

致密油储层水平井产能影响因素研究

彭 晖¹, 刘玉章¹, 冉启全¹, 王 欣², 童 敏¹

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083;

2. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北 廊坊 065007)

摘要:致密油储层致密, 开发难度大, 产能影响因素多。为研究致密油储层地质特征、水平井方位以及布缝方式等因素对单井产能的影响, 采用数值模拟方法, 分别建立了压裂水平井的单井模型, 研究不同参数对产能的影响, 并定义了影响因子, 量化油藏地质参数对不同阶段单井产量的影响。结果表明, 天然裂缝的导流能力决定了单井初期产能的高低, 而产量递减速度主要取决于基质孔隙度的大小; 在初期阶段产能的主要影响因素是天然裂缝的导流能力, 后期阶段主要影响因素是基质孔隙度。当水平井筒方向与裂缝方向垂直时, 通常获得较大的产能; 体积压裂形成的网状缝可以大大改善开发效果, 但是在网状缝难以形成时, 通过增加压裂段数, 可以达到相近的开发效果; 合理地交错布缝, 可以有效地采出缝间及井间的储量, 从而大大改善开发效果。

关键词:致密油; 水平井; 布缝方式; 网状缝; 缝控单元

中图分类号: TE33

文献标志码: A

文章编号: 1672-1926(2014)05-0771-07

引用格式: Peng Hui, Liu Yuzhang, Ran Qiquan, *et al.* Study on the horizontal well production in tight oil reservoirs[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(5): 771-777. [彭晖, 刘玉章, 冉启全, 等. 致密油储层水平井产能影响因素研究[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(5): 771-777.]

0 引言

致密油资源具有分布广、富集区零散、埋藏深、储层致密的特点, 通常油井自然产能低, 依靠常规技术无法实现规模效益动用。长井段水平井规模应用加体积压裂是国内外致密油开发最有效的动用手段^[1-4]。目前国内外^[5-11]对压裂水平井产能的研究, 主要针对低渗透等油藏, 对基质覆压渗透率小于 $0.10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的致密油储层研究较少。

研究致密油储层中单井产能规律及其影响因素, 对于致密油开发整体部署具有十分重要的意义。受到储层特征、开发模式以及压裂改造等因素的影响, 致密油储层中的单井产能主控因素多而复杂, 本文采用数值模拟方法, 建立了致密油储层单井产能模型, 分别研究了油藏地质参数、水平井方位以及布缝方式等3类参数对水平井单井产能的影响。

1 模型建立

针对致密油储层的油藏地质特征, 本文使用Pebi网格结合局部加密, 建立了精细的压裂水平井单井数值模拟模型(图1)。水平井段长1 300m, 压裂11段, 裂缝长度为160m, 导流能力为 $9.87 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ 。X、Y、Z方向网格尺寸分别为20m、20m、5m, 其他参数如表1所示。

2 油藏地质参数对单井产量的影响

致密油储层致密, 通常其覆压渗透率小于 $0.10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙度小于10%。受构造作用、成岩作用和溶蚀作用等的影响, 储层中通常也会发育不同尺度的天然裂缝。为研究储层基质和天然裂缝的孔隙度和渗透率对水平井单井生产形态的影响, 分别建立了具有以下渗透率和孔隙度的数值模拟模型, 如表2所示。

收稿日期: 2013-05-29; 修回日期: 2013-09-05.

基金项目: 国家高技术研究发展(“863”)计划项目课题“致密砂岩油气藏数值模拟技术与软件”(编号: 2013AA064902)资助。

作者简介: 彭晖(1980-), 女, 山东胶南人, 博士研究生, 主要从事油气田开发研究. E-mail: penghui2011@petrochina.com.cn.

