文章编号:1673-5005(2011)05-0076-06

缝洞型储层缝宽动态变化及其对钻井液漏失的影响

李大奇1,康毅力1,曾义金2,练章华1,杜春潮3

(1. 西南石油大学 油气藏地质及开发工程国家重点实验室,四川 成都 610500;

2. 中石化 石油工程技术研究院,北京 100101; 3. 中石化 西北油田分公司,新疆 乌鲁木齐 830013)

摘要:以塔河油田 12 区为例,根据缝洞型碳酸盐岩储层的地质特征,建立考虑溶洞存在和漏失动态的有限元模型,研 究裂缝的宽度变化规律及其对钻井液漏失的影响。结果表明:缝洞型储层裂缝宽度对井筒有效压力极为敏感,在几 兆帕的正压差下,裂缝宽度增量便可达毫米级;钻井液漏失使得裂缝变宽,裂缝形态也相应地发生改变,增加了漏失 控制难度;除了缝洞发育外,缝洞型储层的强应力敏感性也是井漏的重要原因之一;钻井中精细控制井筒压力,保持 井筒压力微过平衡,并在钻进储层段前随钻加入毫米级高酸溶性暂堵堵漏材料,可以有效预防大部分漏失发生。 关键词:缝洞型储层;裂缝宽度;井漏;防漏堵漏;数值模拟

中图分类号:TE 258 文献标志码:A doi:10.3969/j.issn.1673-5005.2011.05.014

Dynamic variation of fracture width and its effects on drilling fluid lost circulation in fractured vuggy reservoirs

LI Da-qi¹, KANG Yi-li¹, ZENG Yi-jin², LIAN Zhang-hua¹, DU Chun-chao³

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;

Research Institute of Petroleum Engineering, SINOPEC, Beijing 100101, China;
 Northwest Oilfield Company, SINOPEC, Urumqi 830013, China)

Abstract: Based on the geological condition of Tahe Oilfield area 12, a finite element model considering vuggy and drilling fluid losses was established and the fracture width change and its effects on lost circulation were researched by using the model and the drilling practices. The results show that the fracture width is extremely sensitive to the wellbore pressure in fractured vuggy reservoirs, and the fracture width increments will be up to millimeter-level under the positive pressure difference of several mega pascal. Drilling fluid losses would make the fracture width become wider and change the fracture morphology accordingly, which increases the difficulty of drilling fluid losses control. The strong stress sensitivity is one of main reasons of lost circulation besides the development of fractured vuggy. Then, precisely managing the wellbore pressure, keeping slightly over balance pressure, and adding millimeter-level high acid soluble bridging materials to drilling fluid during drilling the reservoir section can prevent drilling fluid losses.

Key words: fractured vuggy reservoirs; fracture width; drilling fluid losses; lost circulation control; numerical simulation

缝洞型碳酸盐岩油气资源丰富,以塔里木盆地 的塔河油田和塔中油田为典型代表。然而,缝洞型 碳酸盐岩储层具有埋藏深、高温高压、高含 H₂S、缝 洞发育、窄安全密度窗口、高难度钻前地层压力预测 等特点。传统的观点是该类储层地下缝洞尺寸较 大,钻遇缝洞系统则必然发生井漏,无法有效控制钻 井液漏失,所以一直使用低固相钻井液保护该类储 层。但实践表明,低固相钻井液导致油气建井中漏、 喷、塌、卡等复杂事故频发,尤其是钻井液漏失问题, 对安全、高效钻井及储层保护带来极大挑战^[13]。缝

收稿日期:2011-01-07

基金项目:国家"973"计划课题(2010CB226705);国家科技重大专项课题(2008ZX05049-003-07HZ,2008ZX05005-006-08HZ) 作者简介:李大奇(1982-),男(汉族),山东德州人,博士研究生,主要从事储层保护理论与技术和并壁稳定研究。

洞型碳酸盐岩储层漏失控制是当今世界级的难 题^[48]。准确预测井壁附近裂缝宽度(简称缝宽), 明确缝宽对井筒压力的动态响应规律是控制漏失和 保护储层的关键。缝宽预测主要有岩心描述^[9]、室 内模拟^[10]、理论计算^[11]、数值模拟^[12-16]、岩心描述 与矿场测试相结合[17]等方法。岩心描述可以获得 应力释放后裂缝宽度,室内模拟得到岩心尺度的缝 宽变化规律,理论计算主要针对单条水力压裂缝。 储层尺度的缝宽变化规律主要依靠数值模拟法来研 究,数值模拟法能够反映较大的尺度,有着独特的技 术优势。练章华[12-13]、李相臣等[14]利用有限元法 预测了钻井诱导缝的裂缝宽度。Wang^[15-16]应用离 散元法预测了承压堵漏中的裂缝宽度。然而,缝 洞型储层存在天然裂缝及溶洞,前人均未考虑溶 洞及钻井液漏失对天然裂缝宽度变化的影响。因 此,笔者根据塔河油田的缝洞发育特征,应用有限 元法模拟缝洞型储层的裂缝宽度变化,并结合钻 井实践,分析钻井液漏失的原因,给出该类储层的 漏失控制对策。

