文章编号:1673-5005(2013)05-0114-06 doi:10.3969/j.issn.1673-5005.2013.05.017

特高含水期油田的优势渗流通道预警及差异化调整策略

姜汉桥

(中国石油大学石油工程学院,北京 102249)

摘要:针对特高含水期油藏发育优势渗流通道所引起的主要生产矛盾,根据优势渗流通道的潜在地质特征和动态形成特征,从不同角度给出优势渗流通道的概念,应用预警理论和油藏工程原理,建立优势渗流通道的预警模型和不同发育级别优势渗流通道的动态判别方法,用以识别特高含水期油藏中优势渗流通道严重发育、一般发育和不发育三个级别的区域分布。通过数值模拟研究,给出了治理不同发育级别优势渗流通道的深部封窜方法和深部调驱方法的条件和界限;基于封窜和调驱的见效机制和效果构成研究,揭示了治理优势渗流通道后的有效驱替接替方式是发挥封窜和调驱潜力的技术关键;在此基础上,提出了具有优势渗流通道的特高含水期油藏差异化精细调整策略。

关键词:油藏;优势渗流通道;预警方法;差异化调整

中图分类号:TE 34 **文献标志码**:A

Early-warning and differentiated adjustment methods for channeling in oil reservoirs at ultra-high water cut stage

JIANG Han-qiao

(*College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum*, *Beijing* 102249, *China*)

Abstract: Channels with very high permeability can be developed in oil reservoirs at ultra-high water cut stage. In this study, different types of channeling problems were identified and described according to the geological characteristics of the reservoir and the dynamics of channel forming. An early warning and discriminating model for the detection of channeling was proposed based on the theory of early warning and the principles of reservoir engineering. The model can be used to identify various channels and their distribution in the reservoir, and the channels are differentiated as severely, normally and less-developed according to their flow conductivities. Water shut-off and conformance control methods were proposed for different types of the channels and their performance and application conditions were assessed using a numerical simulation model. The results show that, after the water shut-off or conformance control treatments, the selection of the subsequent or alternative flooding mode is very important to enhance the effectiveness of the channel blockage and control technique. Finally, a differentiated and fine adjustment strategy for controlling the channeling problems was proposed, which can be used for mature oil reservoirs at ultra-high water cut stage.

Key words: reservoir; channeling; early-warning method; differentiated adjustment

特高含水期油藏的优势渗流通道的形成和发育严重影响油田的水驱开发效果,由于特高含水期油藏中的不同井区或区域的平面非均质性以及开发条件的差异性,导致不同区域的优势渗流通道发育程度不一致。不同发育级别的优势渗流通道的地质特征、窜流特征和剩余油分布特征等差异较大。因此,单一的治理方式对改善油藏整体开发效果具有很大的局限性。笔者开展不同级别优势渗流通道的判别方法、治理方法以及相适应的油藏精细化调控方法的综合研究。

1 优势渗流通道的概念及动态特征

1.1 优势渗流通道的概念

油田进入特高含水期,储层原有的非均质性随着

收稿日期:2013-07-15

基金项目:国家科技重大专项课题(2011ZX05009-006)

作者简介:姜汉桥(1957-),男,教授,博士生导师,主要从事油气田开发理论与方法及油藏数值模拟研究。E-mail:jhqlf@163.com。

水驱冲刷被进一步恶化,储层孔隙结构加剧变化[1-4],在储层中形成次生高渗透条带,即优势渗流通道,也常被称为大孔道或窜流通道。归纳起来,可以从以下 3 个方面给出有关优势渗流通道的定义及概念。

(1)存在角度。优势渗流通道是储层中高孔隙度、高渗透率的部位,或者是储层中特高渗透条带。

(2)形成角度。优势渗流通道是储层经过长期水驱冲刷,使孔道增大,渗透率变高,形成的优势渗流通道。

(3)应用角度。根据治理的方法,定义优势渗流通道的孔道级别。如孔道直径超过 30 μm 的为大孔道,孔道直径超过 100 μm 的为特大孔道。

实际上不同的定义方法给出了优势渗流通道的判别方法的不同思路。从存在的角度可以建立静态判别方法,即优势渗流通道潜在的静态特征;从形成的角度可以建立动态判别方法,即优势渗流通道的多因素综合动态特征;从应用的角度可以建立量化判别方法,即优势渗流通道的不同级别孔道的量化特征,以适应不同的封堵技术。

1.2　优势渗流通道的动态特征

1.2.1　油井含水构成状况

从整个水驱开发油田来看,随着优势渗流通道的形成和发育,生产井的含水率不断上升,其中高含水和特高含水生产井所占比例较高。为了保持产量稳定,随着生产井高含水,将伴随着生产井高产液。

1.2.2　水井注入量构成状况

油田进入高含水期,随着油田处于高产液,注水井的注入量将不断增加,单井注水量大于平均值 50% 的注水井所占比例较高。由于优势渗流通道的形成和发育,注水井的高注入量将伴随着高吸水能力。

1.2.3　注水井吸水能力增大

注水井高注入量伴随着高吸水能力意味着视吸水指数不断增加,可以用比视吸水指数表示,比视吸水指数=初期视吸水指数/目前视吸水指数。

在高注入量的注水井中,大部分水井的比视吸水指数小于 1,部分水井吸水能力大幅增加。

1.2.4　油井采液能力增大

在高含水或特高含水期,随着采液速度上升,产液能力急剧上升。一般说来,含水率大于 90% 以后,实际采液指数上升速度比理论值高 20% ~ 50%,实际采液指数变化曲线如图 1 所示。

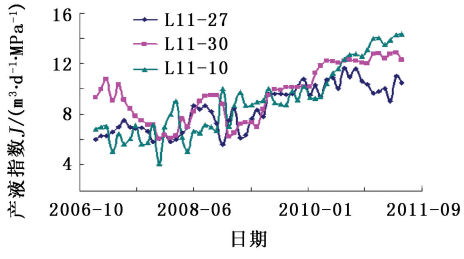


图 1　产液能力变化曲线

Fig. 1　Curves of producing capacity

1.2.5　井组窜流特征

在阶段累积注采比接近的条件下,统计分析两个阶段的存水率和动态连通性,如图 2 所示。当存在优势渗流通道窜流特征时,部分井组存水率下降;相应的油水井间的动态连通性增强。

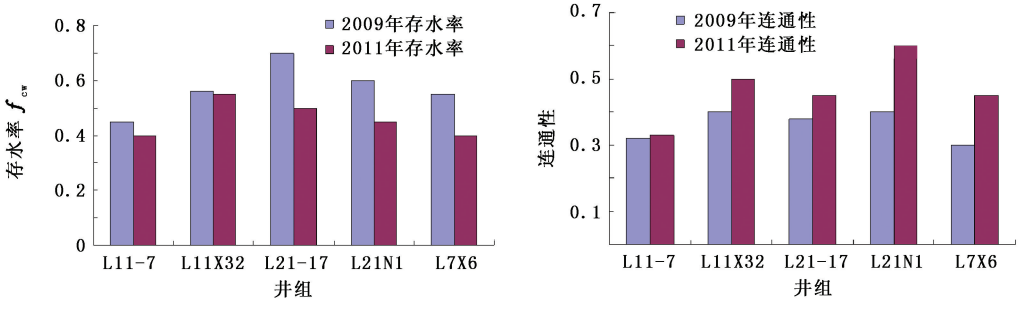


图 2　井组存在优势渗流通道后的动态特征

Fig. 2　Well group dynamic characteristics of developing percolation channeling

另外,特高含水期的一些监测或测试资料也反映出明显的优势渗流通道形成和发育特征。

2　优势渗流通道的动态判别预警方法

目前利用生产动态资料综合判别优势渗流通道的方法较多。本文应用预警的思想和原理[5-7],给出优势渗流通道的动静态多指标判别预警方法。从逻辑上讲,分析某领域的预警步骤为明确警义、寻找警源、分析警兆、预报警度和对策措施。优势渗流通道判别预警方法的思路如图 3 所示。

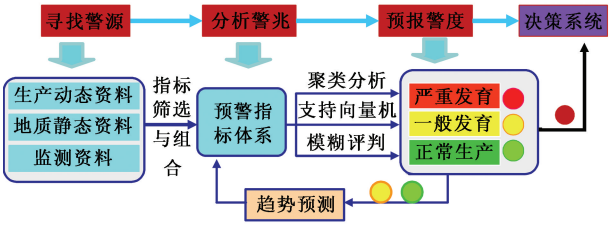


图 3 优势渗流通道判别预警流程

Fig. 3 Flow chart of percolation channeling early-warning method

2.1 判别预警指标体系

利用现场动态、地质和监测资料判别预警指标体系,指标体系分为影响因素和表现特征。

影响因素包括:孔隙度、渗透率、泥质含量、胶结程度、原油黏度、储层岩性、油层厚度、非均质性、沉积韵律、隔夹层分布、静态连通性以及累积产液量、累积注入量等。

表现特征包括:注入井注入压力、吸水指数、注水速度、注水强度和吸水剖面;采油井含水率、含水上升率、产液指数、产液剖面、出砂程度和产液强度;井组注采压差、产液速度、存水率和注采连通性等。