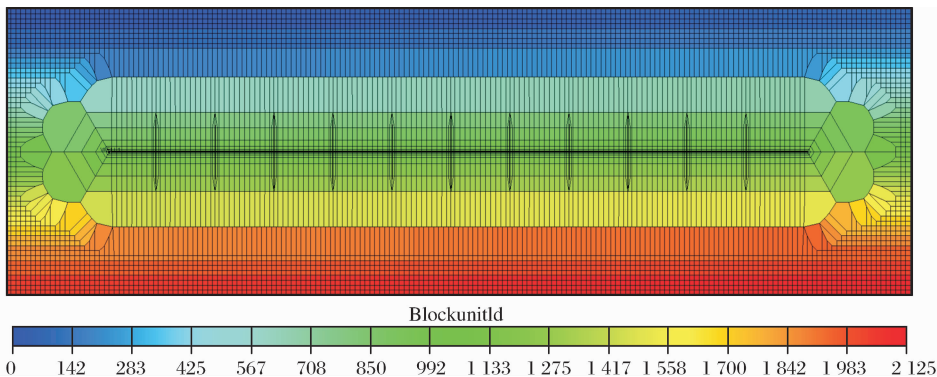


图 1 压裂水平井模型

Fig. 1 Fractured horizontal well model

表 1 数模基本参数

Table 1 Base parameters in simulation model

参数名称		参数名称		参数名称	
基质孔隙度/%	5	原油黏度/(mPa·s)	0.7	饱和压力/MPa	14
基质渗透率/($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	0.10	原油密度/(g/cm ³)	0.83	人工裂缝导流能力/($\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$)	9.87
裂缝孔隙度/%	0.2	原始溶解气油比/(m ³ /m ³)	136	初始含油饱和度/%	67
裂缝渗透率/($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	1.97	体积系数/(m ³ /m ³)	1.25	压力系数	1.5

注:所用基本参数参考我国某致密油区块的基本信息,该区块主要发育水平缝,裂缝渗透率较低,其裂缝渗透率在 $(0.49 \sim 4.94) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间。

表 2 基质和裂缝孔隙度和渗透率参数

Table 2 Porosity and permeability of matrix and fracture

编号	参数名称			
	裂缝渗透率/($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	裂缝孔隙度/%	基质渗透率/($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	基质孔隙度/%
1	4.94	0.5	0.49	10
2	1.97	0.2	0.10	5
3	0.99	0.1	0.05	1
4	0.49	0.05	0.01	0.1

通过计算分析发现,裂缝渗透率对于单井生产动态影响较大,主要表现在对单井初始产能的影响。如图 2(a)所示,当储层中有大裂缝发育时,通常能获得较高的单井初始产能。因此大裂缝存在时,可以在较短的时间内较快地获得一定规模的累积产量。

在天然裂缝较发育时,基质渗透率对生产形态的影响不大,因为裂缝是主要的渗流通道,而且裂缝的导流能力远大于基质,因此基质渗透率的影响可以忽略不计。

裂缝孔隙度通常较小,裂缝的储集能力有限,因此裂缝孔隙度的变化通常对单井生产形态影响较小,裂缝主要还是作为渗流通道。

基质孔隙度变化时,单井初始产能变化不大,但是孔隙度较大时,递减明显较慢,最终累积产量高。基质是主要的储集空间,基质供给能力的强弱是决

定曲线递减快慢的关键因素。

为量化各参数对产量的敏感性,定义影响因子 A_i 如下:参数每改变一个水平时,采出程度改变值归一化之后的结果。

$$A_i = \frac{\Delta E_i}{\Delta E_{\max}}$$

式中: A_i 为每个参数对应的影响因子; ΔE_i 为参数每改变一个单位时,采出程度的改变值; ΔE_{\max} 为最大的 ΔE_i 。

由此可见,影响最大的参数对应的影响因子为 1。而某一个特定参数水平值选取的不同,也会影响计算结果。本文的每个参数分别选取了 4 个水平,如果 4 个水平之间,参数取值差距较大时,影响因子通常会较大,因此参数水平的选取要有可比性。

