

文章编号: 0253-2697(2024)04-0683-15 DOI:10.7623/syxb202404006

# 鄂尔多斯盆地页岩油开发井网优化技术及实践

## ——以庆城油田为例

何永宏<sup>1</sup> 李桢<sup>2,3</sup> 樊建明<sup>2,3</sup> 张超<sup>2,3</sup> 张旭泽<sup>2,3</sup> 马兵<sup>3,4</sup>

(1. 中国石油长庆油田公司 陕西西安 710018; 2. 中国石油长庆油田公司勘探开发研究院 陕西西安 710018;  
3. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室 陕西西安 710018; 4. 中国石油长庆油田公司油气工艺研究院 陕西西安 710018)

**摘要:**鄂尔多斯盆地庆城页岩油纵向油层多期叠置,横向非均质性强、变化快,开发井网优化难度大。针对庆城页岩油地质特征,为实现储量动用程度最大化,综合利用矿场实践、油藏工程和数值模拟等方法对水平段方位、长度、井距和立体开发井网合理隔层开展了系统研究。研究结果表明:水平井的方位主体采用与最大主应力方向垂直的方案,但在靶前区、地面受限区要综合考虑砂体展布方向、地下储量动用程度和地面井场位置,水平段布井方位可以适当偏转;优化水平段长度主体为1500 m,受砂体延伸长度短影响的水平段长度为600~800 m;优化单井控制储量为 $(25\sim 30)\times 10^4$  t,主体井距为500 m,不同油层厚度部署区有所差异;纵向上隔层厚度大于10 m的油层段开展立体开发。基于以上研究,形成了页岩油多层系立体式布井模式。研究成果支撑庆城油田页岩油单井EUR达到 $(2.6\sim 2.8)\times 10^4$  t,产油量达到 $165\times 10^4$  t/a,实现了规模效益开发。

**关键词:**鄂尔多斯盆地;庆城油田;页岩油;开发井网;优化技术;实践

中图分类号:TE349

文献标识码:A

## Optimization technique of development well pattern of shale oil in Ordos Basin and its application: a case study of Qingcheng oilfield

He Yonghong<sup>1</sup> Li Zhen<sup>2,3</sup> Fan Jianming<sup>2,3</sup> Zhang Chao<sup>2,3</sup> Zhang Xuze<sup>2,3</sup> Ma Bing<sup>3,4</sup>

(1. PetroChina Changqing Oilfield Company, Shaanxi Xi'an 710018, China; 2. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Changqing Oilfield Company, Shaanxi Xi'an 710018, China; 3. National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low-Permeability Oil & Gas Fields, Shaanxi Xi'an 710018, China;  
4. Oil & Gas Technology Research Institute, PetroChina Changqing Oilfield Company, Shaanxi Xi'an 710018, China)

**Abstract:** The shale oil reservoirs in Qingcheng oilfield, located in Ordos Basin, are characterized by multiple periods of vertically stacked oil layers and strong lateral heterogeneity, making it challenging to optimize the development well pattern. Based on considering the geological characteristics of shale oil reservoirs in Qingcheng oilfield, and comprehensively using the methods of oilfield application, reservoir engineering and numerical simulation, a systematic study was conducted on the orientation, length, well spacing, three-dimensional well pattern development, and reasonable stratification of the horizontal section, so as to maximize the utilization of reserves. The results show that the main orientation of horizontal wells should be perpendicular to the maximum principal stress direction; however, taking into account the distribution direction of sand bodies, the utilization of underground reserves, and the location of surface well site, the orientation of wells in horizontal section can be appropriately deviated in the target front area and restricted surface area. The optimal length of horizontal section is mainly 1500 m, and the length of the horizontal section affected by the extension of sand body is within the range of 600 m to 800 m. The optimized controllable reserves per well is  $(25\sim 30)\times 10^4$  t, and generally the well spacing is 500 m; there are various deployment areas in the oil layers of different thickness. The three-dimensional development technique is applied for the oil layers with a vertically stratified thickness greater than 10 m. Based on the above study, a three-dimensional well pattern has been established for the multi-layered shale oil reservoirs. The research results present a single well estimated ultimate recovery (EUR) of  $(2.6\sim 2.8)\times 10^4$  t and an annual oil production of  $165\times 10^4$  t in Qingcheng oilfield, achieving large-scale efficient development.

**Key words:** Ordos Basin; Qingcheng oilfield; shale oil; development well pattern; optimization technique; application

**基金项目:** 中国石油天然气股份有限公司攻关性应用性科技专项“陆相页岩油开发优化技术研究与试验”(2023ZZ15YJ03)和中国石油长庆油田公司重大专项“鄂尔多斯盆地页岩油渗流机理及有效开发关键技术研究”(2023DZZ04)资助。

**第一作者:** 何永宏,男,1974年11月生,1997年获西南石油学院学士学位,现为中国石油长庆油田公司副总经理、教授级高级工程师,主要从事非常规油藏开发研究和技术管理工作。Email:hyh2\_cq@petrochina.com.cn

**通信作者:** 李桢,女,1988年12月生,2018年获中国石油大学(北京)博士学位,现为中国石油长庆油田公司勘探开发研究院高级工程师,主要从事页岩油勘探开发研究工作。Email:lizhenlz\_cq@petrochina.com.cn

引用:何永宏,李桢,樊建明,张超,张旭泽,马兵.鄂尔多斯盆地页岩油开发井网优化技术及实践——以庆城油田为例[J].石油学报,2024,45(4):683-697.

Cite: HE Yonghong, LI Zhen, FAN Jianming, ZHANG Chao, ZHANG Xuze, MA Bing. Optimization technique of development well pattern of shale oil in Ordos Basin and its application: a case study of Qingcheng oilfield[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(4): 683-697.

中国陆相页岩油大致可分为夹层型、混积型、页岩型<sup>[1]</sup>,鄂尔多斯盆地延长组7段(长7段)页岩油主要发育夹层型和页岩型,长7段厚度约为110 m,纵向上可划分为长7段1亚段、长7段2亚段、长7段3亚段3套层段。长7段3亚段(页岩型)以泥页岩为主,是风险勘探、原位转化攻关试验的主要目标。长7段1亚段和长7段2亚段(夹层型页岩油)为泥页岩夹多期薄层粉砂—细砂岩的岩性组合,是目前鄂尔多斯盆地庆城油田页岩油(庆城页岩油)开发的主要对象。截至2022年底,提交探明储量 $11.53 \times 10^8$  t,庆城页岩油为一套半深湖—深湖亚相的细粒沉积,储层以微米—纳米级孔喉为主,孔隙半径主要集中在 $2 \sim 8 \mu\text{m}$ ,喉道一般为 $20 \sim 100 \text{ nm}$ ,孔喉配位数较低,孔喉连通性差。孔隙度为 $7.0\% \sim 10.0\%$ ,平均为 $8.8\%$ ;空气渗透率为 $0.03 \sim 0.20 \text{ mD}$ ,平均为 $0.08 \text{ mD}$ 。储层岩石以岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩为主,矿物组分以伊利石、铁白云石为主,铁方解石次之。储层以溶孔、粒间孔组合为主,面孔率低,平均为 $1.74\%$ 。含油饱和度较高,普遍高于 $60\%$ ,原始气油比为 $70 \sim 120 \text{ m}^3/\text{t}$ ,原油性质好,平均地层原油黏度为 $1.35 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ ,地层压力系数为 $0.7 \sim 0.8$ ,属于低压页岩油<sup>[2-10]</sup>。

北美地区海相页岩油厚度较大( $20 \sim 1500 \text{ m}$ ),砂岩与致密灰岩为主要储层,非均质性较弱,以轻质油—凝析油为主,原始气油比为 $200 \sim 2000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 。井距以 $100 \sim 300 \text{ m}$ 为主,水平段长度以 $3000 \text{ m}$ 以上为主,初期产量较高,存在的问题是递减大,采收率低( $5\% \sim 8\%$ )。与北美地区相比,中国夹层型页岩油的典型代表——庆城油田的陆相沉积页岩油在纵向上呈多期叠置,发育 $3 \sim 5$ 套含油层段;野外露头剖面和水平井实钻轨迹显示,单油层薄( $3 \sim 6 \text{ m}$ ),主力层的油层叠加厚度为 $8 \sim 10 \text{ m}$ ,横向非均质性强,岩相、岩性变化快,油层连续性差。

矿场实践表明,国外的井网部署模式及参数对中国陆相页岩油的适应性差,规模开发程度较高的庆城油田、新疆吉木萨尔、大庆古龙页岩油在体积压裂下的平面压窜率在 $10\% \sim 65\%$ ,纵向压窜率在 $15\% \sim 70\%$ 。目前井网参数优化争议较大,页岩油水平井体积压裂井网系统优化尚未形成成熟的优化方法<sup>[11-15]</sup>。笔者以提高储量动用程度和采收率为目标,在精细地质研究和人工裂缝形态及有效参数认识的基础上,通过理论计算和矿场统计相结合的方式,建立了页岩油开发井网系统水平段方位、水平段长度、井距和立体开发合理隔层优化的方法,为庆城页岩油实现2022年底年产量达到 $165 \times 10^4 \text{ t}$ 提供了重要支撑。

## 1 水平段方位优化

水平段方位是水平井开发井网优化的一项重要内容。低渗透油藏开发经验表明,水平段方位与最大主应力方向垂直时,能够取得较好的实施效果。近年来,为了最大化动用地质储量,鄂尔多斯盆地探索了水平段方位与最大主应力方向斜交的布井方式。

### 1.1 最大主应力方向

页岩油采用水平井体积压裂开发,为了实现缝控储量最大化,水平段方位优化需考虑最大主应力方向<sup>[16-18]</sup>,为明确庆城页岩油最大主应力方向,分别对研究区内79口井的井眼垮塌资料和19口井的钻井诱导缝资料进行分析,判断庆城油田页岩油最大主应力方向总体为NE向 $70^\circ \sim 85^\circ$ 。不同区域最大主应力方向稍有差异。

### 1.2 水平段方位

#### 1.2.1 理论计算夹角对水平井产量的影响

针对庆城油田典型平台建立三维精细地质模型,地质模型网格大小为 $10.0 \text{ m} \times 10.0 \text{ m} \times 5.0 \text{ m}$ ,近井地带网格采用局部加密( $10.0 \text{ m} \times 0.5 \text{ m} \times 5.0 \text{ m}$ ),总网格数约为 $80 \times 10^4$ 个。模型基本参数为:储层基质渗透率为 $0.05 \sim 0.15 \text{ mD}$ ,孔隙度为 $8\% \sim 10\%$ ,平均含油饱和度为 $65\%$ ,油层厚度为 $10 \text{ m}$ ,原始地层压力为 $15.8 \text{ MPa}$ ,原始溶解气油比为 $100 \text{ m}^3/\text{m}^3$ ,地层原油黏度为 $1.35 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ ,井距为 $500 \text{ m}$ ,人工裂缝缝长为 $220 \text{ m}$ ,井底流压为 $7 \text{ MPa}$ ,采用定流压生产。通过数值模拟研究裂缝导流能力不变时不同水平井水平段方位与最大主应力夹角对达产年平均单井日产量的影响。研究表明,水平井水平段与最大主应力方向夹角约在 $90^\circ$ 时,年产量较高(图1)。

