

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

樊建明^{1,2}, 杨子清^{1,2}, 李卫兵^{1,2}, 王 冲^{1,2}, 何右安^{1,2}

(1. 中国石油长庆油田公司勘探开发研究院, 陕西西安 710018;

2. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西西安 710018)

摘要:鄂尔多斯盆地长 7 致密油水平井衰竭式开发产量递减变化规律可分为 3 个阶段:一是初期稳产阶段,主要受人工裂缝周围体积压裂未返排液补充能量的影响;二是递减较快阶段,由压裂未返排液能量补充向溶解气驱的转化过程;三是稳定递减阶段,主要受溶解气驱的控制,基本符合双曲递减规律。在这些基本规律认识的基础上,结合现场开发试验效果评价,确定合理的水平井体积压裂衰竭式开发关键技术参数:井距 500 ~ 600 m,人工裂缝段间距 90 m;排量 10 ~ 12 m³/min,单段入地液量和加砂量分别约为 1 100 和 100 m³;生产流压在初期稳产阶段略大于饱和压力,递减较快阶段略低于饱和压力,稳定递减阶段保持不低于饱和压力的 2/3;致密油示范区水平井初期单井产量达到周围定向井的 8 ~ 10 倍;年累积产量达到同样面积直井的 1.4 ~ 1.8 倍,取得了较好的实施效果。

关键词:致密油; 体积压裂; 水平井; 压裂; 鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE 122.14

文献标志码:A

引用格式: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.

Assessment of fracturing treatment of horizontal wells using SRV technique for Chang-7 tight oil reservoir in Ordos Basin

FAN Jianming^{1,2}, YANG Ziqing^{1,2}, LI Weibing^{1,2}, WANG Chong^{1,2}, HE Youan^{1,2}

(1. Exploration & Development Institute of Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an 710018, China;

2. National Engineering Laboratory for Low-Permeability Petroleum Exploration & Development, Xi'an 710018, China)

Abstract: A stimulated reservoir volume (SRV) technique was used in a tight oil reservoir (Chang-7) in Ordos Basin of China to increase oil production. The production process in a horizontal well with the SRV treatment was analyzed, and three stages can be characterized, including an initial stable production, a rapid decline period and a stable decline stage. The initial stable production is mainly influenced by the remaining fluids in the SRV that can supply energy for production. During the rapid decline period, the transfer of the energy-supplying from the SRV fluids to dissolved gas driving occurs. In the stable decline stage, oil production is mainly controlled by dissolved gas driving, which is basically conformed to a hyperbolic decline pattern. The SRV treatment and production parameters were optimized based on the data analysis of existing wells. It is suggested that the optimum horizontal well spacing is 500 to 600 m, and the interspace distance of hydraulic fracturing intervals is best of 90 m. The injection rate of the fracturing fluid can be set as 10 to 12 m³/min, with the total

收稿日期:2014-07-17

基金项目:国家重大专项(2011ZX05013-004)

作者简介:樊建明(1976-),男,高级工程师,博士,研究方向为低渗透致密油藏开发。E-mail:fanjm_cq@petrochina.com.cn。

fluid volume of 1100 m³ during each treatment and with 100 m³ sands. The bottomhole flow pressure is better retained approximately greater than the bubble pressure in the initial stable stage, and can be slightly less than the bubble pressure in the rapid decline stage, while it should be not less than 2/3 of the bubble pressure in the stable decline stage. The initial production rate of the wells treated by the SRV technique is 8–10 times higher than that of the un-treated, and the annually cumulative production of the SRV treated horizontal wells is 1.4 to 1.8 times of those fractured vertical wells with the same coverage area.

Keywords: tight oil; stimulated reservoir volume; horizontal wells; fracturing; Ordos Basin

鄂尔多斯盆地致密油资源丰富^[1-2]。为了实现盆地致密油资源向储量、储量向效益的稳步推进,借鉴国外致密油成功开发的经验^[3],不断深化致密油地质综合研究、持续加大关键技术攻关力度,同时与长 7 油藏天然裂缝较为发育^[4]、注水开发容易见水的难题相结合,2011 年以来,在西峰油田长 7 油藏西 233 等井区有序开展体积压裂衰竭式开发试验,并取得了较好的实施效果。笔者对该类油藏水平井体积压裂衰竭式开发效果进行分析总结。

1 致密油特征

鄂尔多斯盆地延长组致密油主要发育于半深湖

—深湖相区,以延长组 7 段(简称长 7)油层组致密砂岩和湖盆中部延长组 6 段(简称长 6)油层组致密砂岩最为典型。致密油具有分布范围广、烃源岩条件优越、砂岩储层致密、孔喉结构复杂、物性差、含油饱和度高、原油性质好、油藏压力系数低(地层压力系数为 0.6~0.8)的特点^[1-2,5-7]。国外致密油藏多属于中高压油藏,地层压力系数大于 1.3,地层原油黏度更低,与国外致密油相比(表 1)鄂尔多斯盆地致密油衰竭式开发面临的不利因素主要是地层压力系数低。