对于致密油储层中的单井来说,在初期和后期

阶段,各个参数的影响是不一样的,因此在计算影响因子时,将初期和后期分别进行了计算。根据本文

产量曲线的特点,0~4a 定为初期阶段,4a 后为后期阶段。

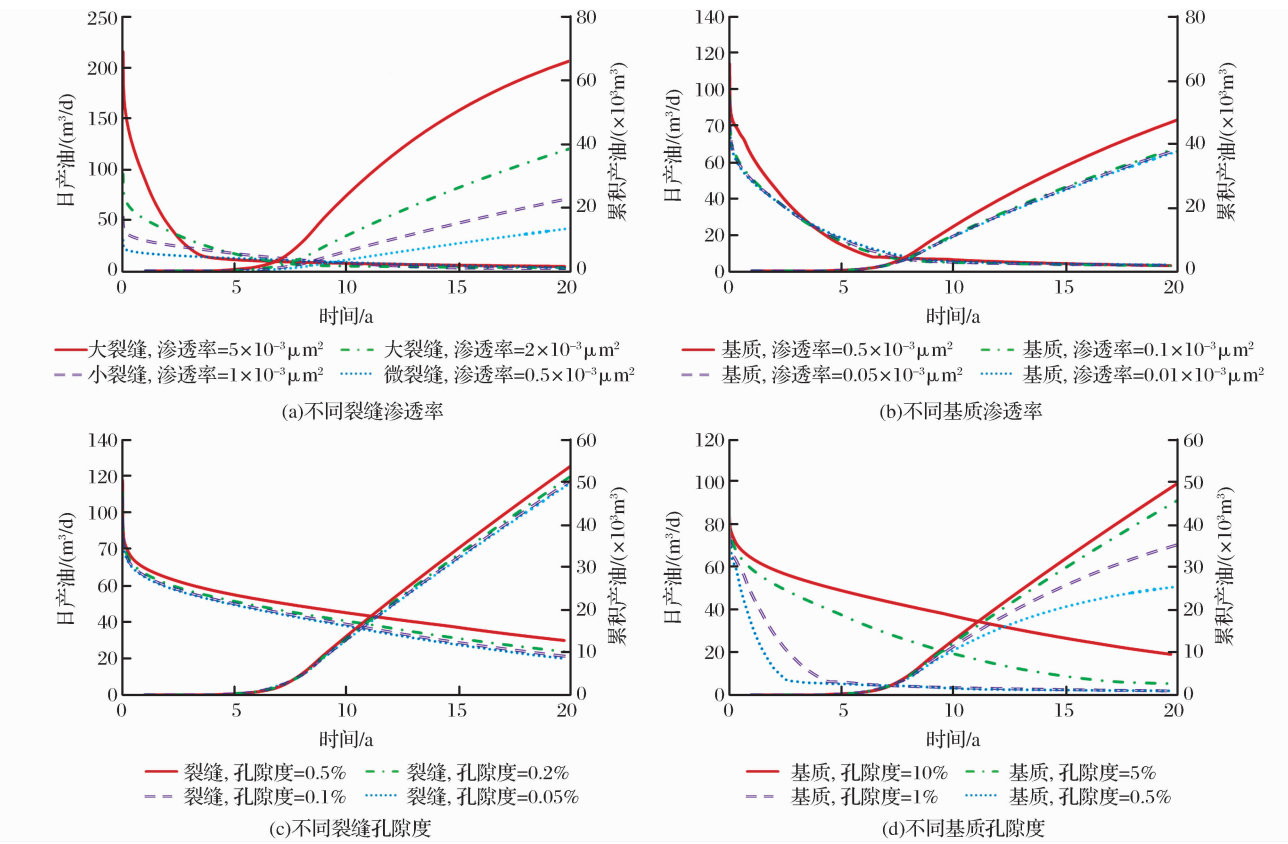


图 2 不同油藏地质参数下的单井产量

Fig. 2 Single well production curves with different geological parameters

从图 3(a)可以看出,在初期阶段,对产量影响最大的参数是裂缝渗透率,而且随着裂缝渗透率增加,采出程度是增加的。影响第二位的是基质孔隙度,但是随着基质孔隙度的改变,虽然累积产量有所增加,但是由于储量规模也增大,其采出程度下降,因此其影响因子是负的。这说明,基质孔隙度增加所带来的储量大部分是在后期采出;而裂缝孔隙度和基质渗透率影响要远远小于裂缝渗透率和基质孔隙度的影响。

从图 3(b)可以看出,在后期阶段,对产量影响最大的参数是基质孔隙度,而且与图 3(a)不同,此时基质孔隙度的影响因子为正,再次证明,基质中的储量主要是在后期采出。第二敏感的是裂缝渗透率,而基质渗透率的影响也比初期增大,裂缝孔隙度的影响因子为负值。这说明裂缝孔隙度增加带来的储量主要在初期采出,在后期阶段其所占比例有所下降,但其影响很小,基本可以忽略不计。