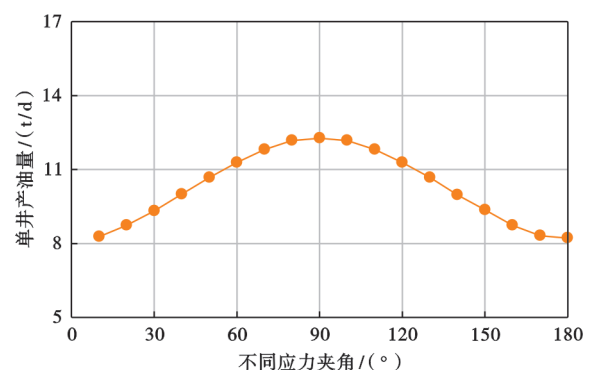


图1 水平段方位与最大主应力夹角与单井日产量关系  
Fig. 1 Relationship between the orientation of horizontal section and the angle with the maximum principal stress and the single-well daily oil yield

### 1.2.2 矿场试验斜交方位对水平井产量的影响

2021年以来,长庆油田在庆城油田 HCH60 平台、HSH60 平台和 HCH100 平台开展靶前区储量动用试验,共实施 5 口斜交水平井(与最大主应力斜交),水平段方位与最大主应力方向夹角为  $27^\circ \sim 35^\circ$ ,低于

常规的水平井水平段与最大主应力的夹角( $90^\circ$ )。为排除地质条件和压裂工艺的影响,将同一平台同种压裂工艺的常规井(与最大主应力夹角为  $90^\circ$ )与斜交水平井的初期百米日产油进行对比。试验结果表明,斜交水平井的初期生产效果较好(表 1)。

表 1 不同水平井水平段方位与最大主应力方向夹角水平井生产情况对比

Table 1 Comparison of the production performance of horizontal wells with different orientations of the horizontal section and intersection angles with the maximum principal stress direction

井号	钻遇油层长度/m	与最大主应力夹角/ $^\circ$	压裂工艺	段数/簇数	入地砂量/ $m^3$	入地液量/ $m^3$	生产时间/d	累积产油量/t	百米油层日产油量/t
CH60-22	527.3	30	单段单簇	12/12	976	10 068	647	5294	1.60
HCH60-21	508.8	27	桥射	10/42	1 803	18 024	646	4443	1.40
HCH60(6口)	945.2	90	桥射	23/125	3 008	30 536	635	4 673	0.82
HSH60-24	569.3	30	桥射	11/33	2 369	21 358	226	2 563	2.00
HSH60(3口)	1 273.3	90	桥射	25/61	3 007	23 675	130	950	0.60
HCH100-30	1 413.4	35	单段单簇	29/29	2 307	18 722	122	1 588	0.90
HCH100-31	1 105.5	35	单段单簇	21/21	1 871	15 326	117	1 400	1.10
HCH100(4口)	1 681.9	90	单段单簇	54/57	3 771	33 130	278	2 646	0.60
斜交井	861.4	32		18/31	2 088	18 358	278	2 499	1.40
对比井(总)	1 463.4	90		34/81	3 262	29 114	344	2 702	0.67

由微地震监测数据分析可知,斜交水平井的 SRV 小于常规井,但裂缝复杂程度较高。以庆城油田 HCH60 平台为例,分别对 HCH60 平台水平段方位与最大主应力方向夹角  $90^\circ$  的水平井 HCH60-17 井、HCH60-18 井和同平台斜交水平井 HCH60-22 井开展微地震监测。监测结果表明,水平井 HCH60-17 井、HCH60-18 井大部分压裂段的裂缝复杂指数( $I_{FC}$ )约在 0.25,裂缝网络形态复杂程

度一般[图 2(a)];HCH60-22 井的  $I_{FC}$  除第 1 段稍低,其余压裂段均在 0.25~0.50,说明裂缝网络形态较为复杂,裂缝网状发育较为明显[图 2(b)],裂缝导流能力更高。同时,斜交水平井单段形成裂缝体积与常规井相当,人工裂缝方向与最大主应力方向相近,裂缝空间形态近正方体(常规井为长方体),裂缝向基质延伸的距离比常规井短,但裂缝宽度更宽。

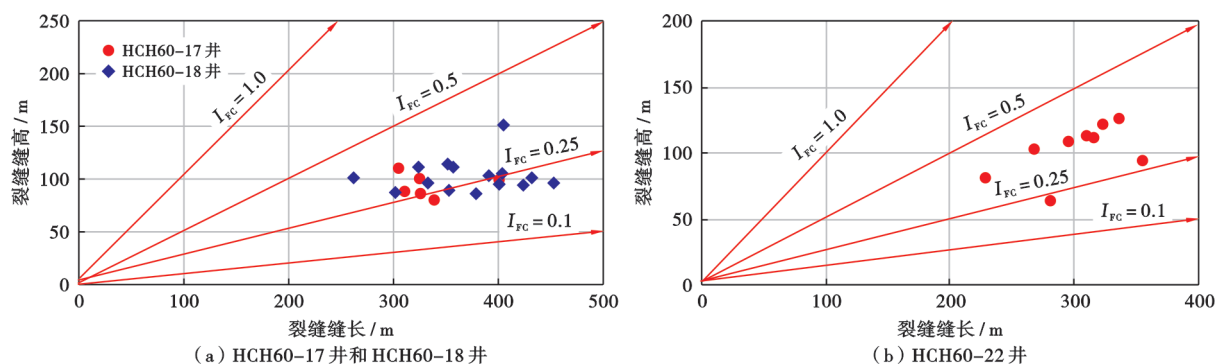


图 2 HCH60 平台 3 口水平井裂缝复杂指数分布

Fig. 2 Distribution of fracture complexity index in three horizontal wells of HCH60 platform

### 1.2.3 数值模拟斜交方位对水平井产量的影响

为了明确全生命周期内斜交水平井的产量变化规律,选取微地震监测资料比较齐全的 HCH60 平台开展数值模拟研究,开展不同水平井水平段方位与最大主应力夹角对水平井产量的影响研究。为对比不同偏转角度斜交水平井的产量变化规律,在选取 HCH60 平台的基础上,补充了一口水平井水平段方位与最大主应力夹角为  $60^\circ$  的模拟井。根据斜交水平井 HCH60-22 井井筒周

围微地震事件点密度及前期产量变化规律,反算在水平井水平段方位与最大主应力夹角为  $30^\circ$  时,裂缝导流能力分别为  $80 D \cdot cm$ ,水平井水平段方位与最大主应力夹角为  $90^\circ$  时裂缝导流能力为  $40 D \cdot cm$ 。水平井水平段方位与最大主应力夹角为  $60^\circ$  时,裂缝导流能力通过类比前期实施井确定为  $50 D \cdot cm$ 。优化模型的基本参数与 1.2.1 节中模型参数基本相同。模拟计算[图 3(a)]表明:①斜交水平井水平段由于近井筒周围改造充分,人

工裂缝导流能力较高,因此初期产量较高,但由于单井控制储量较小,产量递减较大,单井15年累积产油量较低[图3(b)];②水平井水平段方位与最大主应力夹角为 $60^\circ$ 和 $90^\circ$ 时,单井累积产油量差异不大。

综上所述,在页岩油水平井井网部署过程中,水平井

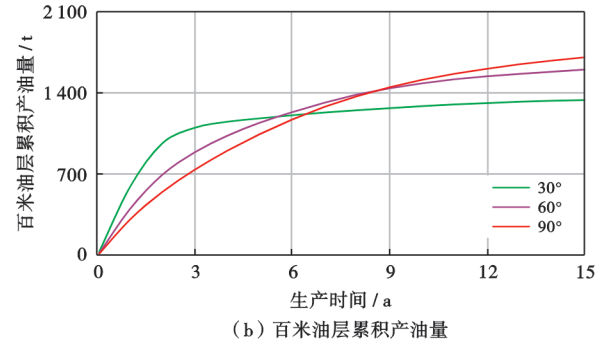
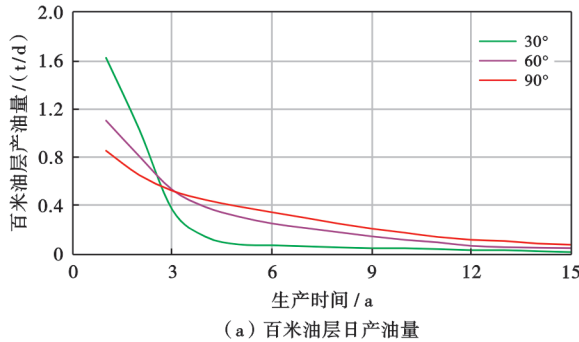


图3 水平段与最大主应力夹角对水平井产量的影响

Fig. 3 Effect of the angle between the horizontal section and the maximum principal stress on the production of horizontal wells

## 2 水平段长度优化

### 2.1 数值模拟方法

水平井水平段长度优化模型的基本参数与1.2.1节中模型参数基本相同,加入人工裂缝导流能力参数,选值为 $40\sim 60 D\cdot\text{cm}$ 。研究成果显示:水平井体积压裂开发,水平段越长,单井产量越高(图4)。因此,理论上为了提高单井产量,如果工程技术的能力具备,水平段长度应该是越长越好。但实施中往往考虑经济因素以及后期维护治理措施的难度,从而对水平段长度加以限制。

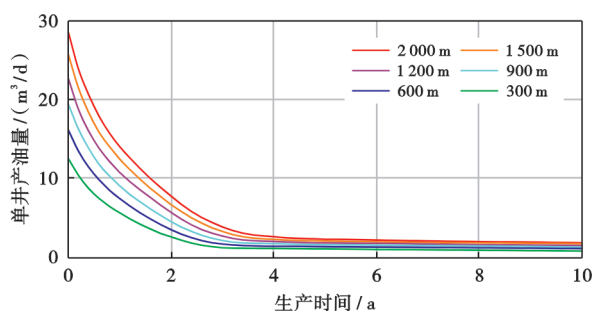


图4 不同水平段长度水平井的单井日产量

Fig. 4 Single-well daily oil yield of horizontal wells with different horizontal section lengths

### 2.2 单砂体特征方法

鄂尔多斯盆地庆城油田长7段湖相重力流沉积物源方向主要为SW向和NE向,湖相重力流沉积砂体规模小,砂泥变化快。按照前期研究成果,水平段方位与最大主应力方向垂直或夹角较小,即水平段方位与砂体展布方向的宽度较一致,单砂体的宽度对于水平

