

普光气田千佛崖组气藏开发技术政策

吴文杰, 卢传林, 彭惠雪, 龙永成

重庆科技大学石油与天然气工程学院, 重庆

收稿日期: 2024年5月16日; 录用日期: 2024年6月21日; 发布日期: 2024年6月30日

摘要

普光地区陆相千佛崖组整体为中深层、高压低温、致密砂岩-页岩凝析气藏, 两个气藏在纵向上为叠置分布, 隔层厚度较大, 开发潜力不明确, 且致密砂岩及页岩两套不同的气藏需要制定两套或多套针对性强的开发技术政策。本文针对该情况, 以国内类似低渗致密气气藏开发方式、井网井型设计、井距设计等作为参考, 确定普光地区陆相千佛崖组采用井网衰竭的开发方式, 利用水平井进行开发, 并对水平井于裂缝角度设定进行评价; 参考同类型气藏开发指标, 预估该气藏初步产能为 $5\sim 8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; 借鉴国内相似气藏开发实践经验, 将采气速度控制在2%~3%, 天然气采收率为30%, 凝析油采收率为25%。

关键词

致密砂岩, 页岩, 开发技术政策, 低渗致密气气藏

Development Strategy for the Qianfoya Formation Gas Reservoir in the Puguang Gas Field

Wenjie Wu, Chuanlin Lu, Huixue Peng, Yongcheng Long

Faculty of Petroleum and Natural Gas Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

Received: May 16th, 2024; accepted: Jun. 21st, 2024; published: Jun. 30th, 2024

Abstract

The continental Qianfoya Formation in the Puguang area constitutes a medium-deep, high-pressure, low-temperature, tight sandstone-shale condensate gas reservoir. The two gas reservoirs are vertically superimposed with substantial separation, and their development potential is not well defined. Distinct and highly targeted development strategies are necessary for the two different re-

reservoirs of tight sandstone and shale. This paper refers to domestic development methods for similar low-permeability tight gas reservoirs, including well pattern and well spacing design, to determine that the Qianfoya Formation in the Puguang area should be developed using a depletion method with horizontal wells. An evaluation was conducted on the orientation of fractures in horizontal wells. By referencing development indicators from similar types of gas reservoirs, the initial production capacity of this reservoir is estimated to be $5\sim 8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$. Drawing on domestic development practices for similar reservoirs, the gas production rate is controlled at 2%~3%, with a gas recovery factor of 30% and a condensate oil recovery factor of 25%.

Keywords

Tight Sandstone, Shale, Development of Technology Policy, Low-Permeability Tight Gas Reservoir

Copyright © 2024 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

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



Open Access

1. 引言

普光气田区域上位于四川盆地川东北地区，隶属于四川省达州市宣汉县达县—宣汉区块。达县—宣汉区块的地面油气地质调查工作始于二十世纪五十年代，历经半个多世纪的不断探索，于2003年油气勘探取得重大突破，发现了普光气田。截止目前，普光气田的勘探开发主要经历了预探、评价、开发三个阶段。普光气田千佛崖组共有两套不同类型气藏，开发潜力不明确，开发技术政策需要分别进行针对性考虑。本文通过类比国内外致密砂岩、页岩气藏开发方式，判断普光陆相千佛崖组非常规天然气藏需采用井网衰竭式开发；以中间气田开发、国内外页岩气井经验作为参照，普光陆相气藏采用水平井方式进行开发，考虑气藏开发效果，整体采用不规则井网进行开发；结合数值模拟结果，建议水平段方位与裂缝夹角大于 60° 可以提高产量；通过参考国内外气田的开发生产特征，最终确定普光陆相致密气产能为 $3\sim 8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。因此，本次开发技术政策研究对普光地区千佛崖组致密砂岩—页岩凝析气藏合理开发提供有力支撑[1]。

2. 研究区概况

普光气田位于四川省宣汉县境内，宣汉县城北约60 km。该区地形复杂，地面海拔为300 m~900 m，相对高差可达600 m，为中~低山区，总体地势偏陡。气候温暖潮湿，年平均气温 17°C ，最低温可到 -5.3°C ，最高温为 41.3°C ，水系发育，前、中、后河纵横，具有春雨、夏洪、秋涝、冬湿的气候特征(图1)。

气田区域上位于四川盆地川东断褶带东北段，介于大巴山推覆带前缘褶断带与川中平缓褶皱带之间。构造上总体呈“隆洼相间”格局，划分为NE向毛坝、雷音铺、铁山坡及NW向清溪场、双石庙、东岳寨、分水岭等七个正向构造单元和普光东向斜、普光西向斜、宣汉向斜三个负向构造单元[2]。