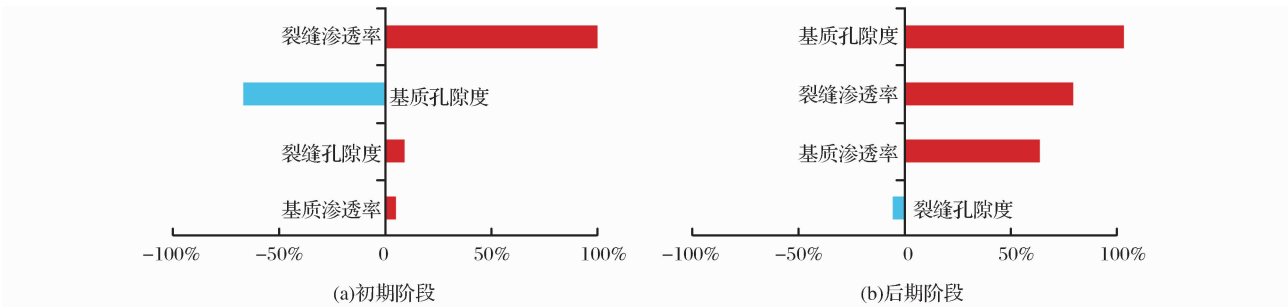


图 3 4 个参数影响因子的旋风图

Fig. 3 Tornado charts for the 4 influence index

3 水平井方位对单井产量的影响

基于上述水平井单井模型,研究水平井方位对于单井产能的影响。对于裂缝相对发育的储层,存在水平井筒平行于裂缝和垂直裂缝2种模式。不压裂情况下,水平井平行裂缝时,井筒与天然裂缝无相交,因此其开发效果较差;水平井垂直裂缝时,井筒直接沟通天然裂缝,因此开发效果好[图4(a)]。

当储层经过改造之后,形成了人工压裂裂缝,情况会有所不同[图4(b)]。若人工压裂裂缝与天然裂缝的方向一致,那么当井筒垂直于裂缝时,开发效果的改善不大;若人工压裂裂缝与天然裂缝可以交错形成网状缝,那么即使井筒与天然裂缝相平行,其开发效果也会有较大改善。由此可见,在水平井方

位设计的时候,不仅要考虑天然裂缝的方向,更要充分考虑人工裂缝的方向。三者相匹配才能获得最大产量。

4 布缝方式对产量的影响

4.1 网状缝和多段对称缝对比

通过对比发现,当多段缝间距较小时,网状缝和对称缝效果差不多,如图5(a)所示。主要是因为裂缝被切割成网状缝后,与对称缝对比,泄油面积内任一点到裂缝的距离并未有很大的缩短,因此效果不明显。当裂缝间距较大时,网状缝的优势体现更明显,与对称缝相比,泄油面积内任一点到裂缝的距离更短,促使产量增加,如图5(b)所示。因此,在网状缝难以形成时,可以依靠增加裂缝段数来提高开发效果。