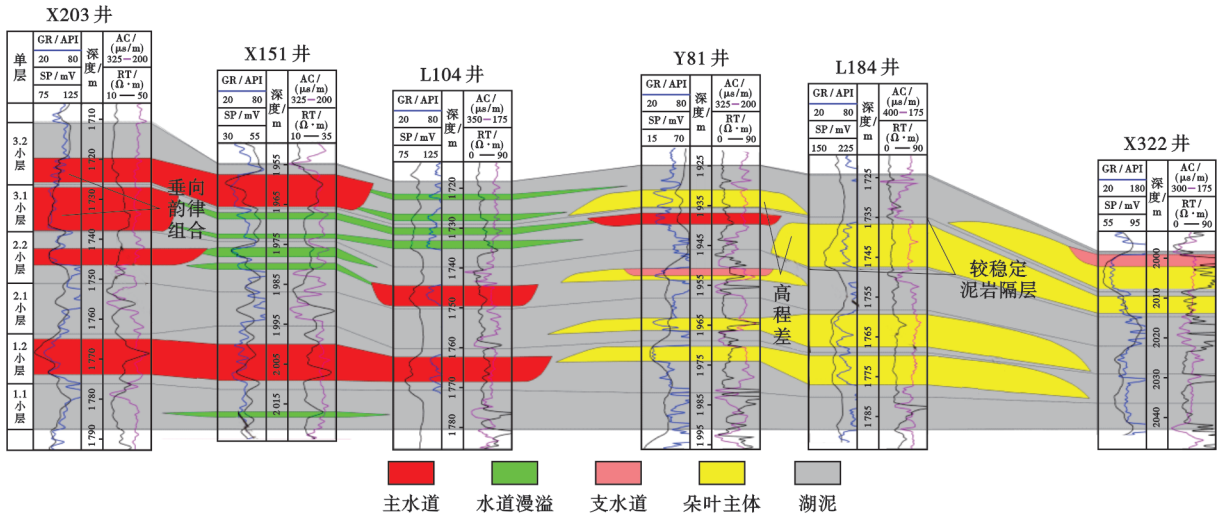
的方位主体采用与最大主应力方向垂直的方案,但在靶前区、地面受限区,综合考虑砂体展布方向、地下储量动用程度和地面井场位置,水平段布井方位可以适当偏转,水平段方位与最大主应力方向之间的夹角可以设计在 $60^\circ\sim 90^\circ$ ,通过工艺技术的优化最大程度地动用储量。

井水平段的设计具有重要意义。为了最大可能提高油层钻遇率,需要加强单砂体规模研究。

单砂体定义为单一超短期旋回(单层)形成的、内部连通的、周缘具有较连续渗流屏障或部分砂-泥接触界面的砂体,可以为单一微相砂体,也可以为单一连通砂体<sup>[19-20]</sup>。在鄂尔多斯盆地庆城油田长7段重力流沉积下,发育主水道、支水道、溢岸、朵叶主体、朵叶侧缘、滑塌体、水道间/朵叶间等沉积微相,当微相内部不发育连续渗流屏障(隔夹层)时,单砂体为单一主体微相或者具有成因联系的多个小规模微相单元组成的砂体,比如单一朵叶体与其边部发育的朵叶侧缘的组合;当主体微相内部发育连续隔夹层时,单砂体为相邻连续隔夹层所限定的主体微相内部的增生体。单砂体的规模表征建立在识别划分之上,而单砂体识别划分首先需进行垂向分期,在此基础上侧向划界。

垂向上识别不同期次的砂体是单砂体研究的基础。根据不同微相垂向上的韵律组合特征,或者油藏剖面中连续分布的细粒沉积以及邻井砂体间的高程差,可划分不同时期的单期砂体(图5)。庆城油田长7段在垂向上可划分成6期,厚度为 $3\sim 5\text{ m}$ 。

在沉积微相研究的基础上,结合密井网开发区、水平井实钻特征进行划分。鄂尔多斯盆地庆城油田长7段利用沉积微相进行侧向砂体分界的标志主要有朵叶体间或水道间泥岩的出现、朵叶侧缘砂体的出现、朵叶砂体厚一薄一厚特征、朵叶体侧向叠置。同时,在水平井区,若水平井钻遇厚度较大的泥岩段时,可认为该泥岩是单砂体间的泥岩,可能为单砂体边界,用此方法确定单砂体边界可靠度较高。



注:GR—自然伽马;SP—自然电位;AC—声波时差;RT—电阻率。

图 5 小层内部砂体垂向分期

Fig. 5 Vertical staging of sand bodies in small layers

在完成单砂体划分的基础上,分析单砂体的形态规模,统计单砂体规模的定量特征发现,庆城油田长 7 段不同沉积微相下的单砂体规模相差较大。非单一主水道下的单砂体厚度为 2~10 m、平均为 5 m,宽度为 300~1 400 m、平均为 800 m;单一朵叶下的单砂体最大厚度为 2~8 m、平均为 3.5 m,最大宽度为 500~3 380 m,长度与宽度相当,平均为 1 800 m。因此,为提高油层钻遇率,水平井长度应为 300~3 300 m,平均约为 1 500 m,结合区域单砂体规模进行差异化布井。

### 2.3 矿场实践方法

设计水平井长度时,需要考虑经济、效率因素以及后期维护治理措施难度。通过统计 2018 年以来庆城

油田完钻 694 口水平井不同水平段长度下平均钻井周期、平均钻具趟数[图 6(a)],水平段长度与无效进尺的关系[图 6(b)],不同水平段下钻井投资与单井产量增幅[图 6(c)]可知,水平段长度大于 1 500 m 后,水平井的平均钻井周期、平均钻具趟数和钻遇无效进尺增加明显,同时单井产量增幅不及井筒投资增幅。

页岩油采用大规模体积压裂准自然能量开发投产后,影响水平井正常生产的主要是压后井筒清理及井筒多次出砂、结垢等问题。依据已实施措施的统计数据,建立了水平段长与压后井筒清理周期散点图[图 6(d)]。统计结果表明,随着水平段长度的增加,后期井筒清理等维护频率也大幅上升。

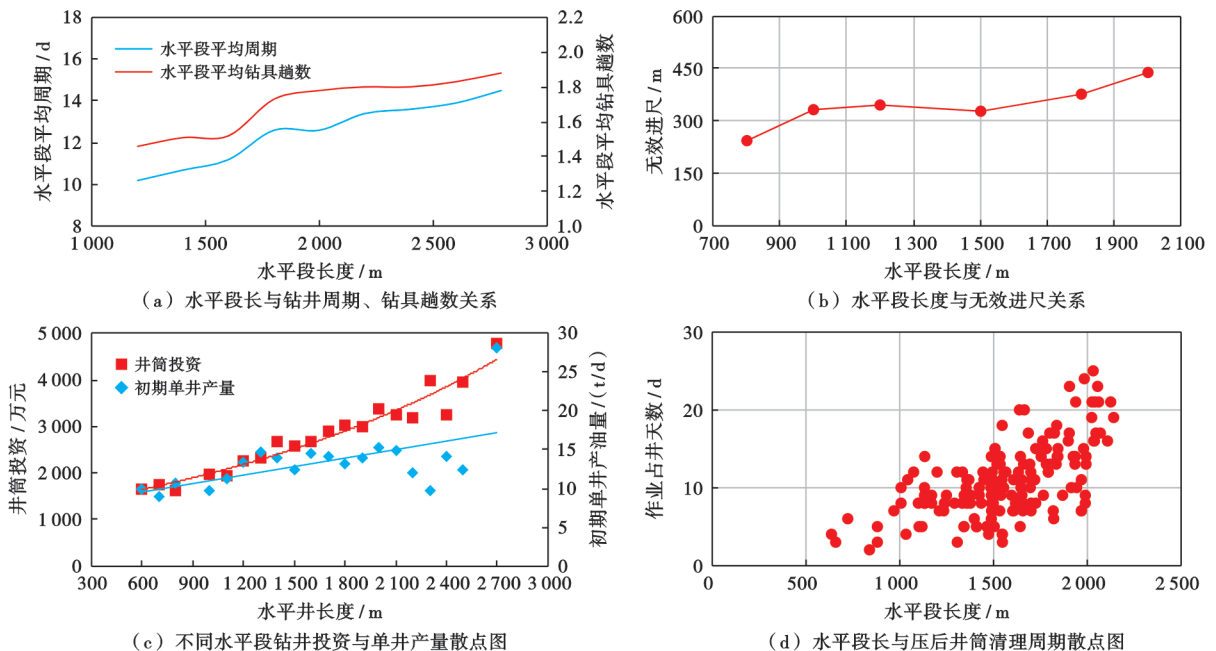


图 6 矿场实践法水平段长度优化关系

Fig. 6 Relationship for optimization of the horizontal section lengths through oilfield practice

在精细地质研究的基础上,依据页岩油单套砂体的延伸长度,采用差异化水平段长度。对于油层分布稳定区域,优化水平段长度主体为1500 m;受砂体延伸长度短影响的区域可以部署水平段长度600~800 m;对于受地形、地貌限制等难动用区域,在其边部部署水平段长度2000 m以上,实现优质储量的合理动用。

### 3 井距优化

井距是目前页岩油开发中争议较大的问题。小井距有利于提高采油速度和采收率,但存在的问题是压窜井段较高,不利于发挥体积压裂改造能力;大井距则单井设计控制储量较大,但存在的核心问题是采收率低,难以实现大平台开发。鄂尔多斯盆地页岩油经历10多年的探索,提出了以经济极限法确定最小井距,油藏工程法确定最大井距,经济效益法确定合理井距的综合优化方法。

#### 3.1 经济极限最小井距方法

经济评价参数选取依据《中国石油天然气集团公司油气勘探开发投资项目经济评价方法(2017)》《中国石油天然气集团有限公司投资项目经济评价参数(2020)》的规定<sup>[21-22]</sup>。其中,建设期为1年,生产期为15年,基准收益率为6%,操作成本借鉴庆城油田页岩油已开发区块上一年度实际发生的数据,水平井递减规律(图7)参考庆城油田2018年以来投产水平井的产量变化情况。根据中国石油天然气集团公司石油经济评价软件,依据以上参数确定方法,计算得到不同投资、不同油价下的单井经济极限累积产油 EUR(图8)。

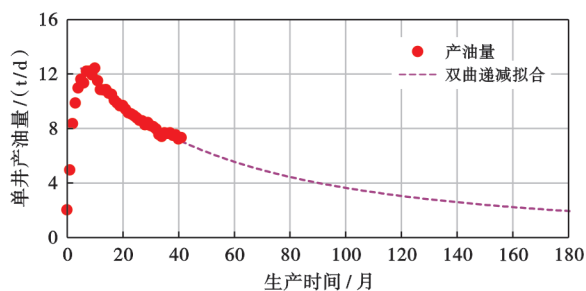


图7 庆城油田页岩油水平井产量递减规律

Fig. 7 Production decline law of horizontal wells in shale oil reservoirs of Qingcheng oilfield