在实际应用中,通过评价优势渗流通道发育的主控因素,对全指标体系进行筛选和确定。

2.2 判别预警模型

通过研究分析,在优势渗流通道判别预警中较适宜的判别预警模型包括模糊综合评判、支持向量机和模糊综合聚类 3 类。这 3 类模型具有各自的优缺点和适应性条件。

考虑到支持向量机算法中的核函数具有将空间非线性样本映射到高维空间呈线性分布的特征,将核函数引入到模糊聚类的计算中,可以克服优势渗流通道预警指标数据分布特征不稳定的缺陷。因此,支持向量机和模糊综合聚类预警模型中,核函数的确定至关重要。目前常用的多项式或径向基等核函数[8-11]各自存在优点和缺陷,为扬长避短,构造新的复合核函数,

$$K(x_i,x_j)=n_1(x_ix_j+1)^q+n_2\exp\left(-\frac{|x_i-x_j|^2}{\sigma^2}\right)+n_3\tan\,\mathrm{h}(v(x_ix_j)+c). \quad (1)$$

式中,$K(x_i,x_j)$ 为新的符合核函数;$(x_ix_j+1)^q$ 为阶次为 q 的多项式核函数;$\exp\left(-\frac{|x_i-x_j|^2}{\sigma^2}\right)$ 为径向基核函数;$\tan\,\mathrm{h}(v(x_ix_j)+c)$ 为 Sigmoid 核函数。

2.3 警度指标界限确定

不同发育程度的优势渗流通道的技术界限(即警度界限)的确定是个复杂的问题,在多指标影响条件下,其确定难度更大。本文中主要对水驱和化学驱两种条件下的警度指标界线确定原理与方法进行研究。

(1)水驱优势渗流通道的警度确定。在水驱阶段,利用层次分析法确定水驱优势渗流通道的警度,根据目标区块的实际动静态资料建立典型模型,模拟各指标变化条件下的含水率和产量变化情况,得到各指标的不同警度界限。在此基础上得到优势渗流通道的综合判度[12],即

$$F_z=[F_{z1},\ F_{z2},\ F_{z3}]. \quad (2)$$

其中

$$F_{zi}=F_{ai}\omega_a+F_{bi}\omega_b.$$

式中,F_z 为优势渗流通道的综合判度;F_{ai} 为影响判度;F_{bi} 为特征判度;ω_a 和 ω_b 分别为 F_{ai} 和 F_{bi} 的权值。

若 $F_{z1}=\max\{F_{z1},F_{z2},F_{z3}\}$,地层中优势渗流通道严重,若 $F_{z2}=\max\{F_{z1},F_{z2},F_{z3}\}$,地层中优势渗流通道发育;若 $F_{z3}=\max\{F_{z1},F_{z2},F_{z3}\}$,地层中不存在大孔道。从而得到水驱阶段的不同级别优势渗流通道的判别警度。

(2)化学驱优势渗流通道的警度确定。化学驱与水驱阶段优势渗流通道警度的不同在于,化学驱要考虑其特有的指标警度,采用模糊综合评判法建立其优势渗流通道警度。根据实际区块的化学驱注采状况建立概念模型,模拟各影响因素与见效后含水变化率关系,确定各指标的优势渗流通道不同级别界限,利用二级模糊综合评判模型(图 4),最终确定化学驱优势渗流通道不同级别的综合警度。

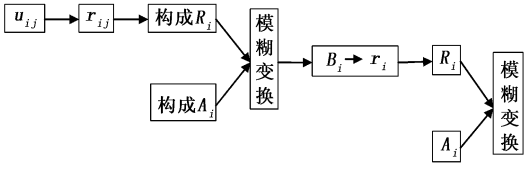


图 4 两级模糊综合评判框图

Fig. 4 Flow chart of two level fuzzy comprehensive evaluation

2.4 主窜流方向确定

在优势渗流通道发育井区判断主窜流方向本质上是判断该区域油水井间的关联性,提出一种利用多元线性回归求解的电容模型,综合运用生产动态数据资料,求解该模型的关联系数可以较准确地得到优势渗流通道发育井区中油水井间主窜流方向。实际油藏中会有很多注采井,一口生产井的产量会受到多口注水井的影响。电容模型可以用于描述一

口采油井和多口注水井的情况。引入权重系数 λ_{ij} 用来表示注水井的注水量在多口油井间的分配情况,可以表征对应油水井的连通程度。生产井 q 和注水井 i 的电容模型为

$$C_{t_{ij}} V_{p_{ij}} \frac{d\bar{p}_{ij}}{dt} = \lambda_{ij} i_i(t) - q_{ij}(t). \quad (3)$$

式中, C_t 为综合压缩系数; V_p 为泄油坑道内的孔隙体积;$\bar{p}$ 为地层平均压力;$i(t)$ 为水井单位时间注入量; q_{ij} 为油井单位时间产液量。

2.5　应用实例

某区块已水驱开发 20 多年,目前全区含水率大于 80% 的油井已经超过总井数的 1/2。由于长期注水冲刷作用,优势渗流通道在该区块发育。根据前面介绍的预警评判方法,各井区的优势渗流通道发育情况如图 5 所示。图中红色区域代表优势渗流通道发育很严重区域;黄色区域代表优势渗流通道一般发育区域,有待进一步监测;绿色区域代表不存在优势渗流通道区域,是安全生产井区。优势渗流通道发育严重井区(红色)中的箭头方向代表了主要窜流方向。

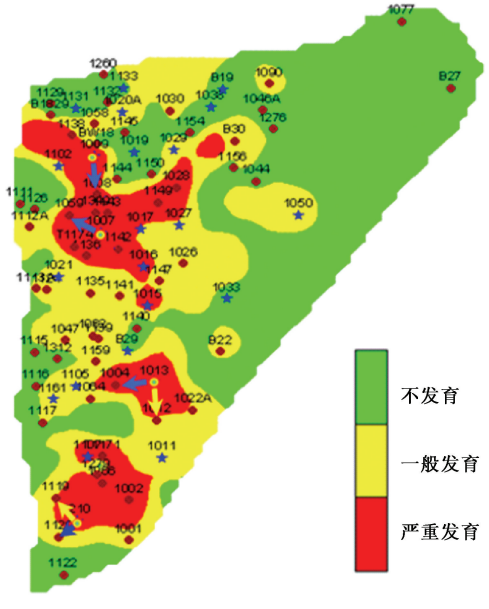


图 5　某区块优势渗流通道分布

Fig. 5　Channeling distribution of a block

3　差异化精细调整和挖潜策略

3.1　不同级别优势渗流通道的治理技术条件

对于油藏中存在发育的优势渗流通道,通常采用(凝胶类化学剂)深部调驱技术。实际上,不同发育级别的优势渗流通道具有相应的治理技术,即不同规模的优势渗流通道具有相应的适应性技术条件。仅用凝胶调驱方法治理不同级别优势渗流通道的效果见图 6。

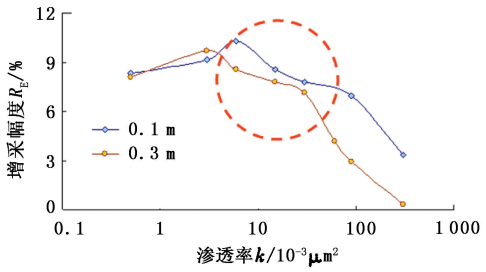


图 6　凝胶调驱效果随优势渗流通道规模变化的曲线

Fig. 6　Relationship between gel displacement effect and channeling scale

图 6 表明,在给定的高渗透油藏条件下,当优势渗流通道的渗透率在一定范围内(厚度小于 0.1 m 时,其渗透率小于 35 μm²;当其厚度为 0.3 m 时,其渗透率小于 15 μm²),凝胶调驱的增油效果比较明显,当优势渗流通道的规模超过凝胶的调驱能力时,该油藏不再适合这种调驱方式,但可以采用较高强度的堵剂对发育严重的优势渗流通道进行封窜。所以,不同发育级别的优势渗流通道有与其相适应的调控技术条件。

3.2　封窜/调驱后的有效接替驱替方式

在治理不同优势渗流通道时,当注入凝胶调驱段塞或高强度封窜段塞后,还要考虑到后续驱替方式的有效性和优化,即要考虑后续驱替方式对治理段塞的保护以及对油藏条件的适应性。图 7 为凝胶段塞驱替后核磁测试 T_2 谱曲线,反映了注入凝胶段塞及后续驱替的见效状况。从图 7 看出,发挥凝胶段塞的调驱作用主要依靠后续驱替段塞。因此,后续接替的段塞对此时油藏条件的适应性以及与前置调驱段塞的适应性是发挥调驱效果的技术关键。