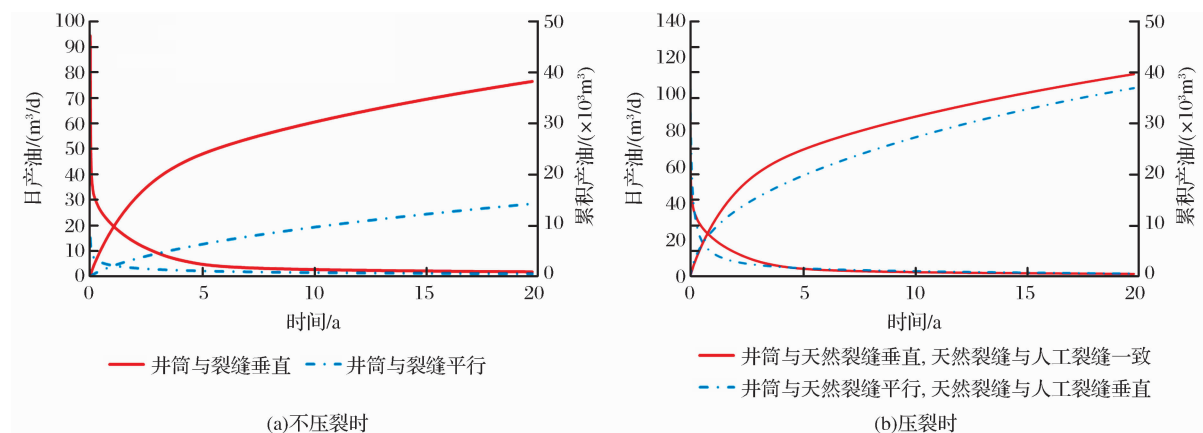


图4 水平井井筒方向对产量的影响

Fig. 4 Production curves with different orientations of horizontal wells

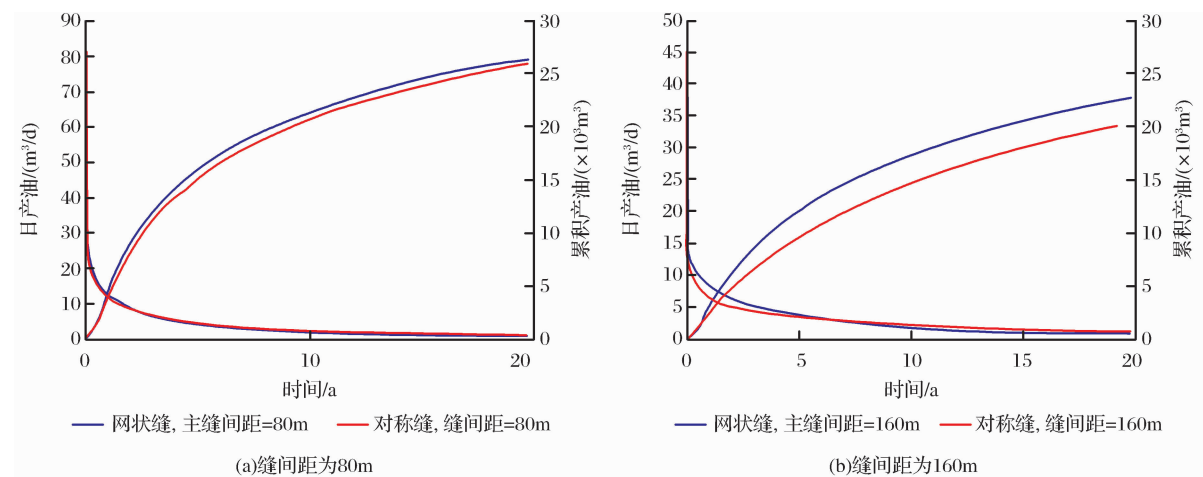


图5 网状缝与对称缝产量曲线对比

Fig. 5 Production curves for different fracture patterns

4.2 交错布缝与正对布缝对比

压裂布缝时,通常存在邻井交错布缝和正对布

缝2种方式,如图6、图7所示。在单条缝的规模,即“缝控单元”相同,且泄油面积不存在重叠区时

候,交错布缝与正对布缝的效果是一样的。井距为 400m,半缝长为 160m,缝间距为 160m 时,计算结果如图 8 所示。

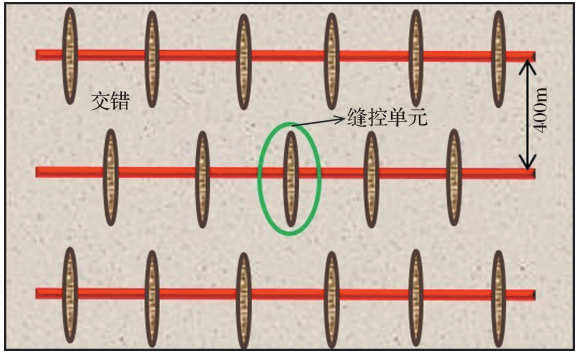


图 6 交错布缝示意
Fig. 6 Fractures pattern

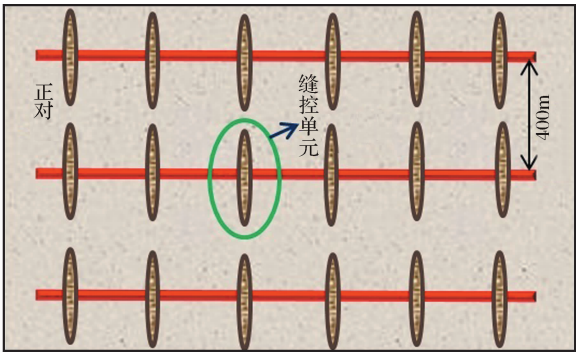


图 7 正对布缝示意
Fig. 7 Fractures pattern

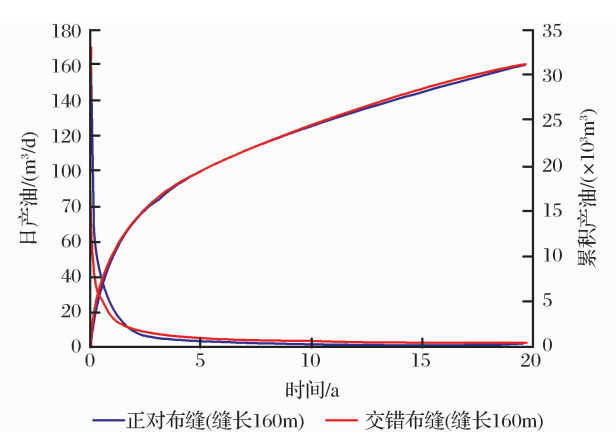


图 8 缝长 160m 时正对布缝与交错布缝产量曲线