表 1 国内外致密油基础参数对比

Table 1 Contrast of tight oil basic parameters between domestic and foreign country

类型	岩性	有效厚度/m	渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	孔隙度/%	地层油黏度/(mPa·s)	地层压力系数
鄂尔多斯盆地致密油	砂岩	10.0~15.0	0.1~0.3	8.0~12.0	0.7~2.2	0.6~0.8
美国 Bakken 油藏	白云岩\粉砂岩	6.7	0.01~0.5	8.0	0.36	1.1~1.4

2 西 233 致密油示范区开发现状

西 233 致密油示范区油藏埋深 2 030 m,油层厚度 11.5 m,孔隙度为 10.8%,储层渗透率 0.24×10⁻³ μm²。2011 年以来,为了对比不同改造工艺和参数对开发效果的影响,开展了 4 种不同压裂改造工艺试验(表 2),单井最大入地液量达到 16 047 m³,最大加砂量达到 88.3 m³;截至 2014 年 4 月,投产水平井 10 口,平均水平段长 1 540.7 m,初期平均单井产量 14.0 t,含水率 29.99%,投产后第 530 d 平均单井产量 10.16 t,含水率 13.9%,单井产量达周围定向井的 8~10 倍;平均单井累积产油量 5 731 t,最高达到 7 123 t。从不同改造工艺对比结果来看,大排量体积压裂获得了较好的实施效果。

试采资料同比分析表明:水平井单井产量达到相邻直井 8~12 倍(图 1(a));为了更合理地对比水平井与直井的开发效果,井排距 480 m×130 m(主体井网,井网密度 16 口/km²)和 340 m×140 m(试验井网,井网密度 21 口/km²)的两种井网在同样的面积下,水平井累积产量达到同样面积直井的 1.4~1.8 倍(图 1(b));按照中国石油天然气股份公司规定的油田产能建设经济评价方法,在原油价格 90 美元下,定向井开发没有经济效益;同时依据长庆油田水平井钻井系统工程技术服务标准化市场价格和体积压裂工程技术服务标准化市场价格,结合目前水平井递减规律,水平井开发内部收益率达到 21.4%,投资回收期为 4.55 a,能够取得较好的开发效益。

表 2 西 233 致密油水平井开发示范区基础参数

Table 2 Basic data of tight oil development of Xi233 demonstration zone

序号	压裂工艺方式		井号	水平井参数		压裂改造参数				
				水平段 长度/m	井距/ m	压裂段 (族)	加砂量/ m ³	入地液量/ m ³	砂比/ %	排量/ (m ³ ·min ⁻¹)
1	水力喷射 分段多簇	YP1	1 543	600	13 段 26 簇	519.9	7 794.4	9.3	6.3	
			YP2	1 555	600	13 段 26 簇	515.09	7 472.1	9.5	6.2
2	交错布缝 环空加砂 分段多簇	YP3	1 535	300	11 段 22 簇	483.4	6 559.5	10.5	6.0	
		YP4	1 526	300	10 段 20 簇	438.8	7 652.8	8.5	6.0	
		YP5	1 535	300	10 段 20 簇	438.5	5 898.5	8.8	6.0	
3	大排 量体 积压 裂	水力喷射	YP7	1 535	1 000	15 段 30 簇	1 488.3	13 611.4	14.3	7.6
		分段多簇	YP8	1 536	1 000	14 段 28 簇	1 447.8	12 582.2	14.2	7.5
		水力桥塞	YP6	1 575	1 000	9 段 44 簇	1 274	12 875.8	13.7	15
		分段多簇	YP9	1 532	1 000	8 段 39 簇	1 019.2	10 270.4	14.3	15
4	密集布缝环空 加砂分段多簇	YP10	1 535	1 000	21 段 42 簇	1 058	16 047.0	8.8	6.0	
平均值			1 540.7	710	/	868.3	10 076.4	11.19	8.16	

投产情况

序号	压裂工艺方式		井号	初期			目前				
				日产油 量/	含水 率/%	动液 面/m	生产时 间/d	日产油 量/t	含水 率/%	动液 面/m	累积产 油量/m ³
1	水力喷射 分段多簇	YP1	10.2	58.5	421	648	4.36	40.03	1 328	5 055	
			YP2	14.22	34.9	1345	745	5.87	11.5	1 350	7 094
2	交错布缝 环空加砂 分段多簇	YP3	13.5	33.2	831	461	6.9	11.3	1 345	4 279	
		YP4	12.4	29.4	623	454	6.9	11.1	1 364	4 049	
		YP5	12.5	31.2	1004	423	6.46	10.6	1 359	3 641	
3	大排 量体 积压 裂	水力喷射	YP7	14.5	18.9	自喷	480	19.86	11.3	自喷	7 123
		分段多簇	YP8	14.7	19.8	自喷	482	12.99	10.8	自喷	6 133
		水力桥塞	YP6	13.9	21.8	自喷	512	14.23	10.1	自喷	6 622
		分段多簇	YP9	15.9	27.2	自喷	512	15.28	10.8	自喷	7 058
4	密集布缝,环空 加砂,分段多簇	YP10	18.1	24.5	1159	584	8.7	11.7	1 331	6 251	
平均值			14.0	29.99	/	530.1	10.16	13.9	/	5 731	