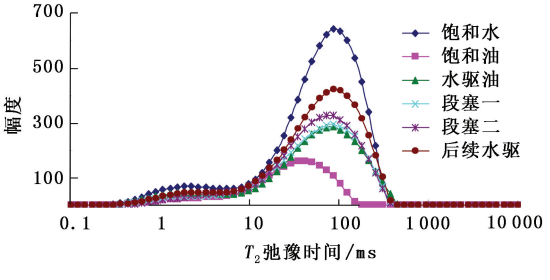


图 7　凝胶段塞驱替后核磁测试 T_2 谱

Fig. 7　T_2 spectrum of nuclear test after gel slug displacement

封窜/调驱后的有效接替驱替方式主要包括两个方面:与此时的油藏条件和封窜/调驱段塞有效运移相适应的驱替剂;在有效驱替条件下的工作制度

优化。

选择相适应的驱替剂是为了实现有效驱替。因此,根据油藏条件和段塞性能,使用和追加化学剂段塞。优化后续接替段塞工作制度是为了强化实现驱替均衡性,工作制度包括注入速度、注入压力、油藏压力保持水平以及注入量等。

3.3 差异化精细调整策略

高/特高含水期油田在发育有优势渗流通道的控制下,低效和无效注水驱替成为影响水驱开发效果的主要原因,原有的井网、层系和注采井工作制度组成的注采系统已不适应有效水驱开发,水驱波及和驱替效率受到较大影响。因此在针对性地治理不同级别优势渗流通道的基础上,对原有的注采系统进行调整,并配套挖潜措施,实现进一步提高特高含水期油田的水驱开发效果。特高含水期油藏差异化精细调整策略如下:

(1)优势渗流通道严重发育井区。在对水窜通道封窜基础上,对该井区的原有注采系统进行综合调整和配套挖潜措施,并赋予封窜后的有效接替方式,最终实现新的注采系统优化。

(2)优势渗流通道一般发育井区。在对优势渗流通道调驱基础上,对该井区的原有注采系统进行综合调整和配套挖潜措施,并赋予调驱后的有效接替方式,优化新的注采系统。

(3)优势渗流通道不发育井区。从水窜角度看是相对安全生产井区,只需对该井区的原有注采系统进行适应性分析和评价,适度进行水动力学方法调整和挖潜,优化注采井工作制度,实现注采系统优化。

4 结 论

(1)在高/特高含水油田,注水井的视吸水指数变化率、生产井产液能力上升率、井组的存水率和动态连通率等表征指标能较好地反映优势渗流通道发育的动态特征。

(2)基于优势渗流通道的动态特征,建立了高含水期优势渗流通道预警判别方法,以此为基础形成了不同发育级别的优势渗流通道判别与预警方法。

(3)不同发育级别的优势渗流通道具有不同的治理技术条件,深部封窜和深部调驱能适应于严重发育和一般发育的优势渗流通道。

(4)提出了具有不同发育级别优势渗流通道的特高含水期油田的差异化精细调整策略。

致谢 本文是以国家高技术研究发展计划及其他课题成果为基础形成的,王硕亮、李俊健、赵传峰、陈民锋、周元龙、叶双江、于群、刘凡、王川、白晓虎、林承峰等做了大量相关研究工作,在此表示感谢!

参考文献:

[1] 冯其红,陈月明,姜汉桥. 区块整体调剖效果预测[J]. 石油大学学报:自然科学版,1997,21(4):30-36.
FENG Qi-hong, CHEN Yue-ming, JIANG Han-qiao. Prediction of performance of profile control in block wide [J]. Journal of the University of Petroleum, China(Edition of Natural Science), 1997,21(4):30-36.

[2] 赵福麟, 王业飞, 戴彩丽,等. 聚合物驱后提高采收率技术研究[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2006, 30(1):86-89,101.
ZHAO Fu-lin, WANG Ye-fei, DAI Cai-li, et al. Techniques of enhanced oil recovery after polymer flooding [J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science),2006,30(1):86-89,101.

[3] WANG Shuo-liang, JIANG Han-qiao. Determine level of thief chanel using fuzzy ISODATA clustering method[J]. Transport in Porous Media,2011(8):513-520.

[4] 王海静,薛世峰,仝兴华,等. 非均质油藏水平井射孔调剖方法[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2012, 36(3):135-139.
WANG Hai-jing, XUE Shi-feng, TONG Xing-hua, et al. Profile control method for perforated horizontal wells in heterogeneous reservoirs [J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2012,36(3): 135-139.

[5] 白晓虎,姜汉桥, 王硕亮,等. 油田开发动态指标多步预测模型研究[J]. 断块油气田,2010,17(3):345-347,368.
BAI Xiao-hu, JIANG Han-qiao, WANG Shuo-liang, et al. Multi-step forecasting model of dynamic index for oilfield development [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2010,17(3):345-347,368.

[6] JIANG Han-qiao, WANG Shuo-liang. Pre-warning and decision making of water breakthrough for higher water-cut oil field[J]. Advanced Materials Research, 2012(347-353):688-693.

[7] 罗有刚. 油井生产动态预警研究[D]. 东营:中国石油大学石油工程学院,2009.
LUO You-gang. The reasearch on early warning of well production performance[D]. Dongying: School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, 2009.

[8] 周志广,李广杰. 边坡非线性位移的分段最小二乘一

时间序列分析[J]. 世界地质,2007,26(1):102-107,123.
ZHOU Zhi-guang, LI Guang-jie. Segment least squares-time series analysis of slope nonlinear displacement[J]. Global Geology, 2007,26(1):102-107,123.

[9] 贾磊,廖士中. 超核函数支持向量机[J]. 计算机科学,2008,35(12):148-152.
JIA Lei, LIAO Shi-zhong. Support vector machines with hyperkernel functions[J]. Computer Science, 2008, 35(12):148-152.

[10] SMITH M J, FLOWERS T H, COWLING M J, et al. Method for themeasurement of the diffusion coefficient of benzalkonium chloride[J]. Water Research, 2002, 36(6):1423-1428.

[11] 王长江,姜汉桥,陈民锋,等. 基于支持向量机和聚类理论的储层评价方法研究[J]. 油气田地面工程,2009,28(2):18-20.
WANG Chang-jiang, JIANG Han-qiao, CHEN Min-feng, et al. Evaluation method research on reservoir formation based on support vector machine and clustering theory[J]. Oil-Gas Field Surface Engineering, 2009,28(2):18-20.

[12] 单胜道,俞劲炎. 模糊综合定级体系初探[J]. 浙江大学学报:理学版,1999,26(3):99-104.
SHAN Sheng-dao, YU Jin-yan. Study on the system of deciding cultivated land grades with blurred theory[J]. Journal of Zhejiang University(Sciences Edition),1999,26(3):99-104.

(编辑　李志芬)

(上接第 113 页)

[16] BROWN M, OZKAN E, RAGHAVAN R, et al. Practical solutions for pressure transient responses of fractured horizontal wells in unconventional reservoirs[R]. SPE 125043,2009.

[17] 李笑萍. 穿过多条垂直裂缝的水平井渗流问题及压降曲线[J]. 石油学报, 1996,17(2):91-97.
LI Xiao-ping. Fluid flow through pay zones in relation to drawdown profiles in a horizontal well intersecting several vertical fractures[J]. Acta Petrolei Sinica, 1996,17(2):91-97.

[18] 刘振宇, 刘洋, 贺丽艳, 等. 人工压裂水平井研究综述[J]. 大庆石油学院学报, 2002,26(4):96-99.
LIU Zhen-yu, LIU Yang, HE Li-yan, et al. Overview of the research of hydraulically fractured horizontal wells[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2002, 26(4):96-99.

[19] 李军诗. 压裂水平井动态分析研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京)地球科学与资源学院, 2005.
LI Jun-shi. A study of performance analysis of horizontal wells with a single or multiple fractures[D]. Beijing: School of Earth Sciences and resources, China University of Geosciences(Beijing), 2005.

[20] ZERZAR A, BETTAM Y. Interpretation of multiple hydraulically fractured horizontal wells in closed systems[R]. SPE 84888, 2003.

[21] 姚军, 李爱芬. 单孔隙介质渗流问题的统一解[J]. 水动力学研究与进展, 1999,A 辑,14(3):317-324.
YAO Jun, LI Ai-fen. General solutions for seepage flow in single porous medium[J]. Journal of Hydrodynamics, 1999,Ser A,14(3):317-324.

[22] 同登科, 陈钦雷. 关于 Laplace 数值反演 Stehfest 方法的一点注记[J]. 石油学报, 2001,22(6):91-92.
TONG Deng-ke, CHEN Qin-lei. Note on Stehfest method of Laplace numerical inversion[J]. Acta Petrolei Sinica, 2001,22(6):91-92.

[23] 吴明录, 姚军, 王子胜, 等. 利用双种群遗传算法进行数值试井自动拟合[J]. 油气地质与采收率,2007,14(2):81-83.
WU Ming-lu, YAO Jun, WANG Zi-sheng, et al. Numerical well testing auto-matching applying double population genetic algorithm[J]. PGRE, 2007,14(2):81-83.