3. 开发方式

根据研究区综合地质研究及平静三维水裂模型的模拟，普光陆相千佛崖组非常规天然气藏分为致密砂岩气藏和页岩气藏，两个气藏在纵向上为叠置分布，隔层厚度为30 m。底层页岩的打开程度随着隔层厚度的增加逐渐减小，当隔层厚度达到30 m时，底层的页岩无法被打开。因此需要按照两套井网，采用立体开发的形式进行开发。

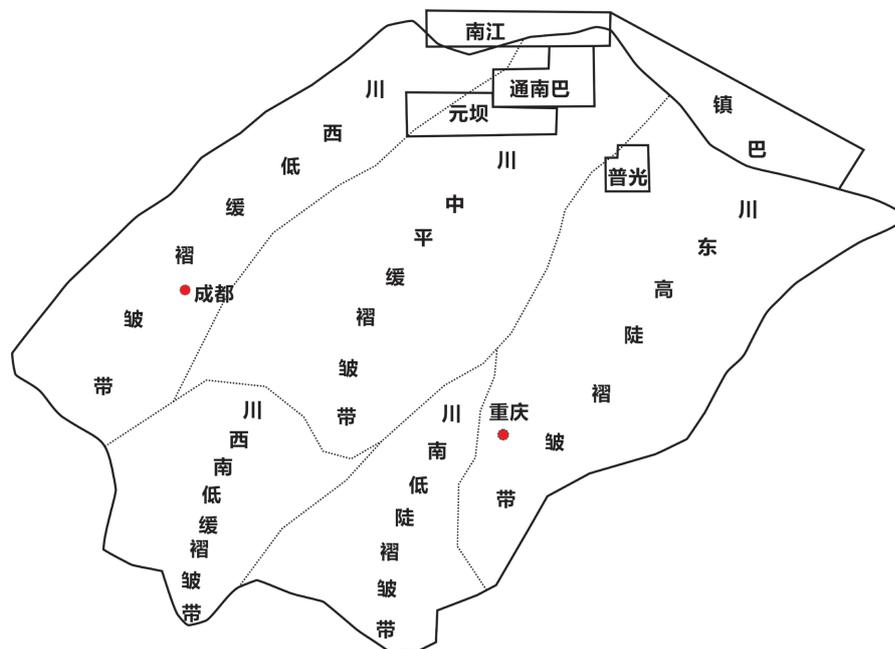


Figure 1. Location map of Puguang gas field
图 1. 普光气田地理位置图

致密砂岩气藏：致密砂岩气藏河道储层稳定发育，为一套稳定的灰色厚层块状细砂岩夹泥岩，地层厚度 32.0~54.0 m。根据普陆 3 和普陆 4 井的气样室内试验检测结果显示，井流物主要组成及组分为甲烷 89.375%，乙烷 6.38%，丙烷 1.63%，正丁烷 0.399%，异丁烷 0.358%，戊烷以上 0.348%，氢气 0.021%，氦气 0.049%，氮气 1.200%，二氧化碳 0.240%，不含硫化氢，气体相对密度 0.6613，油相密度 0.790 t/m³。地层压力 51.63 MPa，饱和压力 38.93 MPa，地露压差 12.7 MPa，凝析油含量为 156.02 g/m³，属于中含凝析油凝析气藏。普光陆相千佛崖组千一段致密砂岩气藏采用一套井网衰竭式开发方式。

页岩气藏：页岩储层发育稳定，类比国内外页岩气藏的开发方式，采用一套井网衰竭式开发[3] [4]。

4. 开发层系划分及井网井型设计

气藏开发实践表明，不同的井网部署将产生不同的开发效果和经济效益，合理的开发井网是高效开发气藏的重要条件之一。

4.1. 开发井网

开发井网的部署要综合考虑储层展布形态、发育特点、物性变化等诸多因素，力求最大程度地控制地质储量[5]。

千佛崖组致密砂岩气藏河道砂体整体较致密，局部储层较发育，平面上储层分布及岩性、物性有变化。综合考虑气藏开发的各项影响因素及各因素的影响效果，根据储层分布发育规律，采用不规则井网，在主河道发育区域集中布井。