Fig. 8 Production curves for different well patterns with fracture half length 160m

当半缝长大于井距的一半,甚至大于等于井距时,交错布缝可以更加有效地采出井间及缝间空白区的储量。如图 9 所示,在井距保持 400m 不变时,延长中间井缝长至 300m,此时,交错布缝的累积产

量明显高于正对布缝(图 10),这是因为交错布缝加强了井间及缝间空白区的动用(图 11),空白区的储量逐渐得到动用。

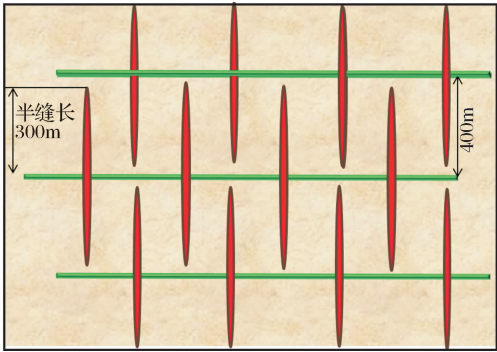


图 9 交错布缝延长缝长的示意
Fig. 9 Fracture pattern 2 with extended fracture length

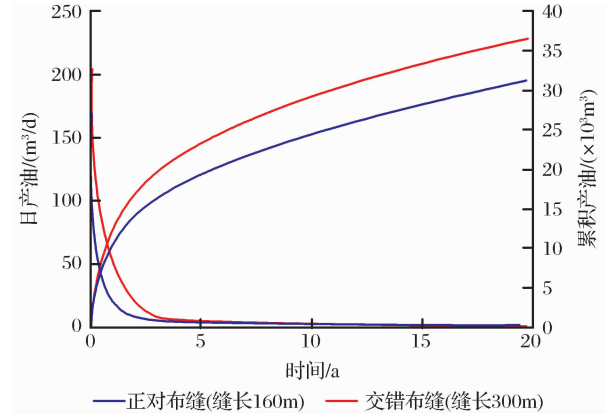


图 10 缝长 300m 时正对与交错布缝产量曲线
Fig. 10 Production curves for different well patterns with fracture half length 300m

5 结论

(1)对于存在天然裂缝的致密油储层,天然裂缝是初期高产的必要条件,天然裂缝的导流能力决定了单井初期产能的高低。基质的供给能力决定了递减速度及后期稳产阶段的产量水平。通过定义影响因子,可以更加精确地量化油藏地质参数对不同阶段单井产量的影响。