根据容积法,石油地质储量为<sup>[23]</sup>:

$$N = \frac{100 \times A \times h \times \phi \times S_o \times \rho_o}{B_{ot}} \quad (1)$$

单井累积产油量、采收率和单井控制储量的关系<sup>[24]</sup>为:

$$N = E_L / R_o \quad (2)$$

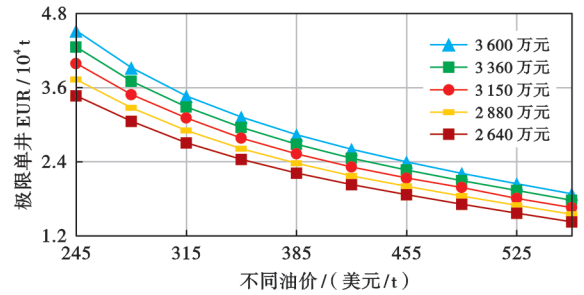


图8 不同投资、不同油价下单井经济极限累积产油量

Fig. 8 Single-well economic ultimate cumulative oil production under different investments and oil prices

单井控制面积与井距、水平段长度的关系为:

$$A = L_h \times W_{sl} \quad (3)$$

可以推导得到单井经济极限累积产油量下的单井经济极限井距计算方法:

$$W_{sl} = \frac{N \times B_{ot}}{100 \times h \times \phi \times S_o \times \rho_o \times L_h} = \frac{E_L \times B_{ot}}{100 \times R_o \times h \times \phi \times S_o \times \rho_o \times L_h} \quad (4)$$

依据该方法计算得到不同油层厚度下,不同油价与单井经济极限井距关系图版(图9)和不同采收率与单井经济极限井距关系图版(图10)。从计算结果可以看出,油价和采收率越高,单井经济极限井距越小。根

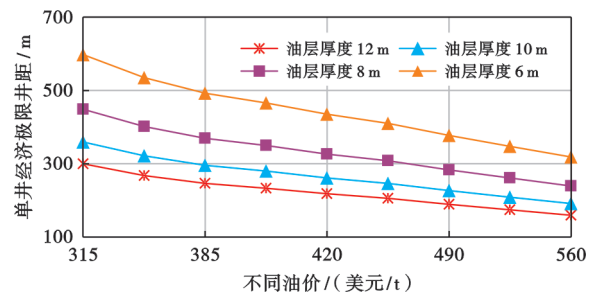


图9 固定采收率不同油价与单井经济极限井距关系

Fig. 9 Relationship between the economic limit well space and different oil prices at a specific recovery

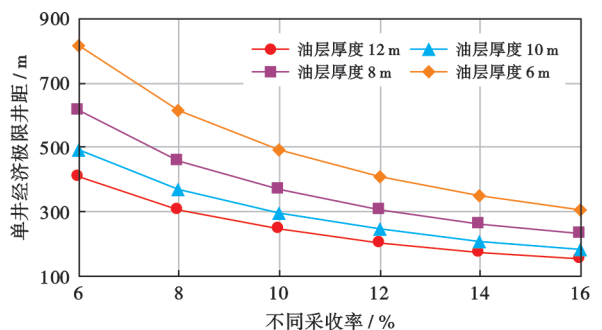


图10 阶梯油价不同采收率与单井经济极限井距关系

Fig. 10 Relationship between different recovery under stepwise oil price and economic limit well space

据庆城页岩油开发实践,预测采收率为10%。目前动用油层厚度为8~10 m,在阶梯油价下,确定单井经济极限井距为280~350 m(图9)。

### 3.2 油藏工程法最大井距方法

油藏工程设计的水平井最大井距由人工裂缝有效半长和基质最大渗流距离组成(图11)。其计算式为:

$$W_{\max} = (L_f + R) \times 2 \quad (5)$$

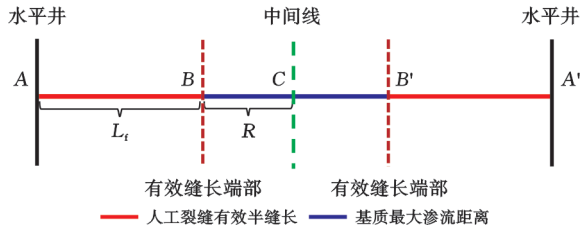


图11 最大井距构成示意

Fig. 11 Illustration of the maximum well spacing composition

#### 3.2.1 有效裂缝缝长

人工裂缝有效缝长评价是井网优化的基础。目前矿场试验中普遍采用的是利用井下微地震监测的方法获取人工裂缝相关参数。存在的问题是微地震参数反映的是信号所达到的区域的参数,测试的结果一般偏大。

以庆城油田X233区块YP1井和YP2井为例,假设其微地震监测数据<sup>[25]</sup>为有效裂缝参数,建立考虑微地震监测人工裂缝参数数据的单井地质模型,数值模拟研究计算其目标产量,并与实际产量对比(图12)。从对比结果可以反推,有效裂缝的参数与微地震监测的参数之间差距较大。人工裂缝有效缝长的估算方法是以自然能量开发井网为研究对象,依据人工压裂缝控制区域和非控制区域压力变化规律的差异性,通过建立水平井分区渗流模型及拟合水平井生产数据,确定人工裂缝有效缝长<sup>[26]</sup>,并建立入地液量和水平井人工裂缝有效缝长的关系图版。其中,图13中散点为实际投产水平井的单段入地液量以及基于模型所得有效缝长对微地震资料校正后的数据。

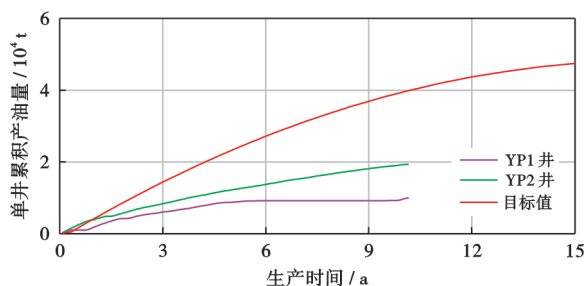


图12 数值模拟计算水平井单井累积产油量与实际对比  
Fig. 12 Comparison between the cumulative oil production of horizontal wells obtained from numerical simulation and actual data

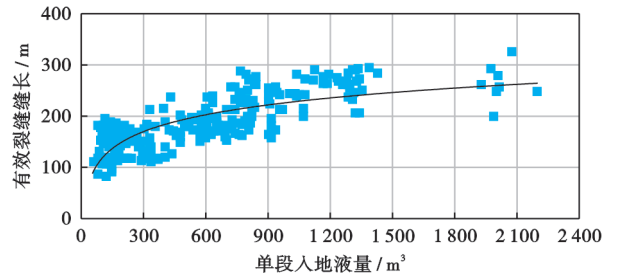


图13 单段入地液量与有效裂缝缝长的关系

Fig. 13 Relationship between single-stage downhole liquid volume and effective fracture length

#### 3.2.2 基质最大渗流距离

依据鄂尔多斯盆地启动压力梯度室内实验测试分析结果得到鄂尔多斯盆地启动压力梯度与岩心渗透率之间的关系式。同时,在最大井距构成示意图中(图11),如果要使主流线上的中点C处于流动前的启动状态,C点的地层压力与井底流压之间压差所产生的地层压力梯度必须刚好等于启动压力梯度<sup>[24]</sup>。依据这一原则,同时假设在水平井开发中,井筒半径与人工裂缝趾部(距离水平井井筒较远端)缝内压力与井筒中井底流压相等,则可计算出在某个渗透率条件下基质最大渗流距离:

$$R = (p_e - p_w) / \lambda \quad (6)$$

$$\lambda = 0.01551K^{-1.024} \quad (7)$$

$$R = \frac{p_e - p_w}{0.01551K^{-1.024}} \quad (8)$$

依据式(8)建立不同储层物性下基质最大渗流距离与地层压差的关系(图14)。目前长7段页岩油动用的储层渗透率主要在0.1 mD附近。按照地层压力与裂缝最大压差为12 MPa下,地层压力梯度大于启动压力梯度的原则,计算得到基质最大渗流距离约在75 m。最大压差的确定原则是地层原始地层压力与油藏废弃

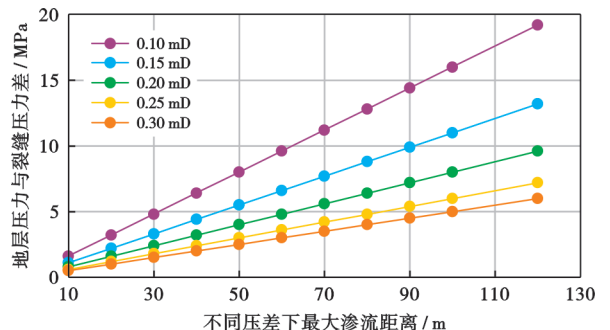


图14 不同储层物性下基质最大渗流距离与地层压差的关系  
Fig. 14 Relationship between maximum flow distance in matrix and formation pressure difference under different reservoir properties

压力的差值。同时,依据水平井分区渗流理论建立的单段入地液量与有效缝长的关系式确定有效缝长。其中,单段入地液量在 1 200~1 400 m<sup>3</sup> (主体的改造参数),有效缝半长在 220~230 m。依据最大井距的计算方法可推算,储层渗透率在 0.1 mD 附近时,水平井井距最大值约为 600 m。随着渗透率增大,水平井井距最大值变大。

### 3.3 数值模拟法合理井距方法

按照相同面积内,油层孔隙度、渗透率、含油饱和

度、油层厚度、地层压力、原始气油比、原油黏度、水平井水平段长度、改造段数和采油井工作制度相同的原则,采用油藏数值模拟计算方法,评价不同井距下水平井产量增幅速率,优化合理井距。模型的基本参数与 2.1 节中模型参数基本相同,有效半缝长采用 220 m。井距为 200 m 时,有效半缝长设置为 200 m。

