui-Wulong area, southeast Chongqing[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(5): 72-79.
- [4] 杨少航,罗良,马诗杰,等.川南长宁地区构造变形特征及对页岩气保存条件的影响[J].现代地质,2024,38(6):1458-1472.  
YANG Shaohang, LUO Liang, MA Shijie, et al. Structural deformation and shale gas preservation conditions in the Changning area of the southern Sichuan Basin[J]. Geoscience, 2024, 38(6): 1458-1472.
- [5] 缪欢,姜振学,龚训,等.川中地区筇竹寺组深层-超深层页岩孔隙结构与分形特征[J].现代地质,2025,39(5):1305-1315.  
MIAO Huan, JIANG Zhenxue, GONG Xun, et al. Pore Structure and Fractal Characteristics of Deep to Ultra-Deep Shale[J]. Geoscience, 2025, 39(5): 1305-1315.
- [6] 杨雪,田寒云,杨雨然,等.川东北二叠系海相页岩硅质矿物成因机理[J].山东科技大学学报(自然科学版),2024,43(5):35-43.  
YANG Xue, TIAN Hanyun, YANG Yuran, et al. Genetic mechanism of siliceous minerals in Permian marine shales in Northeast Sichuan[J]. Journal of Shandong University of Science and Technology (Natural Sciences), 2024,43(5):35-43.
- [7] 王纪伟,宋丽阳,康玉柱,等.中美典型常压页岩气开发对比与启示[J].特种油气藏,2024,31(4):1-9.  
WANG Jiwei, SONG Liyang, KANG Yuzhu, et al. Comparison and implications of typical normal pressure shale gas development between China and the United States[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2024, 31(4): 1-9.
- [8] 何希鹏,王凯,何贵松,等.复杂构造带常压页岩气开发刻度区建立及其意义[J].天然气工业,2025,45(3):16-35.  
HE Xipeng, WANG Kai, HE Guisong, et al. Establishment of calibrated area of normal pressure shale gas development in complex structure belts and its significance[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(3): 16-35.
- [9] 高玉巧,郑永旺,张莉娜,等.南川常压页岩气田注CO<sub>2</sub>吞吐矿场实践[J].石油实验地质,2025,47(2):395-405.  
GAO Yuqiao, ZHENG Yongwang, ZHANG Lina, et al. Field tests of CO<sub>2</sub> huff-n-puff technology in Nanchuan normal-pressure shale gas field[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2025, 47(2): 395-405.
- [10] 何希鹏,何贵松,高玉巧,等.渝东南盆缘转换带常压页岩气地质特征及富集高产规律[J].天然气工业,2018,38(12):1-14.  
HE Xipeng, HE Guisong, GAO Yuqiao, et al. Geological characteristics and enrichment laws of normal-pressure shale gas in the basin-margin transition zone of SE Chongqing[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(12): 1-14.
- [11] 何希鹏,卢比,何贵松,等.渝东南构造复杂区常压页岩气生产特征及开发技术政策[J].石油与天然气地质,2021,42(1):224-240.  
HE Xipeng, LU Bi, HE Guisong, et al. Production characteristics and optimized development technologies for normal-pressure shale gas in the structurally complex areas of southeastern Chongqing[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(1): 224-240.
- [12] 姚红生,王伟,何希鹏,等.南川复杂构造带常压页岩气地质工程一体化开发实践[J].油气藏评价与开发,2023,13(5):537-547.  
YAO Hongsheng, WANG Wei, HE Xipeng, et al. Development practices of geology-engineering integration in complex structural area of Nanchuan normal pressure shale gas field[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(5): 537-547.
- [13] 倪锋,朱峰,孟庆利.渝东南地区南川区块膝折构造模式解析[J].油气藏评价与开发,2024,14(3):373-381.  
NI Feng, ZHU Feng, MENG Qingli. Analysis of knee fold structure model in Nanchuan Block of southeastern Chongqing[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(3): 373-381.
- [14] 高全芳,张培先,关琳琳,等.低级别逆断层对页岩气富集高产影响研究:以四川盆地东南缘南川地区平桥东1断层为例[J].油气藏评价与开发,2024,14(3):458-467.  
GAO Quanfang, ZHANG Peixian, GUAN Linlin, et al. Influence of lower-level reverse faults on shale gas enrichment and high yield: A case study of Pingqiao Dong-1 Fault in Nanchuan area, southeast margin of Sichuan Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(3): 458-467.
- [15] 牟书令.中国海相油气勘探理论、技术与实践[J].石油与天然气地质,2008,29(5):543-547.  
MOU Shuling. Theories, techniques and practices of petroleum exploration in marine sequences in China[J]. Oil & Gas Geology, 2008, 29(5): 543-547.
- [16] 马军.页岩裂缝成因及其对含气性影响:以渝东南地区阳春沟构造带五峰-龙马溪组为例[J].油气藏评价与开发,2020,10(3):126-134.  
MA Jun. Origin of shale fractures and its influence on gas-bearing properties: A case study of Wufeng-Longmaxi Formation in Yangchungou structural belt in southeast Chongqing[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(3): 126-134.
- [17] 何希鹏.四川盆地东部页岩气甜点评价体系与富集高产影响因素[J].天然气工业,2021,41(1):59-71.

- HE Xipeng. Sweet spot evaluation system and enrichment and high yield influential factors of shale gas in Nanchuan area of eastern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(1): 59-71.
- [18] 何贵松,孙斌,高玉巧,等.川东南地区二叠系茅口组一段非常规天然气富集高产主控因素[J]. *石油勘探与开发*, 2025, 52(2): 362-373.