(2)在天然裂缝发育的储层中,在水平井方位设计的时候,不仅要考虑天然裂缝的方向,更要充分考虑人工裂缝的方向。三者相匹配才能获得最大产量。

(3)通常情况下,网状缝具有较好的开发效果,但是在网状缝难以形成时,可以依靠增加压裂段数达到相接近的开发效果。

(4)在单条缝的缝控单元面积相同且无重叠时,交错布缝与正对布缝效果是完全一致的。但是当延

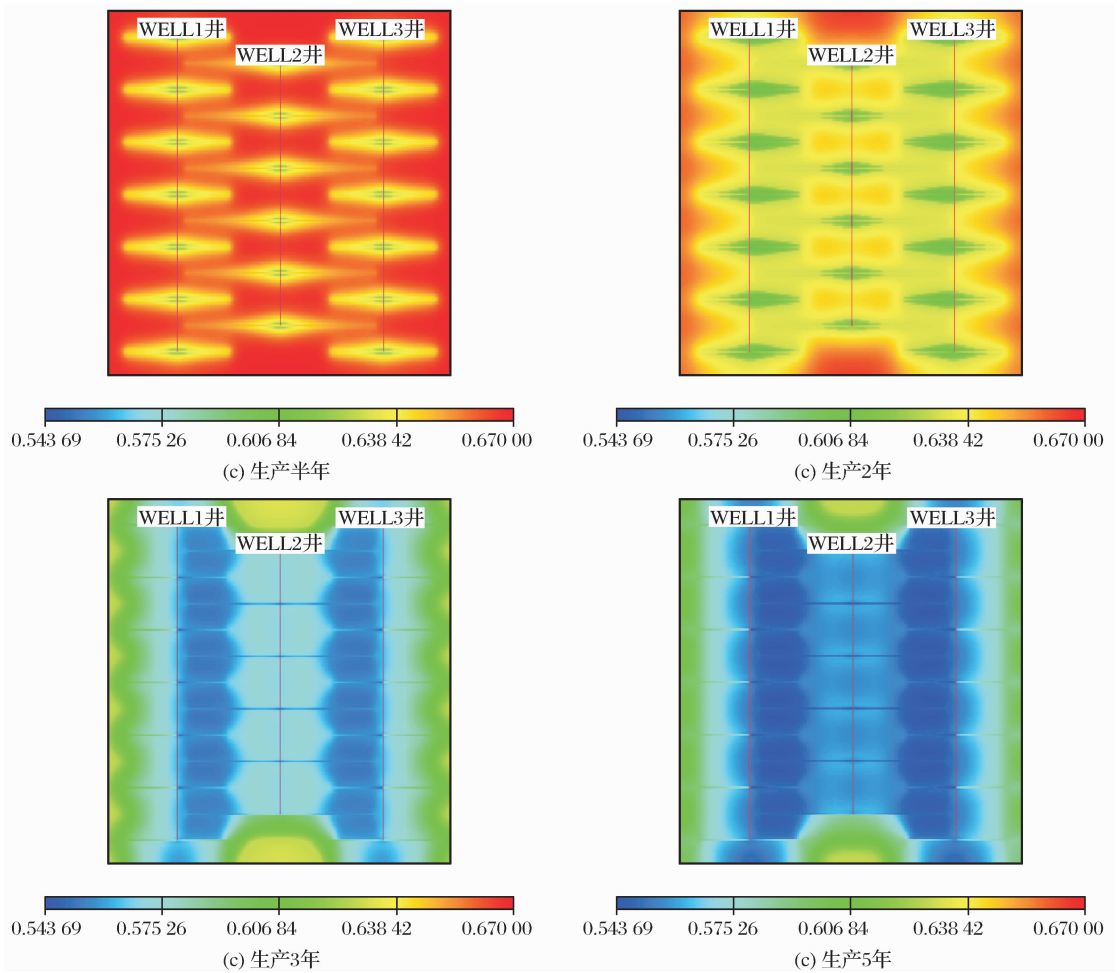


图 11 交错布缝时含油饱和度变化

Fig. 11 Oil saturation distribution for model with fracture pattern

长交错布缝的缝长或者缩短水平井井距时,缝控单元面积不同或者有重叠时,交错布缝的效果明显好于正对布缝。因此,布缝方式要与压裂规模、井距相协调。

参考文献 (References):

[1] Jia Chengzao, Zheng Min, Zhang Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 129-135. [贾承造, 郑民, 张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 129-135.]

[2] Jia Chengzao, Zou Caineng, Li Jianzhong, et al. Assessment criteria, main types, basic features and resource prospects of the tight oil in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 343-349. [贾承造, 邹才能, 李建忠, 等. 中国致密油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景[J]. 石油勘探与开发, 2012, 33(3): 343-349.]

[3] Qiu Zhen, Zou Caineng, Li Jianzhong, et al. Unconventional petroleum resources assessment; Progress and future pros-

pects[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(2): 238-246. [邱振, 邹才能, 李建忠, 等. 非常规油气资源评价进展与未来展望[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(2): 238-246.]