流线场图显示,井距越小,流线越均匀;压力场图显示,井距越小,地层压力下降越快,动用程度越高(图 15)。

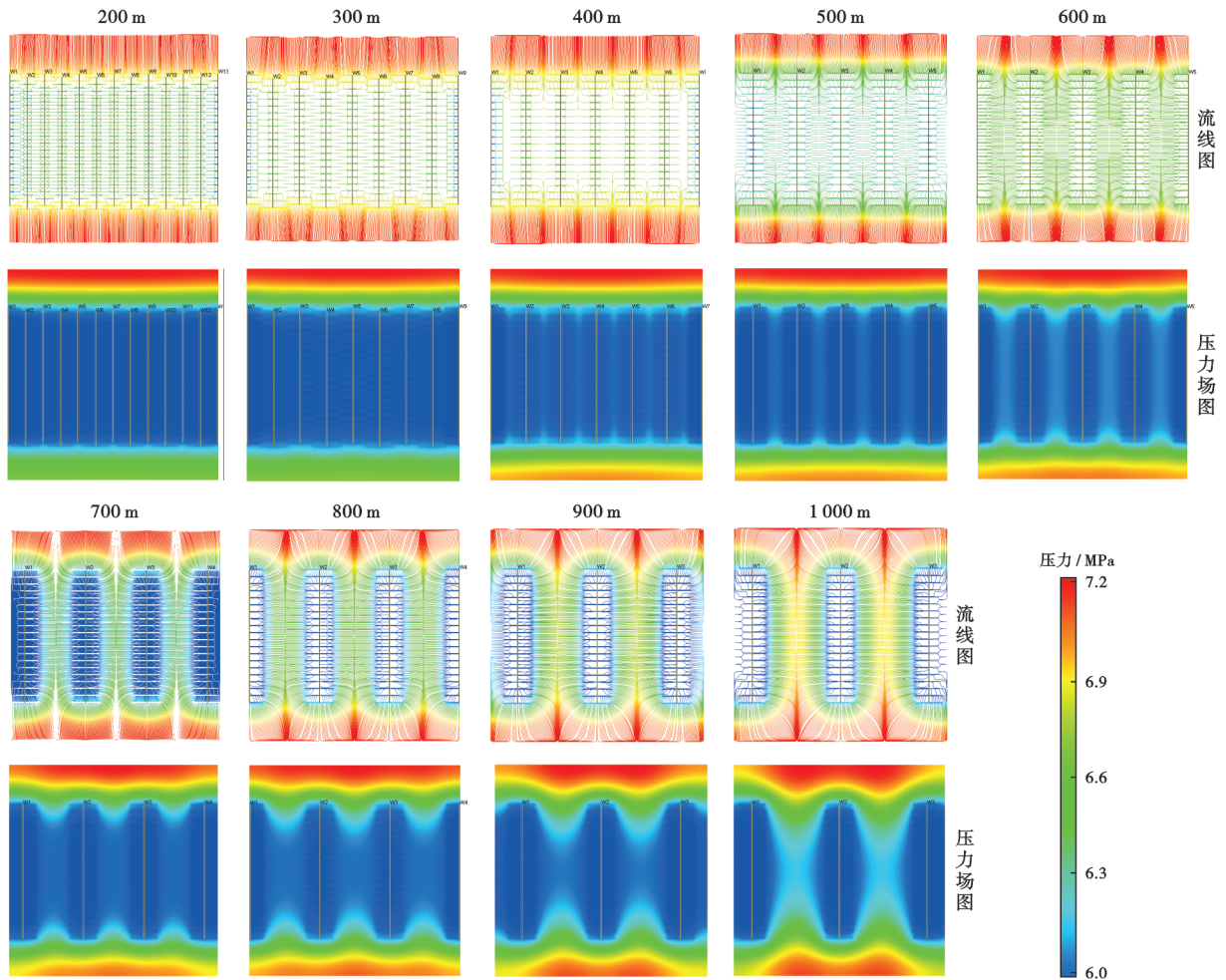


图 15 不同井距流线场及压力场模拟结果

Fig. 15 Simulation results of flow streamline field and pressure field under different well spacings

数值模拟研究表明,当井距大于 600 m 后单井累积产油量增长幅度变缓(图 16)。

### 3.4 矿场实践方法

2018 年以来,鄂尔多斯盆地庆城油田页岩油开展了不同井距(150 m、200 m、300 m、400 m、500 m、600 m)的矿场试验。试验区油层厚度在 8~10 m,通过试验井生产动态数据统计,以及依据实际投资、递减规律,评价了不同井距开发效益评价,建立了井距与水平井日产油曲线[图 17(a)],井距与动液面曲线[图 17(b)],井距与每百米动液面含水降幅散点图[图 17(c)],井距与内部收益率柱状图[图 17(d)]。

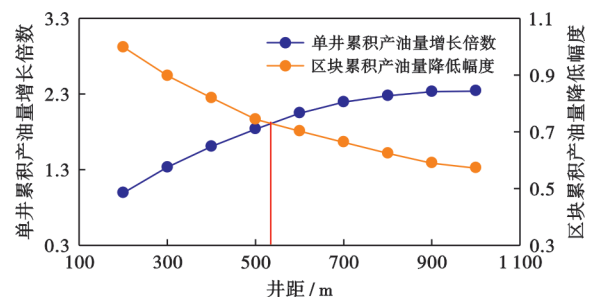


图 16 不同井距与单井累积产油量增长倍数和区块累积产油量的关系  
Fig. 16 Relationship between different well spacings, growth multiple of single-well cumulative oil production, and cumulative field oil production of well blocks

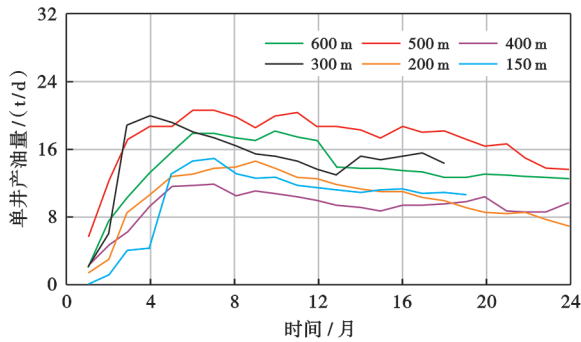


统计结果表明:①在水平段长度相同、改造规模相近时,井距约在 500 m 时单井日产油较高,且递减小;②相同时间内,井距约在 500 m 时动液面下降幅度小,能量衰竭速度慢;③井距 500 m 时每 100 m 动液面的含水降幅大,压裂液的能量使用效率高;④井距 500 m 时压窜比较小;⑤中国石油、天然气规定的阶梯油价下,井距 500 m 时内部收益率较高。

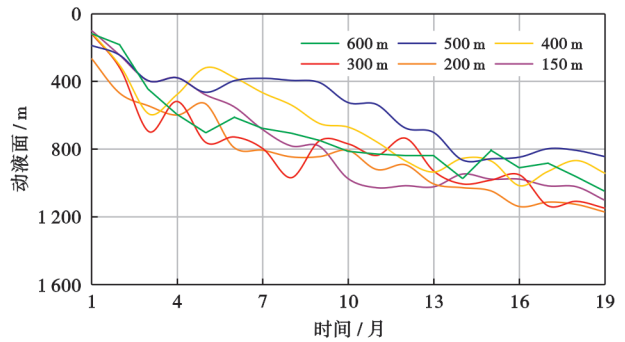
综上所述,考虑单井控制储量、递减规律、单井投

资及操作成本,综合经济极限最小井距、油藏工程法最大井距和不同井距经济效益优化合理井距在 500 m。鄂尔多斯盆地页岩油储量丰度一般在  $(35 \sim 40) \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 。依据优化的水平段长度 1 500 m 和井距 500 m,计算单井合理控制的面积为  $0.75 \text{ km}^2$ ,单井合理控制储量在  $(25 \sim 30) \times 10^4 \text{ t}^{[24]}$ 。不同油层厚度部署区可以有差异,基本原则是要保障单井控制储量:

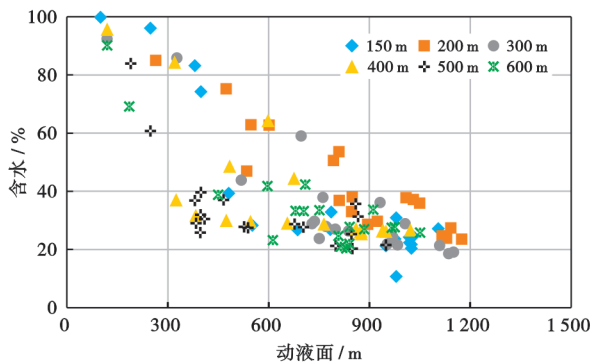
$$N_h = A \times R_a = (L_h \times W_r) \times R_a \quad (9)$$



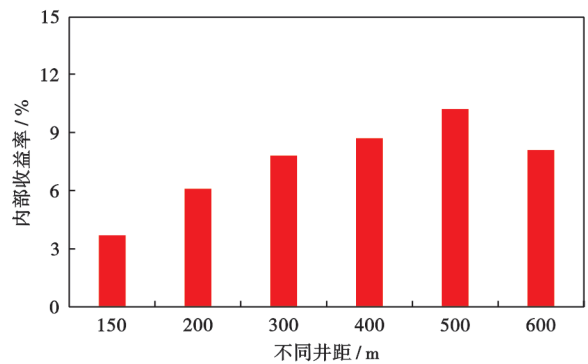
(a) 不同井距下水平井日产量 (折算相同水平段 1 650 m)



(b) 不同井距的动液面下降速度



(c) 不同井距的动液面的含水降幅



(d) 不同井距下矿场实践水平井内部收益率

图 17 矿场实践法井距优化关系

Fig. 17 Relationship diagram for optimization of well spacing by oilfield practice

## 4 立体开发井网合理隔层优化

对于纵向上多油层发育的油藏,有观点认为,通过加大改造规模,可以实现纵向较小隔夹层多油层段的充分动用,从而提高单井产量,但从这几年庆城油田页岩油纵向动用多套油层段的立体开发井网实践来看,在立体开发中,只要是目标油层段之间的隔层较小,水平井开发之间的干扰就较大或者低产,因此需要对适合立体开发的合理隔层进行优化。

### 4.1 模拟计算方法

采用 Kinetix 压裂软件模拟了双层立体开发条件下、不同隔层厚度及储-隔层应力差下人工裂缝的纵向扩展情况(图 18)。模拟地层参数为:储层 1 及储层 2 厚度为 12 m,孔隙度为 8.5%,渗透率为 0.1 mD,隔夹层厚度为 0~10 m,储-隔层应力差为 0~10 MPa。压裂参数为:单段入地液量为  $800 \text{ m}^3$ ,加砂量为  $90 \text{ m}^3$ ,排量为  $10 \text{ m}^3$ ,砂比为 15%。

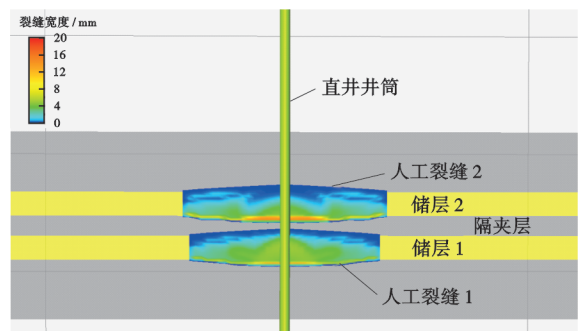


图 18 双层立体开发人工裂缝模拟

Fig. 18 Simulation of artificial fractures for two-layer three-dimensional development