(编辑　修荣荣)

文章编号:1673-5005(2013)05-0120-09 doi:10.3969/j.issn.1673-5005.2013.05.018

基于裂缝干涉模型的非常规油气井压裂优化设计软件的开发与应用

闫相祯[1], 李向阳[2]

(1. 中国石油大学油气 CAE 技术研究中心,山东青岛 266580; 2. 中国石油大学 CNPC 物探重点实验室,北京 102249)

摘要:基于复合断裂力学解析方法和能量平衡原理,考虑非常规油气储层岩石高脆性和低渗透性特点,研究水平井分段压裂诱导裂缝间应力相互干扰条件下裂缝扩展的力学机制和缝内变密度支撑剂运移规律。根据水力压裂裂缝扩展的拟三维模型和考虑缝内流体沿缝长、缝高二维流动的全三维模型,分别考虑水平井单井缝网压裂和双井同步压裂形成网状裂缝状态,建立考虑缝间应力干扰的诱导网状裂缝体积压裂优化设计模型,采用 Visual Studio 2012 开发平台,研制设计软件 3D-UGMulti-Fracture。根据断裂力学和渗流力学原理研究水力压裂过程中不同密度支撑剂在网状裂缝内的运移过程。利用微地震技术对同步压裂井实施裂缝监测,检测结果与软件计算结果具有很好的一致性。按照压裂工艺设计要求,优化排液量和砂比等参数,增加裂缝有效支撑长度,提高裂缝导流能力。

关键词:非常规油气; 裂缝干涉模型; 体积压裂; 微地震监测; 变密度支撑剂; 软件开发

中图分类号:TE 371 **文献标志码**:A

Development and application of unconventional oil & gas well fracturing optimization design software based on fracture network interference model

YAN Xiang-zhen[1], LI Xiang-yang[2]

(1. *Oil and Gas CAE Technology Research Center*, *China University of Petroleum*, *Qingdao* 266580, *China*;
2. *CNPC Key Labortory of Geophysical Exploration*, *China University of Petroleum*, *Beijing* 102249, *China*)

Abstract: Based on compound fracture mechanics and energy balance principle, and considering the high brittleness and low permeability of the rock in the unconventional oil and gas reservoirs, the mechanical mechanism of crack propagation under the mutual stress interference between induced fracture of staged fracturing for horizontal wells and the transport regularity of variable density proppant in fractures were studied. Taking into account the forms of the network cracks respectively in the network fracturing of single horizontal well and the sync-fracturing of twin wells, a volume optimal design model of the induced reticular fracture was built considering the mutual stress interference between induced fractures. Meanwhile, the 3D-UGMulti-Fracture software was developed with the Visual Studio 2012 development platform, according to the both simulated three-dimensional model of crack extension of the hydraulic fracture and the full three-dimensional model of the two dimensional flows along the crack length and height. The transport process of variable density proppant in the network fracture was studied on the basis of fracture mechanics and fluid mechanics. The fracturing process was monitored by the micro-seismic technology, and it was found that the calculated results via the developed software agree well with the test results. According to the design requirements, the parameters such as liquid discharge and sand ratio are optimized. The effective support length increases and flow capacity of the features is improved.

Key words: unconventional oil and gas; fracture interference model; volume fracturing; micro-seismic monitoring; variable density proppant; software development

收稿日期:2013-06-30

基金项目:国家自然科学基金委员会-中国石油天然气集团公司石油化工联合基金项目(U1262208);国家自然科学基金项目(51374228);国家科技重大专项(2011ZX05037)

作者简介:闫相祯(1956-),男,教授,博士生导师,研究方向为油气工程力学。E-mail:yanxz@upc.edu.cn。

压裂改造对油气储量有效开发有着重要的意义[1-5]。水力压裂技术是开采非常规天然气(煤层气、页岩气和砂岩气)的主要方式之一,压裂过程需要将掺入不同化学物质的流体与支撑剂混合液注入到目的层以形成工程裂缝联通通道,达到释放天然气的目的。油气田在压裂施工之前需要对储层产量进行评价并采用相关模型进行压裂方案优化设计。非常规天然气储层岩石具有高脆性、各向异性及低渗透的特性,应对储层进行体积裂缝改造以形成网状裂缝。目前国内外主流压裂工程软件主要针对常规油气田开发设计,对于非常规油气田开发中的多级缝网压裂、非均匀地应力的影响、压裂液的高滤失性、诱导裂缝与天然裂缝间的相互干扰、定向井、水平井双井体积压裂设计等尚存在许多亟待解决的理论和数值计算问题[6-7]。因此对于非常规油气田压裂开发技术,建立合理的地质力学模型、形成可靠的模拟压裂理论和数值计算方法显得尤为重要。Jeffrey 等[8-9]提出采用缝内一维流动模型模拟压裂液和支撑剂流动规律,该模型对于裂缝长度远大于裂缝高度的工况较准确,当缝长、高相近时计算误差较大。Olson[10]基于压裂诱导裂缝与天然裂缝相互干扰而形成的网状裂缝模型研究裂缝扩展的力学机制,但未考虑缝内流体流动、压裂液滤失特点及变密度支撑剂运移规律等。笔者基于复合断裂力学解析方法和能量平衡原理,采用缝内压裂液二维流动压裂裂缝模型,并考虑非常规油气储层的高滤失性特点,研究水平井分段压裂诱导裂缝间应力相互干扰条件下裂缝扩展的力学机制、缝内变密度支撑剂运移规律、铺砂浓度和滤失性影响。建立考虑缝间应力干扰的诱导网状裂缝体积压裂优化设计方法。以吉林油田松南中央凹陷特低渗区块为例,考虑地质构造、地层特性和储层顶底板进行三维建模,利用声波测井资料解释该区地应力。通过现场微地震检测结果,利用“采用非常规油气井压裂优化设计与产能预测软件(3D-UGMulti-Fracture Designer)”对该区块压裂井网状裂缝的形状和方位进行分析,并对支撑剂密度、裂缝有效支撑长度和变密度支撑剂用量等参数进行优化设计。结合实际压裂施工效果,优化现场压裂工艺与排注方案。

1　软件结构及功能

3D-UGMulti-Fracture Designer 主要应用于非常规天然气单、多井水力压裂过程中地应力计算、网状裂缝间应力相互干扰的裂缝形态预测、网状裂缝的形成条件、支撑剂密度对裂缝有效支撑长度的影响以及考虑裂缝方位和形状工况下的天然气产能预测等。

软件主要有 3 个模块:压裂前期计算模块、压裂优化设计模块和产能预测模块。压裂前期计算模块主要研究岩体在不同工况下的破裂压力和裂缝延伸闭合压力,分析不同井深处岩石的分层地应力以及井筒周围应力场和位移场的变化,为后续压裂诱导裂缝扩展与设计提供基础。

软件功能主要包括:不同岩性岩体破裂压力、闭合压力研究;岩体分层地应力、井筒附近单点地应力分析;裂缝三维延伸过程分析(包括裂缝几何尺寸、缝内压力分布),可以实现直井、水平井分段压裂、双井同步压裂以及变排量、变密度支撑剂模拟,压裂后生产动态预测,并给出裂缝条数、导流能力等对产能的影响规律。软件结构框图如图 1 所示。

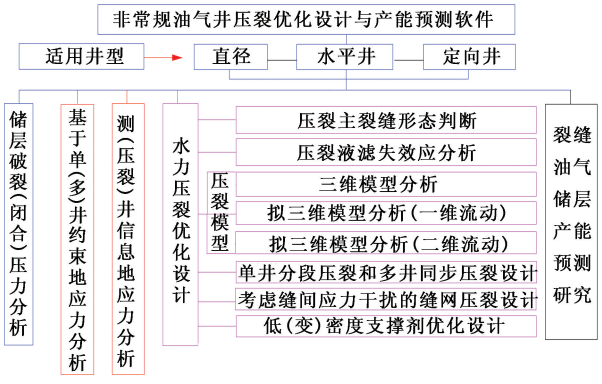


图 1　3D-UGMulti-Fracture Designer V1.0 软件结构

Fig. 1　Software structure of 3D-UGMulti-Fracture Designer V1.0

2　储层分层地应力计算

地层破裂压力是压裂设计和施工工艺的一项重要参数。压裂作业时,考虑非均匀地应力及缝内压力分布的地层主裂缝开裂力学模型如图 2 所示。

假设分析点岩石为各向同性弹性体,分析任意层位的三向主应力总和分别由重力应力、地层孔隙压力、构造应力与温度应力分量组成,采用三维弹性力学模型得到地层 3 个主应力封闭解表达式[11-13]为