塔河油田 12 区地质概况 1

塔河油田12区是典型的缝洞型碳酸盐岩油藏。 油藏埋藏深(一般大于 5.3 km), 压力系数为 1.07 ~1.12, 地温梯度为 1.95 ~ 2.2 ℃/100 m。基质平 均孔隙度为1%左右,平均渗透率小于0.1×10-3 μm²。有效的储渗空间是构造及岩溶作用形成的裂 缝、孔洞和洞穴。油藏整体含 H,S,平均质量浓度为 44 g/m³,最高可达 128 g/m³。储层含伊利石、伊/蒙 间层、方解石、微晶石英等敏感性矿物,易造成速敏、 水敏、碱敏等损害。

储层纵横向非均质性极强,裂缝、溶洞分布极不 均匀,且规模差异较大。地面岩心观察显示,小于0.1 mm 的裂缝占 71.03%, 0.1~2 mm 的裂缝占 25.6%, 大于 2 mm 的裂缝占 3.36%, 且大部分为充填或半充 填状态。成像测井及取心资料统计表明,裂缝以高角 度缝为主,部分直立缝,呈多组系交错切割分布。对 27次钻井放空进行统计(图1),放空井段长度为0.2 ~23 m,大多数小于10 m,平均为5.07 m。

有限元力学模型 2

2.1 力学模型

假设:①地层岩石各向同性;②裂缝面为平面; ③地层岩体为弹性变形体:④裂缝面渗透率为零。

根据塔河油田 12 区裂缝及溶洞发育状况,建立

了缝洞组合的实体模型(图2)。根据线弹性有限元 理论,本研究属于平面应变问题。由于模型具有对 称性,取其四分之一进行研究,建立了有限元力学模 型(图3)。







图 2





2.2 边界条件

DE 段施加最大水平有效地应力 p_1 , EF 段施加 最小有效水平地应力 p,。GA 圆弧为井筒,施加井筒 有效压力 p_{o} AB 段为裂缝,施加 p 到 p_{d} 线性减小的 压力。BC为溶洞段,施加溶洞内有效压力 pd。CD 和 FG 段施加对称边界约束。按照漏失发生的真实

过程,裂缝面压力及溶洞内压力是一个变化的过程, 应分别加以计算。

2.3 基本参数

根据塔河油田 12 区某井储层段大量试验数据 的统计结果,选取地层岩石力学参数如下:岩石弹性 模量 $E=3.06\times10^4$ MPa,泊松比 v=0.32,比奥特系 数 $\alpha=0.8$,孔隙压力 $p_0=65$ MPa,最大水平地应力 为 118.5 MPa,最小水平地应力为 92 MPa,井筒有效 压力(正压差) $p=p_{+\beta}-p_0$,溶洞内有效压力 $p_d=p_{深}$ $-p_0$ 。在力学模型中,裂缝长度一定时可以通过调节 井筒有效压力 p 和溶洞内有效压力 p_d 来分析和预 测动态缝宽。

3 缝宽的影响因素

假定其他参数不变,依次改变缝长、溶洞直径、 正压差和漏失时间,分析各参数对缝宽变化的影响。 3.1 缝 长

设定正压差为3 MPa,溶洞内有效压力 p_d等于 p,溶洞直径为1.0 m。在不同裂缝长度(L_t)及恒定 压差下,沿裂缝长度方向上的半缝宽增量如图4所 示。图4表明,在相同的条件下,随着缝长的增加缝 宽增量增加。裂缝长度每增加1倍,缝宽增量增加 1/5 左右,但增加的速度在不断减小。缝长达5.0 m 时,缝宽增量可达3 mm。



in different fracture length

3.2 溶洞直径

设定正压差 p 为 3 MPa,溶洞内有效压力 p_d 等 于 p,裂缝长度为 1.0 m。溶洞直径(D)不同时,沿 裂缝长度方向上的半缝宽增量如图 5 所示。图 5 表 明,溶洞的存在使得裂缝宽度更易于变化。溶洞直 径为 1 m 时,缝宽增量是没有存在溶洞时的 20 倍左 右。随着溶洞直径的增加,缝宽增量急剧增加,沿裂 缝长度方向上的缝宽增量趋于一致。