千佛崖组页岩气藏整体储层发育稳定，平面上储层分布变化较小。综合考虑气藏开发的各项影响因素及各因素的影响效果，采用不规则井网开发。

4.2. 井型选择

气田开发常用井型包括直井、斜井和水平井。根据钻井实践，对于井斜角大于 70°的井都视为水平井。

目前主要根据不同井型适应性和储层地质特征与地质储量情况，结合不同井型经济技术界限，进行开发井型优选。

基于斜直井与水平井适应性分析，通过调研中江气田高效开发经验，鉴于普光陆相致密砂岩气层物性差、厚度薄，采用水平井开发。

调研国内外页岩气井的开发经验，普光陆相页岩气藏采用水平井开发[5]-[8]。

4.3. 合理的水平段长度及方位

通过致密气数值模拟结果可以看出，水平井产能随水平段长度的增加呈非线性增大，水平段长度达到一定值后产能的增幅会逐步减小(图 2)。通过调研国内其他同类型致密气田水平段长度一般都在1000~1900 m(表 1)。结合经济评价结果、地面管网、现有井台及河道的展布，综合考虑建议水平段长度1200~1500 m。通过模拟水平段方位和裂缝成不同夹角下的产气量结果，显示在夹角大于 60°时产量有明显的增加，呈 90°是最好。因此建议水平段方位与裂缝夹角大于 60°(图 3)。

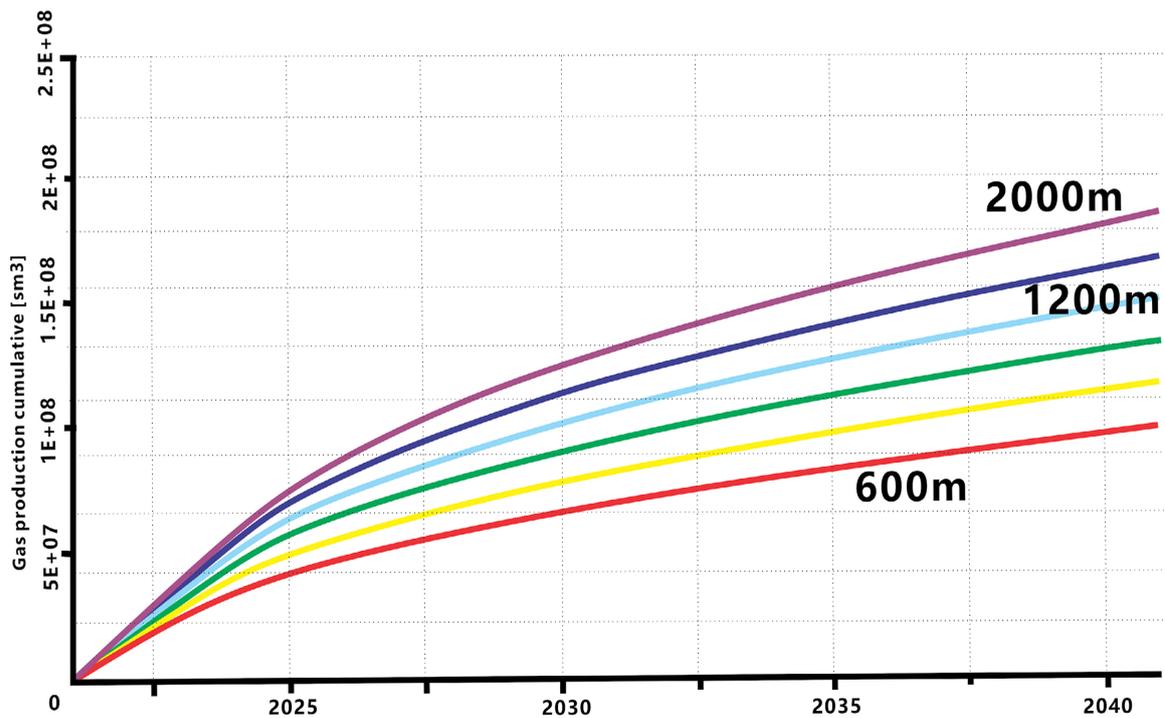


Figure 2. Predicted cumulative gas production at different horizontal section lengths

图 2. 不同水平段长度下预测累产气量图

Table 1. Comparison of horizontal section lengths in other tight gas fields

表 1. 类比其他致密气田水平段长度表

气田	渗透率 (mD)	水平段长度 (m)
大牛地气田	0.1~0.2	700~1900
苏里格气田	0.01~0.1	1000~1200
中江气田	0.01~1.7	460~1308

