

超低渗透油藏分段多簇压裂水平井 产能影响因素与渗流规律

——以鄂尔多斯盆地长8超低渗透油藏为例

王欢^{1,2}, 廖新维^{1,2}, 赵晓亮^{1,2}, 赵东锋^{1,2}, 窦祥骥^{1,2}, 陈晓明^{1,2}

(1. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室, 北京 102249)

摘要: 水平井分段多簇压裂是开发超低渗透油藏的有效手段之一。以鄂尔多斯盆地长8超低渗透油藏黄平34-22分段多簇压裂水平井井组为研究对象,对裂缝参数与分段射孔参数进行了优化。利用网格加密技术,建立了分段多簇压裂水平井井组数值机理模型,研究了储层应力敏感、裂缝半长、裂缝导流能力、改造区和非改造区渗透率以及采油速度对分段多簇压裂水平井产能的影响。研究表明:弹性开发时上述参数对产能的影响比注水开发时更加显著;储层应力敏感对产能不利,裂缝半长和导流能力的增大对产能有利,但综合考虑收益与施工成本及难度,与采油速度一样,它们均存在最优值;进一步提高改造区的渗透率对产能的提升有限,而提高非改造区的渗透率可以大幅提高产能;封闭油藏分段多簇压裂水平井的渗流可分为井筒储集影响阶段、初始拟径向流动阶段、裂缝线性流阶段、系统椭圆流阶段和边界影响流阶段。

关键词: 超低渗透油藏 分段多簇压裂水平井 产能 渗流规律 储层应力敏感

中图分类号: TE357.14

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2014)06-0107-04

超低渗透油藏的开发需要经过一定的储层体积改造。广义的储层体积改造包括提高纵向剖面动用程度的分层压裂和提高储层渗流能力及增大储层泄油面积的水平井分段压裂^[1-3]。储层体积改造能够有效地改善油藏的渗流环境,提高油藏的动用程度和单井产能^[4-5]。目前,鄂尔多斯盆地低渗透、特低渗透、超低渗透油气藏和致密油气藏主要采用压裂直井和压裂水平井进行开发^[6-10],笔者以长8超低渗透油藏黄平34-22分段多簇压裂水平井井组为研究对象,介绍了超低渗透油藏水平井分段多簇压裂裂缝参数与分段射孔参数优化的原则和方法,通过建立井组数值机理模型,详细研究了储层应力敏感、裂缝半长、裂缝导流能力、改造区与非改造区渗透率和采油速度对分段多簇压裂水平井产能的影响,并分析了其渗流规律。

1 裂缝参数优化与数值模型建立

1.1 裂缝参数与分段射孔参数优化

鄂尔多斯盆地长8超低渗透油藏岩性为砂岩,

裂缝较发育,采用直井注水、水平井采油、水平段垂直于裂缝方向的五点井网形式,井距为600 m,排距为200 m。采用油藏数值模拟方法,以油藏改造体积为依据对裂缝参数进行优化。根据目标井组的前期矿场试验及井下微地震测试结果,优化的段间距为30~50 m;从形成复杂裂缝出发,单段设计压裂4簇;纺锤形中间裂缝半长为280 m,纺锤形两端裂缝由于距离注水井连线较近,优化的裂缝半长为160 m。

根据水平段的物性及分布、与注水井的距离、油藏模拟结果及地应力分布状态等,优选了分段方案和射孔位置。优选原则为:①各段的射孔簇应处于其最小主应力位置,便于裂缝的开启和延伸;②各段的射孔簇应处于物性相对较好的位置;③避开固井质量差的层段和套管节箍处;④考虑注水井的布井位置,使得注水效果最优,避免出现水淹;⑤考虑经济效益,裂缝段数和工艺参数优化以净现值最大化为目标;⑥初步将整个水平段分为5段,每段4个射孔簇,簇间距为15.4~28.4 m。各段采用油管传输火力射孔,射孔相位角为90°。