3.3 正压差

设定裂缝长度为1.0 m,溶洞直径为1.0 m,洞内 有效压力 p_d和正压差 p 相等。不同正压差条件下, 沿裂缝长度方向上半缝宽增量随正压差的变化如图 6 所示。图 6 表明,随着正压差的增加,缝宽增量逐 渐增加,并且沿裂缝长度越靠近井筒缝宽变化越大。



3.4 漏失时间

设定井筒正压差 p 为 5 MPa,裂缝长度 1.0 m, 溶洞直径 1.0 m,模拟溶洞内有效压力 p_d(可反映漏 失时间)增加,钻井液不断漏失进入溶洞中的过程。 不同压力降下,沿裂缝长度方向上的缝宽增量见图 7。模拟结果表明,随着漏失时间的增加(p_d增加),



缝宽增量逐步增加。沿裂缝长度方向上,越靠近井 筒缝宽变化越大,且这种差异随漏失时间的增加而 逐渐减小。长时间漏失后,沿裂缝长度方向上的缝 宽增量趋于一致。

4 结果分析

4.1 裂缝宽度变化对漏失的影响

缝洞型碳酸盐岩储层裂缝及溶洞发育,井壁处 的实际缝宽为裂缝的初始缝宽与缝宽增量之和,即

$$w(x) = w_0(x) + \Delta w(x). \tag{1}$$

式中,w(x)、 $w_0(x)$ 、 $\Delta w(x)$ 分别为沿裂缝长度方向上的实际缝宽、初始缝宽和缝宽增量,mm。

由线弹性力学理论可知,理想弹性变形的应力 与应变呈线性关系。对于平面应变问题,缝宽增量 和裂缝面有效压力增加值可以表达为

$$\Delta w(x) = \frac{\Delta p(x)}{K_n(x)} \,. \tag{2}$$

式中,p(x)为沿裂缝长度方向上的裂缝面法向有效 压力增加值,MPa; $K_n(x)$ 为沿裂缝长度方向上的裂 缝法向刚度, MPa/mm_o

钻井过程中为防止 H₂S 等有毒气体外溢,一般 使用过平衡钻井,使得裂缝面上的有效压力增加,根 据式(2)井壁处缝宽增量亦增加,再加上初始缝宽,导 致实际裂缝宽度较大。因储层埋藏较深,起下钻等作 业造成井筒压力波动较大,从而导致裂缝宽度动态变 化。这两方面均削弱了钻井液保护储层的能力,使得 漏失更易发生。例如,当溶洞直径为10 m,裂缝长度 为1 m 时,在3 MPa 正压差下缝宽增量可达10 mm 左 右,远远超过了钻井液的封堵能力。

4.2 裂缝形态变化对漏失的影响

由图4~7可知,沿裂缝长度方向上缝宽增量随着裂缝长度增加而减小,随溶洞直径、正压差和漏失时间的增加而趋于一致。这是因为溶洞直径、裂缝长度、正压差、平均缝内压力等参数对裂缝法向刚度有着影响。碳酸盐岩储层的天然裂缝经常较为平滑,当漏失钻井液进入裂缝后,裂缝面有效应力增加,裂缝形态也相应地发生改变。特别是溶洞尺寸较大时,裂缝呈现出"平、直、宽"的特点,使得堵漏材料难于在裂缝内架桥或滞留。可见,如防漏堵漏措施不利,缝宽会随时间增加而不断增加,堵漏难度不断增大,逐渐演变成恶性事故。所以,漏失控制应以预防为主,一旦漏失发生,堵漏措施应及时、迅速、到位。

4.3 各参数对裂缝宽度变化的敏感性

储层动态缝宽随正压差、溶洞直径、裂缝长度、

漏失时间的增加而急剧增加,如图 8 所示。缝宽对 正压差变化非常敏感,缝宽增量随正压差增加呈线 性增加。在正压差保持不变时,随钻井液不断进入 裂缝溶洞系统,平均缝内压力不断增加,缝宽也不断 增加,并最终到达一恒定值。压差及缝长不变时,缝 宽随着溶洞直径的增加而显著增加,溶洞的存在使 得裂缝更容易张开,且较大尺寸的溶洞对缝宽变化 影响较大。压差和溶洞直径保持不变,裂缝长度增 加裂缝越易张开,但影响程度不如溶洞直径大。可 见,缝洞型储层应力敏感性较强,钻井完井时极易发 生井漏,应尽量保持微过平衡钻井,并防止起下钻过 快导致压力波动。