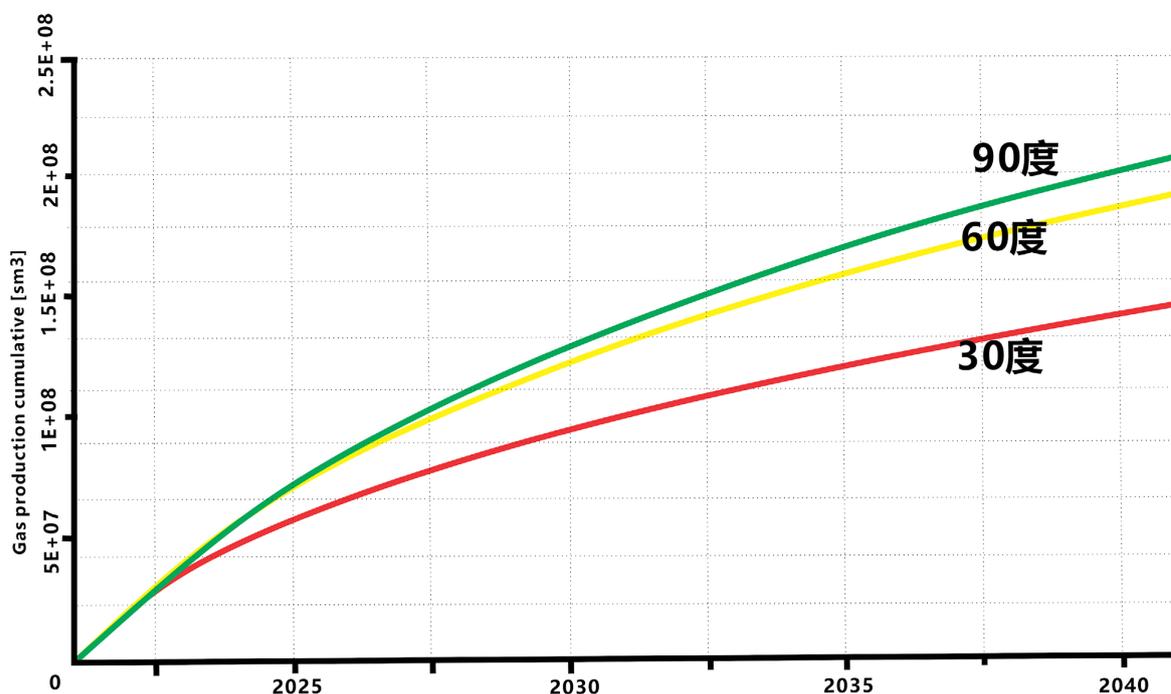


Figure 3. Cumulative gas production for different angles between horizontal sections and fractures
图 3. 不同水平段与裂缝夹角累产气量

通过页岩气数值模拟结果可以看出，水平井产能随水平段长度的增加呈非线性增大(图 4)。通过调研国内外页岩气藏开发参数，水平段长度一般都在 1000~1700 m(表 2)。结合经济评价结果、地面管网、现有井台及目前钻井技术的进步情况，综合考虑建议水平段长度 1500~2500 m。同样水平段方位与裂缝夹角应大于 60°。

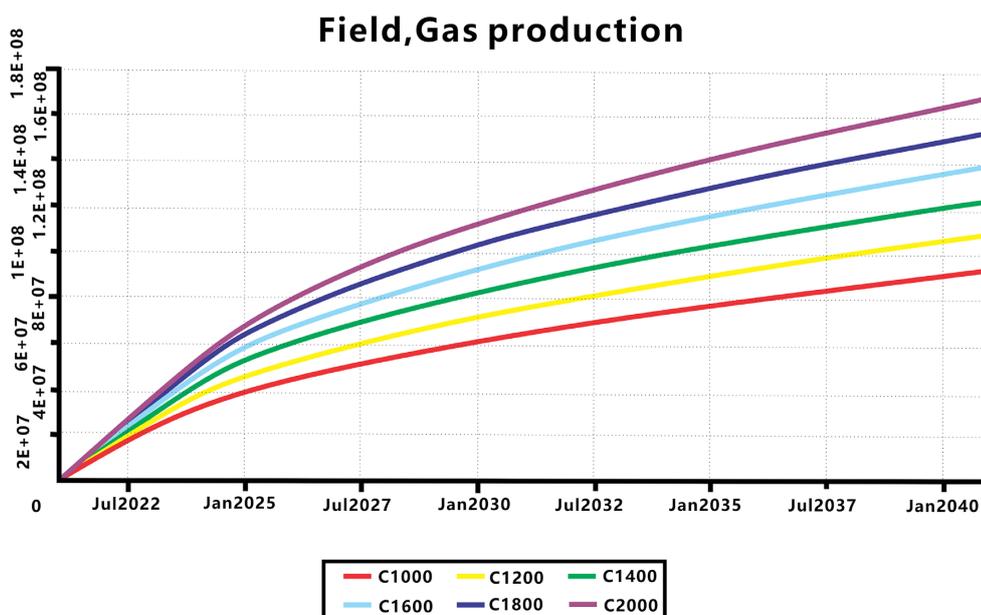


Figure 4. Comparison of simulated cumulative shale gas production (Different horizontal section lengths)
图 4. 页岩气模拟累积产量对比(不同水平段长度)