收稿日期:2014-09-03。

作者简介:王欢,男,在读博士研究生,从事非常规油气藏开发方面的研究。联系电话:18101361250, E-mail: wanghuan123858@sina.com。
基金项目:国家自然科学基金“超低渗透油藏注气提高采收率理论与技术研究”(U1262101),国家科技重大专项“复杂油气田地质与提高采收率技术”(2011ZX05009)。

1.2 井组数值机理模型

根据研究区储层和流体物性,结合优化的裂缝参数和分段射孔参数,建立了黄平34-22井组数值机理模型。模型维数为60×96×8,网格步长为10 m×10 m×5 m。模型中部有1口水平井,水平井段长度为600 m,压裂段数为5段,从指端到根端依次编号1—5,每段裂缝簇数为4,段1和段5裂缝半长均为160 m,段2、段3和段4裂缝半长均为280 m,模型四周有4口直井,为注水井。模型油藏和流体参数包括:油藏温度为74 ℃,油藏深度为2 500 m,储层有效厚度为10 m,孔隙度为7.31%,渗透率为 $0.32 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,纵向与横向渗透率比值为0.1,初始含油饱和度为54.1%,原始油藏压力为21.8 MPa,饱和压力为5.6 MPa,原始气油比为 $37.8 \text{ m}^3/\text{m}^3$,地层原油体积系数为1.137 2,地面原油密度为 $841.4 \text{ kg}/\text{m}^3$,地层原油密度为 $775.1 \text{ kg}/\text{m}^3$,地层原油粘度为 $1.64 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。

2 产能影响因素

模型注采制度为:注水速率为 $5 \text{ m}^3/\text{d}$,生产井采用定井底流压生产,为保证原油井底不脱气,井底流压定为6 MPa,模拟时间为10 a,以累积产油量为对比指标,分析了分段多簇压裂水平井的产能影响因素。

2.1 储层应力敏感

低渗透油藏一般都存在应力敏感。从考虑应力敏感和未考虑应力敏感的模拟结果(图1)可以看出:对于弹性开发,考虑应力敏感时的累积产油量明显低于未考虑时的累积产油量,说明应力敏感对生产井产能影响较大且为不利因素;对于注水开发,考虑应力敏感时的累积产油量略低于未考虑时的累积产油量,应力敏感对注水开发时产能的影响小于弹性开发时。这是因为:随着弹性开发的进行,地层压力降低,导致储层渗透率和孔隙度降低,孔隙度的降低会使部分原油由于储集空间减小而

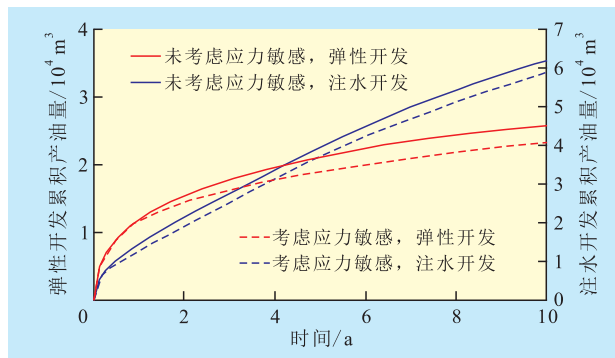


图1 储层应力敏感对累积产油量的影响

被采出,渗透率的降低则不利于原油的采出,由于渗透率的应力敏感效应占主导作用,从而造成了考虑应力敏感时累积产油量的降低;而对于注水开发,储层能量由于注水得到了及时补给,地层压力的降幅较小,因此应力敏感的影响相对减小。

2.2 裂缝半长

裂缝半长是影响常规压裂井产能的主要因素,但对于水平井分段多簇压裂,裂缝半长的影响还需进一步研究。水平井实施大型分段多簇压裂后,会在水平段周围一定范围内形成改造区,改造区由主导流裂缝和微裂缝网络组成。