通过软件模拟,建立了不同隔层厚度及储-隔层应力差条件下人工裂缝纵向穿过储-隔层界面的高度图版(图 19)。相同隔层厚度,隔层应力差越大,人工裂缝纵向穿过储-隔层界面的高度越小。相同隔层应力差,隔层厚度越大,人工裂缝纵向穿过储-隔层界面的高度越小。

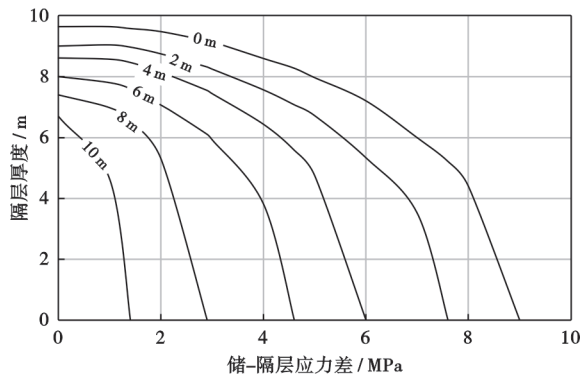


图 19 不同隔层厚度及储-隔层应力差条件下,人工裂缝纵向穿过储-隔层界面的高度

Fig. 19 Height of the artificial fracture vertically crossing through the reservoir interlayer under different interlayer thickness and differential stress conditions

鄂尔多斯盆地长 7 段 1 亚段与长 7 段 2 亚段之间纵向隔层在不同泥岩纯度下,储-隔层应力差为 1.5~7.0 MPa。依据图 19 可以看出,储-隔层应力差在 1.5 MPa 时,人工裂缝纵向穿过储-隔层界面的最大高度小于 10 m;储-隔层应力差在 7.0 MPa 时,人工裂缝纵向穿过储-隔层界面的最大高度小于 4 m。鄂尔多斯盆地泥质隔层与储层的应力差为 5.0~6.0 MPa,人工裂缝纵向穿过储-隔层界面的最大高度小于 6 m。

#### 4.2 阵列声波测试方法

阵列声波测井可以进行套管井测井,这个优势为压裂裂缝检测提供了可能。当一束横波信号入射到各向异性地层时,入射横波可分裂成质点平行和质点垂直于裂缝走向的振动,并以不同的速度向上传播。质点平行于裂缝走向振动方向沿井轴向上传播的横波,比质点垂直于裂缝走向振动方向沿井轴向上传播的横波速度要快,前者称快横波,后者为慢横波<sup>[27]</sup>。横波分裂现象往往是由地层裂缝(尤其垂直缝或高角度缝)引起。利用反演技术,通过对各接收器波形数据进行联立求解,确定地层快、慢横波速度及正交接收阵列有关的波的能量比,从而进行地层的各向异性分析,各向异性用快、慢横波速度之差来度量。由于压裂后缝网的最高缝高为垂直缝或高角度缝,因此,可以通过对比压前、压后储层的各向异性来检测压裂裂缝的缝高,进而评价压裂效果。

2022 年以来,为了探索鄂尔多斯盆地页岩油水平井压后缝高的延伸情况,为水平井立体井网部署提供依据,在水平井立体井网部署区,选取了 3 口定向井开展压前、压后阵列声波监测。3 口井的改造规模和水平井单段改造规模相同。测试结果表明,3 口井压裂缝的垂向延伸结束在距离目标层顶底 0.5~5.0 m 的泥岩

中,延伸最远的是庆城油田页岩油 H149-01 井。H149-01 井长 7 段目的油层段分别为 2069~2077.5 m(对应的砂体号为 53~56)、2081.5~2087.1 m(对应的砂体号为 57)、2089.1~2096.4 m(对应的砂体号为 58),优选射孔井段分别为 2074~2076 m(对应的砂体号为 55)、2084.0~2086.0 m(对应的砂体号为 57)、2092.0~2094.0 m(对应的砂体号为 58),采用光套管体积压裂,总砂量为 80 m<sup>3</sup>,入地液量为 861 m<sup>3</sup>,排量为 10 m<sup>3</sup>/min,砂比为 11.8%。H149-01 井单段改造规模与水平井单段改造规模相近。从 H149-01 井压裂前后的阵列声波测试结果(图 20 和图 21)可以看出,在射孔井段 2074~2076 m(对应的砂体号为 55)压裂后,水力裂缝向上穿过 54 号和 53 号砂体后,向上延伸至 2064 m,53 号砂体顶的深度为 2069 m,也就是说水力裂缝向上在连续泥岩段延伸的距离为 5 m。同样可以看出,在射孔井段(对应的砂体号为 58)压裂后,水力裂缝向下穿过 59 号砂体延伸至 2103 m,58 号砂体底的深度为 2096.4 m,水力裂缝向下延伸的距离为 6.6 m,扣除 59 号砂体的厚度 2.0 m,水力裂缝向下累计穿过泥岩段的厚度为 4.6 m。因此,单层压裂缝在泥岩中垂向的最大延伸距离为 5 m。为了避免层间干扰,降低纵向压窜对产量的影响,双层部署时,上、下两套水平井之间的隔层厚度应该大于 10 m。

#### 4.3 开发动态统计方法

在庆城油田筛选同一区域、地质条件相似、井距相近(400~500 m)、单簇排量相当(平均为 2.1 m<sup>3</sup>/min)的立体开发水平井 22 口,平均油层厚度为 8.6 m,孔隙度为 8.1%,渗透率为 0.05 mD,隔层厚度为 6~18 m。依据生产数据,建立了庆城油田页岩油水平井立体开发平台水平井隔层厚度与平均百米水平段油层初期产量关系(图 22),水平井隔层厚度与含水、返排率关系(图 23)。百米水平段油层的初期产量是指当页岩油水平井含水降到 60%以下时,连续 3 个月单井产量的平均值除以水平段油层长度乘以 100。

依据图 22 和图 23 的统计结果,当隔层厚度>10 m 时,立体开发水平井的含水下降快,返排率低,见油速度快,初期日产油高,比隔层厚度<10 m 的立体开发水平井开发效果好。因此,考虑人工裂缝的纵向延伸距离,优化立体开发井网的合理隔层厚度为 10 m。当隔层厚度>10 m,水平井受到纵向缝高沟通的干扰较小,适合水平井立体开发。对于隔层<10 m、实际储层厚度特别大的页岩油,纵向上两套井网之间的间距应该大于人工裂缝支撑缝高的 2 倍。目前,根据鄂尔多斯盆地取心井研究,最大支撑缝高为 30~40 m,不同改造规模和储层特征应该有所差异。

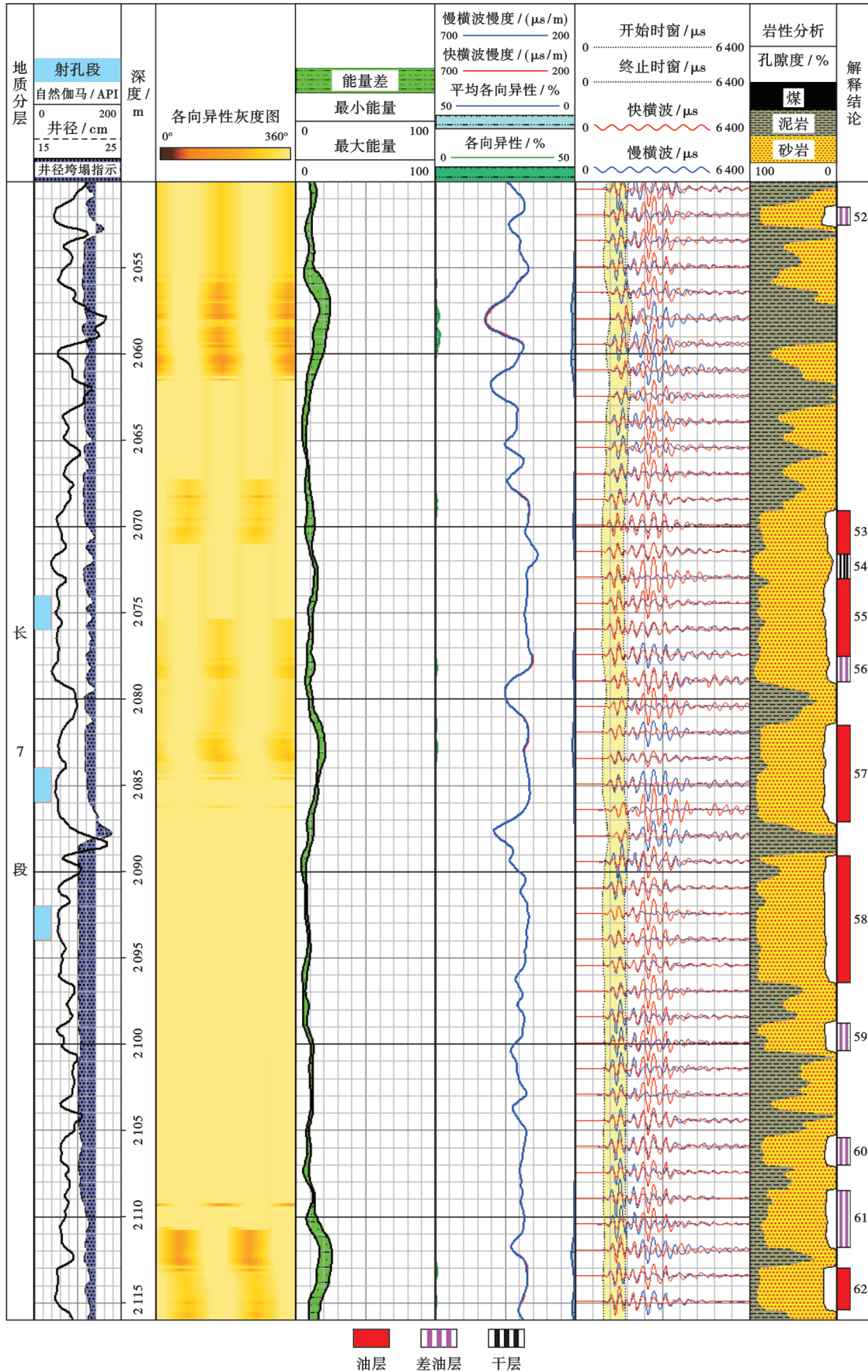


图 20 庆城油田 H149-01 井压裂前阵列声波效果

Fig. 20 Array acoustic effect of Well H149-01 before fracturing in Qingcheng oilfield