Table 2. Comparison of Geological development parameters for shale gas reservoirs domestically and internationally (horizontal section lengths)

表 2. 国内外页岩气藏地质开发参数对比表(水平段长度)

地区	埋深 (m)	厚度 (m)	TOC (%)	孔隙度 (%)	脆性矿物含量 (%)	黏土含量 (%)	压力系数	水平段长度
威远	2400~3600	40~50	2.2~3.3	3.0~4.6	50~62.4	30.4~39.0	1.4~1.96	1000~1600
长宁	2300~3200	33.4~46	2.8~5.3	3.0~5.2	57.8~60.1	23.9~32.1	1.35~2.03	1000~1200
YS108 井区	2000~3000	35	2.1~6.7	2.1~6.7	54.0~69.0	31.0	1.96	1100~1600
涪陵焦石坝	2200~2700	38~44	2.0~6.0	2.5~7.1	56.0~83.0	17.0~35.0	1.35~1.45	1000~1700
Barnet	2000~2600	30~190	4.5	4.0~5.0	51~65	21.7~32.0	1.0~1.15	1000~1500
Haynesville	3200~4300	61~107	3.1	8.0~10.0	35~65	20~35	1.6~2.0	1000~1700
千佛崖	2500~3400	24.5	1.42	5.37	44.97~49.33	35.97~38.36	大于 1.31	

5. 合理井距设计

一个气藏开发井距的确定应根据气藏地质、储层参数分布等，使单井控制足够的储量，保证气井具有一定的生产能力、应有的控制面积、一定的供气能力和一定的经济效益。

对于低渗、非均质强、低丰度的气藏来说，由于单井生产能力低，要形成一定的产量规模或达到一定的开发速度，需要比常规气藏部署更多的井数，但伴生的矛盾是：气层薄，储量丰度低，单井控制储量要达到经济下限值以上，不允许密井网。因此，合理井距应结合气藏的开发效果和经济效益综合确定。由于目前普光陆相地区开发资料欠缺，通过类比调研同类型的气藏，确定合理的井距[9]-[11]。

通过借鉴国内外致密砂岩气藏和页岩气藏开发经验(表 3, 表 4)，确定出千佛崖组致密气藏开发井距为 1000 m~1200 m，页岩气藏开发井距为 300 m~400 m。

Table 3. Statistical table of well spacing in low-permeability tight gas reservoirs

表 3. 低渗致密气藏开发井距统计表

气田	层系	埋深 m	压力 MPa	孔隙度 %	渗透率 mD	井距 m
宣汉	千佛崖组	3040~3530	42.705	3.0	0.04	1000~1200
大牛地	盒 1-太 2	2600~2900	23~25	4~10	0.1~1	800~1000
新场气田	沙溪庙组	2100~2500	40~45	10.2	0.16	700

Table 4. Comparison of geological development parameters for shale gas reservoirs domestically and internationally (well spacing)

表 4. 国内外页岩气藏地质开发参数对比表表(井距)

地区	埋深 (m)	厚度 (m)	孔隙度 (%)	脆性矿物含量 (%)	黏土含量 (%)	地层压力 (MPa)	井距 (m)
威远	2400~3600	40~50	3.0~4.6	50~62.4	30.4~39.0	35.1~67.3	350~450
长宁	2300~3200	33.4~46	3.0~5.2	57.8~60.1	23.9~32.1	31.6~49.9	400~500
YS108 井区	2000~3000	35	2.1~6.7	54.0~69.0	31.0	37.2~55.8	400
涪陵焦石坝	2200~2700	38~44	2.5~7.1	56.0~83.0	17.0~35.0	31~38	600, 加密 300
Barnet	2000~2600	30~190	4.0~5.0	51~65	21.7~32.0	20~30	200~400
Haynesville	3200~4300	61~107	8.0~10.0	35~65	20~35	55~70	300~600
千佛崖	2500~3400	24.5	5.37	44.97~49.33	35.97~38.36		

6. 产能评价

气井的合理配产对单井而言主要是有相对较高的产量及较长的稳定生产时间,对气藏而言是获得较高采收率和最佳经济效益。确定合理的气井配产是实现气田长期高产、稳产的前提条件。影响气井合理配产的因素很多,包括气井产能、气水关系、流体性质、生产系统和社会经济效益等。不同区域、不同位置、不同类型的气井,在不同生产方式下具有不同合理产量的选择[12]。普光地区非常规气藏目前仅有两口致密气井开展了试气,页岩气井还没有试气井。因此本次主要通过类比国内外类似气藏合理的配产经验,来确定致密气和页岩气的合理配产。