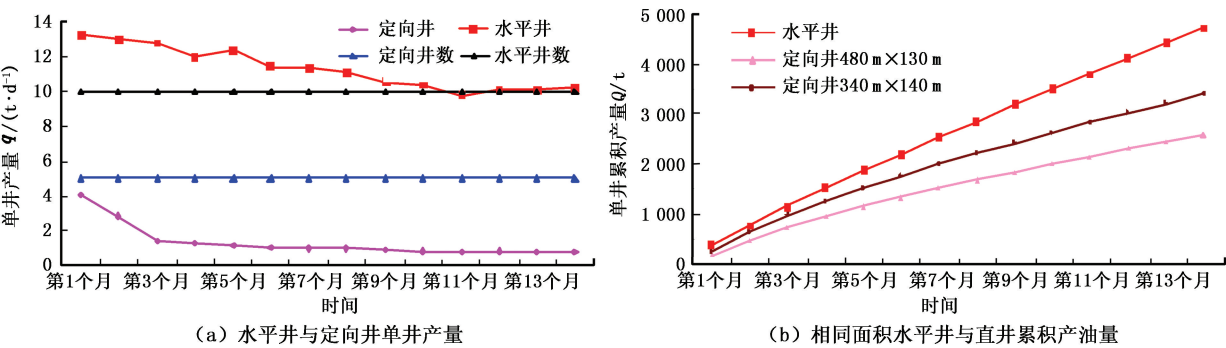


图 1 水平井与定向井开发指标对比曲线

Fig. 1 Curves of development index between horizontal and directional wells

3 开发技术政策评价及优化

为了进一步分析各项技术参数对开发效果的影响^[8-14],依据西 233 水平井示范区的开发试验实例,同时结合室内研究成果,对影响致密油体积压裂水平井衰竭式开发的井网参数、体积压裂改造工艺及参

数、水平井合理采油参数进行评价和优化。

3.1 井网参数优化

衰竭式开发井网参数主要包括井距和人工裂缝段间距。与定向井注采井网优化建立有效驱替系统有所不同的是:由井与井之间建立有效驱替系统转化为依靠井间距和段间距的优化,依靠地

层压力实现在较长开发周期内人工裂缝之间的有效驱替。

3.1.1 井距参数优化

前期定向井注采井网试验已经证明,该类储层由于物性差,岩性致密,有效驱替系统建立难度大是目前面临的主要开发矛盾。为了实现建立水平井之间缝网系统、扩大体积波及系数和实现有效动用的目的,水平井井距确定原则主要参考微地震监测人工压裂缝带长(目前主要通过入地液量反算法尽可能剔除无效的微地震事件),即合理的水平井井距为人工压裂缝带半长的 2 倍。针对油套环空大排量混合水体积压裂工艺,大排量混合水体积压裂井 YP1、YP2 井底微地震监测(图 2)的裂缝带半长为 250 ~ 300 m(微地震信号反映的人工裂缝的特征表现为条带状),因此井距确定为 500 ~ 600 m,从现场压裂施工实施情况来看,没有发现压窜情况,依据微地震监测裂缝带长确定井距的方法适应性较好。

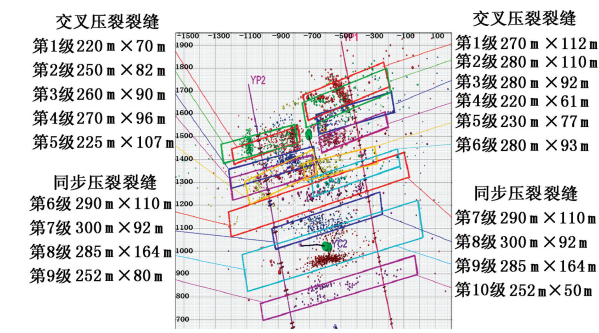
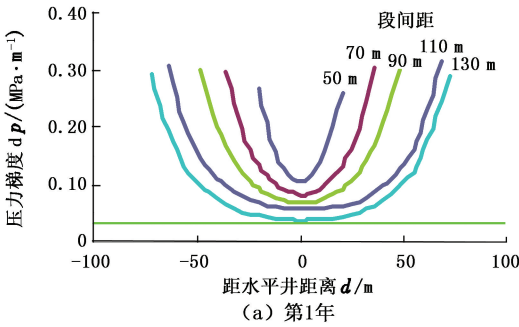


图 2 YP 水平井压裂裂缝微地震监测事件

Fig.2 Micro-seismic testing of fracture of YP horizontal wells

3.1.2 人工压裂段间距优化

数值模拟主要参数:储层平均渗透率 $0.24 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均孔隙度 10.8%, 原始地层压力 15.8 MPa, X/Y/Z 方向网格步长均为 5 m;应用开发评价后期(第 15 a)地层压力梯度大于启动压力梯度的原则(图 3),优化段间距小于 90 m 时,在开发周期内能够建立弹性溶解气驱有效驱替系统。