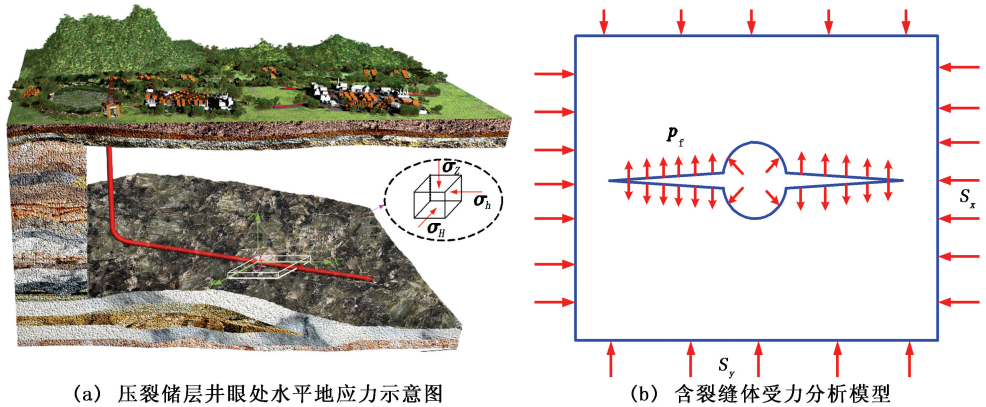
$$\sigma_{zi} = \sum_{j=1}^{i} \rho_j h_j + p_i + \frac{\upsilon_i}{1-\upsilon_i}\sigma_{\mathrm{gHmax}i} + \frac{\alpha_i E_i (T_i - T_{0i})}{(1-2V_i)}, \tag{1}$$

$$\sigma_{\mathrm{Hmax}i} = \frac{\upsilon_i}{1-\upsilon_i}\sum_{j=1}^{i} \rho_j h_j + p_i + \sigma_{\mathrm{gHmax}i} + \frac{\alpha_i E_i (T_i - T_{0i})}{(1-2V_i)}, \tag{2}$$

$$\sigma_{\mathrm{Hmin}i} = \frac{\upsilon_i}{1-\upsilon_i}\sum_{j=1}^{i} \rho_j h_j + p_i + \frac{\upsilon_i}{1-\upsilon_i}\sigma_{\mathrm{gHmax}i} +$$

$$\frac{\alpha_i E_i (T_i - T_{0i})}{(1 - 2V_i)}. \tag{3}$$

式中,σ_{zi}、σ_{Hmaxi}、σ_{Hmini} 分别表示天然气储层垂向、水平最大、最小主应力分量;υ_i、ρ_i、h_i、p_i、α_i、E_i、T_i 和 T_{0i} 分别为 i 层岩石泊松比、密度、厚度、孔隙压力、线膨胀系数、弹性模量、温度和初始温度。T_{0i}、T_i、p_i 可由开发过程中实测资料得到,ρ_i、h_i、υ_i、α_i、E_i 可分别由现场测井资料与岩心的试验室分析得到,构造应力可由水力压裂曲线得到。



(a) 压裂储层井眼处水平地应力示意图 (b) 含裂缝体受力分析模型

图 2 压裂施工地层破裂模型

Fig. 2 Fracture model of fracturing formation

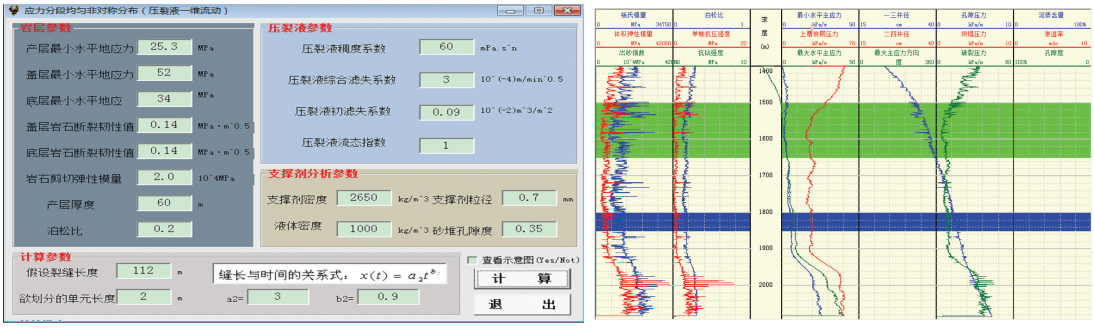
根据线性孔隙弹性理论,在考虑孔隙压力及库伦 - 摩尔准则有效应力情况下得到地层渗透和地层不渗透两种情况下的破裂压力计算公式[13-16]:

$$p_f = \frac{1}{H}\left[\left(\frac{2\mu_s}{1-\mu_s} - K\right)(\sigma_v - \alpha p_p) + \alpha p_p + S_t\right], \tag{4}$$

$$p_f = \frac{1}{H}\left[\frac{\varepsilon_1 E_s}{1-\mu_s} + \frac{2\varepsilon_2 E_s}{1+\mu_s} + \frac{2\mu_s}{1-\mu_s}(\sigma_v - \alpha p_p) + \alpha p_p + S_t\right]. \tag{5}$$

式中,μ_s 为地层的静态泊松比;p_f 为地层破裂压力;p_p 为地层孔隙压力;α 为最大主应力方向构造应力系数;S_t 为地层抗拉强度;σ_v 为上覆岩层压力;E_s 为地层的静态杨氏模量;ε_1、ε_2 为构造应力系数。

图 3 为测井资料以及通过该数据计算得到的储层分层地应力结果。



(a) 软件压裂参数输入界面 (b) 软件地应力计算结果图

图 3 软件地应力模块计算结果

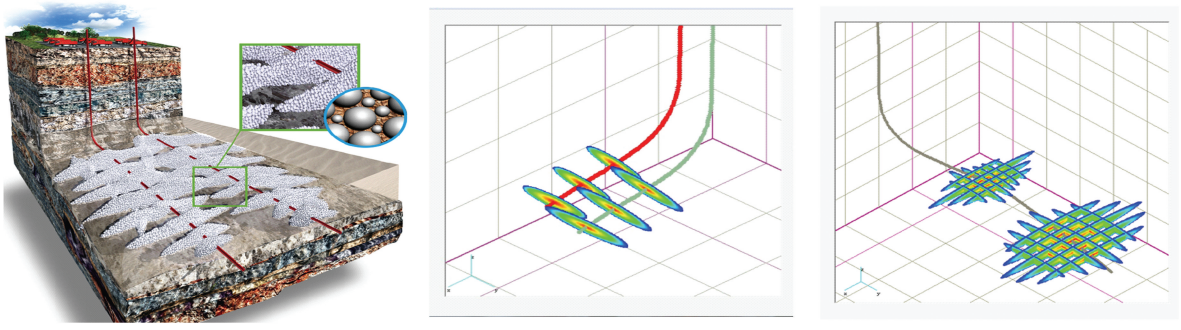
Fig. 3 Stress calculation software modules

3 诱导网状裂缝优化设计

该模块实现考虑裂缝间应力干扰的直井、水平井分段压裂和同步压裂,预测网状裂缝截面、延伸长度、缝内压力分布以及变支撑剂密度工况下的裂缝内导流能力和铺砂浓度分布,并实现对计算结果的三维显示(图 4,5)。对于网状裂缝的扩展采用复合断裂力学准则,即扩展点的应力强度因子 K_I 保持为近似等于临界应力强度因子 K_{IC},裂缝边界上任一点的应力强度因子为

$$K_I = \frac{G}{2(1-\upsilon)}\left(\frac{2\pi}{a(s)}\right)^{\frac{1}{2}} W(x,y). \tag{6}$$

然后考察网状裂缝模型各主裂缝内流体压力分布以及缝内砂浓度铺分析结果[17-18]。



(a) 双井同步压裂缝间干涉及支撑剂分布　(b) 水平井同步压裂缝内压力分布　(c) 单井网状裂缝应力干扰模型

图 4　水平井网状裂缝分布模型

Fig. 4　Horizontal wells fracture network distribution model

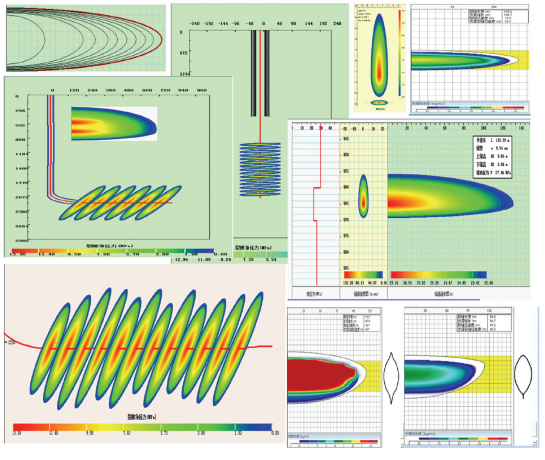


图 5　直井、水平井多级压裂输出结果

Fig. 5　Output results of vertical and horizontal well staged fracturing

(1) 沉积高度的计算。对于前置液阶段,不存在砂粒的沉积问题。则新增的平均沉砂高度为

$$(h_s)_{i,j+1}=\frac{(V_p)_{i,j}}{\frac{\pi}{4}\frac{1}{2}(W_{i+1,j+1}+W_{i,j+1})(l_{i+1,j+1}-l_{i,j+1})}. \tag{7}$$