借鉴国内中江气田的高效开发生产特征,确定普光陆相致密气产能为 $3\sim 8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (表 5);

Table 5. Production data of similar tight gas fields in China

表 5. 国内类似致密气田生产情况表

指标	大牛地致密气	苏里格致密气	中江沙溪庙	普光陆相千一段
沉积类型	辫状河、 分流河道、障壁岛	辫状河	水下分流河道	水下分流河道
储层厚度 及分布	7套气层、 单层厚度 2~10 米, 含气砂体小而分散	单层气层厚度 3~15 m	单层气层厚度 5~30 m	单层气层厚度 4~10 m
天然裂缝	裂缝不发育	裂缝欠发育	裂缝欠发育	裂缝欠发育
储集条件	孔隙度 3%~10%、 渗透率 0.1~1 mD	孔隙度 3%~14%、 渗透率 0.001~0.1 mD	孔隙度 0.9%~15.33%、 渗透率 0.001~1.75 mD	孔隙度 0.3%~3.9%、 渗透率 0.001~0.2 mD
埋藏深度	2500~3000 m	2800~3700 m	1300~3200 m	2500~3500 m
压力系数	0.85~0.99	0.87~0.94	1.11~2.12	1.3~1.5
含气饱和度	50%~60%	55%~60%	不同层位不同地区差别较大	50%~60%
储量丰度	$1.24 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$	$1.3 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$	$1.3 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$	$1.1 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$
水平段长度	700~1900	1000~1200	460~1308	1200~1500
产能	产气 $1\sim 6 \times 10^4 \text{ m}^3$	产气 $1\sim 6 \times 10^4 \text{ m}^3$	产气 $1\sim 9 \times 10^4 \text{ m}^3$	产气 $3\sim 8 \times 10^4 \text{ m}^3$

统计对比重点井侏罗系页岩气井页岩特征,千佛崖组与泰页 1 井储层特征相似度较高,参考泰页 1 井压后产能,千佛崖组页岩气初期产能初步定为 $5\sim 8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (表 6)。

Table 6. Statistical comparison of jurassic terrestrial shale gas wells in the Sichuan basin

表 6. 四川盆地侏罗系陆相页岩气井统计对比表

参数	元页 3 井	平安 1 井	泰页 1 井	千佛崖组
深度, m	3557.7~3571.9	2991.7~3010.7	2536.5~2561.7	2500~3800
优质页岩层厚, m	14.2	17.7	25.2	25
TOC, %	1.68	1.24	1.56	1.42
孔隙度, %	4.91	4.2	3.53	5.37
含气量, m^3/t	1.34	/	1.81	1.5
Ro, %	1.3	1.55	1.34	1.9~2.2
硅质, %	36.2	/	35.9	44.97~49.33
粘土, %	55.2	41	48.9	36.32

续表

碳酸盐, %	5.4	/	3.9	2.53
压裂用液强度, m ³ /m	32	43	26	
压后测试效果	气 1.18 × 10 ⁴ m ³ 油 15.6 m ³	气 11.45 × 10 ⁴ m ³ 油 112.8 m ³	气 7.8 × 10 ⁴ m ³ , 油 11.4 m ³	

东濮白庙沙三中、下为低渗凝析气藏, 孔隙度平均 11.1%, 渗透率平均 0.61 mD。凝析油含量为 243.22 g/m³, 气油比 3148.3 m³/m³。类比该气藏的递减规律(图 5), 低渗凝析气藏有初期递减快, 后期稳定、递减慢的特征。

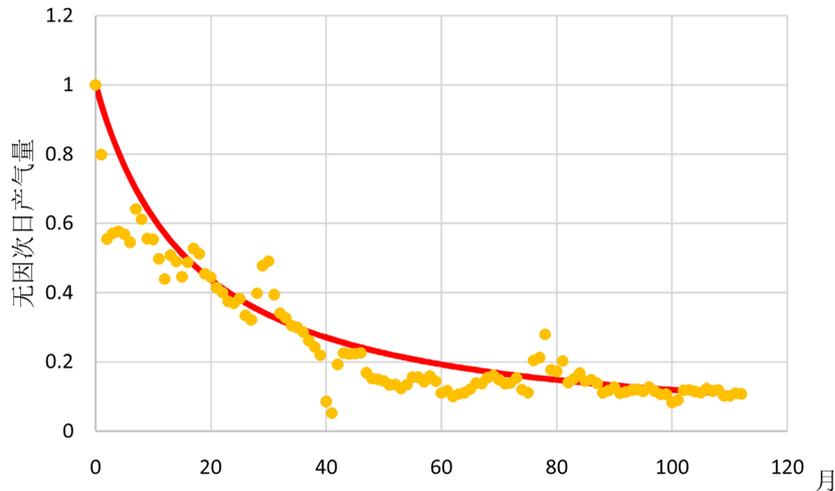


Figure 5. Normalized decline pattern of production for middle and lower horizontal wells in the Baimiaosha formation
图 5. 白庙沙三中、下水平井归一化产量递减规律