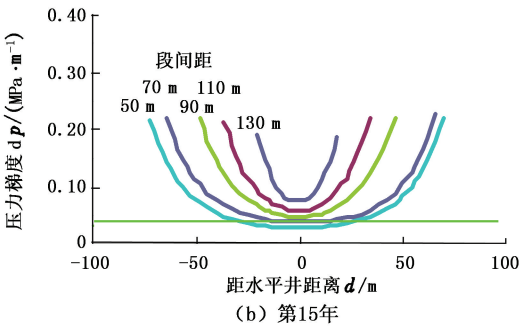


图 3 不同时间地层压力梯度与段间距关系

Fig.3 Relationship between pressure gradient and fracturing interval at different time

图 4 为不同人工裂缝簇密度与年累积产量的关系曲线,从评价结果可以看出,随着人工压裂缝簇密

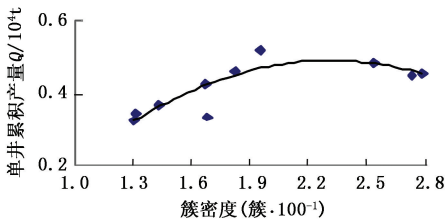


图 4 压裂缝簇密度与单井累积产量关系

Fig.4 Relationship between fracture spacing and individual cumulative production

度的增加,年单井累积产量呈先上升后下降的趋势,人工压裂缝簇密度存在合理值,合理的簇密度约为 2.2 簇/100 m;考虑目前一般采用单段 2 簇(工艺技术相对成熟),簇间距为 10 ~ 20 m,依据簇密度的优化结果,推算合理的人工压裂缝段间距约为 90 m,与数值模拟计算的结果比较相符。

3.2 体积压裂工艺参数优化

体积压裂工艺参数主要包括入地液量、加砂量、砂比和排量,在前期室内研究的基础上,主要通过不同压裂改造参数的开发效果跟踪评价,从而确定合理的工艺改造参数。

人工压裂缝参数包括裂缝长度、宽度和高度,YP1 和 YP2 井采用水力喷砂体积压裂(单段设计 2 簇,簇间距 20 m,主要采用拖动管柱实现分段多簇),YP6 和 YP9 井采用水力桥塞分段多簇压裂(单段设计 5 簇,簇间距 27 ~ 48 m)。通过 YP1、YP2、YP6 和 YP9 水平井微地震裂缝监测结果对比(图 5)可以看出:随着单段入地液量增加,人工压裂缝微地震信号覆盖的带长并没有明显增加(均为 300 ~ 330 m);单段入地液量大于 1 000 m³ 时,平均微地震信号覆盖的裂缝带高降低到 40 m 左右(鄂尔多斯盆地致密油油层厚度一般为 10 ~ 15 m),能

够实现纵向上油层有效动用;平均微地震信号覆盖的裂缝带宽比单段入地液量 600 m^3 时增加了 $40\sim$

50 m 。综合微地震信号反映的信息,确认增大入地液量能够提高储层有效动用范围。

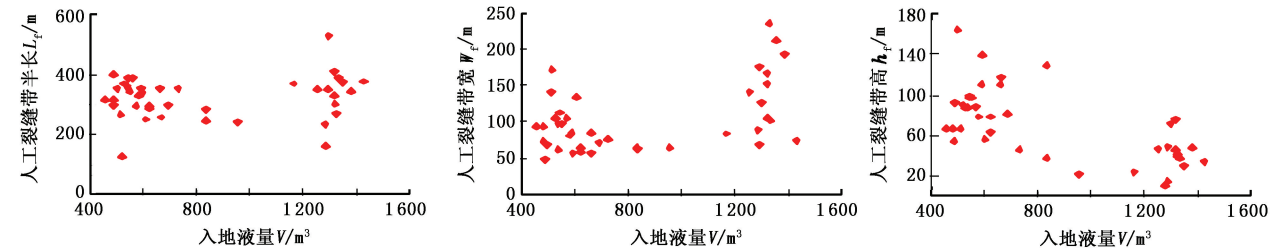


图 5 入地液量与人工裂缝带半长、带宽和高度的关系

Fig. 5 Relationship between inflow fluid volume and half length, width and height of fracture zone

提高入地液量可以增大储层有效改造范围,提高开发效果。从入地液量与水平井投产满 1 a(投产时间差异较大,为了同时满足时间较长和可对比性,选取时间为满 1 a)累积产量(累积产量比平均单井产量能更好地反映工艺技术的改造效果)的关系曲线(图 6)可以看出:在水平段长度一定的情况下,单井入地液量存在一个合理值。结合排量、砂比、单段砂量和单段入地液量与水平井年累积产量的关系,优化最小单元(单段裂缝)体积压裂参数为:单段入地液量 $1\,100\text{ m}^3$ 左右(图 7(a)),单段加砂量 100 m^3 左右(图 7(b)),大排量体积压裂合理