(2) 前置液阶段 x_i 处流速 $u_{i,j}$。在前置液阶段,不存在沉砂高度。得到任一裂缝截面 x_i 处的流体流速为

$$(u_{lf})_{i,j}=\frac{C_{i,j}}{2}\left[\frac{1}{\sqrt{t_j-t_{x_{i-1}}}}+\frac{1}{\sqrt{t_j-t_{x_i}}}\right], \tag{8}$$

$$(u)_{i,j}=\frac{W_{i-1,j}}{W_{i,j}}u_{i-1,j}+\frac{8}{\pi W_{i,j}}\Delta x_i(u_{lf})_{i,j}. \tag{9}$$

(3) 携砂液阶段 x_i 处流速 $u_{i,j}$。携砂液阶段任一裂缝截面的流体流速为

$$(u)_{i,j}=\frac{1}{[H-H_{i,j}]W_{i,j}}[W_{i-1,j}(H-H_{i-1,j})]u_{i-1,j}+\frac{8}{\pi}H\Delta x_i(u_{lf})_{i,j}. \tag{10}$$

式中,G 为剪切模量;υ 为泊松比;$a(s)$ 为某一点处的裂缝半长;$W(x,y)$ 为裂缝在该点处的宽度;$(H_s)_{i,j-1}$ 为沉积的平均高度,m;$(V_p)_{i,j}$ 为 j 时刻 i 段支撑剂体积,m^3;$l_{i,j}$、$l_{i+1,j}$ 为在 j 时 i 段两端的长度(从缝口算起);$w_{i,j}$、$w_{i+1,j}$ 为在 j 时 i 段两端的缝宽,m;c 为压裂液滤失系数;t 为泵注时间,min;$u_{i,j}$ 为 j 时刻对应 x_i 点的流速,m/s;$(H_s)_{i,j}$ 为 t_j 时刻,在 x_i 上的沉砂高度,m。

4　非常规天然气井产能预测

该模块在考虑煤岩、砂岩、页岩绝对 / 相对渗透率、孔隙度、裂缝条数以及裂缝导流能力等参数的基础上研究天然气产出速度随井底流压的变化规律,从而实现对非常规天然气的产能预测。

压裂水平井的产液流动由两部分构成,一是从裂缝向井筒的流动,二是从油藏基质向井筒的流动。本软件采用的产能计算公式[19-20] 为

$$q=q_m+\sum_{i=1}^{N_f}q_{fi}, \tag{11}$$

$$q_m=\frac{0.543k_ch}{\mu_0B_0}\frac{\Delta p_e-G_1\left(r_e+\frac{h}{2}-\frac{L}{2}-r_w\right)}{\ln\frac{a+\sqrt{a^2-\left(\frac{L}{2}\right)^2}}{L/2}+\frac{\beta^2h}{L}\ln\frac{h}{2r_w}}, \tag{12}$$

$$q_{fi}=\frac{0.543k_fw(p_{fi}-p_{wf})}{\mu_0B_0}\left[\ln\left(\frac{h\beta}{r_w(\beta+1)}\right)+\pi\left(\frac{x_f}{h\beta}-\frac{1}{2}\right)\right]^{-1}. \tag{13}$$

式中,q 为水平井总产量,m^3/d;q_m 为不存在裂缝基质流向井筒的产量,m^3/d;q_{fi} 为从第 i 条裂缝流向水平井井筒的产量,m^3/d;k_h 为水平渗透率,$10^{-3}\mu m^2$;k_f 为裂缝平均渗透率,$10^{-3}\mu m^2$;x_f 为裂缝半长;w 为 N_f 条裂缝平均张开宽度,m;N_f 为垂直裂缝条数;h

为油层厚度,m;G_1 为启动压力梯度,MPa/m;μ_0 为黏度,mPa · s;B_0 为体积系数,m^3/m^3;r_e 为供给半径,m;β 为油层各向异性比值;a 为椭圆泄油边界的半长轴,m;L 为水平井水平段长度,m;Δp_e 为生产压差,MPa。图 6 为考虑裂缝模型的非常规天然气产能计算结果。

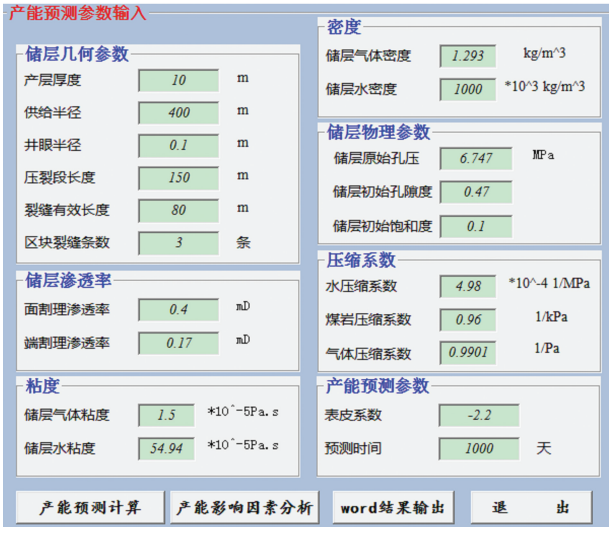


图 6 非常规天然气产能预测结果

Fig. 6 Unconventional gas production forecasting curve

5 实例分析及结果讨论

吉林油田松南中央凹陷区面积达 7 044 km^2,属于大型油气盆地中-高资源丰度区,其中石油资源量为 1.04×10^8 t,天然气资源量为 $4\,860\times10^8$ m^3。该区平均有效渗透率为 $(2\sim5)\times10^{-3}$ μm^2,孔隙度为 9% ~12%,产层厚度为 2 ~10 m。根据岩心观察、取心试验及现场试井数据,采用 3D-UGMulti-Fracture Designer V1.0 软件,对吉林油田松南区块 J-27 等四口天然气井进行压裂设计,J-27 井储层压裂参数:5#煤层,射孔深度 962.8 ~975.4 m,压裂液为活性水,产层弹性模量 27 GPa,产层泊松比 0.17,破裂压力 34.7 MPa,停泵压力 31.3 MPa,闭合压力 23.8 MPa,产层孔隙度 11.7%,产层渗透率 1.0×10^{-3} μm^2。

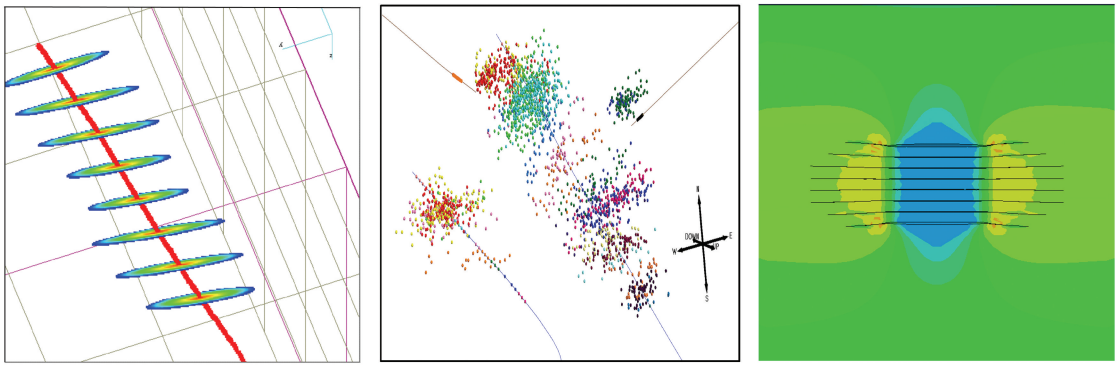
5.1 井下微地震裂缝监测结果

水力压裂过程中,诱导裂缝周围薄弱层面的稳定性受到影响,发生剪切滑动产生类似于沿断层发生的"微地震"或"微天然地震"。微地震辐射弹性波频率较高,波谱位于声波频率范围内,该弹性波信号可以用精密传感器在邻井中探测到,并通过数据处理分析得出震源信息[21-27]。非常规油气储层成缝过程中,随着微地震在时间和空间上的产生,裂缝监测结果连续不断地更新,形成了裂缝延伸的"动态图"。通过该图可直观得到裂缝方位和长度的平面视图,且可计算出裂缝顶部、底部深度和裂缝两翼的长度。微地震监测结果用于对软件分析结果正确性的对比校核。

5.2 水力压裂网状裂缝的计算

J-27 井压裂注排方案:活性水+石英砂施工排量 7.5 m^3/min,平均砂比 8%,最高砂比 15%,前置液用量 200 m^3,压裂液用量 600 m^3,顶替液 23.4 m^3。

采用四段式注入携砂液得到 J-27 井压裂裂缝软件结果图、微地震裂缝监测图和有限元模拟图如图 7 所示。



(a)软件计算结果 (b)监测结果 (c)模拟裂缝干扰结果

图 7 J-27 井分段压裂网络裂缝计算结果对比

Fig. 7 Comparison of segmented fracture networks distribution of J-27 well

图 8 给出采用 3 种不同工况下的 J-27 水平井分段压裂裂缝分布,3 种不同方法得到该水平井第三段裂缝缝长、缝高值分别为(264.4 m、13.01 m)、(245 m、9.30 m)和(270.6 m、0 m),对比微地震监测结果可得到软件与扩展有限元计算缝长误差分别为 7.92% 和 10.45%。