调研国内外页岩气的生产递减情况, 页岩气生产早期以游离气为主, 产量较高, 递减快, 初始递减率 30%~50%; 后期以吸附气产出为主, 产量相对较低, 递减慢, 年递减率 2%~3% (图 6)。

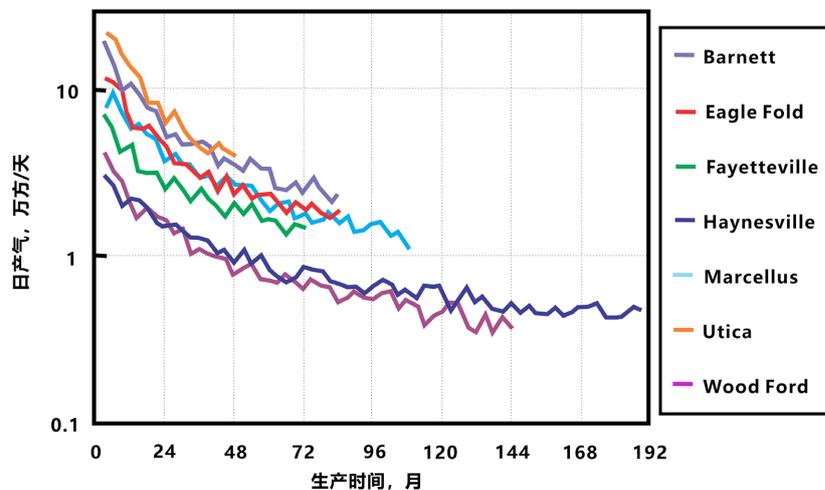


Figure 6. Decline curves of typical wells in the seven major shale formations in North America
图 6. 北美七大页岩典型井递减曲线

7. 合理采气速度及采收率

采气速度的确定需考虑的因素较多,包括储层物性、流体性质及相态特征、储量或储量丰度、生产压差、油田规划产能、市场需求等。

低渗致密气藏具有低孔、低渗,储层非均质性强,有效砂体分布连续性差,储量丰度低等特征;开发上自然产能低、需压裂改造才能获得工业产能,采气速度一般在2%~3%。

但是考虑天然气产量的稳定增长、经济效益和不同储量大小气藏的建设周期,对不同储量级别的气藏生产规模的选择一般遵循以下原则:一般储量在 $50 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上的气驱气藏,采气速度以3%~5%左右为宜;储量在 $50 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以下的气驱气藏,采气速度可达5%以上。

按照《天然气可采储量计算方法》(SY/T 6098-2000)行业标准,将气藏分为三类,I类水驱气藏根据水体活跃程度的差异,采收率范围0.4~0.9,II类气驱气藏采收率0.7~0.9,III类低渗透气藏采收率范围0.3~0.5,特低渗采收率甚至 <0.3 。普光陆相非常规气藏划分为第III类低渗透气藏,气藏采收率范围为30%~50%之间(表7)。

Table 7. Classification of gas reservoir types (Referenced from SY/T 6098-2010)

表 7. 气层气藏类型划分表(引自 SY/T 6098-2010)

气藏类型	分类指标 地层水 活跃程度	水侵替换 系数(I)	废弃相对 采收率值范围(ϕ_a)	采收率值 范围(E_R)	开采特征描述
I 水驱	la (活跃)	≥ 0.4	≥ 0.5	0.4~0.6	可动边、底水水体大, 一般开采初期($R < 0.2$) 部分气井开始大量出水或水淹, 气藏稳产期短,水侵特征曲线呈直线上升。
	lb (次活跃)	0.15~0.4	≥ 0.25	0.6~0.8	有较大的水体与气藏局部连通, 能量相对较弱。一般开采中、 后期才发生局部水窜,致使部分气井出水。
	lc (不活跃)	0~0.15	≥ 0.05	0.7~0.9	多为封闭型,开采中后期偶有个别井出水, 或气藏根本不产水,水侵能量极弱, 开采过程表现为弹性气驱特征。
II 气驱		0	≥ 0.05	0.7~0.9	无边、底水存在, 多为封闭型的多裂缝系统、断块、 砂体或异常压力气藏整个开采过程中 无水侵影响,为弹性气驱特征。
特低渗	IIIa (低渗)		≥ 0.5	0.3~0.5	储层基质渗透率 $K \leq 1.0 \times 10^{-3} \text{ um}^2$, 裂缝不太发育,横向连通较差, 生产压差大, 单井产量 $q_g/\text{km} \leq 3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 开采中较少出现水侵。
	IIIb (特低渗)	0~0.1	≥ 0.7	< 0.3	储层基质渗透率 $K \leq 0.1 \times 10^{-3} \text{ um}^2$, 裂缝不发育,无指施下一般无工业产能, 单井产量 $q_g/\text{km} \leq 1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 开采中极少出现水侵。