排量为 $10\sim 12\text{ m}^3/\text{min}$ (图 7(c)),折算的合理砂比为 $9\%\sim 10\%$ 。

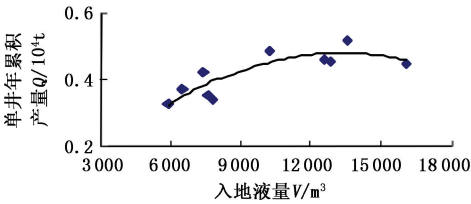


图 6 入地液量与单井年累积产量的关系

Fig. 6 Relationship between inflow fluid volume and individual cumulative production

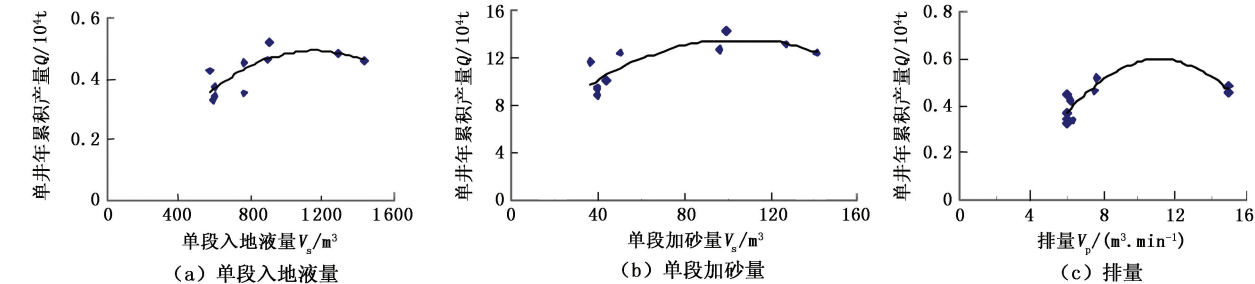


图 7 单井年累积产量与单段入地液量、加砂量、排量的关系

Fig. 7 Relationship between individual cumulative production and inflow fluid volume, sand amount and flow rate

以西峰油田西 233 区块长 7 油藏($k=0.21\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$, $\varphi=13.0\%$)YP1 和 YP2 井为例,YP1 井入地总液量为 $7\,794.4\text{ m}^3$,排出 $3\,743\text{ m}^3$,返排率仅 48% ;YP2 井入地总液量为 $7\,472.1\text{ m}^3$,排出 $3\,834\text{ m}^3$,返排率仅 51.3% 。将水平井压裂技术参数和微地震监测裂缝参数导入数值模拟 Fronsims 模块,评价压裂后近井渗流场特征。通过压裂后地层压力抬升水平和压裂液流场图可以看出,体积压裂过程中大量压裂液的注入很好地改善了近井地带的渗流环境,形成了较大范围的改造体积(SRV),且抬升了近井地层压力水平。地层压力增加 2.4 MPa ,平均地层压力保持水平为 115% (图 8)。2013 年在 YP8 和 YP9 井之间安装井下直读压力表监测压力,直读压

力数据显示:YP8 和 YP9 之间水平井压裂缝网覆盖区初期压力水平保持在 119% ,数值模拟和矿场实测数据比较一致。

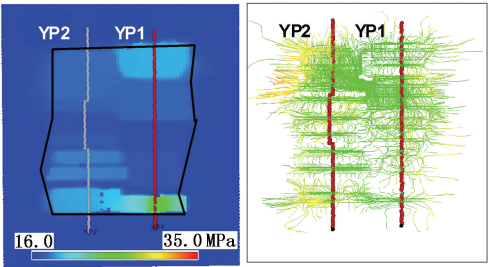


图 8 YP1 井和 YP2 井压裂后压力场

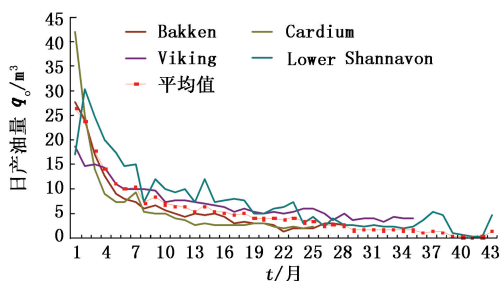
Fig. 8 Pressure field of fractured well YP1 and YP2

3.3 水平井合理采油参数优化

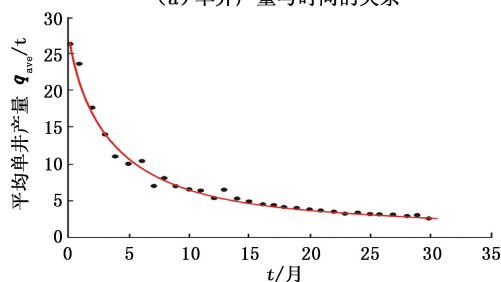
水平井合理采油参数主要包括初期产量和合理流压。目前关于水平井的采油参数争议最大,有两种观点:一种是借鉴国外致密油的做法,初期大液量生产,快速进入稳定递减阶段,快速收回投资;另外一种保持初期一定的产量,最大可能地发挥溶解气驱的作用,实现较为长期平稳生产,既能获得较好的经济效益,同时对生产单位的现场组织也有利。开展了水平井初期产量对累积产油量的探索研究。