压裂过程中,底层与产层的最小主应力相差小,裂缝向下延伸严重;盖层与产层应力相差大,裂缝向上延伸受阻,进一步增加了缝内净压力,加剧了裂缝向下延伸。由裂缝截面形状及缝内压力分布(图 8)得到裂缝有效长度为 132.20 m,最大缝宽为 9.54 mm,缝内最大净压力为 27.16 MPa,上半缝高 9.05 m,下半缝高 3.96 m。

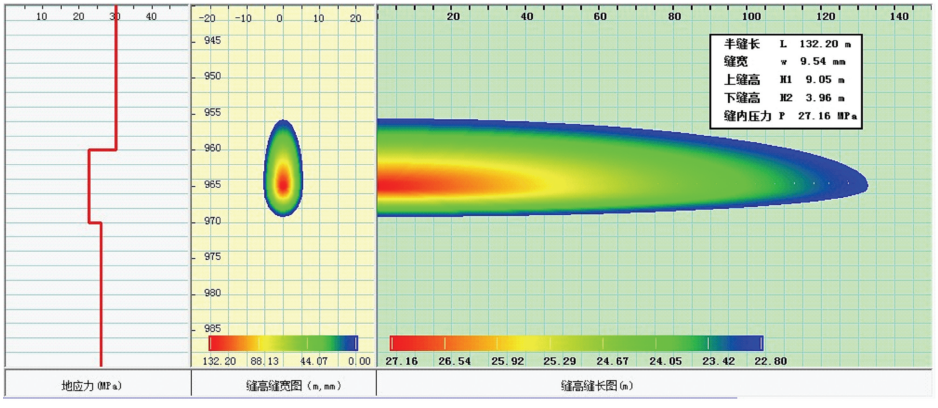
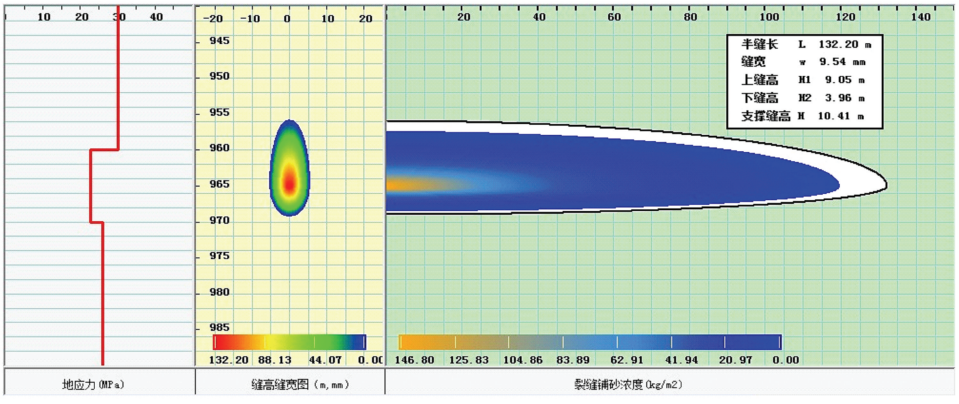


图 8　J-27 井第三段有效裂缝及缝内压力分布

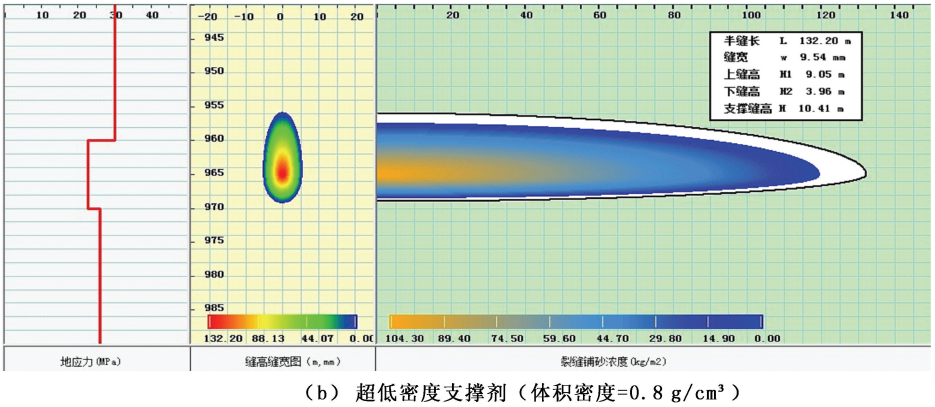
Fig. 8　Effective fracture geometry and pressure contours of J-27 well's 3rd crack

5.3　水力压裂排采方案优选

图 9(a)显示结果表明,按照排注方案,采用石英砂(1.72 g/cm^3)作为支撑剂得到裂缝的有效支撑半长为 45 m。考虑到石英砂在裂缝内沉降速度过快,有效支撑长度较短,因此,对排注方案进行第一次优化,即活性水+超低密度支撑剂施工排量 5.5 m^3/min,平均砂比 20%,最高砂比 30% ~35%,形成缝网系统和支撑裂缝用液量最多 450 m^3。



(a)　石英砂(体积密度=1.72 g/cm^3)



(b)　超低密度支撑剂(体积密度=0.8 g/cm^3)

图 9　J27 井主缝内支撑剂密度分布

Fig. 9　Proppant density distribution of J-27 well main crack

第一次优化结果见图 9(b),表明采用超低密度(0.8 g/cm^3)支撑剂裂缝的有效支撑半长增加到

115 m,裂缝增大使天然气的产量大幅提升。降低了排量、增加了砂比且同时减少了用液量,但压裂裂缝的有效支撑长度增加,达到了优化的效果。

现场生产证明,改进后的方案使用了低密度支撑剂,增加了裂缝有效支撑面积,提高了裂缝的导流能力,增加了单井产量。

通过该软件对另外 3 口天然气井进行模拟,模拟结果见表 1。

表 1 不同密度支撑剂条件下裂缝有效支撑缝长

Table 1 Effective support length for different proppant density

井号	第三段裂缝长度 L/m			不同密度支撑剂有效半缝长 L_H/m		
	微地震监测	软件计算	相对误差/%	石英砂	空心陶粒支撑剂	超低密度支撑剂
J-1-21 井	275	300.6	9.31	42.2	70.2	104.5
J-19-6 井	210	230.6	9.81	24.1	65.3	94.8
J-27 井	245	264.4	7.92	47.3	72.3	107.5
J-35 井	215	226.4	5.30	16.2	47.7	84.1

图 10 表明,支撑剂密度降低,裂缝有效面积增加,且有效裂缝边缘不关于横轴对称,而是向下偏移,反映了支撑剂的沉降。比较表 1 可知,对 4 口天然气井压裂裂缝进行模拟时,软件模拟结果较微地震监测结果稍大,偏差幅度在实测结果的 10% 内,但是考虑到地质体建模以及施工工艺的复杂性,计算误差在 10% 内可以接受。同时降低支撑剂密度后,第三段裂缝的有效支撑长度增加。这是由于支撑剂密度对支撑剂的沉降有着重要影响,支撑剂在缝内输送过程不断沉降,密度越大沉降越快,越易形成砂堵,从而减少裂缝有效支撑面积。

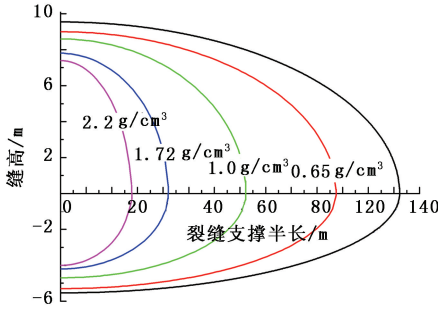


图 10 不同密度支撑剂裂缝有效支撑长度

Fig. 10 Effective support length of different fracture proppant density

从经济投入角度考虑,笔者对前述压裂方案进行第二次优化。结果表明,当活性水+变密度支撑剂施工排量 5.5 m^3/min,平均砂比 15%,最高砂比 25% ~30%,携砂液用量 430 m^3,支撑剂用量 15 m^3(1.2 g/cm^3)+52.5 m^3(1.5 g/cm^3),可以满足裂缝以及导流能力要求,同时降低低密度支撑剂的使用量,达到降低成本的目的。

5.4 气井产能预测影响因素

该软件产能预测模型的优点在于其考虑了裂缝形状以及裂缝条数对气井产能的影响。模拟结果见图 11、12,当支撑缝长为 211.52 m 时,气井产能峰值为 2 620 m^3/d;支撑缝长为 264.4 m 时,气井产能峰值为 3 100 m^3/d;支撑缝长为 317.28 m 时,气井产能峰值为 3 550 m^3/d;模拟结果直观表明支撑剂密度对产能有较大影响。