[4] Zheng Junwei, Yu Ling, Sun Deqiang. Main affecting factors and special technologies for exploration and exploitation of low-permeability oil and gas resources[J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(5): 651-656. [郑军卫, 庾凌, 孙德强. 低渗透油气资源勘探开发主要影响因素与特色技术[J]. 天然气地球科学, 2009, 20(5): 651-656.]

[5] Chen Mingqiang, Pu Chunsheng, Zhao Jiyong. Calculation and analysis of the true productivity of a well of low permeable reservoirs of deformation medium[J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2006, 21(2): 18-22. [陈明强, 蒲春生, 赵继勇, 等. 变形介质低渗透油藏油井真实产能计算与分析[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2006, 21(2): 18-22.]

[6] Cheng Qigui, Lei Qihong, Xiong Weiliang. Theory and technology of effective displacement pressure system of tight oil reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(3): 570-576. [程启贵, 雷启鸿, 熊维亮. 致密油藏有效驱替压力系统建立理论与技术[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(3): 570-576.]

- [7] Hao Mingqiang, Wang Xiaodong, Hu Yongle. Productivity calculation of multi-fractured horizontal well in ultra-low permeability pressure-sensitive reservoirs[J]. Journal of China University of Petroleum: Natural Science Edition, 2011, 35(6): 99-105. [郝明强, 王晓冬, 胡永乐. 压敏性特低渗透油藏压裂水平井产能计算[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2011, 35(6): 99-105.]
- [8] Wang Zhiping, Zhu Weiyao, Yue Ming, *et al.* A method to predict the production of fractured horizontal wells in low/ultra-low permeability reservoirs[J]. Journal of University of Science and Technology Beijing, 2012, 34(7): 750-754. [王志平, 朱维耀, 岳明, 等. 低、特低渗透油藏压裂水平井产能计算方法[J]. 北京科技大学学报, 2012, 34(7): 750-754.]
- [9] Crosby D G, Rabman M M, Rahman M K, *et al.* Single and multiple transverse fracture initiation from horizontal wells[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2002, 35(3/4): 191-204.
- [10] Zeng F h, Zhao G. The optimal hydraulic fracture geometry under non-Darcy flow effects[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2010, 72(1/2): 143-157.
- [11] Nashawi I S, Malallah A H. Well test analysis of finite-conductivity fractured wells producing at constant bottom-hole pressure[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2007, 57(3/4): 303-320.

Study on the Horizontal Well Production in Tight Oil Reservoirs

PENG Hui¹, LIU Yu-zhang¹, RAN Qi-quan¹, WANG Xin², TONG Min¹

(1. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China;

2. Langfang Branch of Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Langfang 065007, China)

Abstract: Great challenges exist in the development of tight oil reservoirs. In order to examine the influences of geological characteristics, the orientation of horizontal wells and fracture patterns on the horizontal well production, reservoir simulation models for the fractured horizontal well were built to investigate these influences. The influence index was used to quantify the effects of these geological parameters. It is indicated that, the conductivity of natural fractures is the crucial factor to the initial productivity, and the matrix porosity is the most important factor to the decline rate. During the early period, the conductivity of natural fractures plays an important role, so does the matrix porosity during the late period. The orientation of horizontal wells should be coordinated with the orientations of natural fractures and hydraulic fractures, so as to get the highest productivity. The reasonable fracture pattern should reach an improved development.

Key words: Tight oil; Horizontal well; Fracture patterns; Netted fracture; Fracture-controlled unit

会讯

中国科学院战略性先导科技专项 “页岩气勘探开发基础理论与关键技术”在京启动

2014年4月19—21日,中国科学院战略性先导科技专项(B类)“页岩气勘探开发基础理论与关键技术”(编号:XDB10000000)启动会暨2014年工作会议在北京举行。专项管理部门以及各课题和子课题负责人等共计100余人参加此次会议。会议期间各相关负责人分别从专项、项目和课题层次汇报交流了立项依据、拟解决的关键科学或技术问题、主要研究内容、技术方案、预期成果以及2014年工作安排等内容,回答了咨询专家和相关领导的质询并听取了他们的意见建议,会议还专门安排各负责人签署了项目、课题及子课题承诺书。此外,会议还就项目的组织管理、成果共享和集成展现、专项研究人员之间的交流合作等进行了讨论。页岩气专项首席科学家为中国科学院地质与地球物理研究所李晓研究员,专项执行周期为5年(2014—2018年),共设有5个项目、21个课题和58个子课题。