3.3.1 自然能量开发规律

以加拿大西部沉积盆地的 Bakken、Cardium、Viking 和 Lower Shannvon 4 个主要致密油区为例,这些油区自然能量开发的生产井初期产量都很高,9 ~ 12 个月后将开始进入稳定低递减阶段(图 9(a)),通过双曲(相关系数 0.98)、调和(相关系数 0.90)和指数(相关系数 0.82)3 种递减模式拟合发现,双曲递减规律拟合度最高(图 9(b))。



(a) 单井产量与时间的关系



(b) 平均产量双曲递减相关性拟合

图 9 加拿大 4 个致密油区产量递减情况

Fig.9 Production decline of four tight oil zones in Canada

结合国外生产较长时间自然能量开发递减规律分析,长庆油田前期开发试验阶段水平井开发可分为 3 个阶段(图 10):一是初期稳产阶段(控制液量生产),主要受人工裂缝周围体积压裂存留地液补充能量的影响,压裂未返排液间接起到超前注水的作用,初期稳产阶段为压裂未返排液量压力释放阶段,稳产时间与水平井初期产量、压裂未返排液量紧密相关;二是递减较快阶段,由压裂未返排液能量补充向溶解气驱的转化过程;三是稳定递减阶段,完全受溶解气驱的控制,进入真正的地层供液阶段。

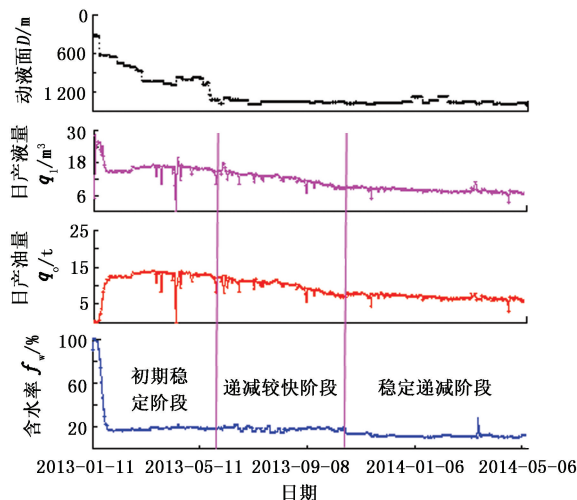


图 10 典型水平井 YP3 生产曲线

Fig.10 Production curves of type horizontal well YP3

3.3.2 不同水平井采油参数开发试验对比

为了对比不同水平井初期产量对后期累积产油量的影响,从表 1 中选取储层物性和改造规模相近的 YP6 和 YP10 两口水平井进行对比(YP10 的改造规模比 YP6 稍大),图 11(a)为 YP6 单井生产曲线(动液面在井口)、图 11(b)为 YP10 单井生产曲线。从单井曲线对比可以看出,YP10 初期产量高,动液面下降较快,造成地层中脱气严重,递减较大。YP6 和 YP10 累积产量对比:前 3 个月 YP6 累积产量 1007 t,YP10 累积产量 1617 t,YP6 累积产量高;12 个月 YP6 累积产量 4568 t,YP10 累积产量 4510 t,YP10 和 YP6 累积产量相当;截至 2014 年 4 月,YP6 生产 17 个月的累积产量比 YP10 生产 19 个月的产量还要高,说明保持合理的水平井初期产量、避免大规模脱气有助于提高累积产量。

3.3.3 水平井合理工作参数

由于在长 7 致密油压裂改造支撑剂的优选时已经考虑了井底流压变化对支撑剂层力学稳定性造成的影响,因此在开发过程中确定水平井合理流压和初期产量主要依据水平井产量变化规律和对驱替机制的认识。图 12 为初期平均日产油量、压裂未返排液量与稳产时间的关系。经对比分析可以看出:初期平均日产油量越高稳产时间越短;压裂未返排液量与稳产时间具有正相关关系,初期稳产阶段为压裂未返排液量压力释放阶段。在以上分析的基础上,形成了水平井合理工作参数确定原则:一是初期稳产阶段保持合理生产流压略大于饱和压力,初期产量的下限值为地层的供液能力,原则上水平井产量的上限可以根据生产需要灵活调整,但不能出现生产气油比和产气量突然上升的情况,稳产阶段地