3个不同主导流裂缝半长方案(表1)下的模拟结果(图2)表明:对于弹性开发,随着主导流裂缝半长的增加,累积产油量均匀增加且增幅较大;对于注水开发,主导流裂缝半长对累积产油量的影响较小。因此,在进行压裂时,不能简单地追求裂缝的长度,还应综合考虑压裂施工的难度和成本,确定出合理的裂缝长度。

方案编号	裂 缝 半 长 / m				
	段1	段2	段3	段4	段5
I	110	230	230	230	110
II	150	270	270	270	150
III	190	310	310	310	190

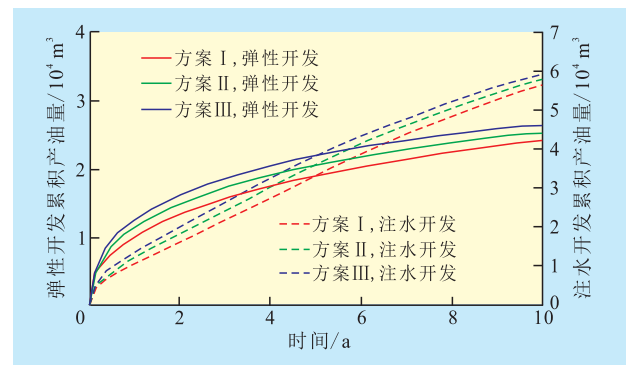


图2 不同主导流裂缝半长下累积产油量随时间的变化

2.3 裂缝导流能力

裂缝导流能力也是分段多簇压裂水平井需要考虑的一个重要因素。分析不同裂缝导流能力下的累积产油量(图3)发现:弹性开发时,当裂缝导流能力由 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ 增至 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ 时,裂缝导流能力增加了2倍,相对应的累积产油量增幅为4.43%,当裂缝导流能力由 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ 增至 $250 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ 时,裂缝导流能力增加了2.5倍,而相对应的累积产油量增幅仅为2.66%,说明对于弹性开发,随着裂缝导流能力的增大,累积产油量有

所增大,但随着裂缝导流能力的进一步增大,累积产油量增幅变小;对于注水开发,裂缝导流能力对累积产油量几乎没有影响。由此可知,对于弹性开发,裂缝导流能力对分段多簇压裂水平井的影响存在拐点,拐点之前,随着裂缝导流能力的增加,累积产油量增幅较大;拐点之后,增幅很小。

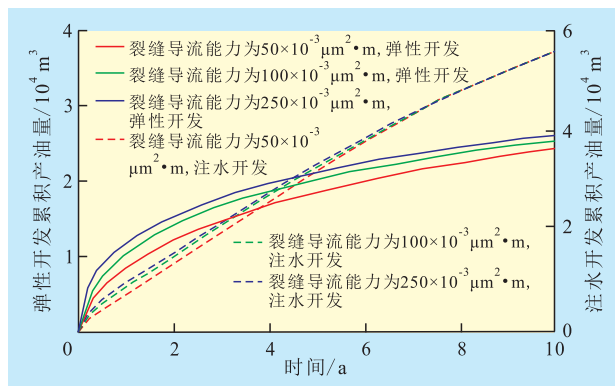


图3 不同裂缝导流能力下累积产油量随时间的变化

2.4 改造区和非改造区渗透率

水平井分段多簇压裂不同于常规两翼缝压裂,其在水平井周围不仅会生成常规的两翼对称缝,还开启和沟通了天然微裂缝,形成带有主导流裂缝的裂缝网络。为了研究改造区渗透率和非改造区渗透率对水平井产能的影响,设计了改造区和非改造区渗透率分别为 0.32×10^{-3} 和 $0.32 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (方案IV), 3.2×10^{-3} 和 $0.32 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (方案V), 3.2×10^{-3} 和 $3.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (方案VI)3种方案进行模拟研究。由3种方案的模拟结果(图4)可见:对于弹性开发,在非改造区渗透率一定的情况下,增大改造区渗透率,在一定程度上可有效提高累积产油量,在改造区渗透率一定的情况下,增大非改造区的渗透率,可大幅提高累积产油量;对于注水开发,改造区和非改造区渗透率对累积产油量的影响与弹性开发时规律一致。这是因为:改造区经过压裂改造,渗透率有了大幅度提高,使该区域原油得以有效动用,进一步