Fig. 8 Parameter sensitivity analysis

4.4 储层尺度漏失特征

缝洞型储层并非裂缝、溶洞的简单组合,而为裂 缝溶洞网络系统。一方面,钻井液从裂缝漏失到一 个溶洞中,随着洞内压力的增加,与溶洞连通的其他 裂缝的宽度也不断增加,致使原本闭合的裂缝张开, 钻井液像穿"糖葫芦"一样穿过连通溶洞的裂缝,漏 向储层深部。另一方面,由于溶洞的尺寸较大,增大 了钻井液与裂缝连通几率,一旦钻井液漏失到大的 溶洞后,漏失将会加速发展使堵漏更加困难。因此, 缝洞型储层井漏具有裂缝宽、漏速大、堵漏难、损害 大的特点。

5 实例分析

塔河油田在储层段使用的是低固相聚磺钻井 液,现场通常加入高酸溶性的 QS-2 来保护储层,固 相粒度为 2~16 μ m。对塔河油田 12 区的钻井液进 行抽样,使用 Mastersizer 2000 激光粒度仪分析其粒 度分布。A 井的钻井液粒度分布以 0.5~35 μ m 为 主,体积平均粒径为 8.3 μ m, D_{50} = 3.2 μ m, D_{90} = 20.1 μ m(图 9)。对 A 井钻井液进行封堵性能评价 (表 1),结果表明钻井液能够有效封堵的裂缝宽度 不超过 55 μ m。数值模拟结果表明,裂缝动态宽度 可达毫米级别,故现用的钻井液体系不能有效地防 止漏失。

主 1	生生法共生性的
73.1	如开放到咱住能什么

Table 1 Evaluation of sealing capability for drilling fluid

岩心号	长度 L/cm	直径 D/cm	液测渗透率 $k_w/10^{-3} \mu m^2$	暂堵率 $Z_d/\%$	裂缝宽度 w/μm	备注
1	5.000	2. 523	2.9	99.900	8.8	滤液中无固相
2	5.654	2.542	23.1	99. 995	17.6	滤液中无固相
3	4.027	2.479	331.7	99.999	42.4	滤液中无固相
4	3.875	2.473	705.3	99.996	54.5	滤液中无固相
5	4.027	2.479	780. 3	100.000	56.4	滤液中悬浮固相
6	5.649	2.479	926. 2	99.998	59.8	滤液中悬浮固相
7	4.365	2.472	1 238. 1	_	65.8	漏失
8	5.653	2.472	3 492. 1	—	92. 9	漏失

注:温度 T=80 ℃,压差 p=3.5 MPa,时间 t=60 min。



Fig. 9 Particle size distribution of drilling fluid solid phase

统计分析了塔河油田 12 区已完钻的 81 口井, 其中35口井在储层段发生了漏失,漏失发生率为 43%,平均单井漏失量高达364.5 m³。对储层段漏 失工况进行分析,45%为正常钻进中漏失,30%为放 空漏失,13%为溢流压井后漏失,12%(包含下钻、起 钻、开泵、划眼、冲孔)为压力波动导致的漏失。溢流 压井、压力波动漏失为天然裂缝张开所致,这些井在 正常钻进时均未发生井漏,说明所钻遇裂缝的初始 宽度较小(<55 μm),能够被钻井液所封堵,钻井中 井筒压力控制不当导致了井漏,亦证实了缝洞型储 层对压力极为敏感。正常钻进中发生漏失,表明井 壁处裂缝的实际宽度超过了钻井液的封堵能力,可 能是因为井底压力控制不当裂缝变宽或漏失通道本 身尺寸过大所致。综合分析认为,钻井液漏失的原 因除了部分因为缝洞尺寸过大,钻井液防漏堵漏能 力差,钻井施工不当也是其中的重要因素。由此可 见,提高钻井液的封堵能力,钻进储层段前随钻加入 毫米级高酸溶性暂堵堵漏材料,能够预防漏失发生, 有效地保护大部分储层。

6 结 论

(1)缝洞型储层裂缝宽度随着正压差、溶洞直径、裂缝长度、漏失时间的增加而增加,溶洞的存在加剧了储层的应力敏感程度,在微小的正压差下,裂

缝宽度增量便可以达到毫米级,使得漏失更易发生。

(2) 正压差和钻井液漏失可导致裂缝几何形态 发生改变, 高压差和长时间漏失下的裂缝呈现出 "平、直、宽"的特点, 且一旦漏失控制不当, 井漏可能 会加速发展, 增加漏失控制和储层保护的难度。