层供地液的总量与压裂未返排液量紧密相关;二是递减较快阶段生产流压略低于饱和压力,稳定递减阶段保持不低于饱和压力的 2/3,这两个阶段的水平井

产量应与地层的供液能力相匹配(具体可以参考邻近区域水平井稳定递减阶段的产量确定)。

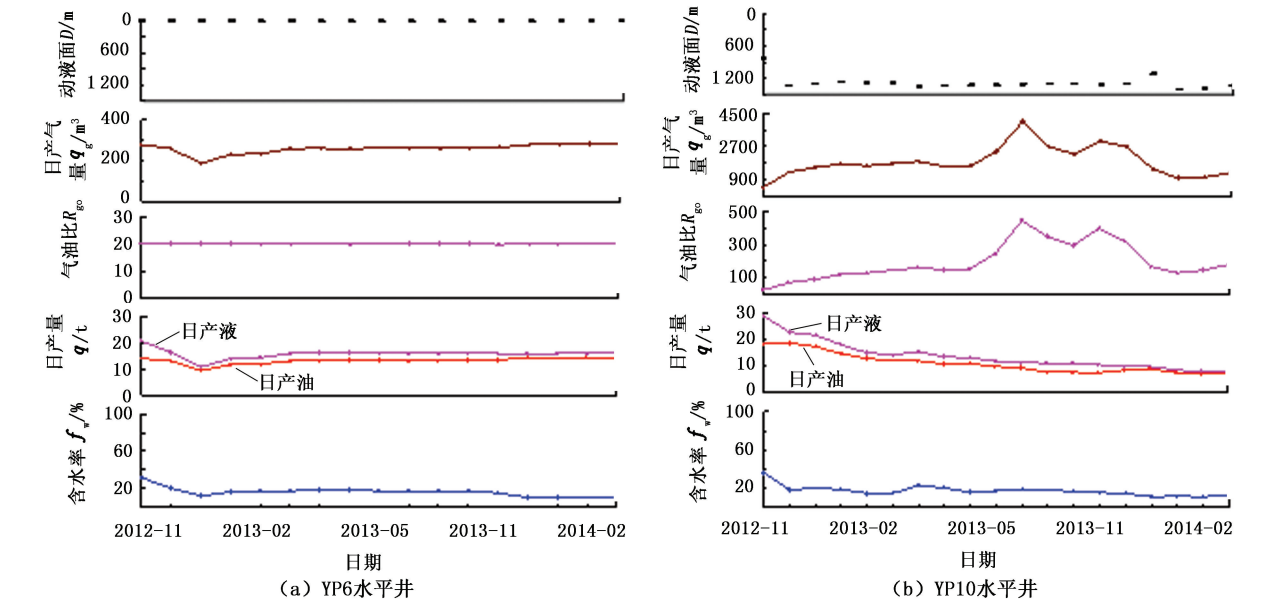


图 11 典型水平井生产动态曲线(月数据)
Fig. 11 Production performance curves of type horizontal wells (monthly)

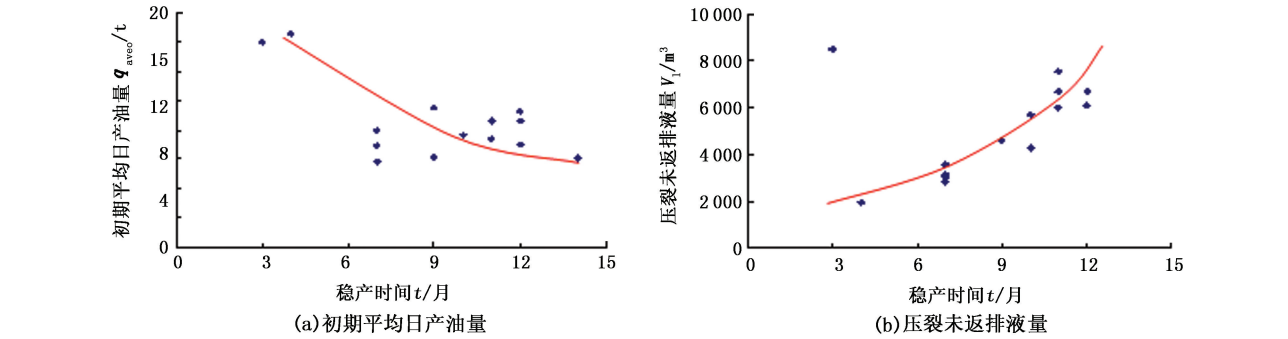


图 12 初期平均日产油量和压裂未返排液量与稳产时间关系曲线
Fig. 12 Relationship between average daily production and non-flowback fluid volume and stable production time

4 结 论

(1)致密油水平井衰竭式开发产量递减变化规律可分为 3 个阶段:一是初期稳产阶段,主要受人工裂缝周围体积压裂未返排液补充能量的影响,压裂未返排液间接起到超前注水的作用,初期稳产阶段为压裂未返排液压力释放阶段,稳产时间与水平井初期平均日产油量、压裂未返排液量紧密相关;二是递减较快阶段,由压裂未返排液能量补充向溶解气驱的转化过程;三是稳定递减阶段,完全受溶解气驱的控制,进入真正的地层供液阶段,基本符合双曲递减规律。