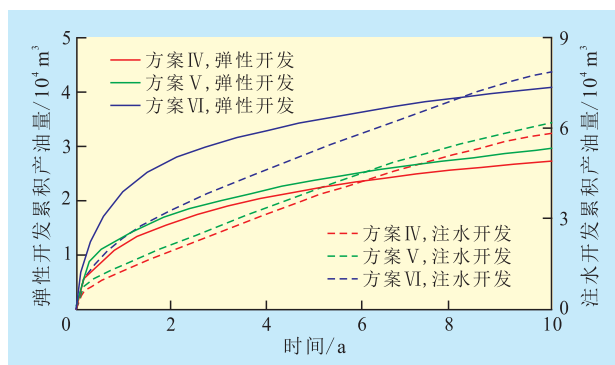


图4 改造区和非改造区不同渗透率下累积产油量随时间的变化

提高改造区渗流能力,原油动用程度增幅变小;在改造区渗透率一定的情况下,增大非改造区的渗透率,使得非改造区的原油动用程度大幅提高,因此累积产油量也大幅提高。该模拟结果与Cipolla和Mirzaei等研究非常规气藏时得出的结果一致,即增大无支撑剂支撑裂缝的渗透率和传导率是提高产气量的关键^[11-12]。因此,建议对同一井组的注采井均进行水力压裂,使各井周围形成压裂缝网,最好的效果就是使这些压裂缝网能够有效地连通起来。

2.5 采油速度

采油速度不仅关系着投资成本的回收周期,而且还对地层压力保持程度和储层伤害等产生影响。不同采油速度下的模拟结果(图5)表明:对于弹性开发,当采油速度超过 $15 \text{ m}^3/\text{d}$ 时,累积产油量增幅较小;对于注水开发,当采油速度超过 $20 \text{ m}^3/\text{d}$ 时,累积产油量增幅较小。因此分段多簇压裂水平井开采超低渗透油藏时需要确定合理的采油速度。

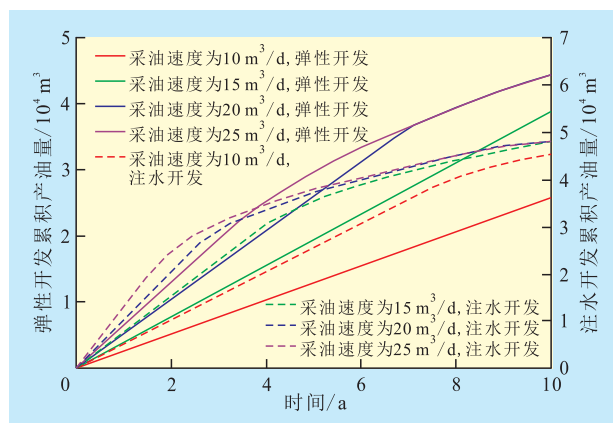


图5 不同采油速度下累积产油量随时间的变化

3 渗流规律

假设分段多簇压裂水平井的产油量为 $20 \text{ m}^3/\text{d}$,定产生30 d,获得井底流压随时间变化的数据,从而绘制无因次压力和压力导数曲线。从图6可以看