- HE Guisong, SUN Bin, GAO Yuqiao, et al. Main factors controlling unconventional gas enrichment and high production in the first member of Permian Maokou Formation, southeastern Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2025, 52(2): 362-373.
- [19] 王运海,任建华,陈祖华,等.常压页岩气田一体化效益开发及智能化评价[J]. *油气藏评价与开发*, 2021, 11(4): 487-496.
- WANG Yunhai, REN Jianhua, CHEN Zuhua, et al. Integrated benefit development and intelligent evaluation of normal pressure shale gas[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2021, 11(4): 487-496.
- [20] 吴奇,梁兴,鲜成钢,等.地质—工程一体化高效开发中国南海相页岩气[J]. *中国石油勘探*, 2015, 20(4): 1-23.
- WU Qi, LIANG Xing, XIAN Chenggang, et al. Geoscience-to-production integration ensures effective and efficient South China marine shale gas development[J]. *China Petroleum Exploration*, 2015, 20(4): 1-23.
- [21] 舒红林,王利芝,尹开贵,等.地质工程一体化实施过程中的页岩气藏地质建模[J]. *中国石油勘探*, 2020, 25(2): 84-95.
- SHU Honglin, WANG Lizhi, YIN Kaigui, et al. Geological modeling of shale gas reservoir during the implementation process of geology-engineering integration[J]. *China Petroleum Exploration*, 2020, 25(2): 84-95.
- [22] 梁兴,朱斗星,韩冰,等.地震地质工程一体化技术及其在山地页岩气勘探开发中的应用[J]. *天然气工业*, 2022, 42(增刊1): 8-15.
- LIANG Xing, ZHU Douxing, HAN Bing, et al. Seismic-geological engineering integration technology and its application in shale gas exploration and development in mountainous areas[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(Suppl.1): 8-15.
- [23] 高玉巧,蔡潇,夏威,等.苏北盆地古近系泰州组二段页岩油储层差异成储机理[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(6): 1947-1959.
- GAO Yuqiao, CAI Xiao, XIA Wei, et al. Differential reservoir formation mechanism of shale oil in the second member of Paleogene Taizhou Formation, Subei Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(6): 1947-1959.
- [24] 吴聿元,张培先,何希鹏,等.渝东南地区五峰组—龙马溪组页岩岩石相及与页岩气富集关系[J]. *海相油气地质*, 2020, 25(4): 335-343.
- WU Yuyuan, ZHANG Peixian, HE Xipeng, et al. Lithofacies and shale gas enrichment of Wufeng Formation—Longmaxi Formation in Southeastern Chongqing[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2020, 25(4): 335-343.
- [25] 丁麟,程峰,于荣泽,等.北美地区页岩气水平井井距现状及发展趋势[J]. *天然气地球科学*, 2020, 31(4): 559-566.
- DING Lin, CHENG Feng, YU Rongze, et al. Current situation and development trend of horizontal well spacing for shale gas in North America[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2020, 31(4): 559-566.
- [26] 赵勇,李南颖,杨建,等.深层页岩气地质工程一体化井距优化:以威荣页岩气田为例[J]. *油气藏评价与开发*, 2021, 11(3): 340-347.
- ZHAO Yong, LI Nanying, YANG Jian, et al. Optimization of deep shale gas well spacing based on geology-engineering integration: A case study of Weirong Shale Gas Field[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2021, 11(3): 340-347.
- [27] 陈京元,位云生,王军磊,等.页岩气井间干扰分析及井距优化[J]. *天然气地球科学*, 2021, 32(7): 931-940.
- CHEN Jingyuan, WEI Yunsheng, WANG Junlei, et al. Interwell-production interference and well spacing optimization in shale gas reservoir[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2021, 32(7): 931-940.
- [28] 张莉娜,任建华,胡春锋.常压页岩气立体开发特征及缝网干扰规律研究[J]. *石油钻探技术*, 2023, 51(5): 149-155.
- ZHANG Lina, REN Jianhua, HU Chunfeng. Three-dimensional development characteristics and fracture network interference of atmospheric shale gas reservoir[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2023, 51(5): 149-155.
- [29] 张金才,亓原昌.地应力对页岩储层开发的影响与对策[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(4): 776-783.
- ZHANG Jincai, QI Yuanchang. Impact of in-situ stresses on shale reservoir development and its countermeasures[J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(4): 776-783.
- [30] 张培先,高全芳,何希鹏,等.南川地区龙马溪组页岩气地应力场特征及对产量影响分析[J]. *油气地质与采收率*, 2023, 30(4): 55-65.
- ZHANG Peixian, GAO Quanfang, HE Xipeng, et al. Characteristics of in-situ stress field and its influence on shale gas production from Longmaxi Formation in Nanchuan area[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(4): 55-65.
- [31] 宋汐瑾,白楠.井下页岩层压裂裂缝的数值模拟与瞬变电磁响应特征分析[J]. *石油物探*, 2025, 64(4): 772-783.
- SONG Xijin, BAI Nan. Numerical simulation and transient electromagnetic response characteristics of fracturing-induced fractures in underground shale formations[J]. *Geophysical Prospecting for Petroleum*, 2025, 64(4): 772-783.
- [32] 谭媛媛,张广智,马正乾,等.TTI型页岩气储层脆性指数和裂缝参数分级反演方法[J]. *石油物探*, 2025, 64(2): 340-352.
- TAN Yuanyuan, ZHANG Guangzhi, MA Zhengqian, et al. Hierarchical inversion of brittleness indicator and fracture parameters for shale gas reservoirs with tilted transverse isotropy[J]. *Geophysical Prospecting for Petroleum*, 2025, 64(2): 340-352.

(编辑 徐佩)