(2)与定向井注采井网优化建立有效驱替系统有所不同的是:由井与井之间建立有效驱替系统转

化为依靠井间距和段间距优化,依靠地层压力实现在较长的开发周期内人工裂缝之间的有效驱替,优化形成的井距为 500 ~ 600 m,人工压裂缝段间距约为 90 m。

(3)体积压裂是致密油提高单井产量的关键,但并不是规模越大越好,存在合理值;体积压裂改造排量为 10 ~ 12 m³/min,砂比为 9% ~ 10%,单段加砂量 100 m³和单段入地液量 1 100 m³左右较为合理。

(4)水平井初期产量和合理流压的确定原则:一是初期稳产阶段保持合理生产流压略大于饱和压力,初期产量的下限值为地层的供液能力,原则上水平井产量的上限可以根据生产需要灵活调整,但不能出现生产气油比和产气量突然上升的情况,稳产

阶段地层供地液的总量与压裂未返排液量紧密相关;二是递减较快阶段生产流压略低于饱和压力,稳定递减阶段保持不低于饱和压力的2/3,这两个阶段的水平井产量应与地层的供液能力相匹配。

参考文献:

- [1] 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.
- [2] 庞雄奇,周新源,董月霞.含油气盆地致密砂岩类油气藏成因机制与资源潜力[J].中国石油大学学报:自然科学版,2013,37(5):28-37.
PANG Xiongqi, ZHOU Xinyuan, DONG Yuexia. For mechanism classification of tight sandstone hydrocarbon reservoirs in petroliferous basin and resources appraisal[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2013, 37(5): 28-37.
- [3] 孙赞东,贾承造,李相方,等.非常规油气勘探与开发(上册)[M].北京:石油工业出版社,2011:1-150.
- [4] 王晓东,祖克威,李向平,等.宁合地区长7致密储集层天然裂缝发育特征[J].新疆石油地质,2013,34(4):394-397.
WANG Xiaodong, ZU Kewei, LI Xiangping, et al. The characteristics of natural fractures in tight sandstone reservoirs of Chang 7 Member in Ningxian-Heshui Area, Ordos Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2013, 34(4): 394-397.
- [5] 姚泾利,邓秀芹,赵彦德,等.鄂尔多斯盆地延长组致密油特征[J].石油勘探与开发,2013,40(2):150-158.
YAO Jingli, DENG Xiuqin, ZHAO Yande, et al. Characteristics of tight oil in Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(2): 150-158.
- [6] 尤源,牛小兵,冯胜斌,等.鄂尔多斯盆地延长组长7致密油储层微观孔隙特征研究[J].中国石油大学学报:自然科学版,2014,38(6):19-23.
YOU Yuan, NIU Xiaobing, FENG Shengbin, et al. Study of pore features in Chang7 tight oil reservoir, Yanchang layer, Ordos Basin[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2014, 38(6): 19-23.
- [7] 邹才能,陶士振,侯连华,等.非常规油气地质[M].北京:地质出版社,2011:1-310.
- [8] 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 study for horizontal well pattern in ultra-low permeable tight reservoirs[J]. Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition), 2014, 36(2): 91-98.
- [9] 郝明强,胡永乐,李凡华.特低渗透油藏压裂水平井产量递减规律[J].石油学报,2012,33(2):269-273.
HAO Mingqiang, HU Yongle, LI Fanhua. Production decline laws of fractured horizontal wells in ultra-low permeability reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 269-273.
- [10] 曾保全,程林松,李春兰,等.特低渗透油藏压裂水平井开发效果评价[J].石油学报,2010,31(5):791-796.
ZENG Baoquan, CHENG Linsong, LI Chunlan, et al. Development evaluation of fractured horizontal wells in ultra-low permeability reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(5): 791-796.
- [11] 赵静.吉林油田低渗油藏水平井开发技术[J].石油勘探与开发,2011,38(5):594-599.
ZHAO Jing. Development techniques of horizontal wells in low permeability reservoirs, Jilin Oilfield[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(5): 594-599.
- [12] 李宪文,张矿生,樊凤玲,等.鄂尔多斯盆地低压致密油层体积压裂探索研究及试验[J].石油天然气学报,2013,35(3):142-152.
LI Xianwen, ZHANG Kuangsheng, FAN Fengling, et al. Study and experiment on volumetric fracturing in low pressure tight formation of Ordos Basin[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2013, 35(3): 142-152.
- [13] 徐兵祥,李相方, HAGHIGHI Manouchehr, 等.页岩气产量数据分析方法及产能预测[J].中国石油大学学报:自然科学版,2013,37(3):119-125.
XU Bingxiang, LI Xiangfang, HAGHIGHI Manouchehr, et al. Production data analysis and productivity forecast of shale gas reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2013, 37(3): 119-125.
- [14] 王文东,苏玉亮,慕立俊,等.致密油藏直井体积压裂储层改造体积的影响因素[J].中国石油大学学报:自然科学版,2013,37(3):94-97.
WANG Wendong, SU Yuliang, MU Lijun, et al. Influencing factors of stimulated reservoir volume of vertical wells in tight oil reservoirs[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2013, 37(3): 94-97.

(编辑 李志芬)