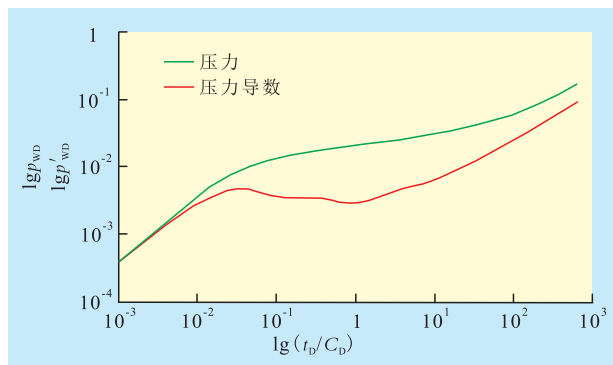


图6 分段多簇压裂水平井压力和压力导数

出,分段多簇压裂水平井的渗流可以分为5个阶段:第1阶段为井筒储集影响阶段,压力和压力导数曲线重合,都是斜率均为1的直线;第2阶段为初始拟径向流动阶段,也可称为垂直径向流阶段,压力导数曲线呈水平直线段;第3阶段为裂缝线性流阶段,压力导数曲线呈1/2斜率的直线段;第4阶段为系统椭圆流阶段,压力导数曲线呈1/4斜率的直线段;第5阶段为边界影响流阶段,由于为封闭边界,所以压力和压力导数曲线均上翘。

4 结论

超低渗透油藏普遍存在应力敏感,无论是弹性开发,还是注水开发,其对分段多簇压裂水平井产能的影响都是不利的,注水开发时其影响相对较小。因此,对于存在应力敏感的超低渗透油藏,应保持地层压力进行开发。

分段多簇压裂水平井产能随着改造区主裂缝长度和导流能力的增大而增大,但导流能力的影响存在拐点,拐点前影响较大,拐点后影响较小;分段多簇压裂水平井针对不同的开发方式要合理优化出不同的采油速度。裂缝半长和导流能力的优化要综合考虑压裂施工的难度、成本以及产生的经济效益。

增大改造区基质渗透率对生产井产能的提高有限,而增大非改造区基质渗透率对生产井产能提高明显,因此,建议对同一井组注采井均进行水力压裂,使各井周围形成压裂缝网并能够有效连通。

封闭油藏中分段多簇压裂水平井渗流可划分为井筒储集影响阶段、初始拟径向流动阶段、裂缝

线性流阶段、系统椭圆流阶段和边界影响流阶段。

参考文献:

- [1] 吴奇,胥云,王腾飞,等.增产改造理念的重大变革——体积改造技术概论[J].天然气工业,2011,31(4):7-11.
- [2] Chen M, Qian B, Ou Z, et al.Exploration and practice of volume fracturing in shale gas reservoir of Sichuan Basin, China[C].SPE 155598,2012.
- [3] 吴奇,胥云,刘玉章,等.美国页岩气体积改造技术现状及对我国的启示[J].石油钻采工艺,2011,33(2):1-7.
- [4] 吴奇,胥云,王晓泉,等.非常规油气藏体积改造技术——内涵、优化设计与实现[J].石油勘探与开发,2012,39(3):352-358.
- [5] 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):93-97.
- [6] 魏海峰,凡哲元,袁向春.致密油藏开发技术研究进展[J].油气地质与采收率,2013,20(2):62-66.
- [7] 王欢,廖新维,赵晓亮,等.非常规油气藏储层体积改造模拟技术研究进展[J].特种油气藏,2014,21(2):8-15.
- [8] 何逸凡,廖新维,徐梦雅,等.低渗透气藏压裂水平井产能预测模型及其应用[J].油气地质与采收率,2012,19(4):93-96.
- [9] 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):142-146.
- [10] 张德良,张烈辉,赵玉龙,等.低渗透气藏多级压裂水平井稳态产能模型[J].油气地质与采收率,2013,20(3):107-110.
- [11] Cipolla C L, Fitzpatrick T, Williams M J, et al.Seismic-to-simulation for unconventional reservoir development [C].SPE 146876, 2011.
- [12] Mirzaei M, Cipolla C.A workflow for modeling and simulation of hydraulic fractures in unconventional gas reservoirs [C].SPE 153022,2012.

编辑 常迎梅

欢 迎 投 稿

<http://yqdzycsl.cnjournals.com>