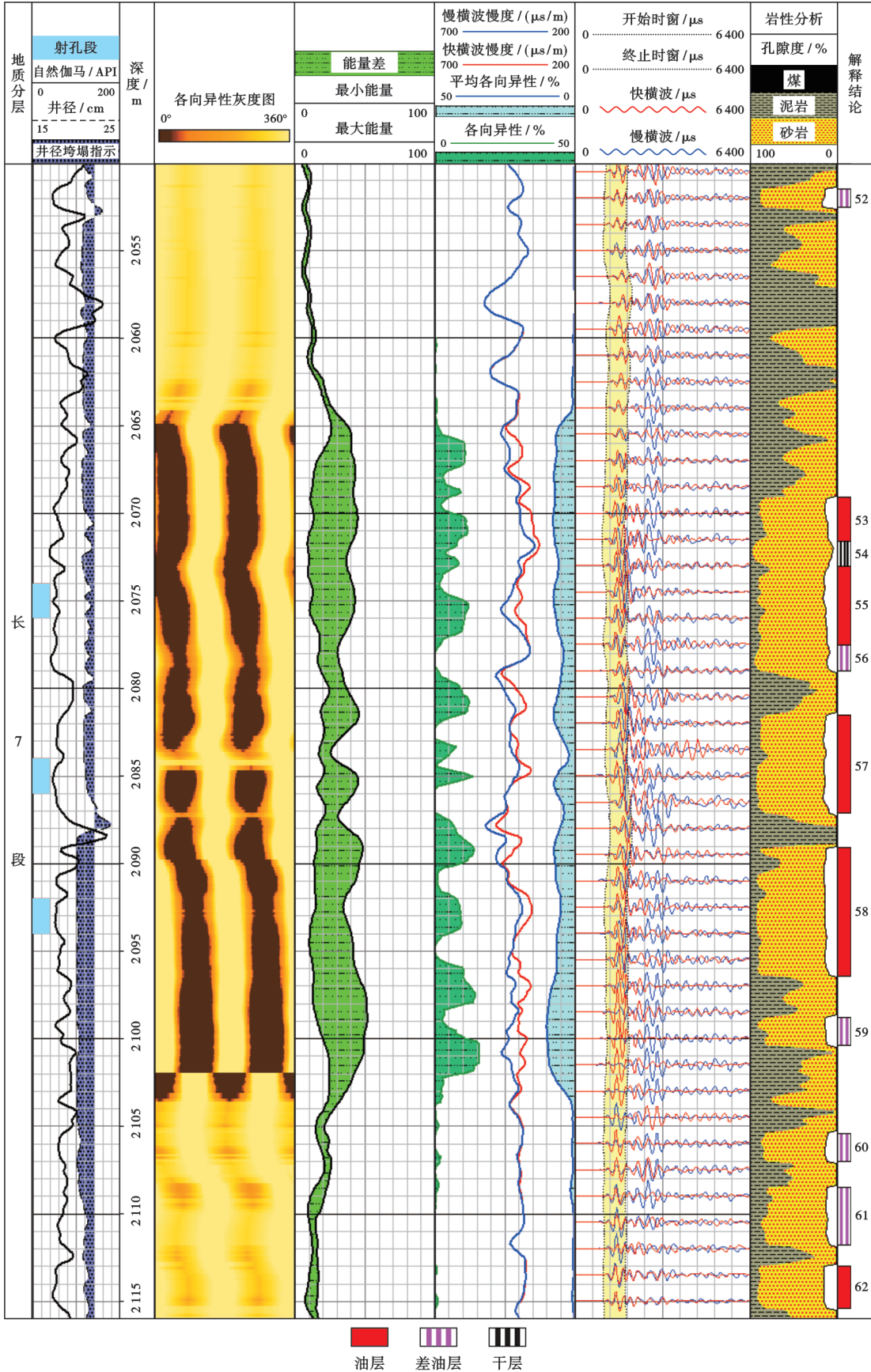


图 21 庆城油田 H149-01 井压裂后阵列声波效果

Fig. 21 Array acoustic effect of Well H149-01 after fracturing in Qingcheng oilfield

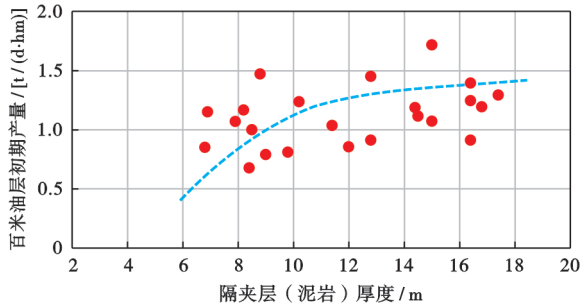


图 22 立体开发平台隔层厚度与百米油层初期产量关系

Fig. 22 Relationship between interlayer thickness and initial oil production per hundred meters of oil layer in the three-dimensional development platform

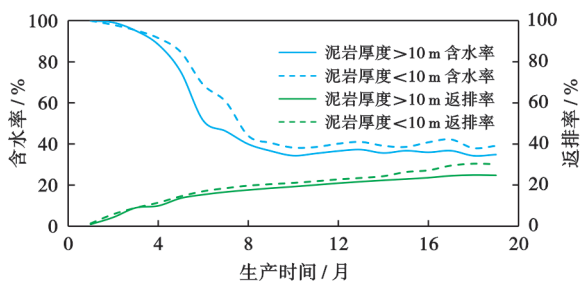


图 23 立体开发平台隔层厚度与含水率、返排率关系

Fig. 23 Relationship between interlayer thickness and water cut and flowback rate in the three-dimensional development platform

基于以上研究,同时考虑到前期大平台建井周期长、被动焖井时间长,以及为了从源头上解决偏磨及后期采油问题,钻井偏移距不宜太大(不超过 600 m),在现有的钻井技术下,结合优化井距 500 m 及油层纵向分布特征,形成了单平台部署井数最多 6 口,考虑平面油层差异性,一般部署 4~6 口、双层系部署井数最大 10 口井,考虑平面和纵向油层差异性,一般部署 8~10 口的多层系立体式布井模式(图 24)。

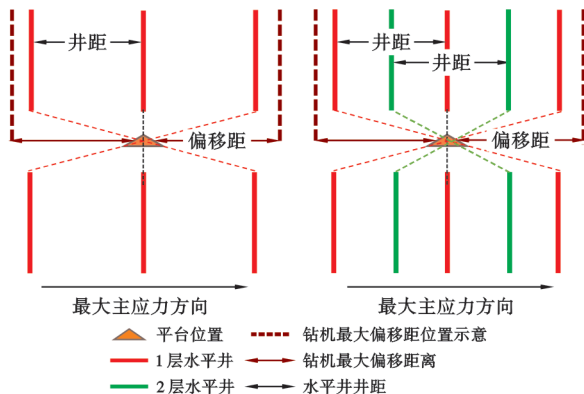


图 24 鄂尔多斯盆地页岩油单层及双层平台最大部署井数示意  
Fig. 24 Illustration of the maximum number of deployed wells in single-layer and double-layer platforms in shale oil reservoirs of Ordos Basin

## 5 结论

(1) 水平段方位与最大主应力方向之间为小夹角时,通过工艺技术的改变也可以获得较好实施效果,水平段部署时应优先顺砂体展布方向部署以提高油层钻遇率,其次考虑与最大主应力方向的夹角。

(2) 在精细地质研究的基础上,依据页岩油单套砂体的延伸长度,采用差异化水平段长度:对于油层分布稳定区域,优化水平段长度主体为 1500 m;受砂体延伸长度短影响的区域可以部署水平段长度 600~800 m。

(3) 综合经济极限最小井距、油藏工程法最大井距和不同井距经济效益优化合理井距在 500 m,不同油层厚度部署区井距可以有差异,基本原则是要保障单井控制储量。鄂尔多斯盆地页岩油储量丰度一般为  $(35\sim 40) \times 10^4 \text{ t}/\text{km}^2$ ,依据单井控制面积计算控制储量为  $(25\sim 30) \times 10^4 \text{ t}$ 。

(4) 考虑人工裂缝纵向延伸距离,优化适合立体开发井网合理隔层厚度为 10 m,当隔层厚度  $> 10 \text{ m}$ ,水平井受到纵向缝高沟通的干扰较小。对于隔层  $< 10 \text{ m}$ 、实际储层厚度特别大的页岩油,纵向上两套井网之间的间距应该大于人工裂缝支撑缝高的 2 倍。在现有的钻井技术下,结合井距及油层纵向分布特征,形成了单平台部署井数 4~6 口、双层系部署井数 8~10 口的多层系立体式布井模式。

符号注释:  $I_{FC}$ —裂缝复杂指数;  $N$ —单井控制地质储量,  $10^4 \text{ t}$ ;  $A$ —单井控制油层面积,  $\text{km}^2$ ;  $h$ —油层厚度,  $\text{m}$ ;  $\phi$ —平均孔隙度;  $S_0$ —平均原始含油饱和度;  $\rho_0$ —平均地面原油密度,  $\text{t}/\text{m}^3$ ;  $B_{0t}$ —平均原始原油体积系数;  $E_L$ —单井经济极限累积产油量,  $10^4 \text{ t}$ ;  $R_0$ —采收率;  $W_{\max}$ —水平井设计最大井距,  $\text{km}$ ;  $L_h$ —水平段长度,  $\text{km}$ ;  $W_{sl}$ —单井经济极限井距,  $\text{km}$ ;  $L_f$ —人工裂缝有效半长,  $\text{km}$ ;  $R$ —基质最大渗流距离,  $\text{m}$ ;  $p_e$ —地层压力,  $\text{MPa}$ ;  $p_w$ —井底流压,  $\text{MPa}$ ;  $\lambda$ —启动压力梯度,  $\text{MPa}/\text{m}$ ;  $K$ —岩心渗透率,  $\text{mD}$ ;  $N_h$ —单井合理控制地质储量,  $10^4 \text{ t}$ ;  $W_r$ —合理井距,  $\text{km}$ ;  $R_s$ —储量丰度,  $10^4 \text{ t}/\text{km}^2$ 。

## 参 考 文 献

- [1] 焦方正,邹才能,杨智. 陆相源内石油聚集地质理论认识及勘探开发实践[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(6): 1067-1078.  
JIAO Fangzheng, ZOU Caineng, YANG Zhi. Geological theory and exploration & development practice of hydrocarbon accumulation inside continental source kitchens[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(6): 1067-1078.
- [2] 金之钧,王冠平,刘光祥,等. 中国陆相页岩油研究进展与关键科学问题[J]. 石油学报, 2021, 42(7): 821-835.