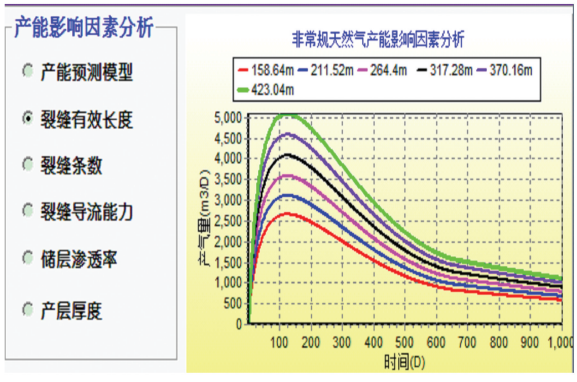


图 11 裂缝支撑长度对煤层气产能的影响

Fig. 11 Effect of crack support length on CBM production

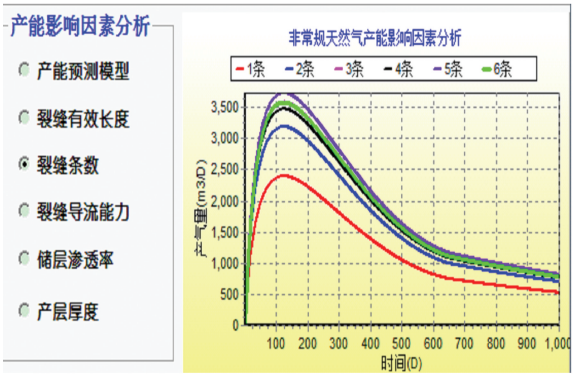


图 12 裂缝条数对煤层气产能的影响

Fig. 12 Effect of crack numbers on CBM production

当裂缝条数从 1 条变为 2 条时,对产能的影响较大,随着裂缝条数的增加,气井产能增长速率降低。通过上述分析,本软件可为老井和低产井重复压裂提高产能提供技术支持。

6 结 论

(1) 3D-UGMulti-Fracture Designer 软件可以解决储层分层地应力计算、不同井型单、多井水力压裂网状裂缝分布及扩展、变密度支撑剂在缝内运移分

布以及产能预测研究等问题。通过利用微地震技术对同步压裂井实施现场裂缝监测,软件模拟结果与微地震监测结果相对误差小于 10%,满足工程要求。

(2)引入支撑剂扩散方程,综合应用流体力学、渗流力学及有限元等理论,建立支撑剂在三维裂缝中的运移模型,研究变密度支撑剂在任意组合工况下的裂缝有效支撑长度以及相应工况下的产能预测结果。

(3)通过优化注排方案,减少排液量,增加裂缝的有效支撑长度,提高气井产能。

参考文献:

[1] WERIERMARS R, DIJKONINGEN G, HEIMOVARA T J, et al. Unconventional gas research initiative for clean energy transiton in Europe[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2011(3):402-412.

[2] CLARKSON C R, JENSEN J L, CHIPPERFIELD S. Unconventional gas reservoir evaluation: what do we have to consider? [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2012,8:9-33.

[3] CHRISTOPHE M, JAMIE S, STEVE S. Unconventional gas: a review of regional and global resource[J]. Energy, 2013, 2(5):571-584.

[4] MARQUES L C, PEROSO, CARDINAL C A. Points to achieve the excellence in horizontal open-hole gravel packing operation-s in deep & ultra deep waters[R]. SPE 145226, 2011.

[5] JARDIM N A T, PRATA F G. Ultra light weight proppant: best practices for long horizontal gravel packs offshore brazil[R]. SPE 150581, 2012.

[6] ZHOU L, MICHAEL Z H. A new numerical 3D-model for simulation of hydraulic fracturing in consideration of hydro mechanical coupling effects [J]. International Journal of Rock Mechanics & Ming Science, 2013,60(1):370-380.

[7] YAO Jin-rui, MA Chun-de, LI Xi-bing, et al. Numerical simulation of optimum mining design for high stress hard-rock deposit based on inducing fracturing mechannism [J]. Transactions of Nonferrous Metals Society of China, 2012,22(9):2241-2247.

[8] JEFFREY R G. The role of friction and secondary flaws on deflection and reinitiation of hydraulic fractures at orthogonal pre-existing fractures[J]. Geophys J Int, 2006, 166(3):1454-1465.

[9] JEFFREY R G, THIERECELIN M. Effects of frictional geological discontinuities on hydraulic fracture propagation[R]. SPE 106111, 2007.

[10] OLSON J E. Multi-fracture propagation modeling: application to hydraulic fracturing in shale and tight gas sands [C]//The 42nd US Rock Mechanics Symposium,2008.

[11] 闫相祯,宋根才,王同涛,等. 低渗透薄互层砂岩油藏大型压裂裂缝扩展模拟[J]. 岩石力学与工程学报, 2009,28(7):1425-1431.
YAN Xiang-zhen, SONG Gen-cai, WANG Tong-tao, et al. Simulation of fracture propagation in large-scale reservoir with low permeability and thin interbedded sandstone[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering,2010,32(10):1425-1431.

[12] 闫相祯,王保辉,杨秀娟,等. 确定地应力场边界载荷的有限元优化方法研究[J]. 岩土工程学报, 2010, 32(10):1485-1490.
YAN Xiang-zhen, WANG Bao-hui, YANG Xiu-juan, et al. Finite element optimization method of boundary load of in-situ stress field[J]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2010,32(10):1485-1490.

[13] 张毅,闫相祯,颜庆智. 三维分层地应力模型与井眼岩石破裂准则[J]. 西安石油学院学报:自然科学版, 2000,15(4):42-44.
ZHANG Yi, YAN Xiang-zhen, YAN Qing-zhi. 3D model for the stratified calculation of ground stress and fracture criterion of wellhole rock[J]. Journal of Xi'an Petroleum Institute (Natural Science Edition), 2000, 15(4):42-44.

[14] JARDIM N A T, PRATA F G M, GOMEZ J R, et al. Ultra light weight proppant: an effective approach to address problems in long horizontal gravel packs offshore brazil[R]. SPE 150581, 2012.

[15] GLENN P, ANDREI Z, JAMES C. Proppant and fluid selection to optimize performance of horizontal shale fracs[R]. SPE 152119, 2012.

[16] DUENCKEL R, CONWAY M W, ELDRED B, et al. Proppant diagenesis integrated analyses provide new insights into origin, occurrence, and implications for proppant performance[R]. SPE 139875, 2012.

[17] SHIMIZU H, MURATA S, ISHIDA T. The distinct element analysis for hydraulic fracturing in hard rock considering fluid viscosity and particle size distribution[J]. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 2011,48(2):712-727.

[18] ANDREAS R, ERIK R, SERGEI S, et al. Hydraulic fracturing stimulation techniques and formation damage mechanisms-implications from laboratory testing of tight sandstone-proppant systems [J]. Chemie der Erde, 2010,70:107-117.

[19] 曾凡辉,郭建春,赵金洲,等. 压裂水平井产能影响因素[J]. 石油勘探开发, 2007,34(4):474-477.
ZENG Fan-hui, GUO Jian-chun, XU Yan-bo, et al. Factors affecting production capacity of fractured horizontal wells[J]. Petroleum Exploration and Development, 2007,34(4):474-477.

[20] 何勇明,孙尚如,徐荣伍,等. 低渗透油藏污染井压裂增产率预测模型及敏感性分析[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2010,34(3):76-79.
HE Yong-ming, SUN Shang-ru, XU Rong-wu, et al. Prediction model for fracturing incremental recovery of damaged well in low-permeability reservoir and sensitivity analysis[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2010,34(3):76-79.

[21] 王治中,邓金根,赵振峰,等. 井下微地震裂缝监测设计及压裂效果评价[J]. 大庆石油地质与开发, 2006, 25(6):76-79.
WANG Zhi-zhong, DENG Jin-gen, ZHAO Zhen-feng, et al. Downhole microseismic fracture monitoring design and fracturing results analysis[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2006,25(6):76-79.

[22] SONDERGELD C H, RAI C S. Elastic anisotropy of shales[J]. The Leading Edge, 2011,30(3):324-331.

[23] 刘振武,撒利明,李向阳,等. 页岩气勘探开发对地球物理技术的需求[J]. 石油地球物理勘探,2011,46(5):810-818.
LIU Zhen-wu, SA Li-ming, LI Xiang-yang, et al. Needs of geophysical technologies for shale gas exploration[J]. Oil Geophysical Prospecting, 2011,46(5):810-818.

[24] LI Xiang-yang, ZHANG Yong-gang. Seismic reservoir characterization: how can multi-component data help?[J]. Journal of Geophysics and Engineering, 2011,8(2):123-144.

[25] 撒利明,董世泰,李向阳. 中国石油物探新技术研究及展望[J]. 石油地球物理勘探, 2012,47(6):1014-1023.
SA Li-ming, DONG Shi-tai, LI Xiang-yang. Research and perspective on new geophysical technologies and methods in China[J]. Oil Geophysical Prospecting, 2012,47(6):1014-1023.

[26] LI X, YUAN J. Converted-wave moveout and conversion-point equations in layers VTI media: theory and applications[J]. Journal of Applied Geophysics, 2003, 54:297-318.

[27] LI X, DAI H, MANCINI F. Converted-wave imaging in anisotropic media: theory and case studies[J]. Geophysical Prospecting, 2007,55:345-363.

(编辑 刘为清)