由于目前区块内发开动态资料较少,主要借鉴国内相似气藏开发实践经验(表8),采气速度控制在2%~3%为宜,天然气采收率为30%,凝析油采收率为25%。

Table 8. Values of gas production rate and recovery factor in similar low-permeability tight gas fields
表 8. 类似低渗致密气田采气速度及采收率取值情况表

气田名称	层位	岩性	孔隙度 (%)	埋深 (m)	压力系数	驱动类型	采气速度	气采收率 (%)
普光东向斜	千一段	细砂岩、粉砂岩	2.8	3040~3632	1.30	弹性气驱	2~3	30
新场气田	须家河	砂岩、砂砾岩	5.2	3600~4200	1.92	弹性气驱	2.3~3.3	40
元坝气田西部	须家河	砂砾岩、砂岩	3.3	4225	1.9~1.95	弹性气驱	2~3	35
大牛地	盒 1-太 2	含砾砂岩	4~10	2700~2800	0.93	弹性气驱	2~3	40

8. 结论

1) 结合国内外气田开发运行经验, 综合考虑千佛崖组气藏特征及各项影响因素及各因素的影响效果, 采用不规则井网开发。

2) 通过调研中江气田及国内外页岩气藏开发情况, 结合普光陆相气藏井型、储层地质特征及实际储量情况, 综合考虑经济效益及经济技术, 普光陆相致密砂岩气藏及页岩气藏采用水平井开发。

3) 通过模拟水平段方位和裂缝成不同夹角下的产气量结果, 显示在夹角大于 60°时产量有明显的增加, 呈 90°是最好。考虑到实际生产经济效益, 因此建议将水平段方位与裂缝夹角设定为大于 60°。

4) 按照《天然气可采储量计算方法》(SY/T 6098-2000), 普光陆相千佛崖气藏划分为第 III 类低渗透气藏, 气藏采收率范围为 30%~50%之间。

基金项目

2023 年重庆科技大学校级大学生科技创新训练计划项目“川东北陆相页岩气藏地质工程一体化模拟技术研究”(项目编号 2023136)资助。

参考文献

- [1] 魏立新, 夏明军, 张雪松. 普光气田陆相地层勘探潜力及目标评价[J]. 内江科技, 2010, 31(10): 123+139.
- [2] 卢新莉, 谢彤, 单玲, 等. 三维相干技术评价普光气田陆相地层[J]. 内蒙古石油化工, 2011, 37(23): 95-97.
- [3] 彭彩珍, 薛晓宁, 杨满平, 等. 页岩气藏合理开发方式及井型优选[J]. 油气藏评价与开发, 2016, 6(6): 67-74.
- [4] 廖建军, 岳礼, 郑杰. 页岩气藏开发及井型优选探讨[J]. 石油和化工设备, 2019, 22(7): 107-109.
- [5] 郑小敏, 钟立军, 严文德, 等. 凝析气藏开发方式浅析[J]. 特种油气藏, 2008, 15(6): 59-61+63+98.
- [6] 赵腾, 赵锐, 肖重阳, 等. 凝析气藏相态特征及开发方式研究进展[J]. 科技通报, 2023, 39(3): 1-7, 14.
- [7] 张广权, 孙兵, 杨小松, 等. 龙凤山凝析气藏开发技术政策研究[J]. 特种油气藏, 2016, 23(6): 72-76+144-145.
- [8] 李进. 湖相高黏土泥页岩储层差异化水赋存模式——以普光气田千佛崖组一段为例[J]. 断块油气田, 2023, 30(6): 925-932.
- [9] 邵建萍, 牛宝荣. 低渗透凝析气藏开发技术[J]. 中国石油石化, 2007(1): 62-63.
- [10] 詹美萍, 吴郁, 王月辉, 等. 华北油田兴 9 凝析气藏开发特征及技术对策[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(5): 1022-1026.
- [11] 逢健, 孙旭华, 王峰. 浅谈凝析气——油藏的开发方式和开发程序[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2014, 34(12): 156.
- [12] 伍帅. 低渗透气藏采收率计算方法分析[J]. 内江科技, 2012(2): 16.