- JIN Zhijun, WANG Guanping, LIU Guangxiang, et al. Research progress and key scientific issues of continental shale oil in China [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(7): 821-835.
- [3] 赵文智, 胡素云, 侯连华, 等. 中国陆相页岩油类型、资源潜力及与致密油的边界[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(1): 1-10.  
ZHAO Wenzhi, HU Suyun, HOU Lianhua, et al. Types and resource potential of continental shale oil in China and its boundary with tight oil[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(1): 1-10.
- [4] 杨华, 李士祥, 刘显阳. 鄂尔多斯盆地致密油、页岩油特征及资源潜力[J]. *石油学报*, 2013, 34(1): 1-11.  
YANG Hua, LI Shixiang, LIU Xianyang. Characteristics and resource prospects of tight oil and shale oil in Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(1): 1-11.
- [5] 邹才能, 张国生, 杨智, 等. 非常规油气概念、特征、潜力及技术——兼论非常规油气地质学[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(4): 385-399.  
ZOU Caineng, ZHANG Guosheng, YANG Zhi, et al. Geological concepts, characteristics, resource potential and key techniques of unconventional hydrocarbon; on unconventional petroleum geology[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(4): 385-399.
- [6] 付金华, 李士祥, 牛小兵, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系长7段页岩油地质特征与勘探实践[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(5): 870-883.  
FU Jinhua, LI Shixiang, NIU Xiaobing, et al. Geological characteristics and exploration of shale oil in Chang 7 Member of Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(5): 870-883.
- [7] 金之钧, 朱如凯, 梁新平, 等. 当前陆相页岩油勘探开发值得关注的几个问题[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(6): 1276-1287.  
JIN Zhijun, ZHU Rukai, LIANG Xiping, et al. Several issues worthy of attention in current lacustrine shale oil exploration and development[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(6): 1276-1287.
- [8] 付锁堂, 姚泾利, 李士祥, 等. 鄂尔多斯盆地中生界延长组陆相页岩油富集特征与资源潜力[J]. *石油实验地质*, 2020, 42(5): 698-710.  
FU Suotang, YAO Jingli, LI Shixiang, et al. Enrichment characteristics and resource potential of continental shale oil in Mesozoic Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2020, 42(5): 698-710.
- [9] 付金华, 李士祥, 郭芪恒, 等. 鄂尔多斯盆地陆相页岩油富集条件及有利区优选[J]. *石油学报*, 2022, 43(12): 1702-1716.  
FU Jinhua, LI Shixiang, GUO Qiheng, et al. Enrichment conditions and favorable area optimization of continental shale oil in Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(12): 1702-1716.
- [10] 侯连华, 吴松涛, 姜晓华, 等. 页岩油地质评价实验方法现状、挑战与发展方向[J]. *石油学报*, 2023, 44(01): 72-90.  
HOU Lianhua, WU Songtao, JIANG Xiaohua, et al. Situation, challenge and future direction of experimental methods for geological evaluation of shale oil[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(1): 72-90.
- [11] 李阳, 赵清民, 吕琦, 等. 中国陆相页岩油开发评价技术与实践[J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(5): 955-964.  
LI Yang, ZHAO Qingmin, LÜ Qi, et al. Evaluation technology and practice of continental shale oil development in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(5): 955-964.
- [12] 雷群, 翁定为, 熊生春, 等. 中国石油页岩油储集层改造技术进展及发展方向[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(5): 1035-1042.  
LEI Qun, WENG Dingwei, XIONG Shengchun, et al. Progress and development directions of shale oil reservoir stimulation technology of China National Petroleum Corporation[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(5): 1035-1042.
- [13] BALASUBRAMANIAN S, CHEN Peila, BOSE S, et al. Recent advances in enhanced oil recovery technologies for unconventional oil reservoirs[C]// *Offshore Technology Conference*. Houston: Society of Petroleum Engineers, 2018.
- [14] WANG Lei, TIAN Ye, YU Xiangyu, et al. Advances in improved/enhanced oil recovery technologies for tight and shale reservoirs[J]. *Fuel*, 2017, 210: 425-445.
- [15] 翁定为, 雷群, 管保山, 等. 中美页岩油气储层改造技术进展及发展方向[J]. *石油学报*, 2023, 44(12): 2297-2307.  
WENG Dingwei, LEI Qun, GUAN Baoshan, et al. Progress and development directions of reservoir stimulation techniques for shale oil and gas in China and the United States[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(12): 2297-2307.
- [16] 李国欣, 刘国强, 侯雨庭, 等. 陆相页岩油有利岩相优选与压裂参数优化方法[J]. *石油学报*, 2021, 42(11): 1405-1416.  
LI Guoxin, LIU Guoqiang, HOU Yuting, et al. Optimization method of favorable lithofacies and fracturing parameter for continental shale oil[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(11): 1405-1416.
- [17] 樊建明, 屈雪峰, 王冲, 等. 超低渗透油藏水平井注采井网设计优化研究[J]. *西南石油大学学报: 自然科学版*, 2018, 40(2): 115-128.  
FAN Jianming, QU Xuefeng, WANG Chong, et al. Optimization study of the horizontal well and injection-production pattern in an ultra-low-permeability reservoir[J]. *Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition*, 2018, 40(2): 115-128.
- [18] 赵继勇, 何永宏, 樊建明, 等. 超低渗透致密油藏水平井网优化技术研究[J]. *西南石油大学学报: 自然科学版*, 2014, 36(2): 91-98.  
ZHAO Jiyong, HE Yonghong, FAN Jianming, et al. Optimization technology for horizontal well pattern in ultra-low permeable tight reservoirs[J]. *Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition*, 2014, 36(2): 91-98.
- [19] 吴胜和, 纪友亮, 岳大力, 等. 碎屑沉积地质体构型分级方案探讨[J]. *高校地质学报*, 2013, 19(1): 12-22.  
WU Shenghe, JI Youliang, YUE Dali, et al. Discussion on hierarchical scheme of architectural units in clastic deposits[J]. *Geological Journal of China Universities*, 2013, 19(1): 12-22.
- [20] 屈雪峰, 王武荣, 谢启超, 等. 坳陷湖盆湖底扇储层单砂体构型——以鄂尔多斯盆地合水地区三叠系长6油层组为例[J]. *地球科学与环境学报*, 2021, 43(5): 850-867.  
QU Xuefeng, WANG Wurong, XIE Qichao, et al. Single sand-body architecture of sublacustrine fan in a depression lacustrine

- basin; insights from Triassic Chang-6 oil-bearing interval in Heshui area of Ordos Basin, China[J]. *Journal of Earth Sciences and Environment*, 2021, 43(5): 850-867.
- [21] 中国石油天然气股份有限公司规划总院, 中国石油天然气集团公司油气勘探开发投资项目经济评价方法(2017)[R]. 北京: 中国石油规划总院, 2017.  
PetroChina Planning & Engineering Institute. Economic Evaluation method for oil and gas exploration and development investment projects of CNPC (2017)[R]. Beijing: PetroChina Planning & Engineering Institute, 2017.
- [22] 中国石油天然气股份有限公司规划总院, 中国石油天然气集团有限公司投资项目经济评价参数(2020)[R]. 北京: 中国石油规划总院, 2020.  
PetroChina Planning & Engineering Institute. Economic evaluation parameters for investment projects of CNPC (2020)[R]. Beijing: PetroChina Planning & Engineering Institute, 2020.
- [23] 吴胜和, 岳大力, 蒋裕强. 油矿地质学[M]. 5版. 北京: 石油工业出版社, 2021: 332-360.  
WU Shenghe, YUE Dali, JIANG Yuqiang. Oilfield subsurface geology [M]. 5th ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2021: 332-360.
- [24] 赵继勇, 樊建明, 薛婷, 等. 鄂尔多斯盆地长7致密油储渗特征及分类评价研究[J]. *西北大学学报(自然科学版)*, 2018, 48(6): 857-866.  
ZHAO Jiyong, FAN Jianming, XUE Ting, et al. Classification and evaluation of Chang 7 tight oil reservoir seepage features in Ordos Basin[J]. *Journal of Northwest University (Natural Science Edition)*, 2018, 48(6): 857-866.
- [25] 樊建明, 杨子清, 李卫兵, 等. 鄂尔多斯盆地长7致密油水平井体积压裂开发效果评价及认识[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2015, 39(4): 103-110.  
FAN Jianming, YANG Ziqing, LI Weibing, et al. Assessment of fracturing treatment of horizontal wells using SRV technique for Chang-7 tight oil reservoir in Ordos Basin[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2015, 39(4): 103-110.
- [26] 樊建明, 陈小东, 雷征东, 等. 鄂尔多斯盆地致密油藏天然裂缝与人工裂缝特征及开发意义[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2019, 43(3): 98-106.  
FAN Jianming, CHEN Xiaodong, LEI Zhengdong, et al. Characteristics of natural and hydraulic fractures in tight oil reservoir in Ordos Basin and its implication to field development[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2019, 43(3): 98-106.
- [27] 李宁, 冯周, 武宏亮, 等. 中国陆相页岩油测井评价技术方法新进展[J]. *石油学报*, 2023, 44(1): 28-44  
LI Ning, FENG Zhou, WU Hongliang, et al. New advances in methods and technologies for well logging evaluation of continental shale oil in China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(1): 28-44.
- (收稿日期 2023-02-13 改回日期 2024-02-02 编辑 王培玺)
- 
- (上接第 682 页)
- [19] 马晓潇, 黎茂稳, 胡克珍, 等. 渤海湾盆地济阳坳陷古近系异常高压成因及其与陆相页岩油富集的关系[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(1): 145-156.  
MA Xiaoxiao, LI Maowen, HU Kezhen, et al. Abnormal pressure genesis and its relationship with continental shale oil accumulation in Paleogene, Jiyang depression, Bohai Bay Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023, 45(1): 145-156.
- [20] 杨智, 侯连华, 陶士振, 等. 致密油与页岩油形成条件与“甜点区”评价[J]. *石油勘探与开发*, 2015, 42(5): 555-565.  
YANG Zhi, HOU Lianhua, TAO Shizhen, et al. Formation conditions and “sweet spot” evaluation of tight oil and shale oil[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(5): 555-565.
- [21] 孙焕泉, 蔡勋育, 胡德高, 等. 页岩气立体开发理论技术与实践——以四川盆地涪陵页岩气田为例[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(3): 573-584.  
SUN Huanquan, CAI Xunyu, HU Degao, et al. Theory, technology and practice of shale gas three-dimensional development: a case study of Fuling shale gas field in Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(3): 573-584.
- [22] 包汉勇, 梁榜, 郑爱维, 等. 地质工程一体化在涪陵页岩气示范区立体勘探开发中的应用[J]. *中国石油勘探*, 2022, 27(1): 88-98.  
BAO Hanyong, LIANG Bang, ZHENG Aiwei, et al. Application of geology and engineering integration in stereoscopic exploration and development of Fuling shale gas demonstration area[J]. *China Petroleum Exploration*, 2022, 27(1): 88-98.
- [23] 王志刚, 涪陵页岩气勘探开发重大突破与启示[J]. *石油与天然气地质*, 2015, 36(1): 1-6.  
WANG Zhigang. Breakthrough of Fuling shale gas exploration and development and its inspiration[J]. *Oil & Gas Geology*, 2015, 36(1): 1-6.
- [24] 雷群, 胥云, 才博, 等. 页岩油气水平井压裂技术进展与展望[J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(1): 166-172.  
LEI Qun, XU Yun, CAI Bo, et al. Progress and prospects of horizontal well fracturing technology for shale oil and gas reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(1): 166-172.
- (收稿日期 2023-11-30 改回日期 2024-01-24 编辑 王培玺)