(3)除了储层本身所含裂缝、溶洞尺寸较大之 外,钻井液粒度及级配不合理、井筒压力控制不当也 是漏失发生的重要原因。因此,钻井中应严格控制 井筒压力,随钻加入毫米级高酸溶性暂堵堵漏材料, 积极主动地预防漏失。

参考文献:

- [1] 康毅力,罗平亚,蒲晓林,等.深层高含硫碳酸盐岩气藏 保护进展及关键问题[R].昆明:中国石油学会天然气 专业委员会 2006 年会, 2006.
- [2] 李培廉,张希明,陈志海.塔河油田奧陶系缝洞型碳酸 盐岩油藏开发[M].北京:石油工业出版社,2003.
- [3] 李大奇,康毅力,刘大伟,等.温度对超深井非水化地层 安全钻井的影响[J].石油钻采工艺,2008,30(6):52-57.

LI Da-qi, KANG Yi-li, LIU Da-wei, et al. Effect of temperature on safe drilling of ultra-deep in non hydration formations[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2008, 30(6):52-57.

- [4] 王平全,罗平亚,聂勋勇,等.双庙1井喷漏同存复杂井况的处理[J].天然气工业,2007,27(1):60-63.
 WANG Ping-quan, LUO Ping-ya, NIE Xun-yong, et al. The complex problems solutions of circulation lost and well blow out coexisting in Shuangmiao well 1 [J]. Natural Gas Industry, 2007,27(1):60-63.
- [5] 吕开河,邱正松,魏慧明,等. 自适应防漏堵漏钻井液技术研究[J]. 石油学报,2008,29(5):757-760,765.
 LÜ Kai-he, QIU Zheng-song, WEI Hui-ming, et al. Study on techniques of auto-adapting lost circulation resistance and control for drilling fluid[J]. Acta Petrolei Sini-

ca,2008,29(5):757-760,765.

- [6] DAVIDSON E, RICHARDSON L. Control of lost circulation in fractured limestone reservoirs [R]. SPE 62734, 2000.
- [7] MAJIDI R, MISKA S Z, YU M, et al. Modeling of drilling fluid losses in naturally fractured formation [R]. SPE 114630, 2008.
- [8] OORT E V, FRIEDHEIM J, PIERCE T, et al. Avoiding losses in depleted and weak zones by constantly strengthening wellbores [R]. SPE 125093, 2009.
- [9] NELSON R A. Geologic analysis of naturally fractured reservoirs [M]. 2nd ed. USA, Gulf Professional Publishing, 2001.
- [10] 万仁溥.现代完井工程 [M].3版.北京:石油工业出版社,2000:222.
- [11] 艾克诺米德斯 米卡尔 J,诺尔特 肯尼斯 G. 油藏增产 措施[M].3 版.张保平,蒋阗,刘丽云,等,译.北京:石 油工业出版社,2002:182-209.
- [12] 练章华,康毅力,徐进,等. 裂缝宽度预测的有限元数 值模拟[J]. 天然气工业,2001,21(3):47-50.
 LIAN Zhang-hua, KANG Yi-li, XU Jin, et al. Predicting fracture width by finite element numerical simulation
 [J]. Natural Gas Industry, 2001,21(3):47-50.
- [13] 练章华,康毅力,唐波,等.井壁附近垂直裂缝宽度预测[J].天然气工业,2003,23(3):44-46.
 LIAN Zhang-hua, KANG Yi-li, TANG Bo, et al. Prediction of vertical fracture widths near borehole face of

the wall [J]. Natural Gas Industry, 2003,23(3):44-46.

- [14] 李相臣,康毅力,张浩,等. 致密砂岩与井筒连通 2 条 垂直裂缝宽度变化的计算机模拟[J]. 钻井液与完井 液,2007,24(4):55-59.
 LI Xiang-chen, KANG Yi-li, ZHANG Hao, et al. Computer modeling of the changes in width of two vertical fractures in tight sand connected to bore hole [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2007,24(4):55-59.
- [15] WANG H, SWEATMAN R, ENGELMAN B, et al. Best practice in understanding and managing lost circulation challenges [J]. SPE Drilling & Completion, 2008,23 (2):168-175.
- [16] WANG H, SOLIMAN M Y, TOWLER B F. Investigation of factors for strengthening a wellbore by propping fractures [J]. SPE Drilling & Completion, 2009, 24 (3):441-451.
- [17] 康毅力,罗平亚,徐进,等. 川西致密砂岩气层保护技术:进展与挑战[J]. 西南石油学院学报,2000,22(3):
 5-8.

KANG Yi-li, LUO Ping-ya, XU Jin, et al. Formation damage control technology for tight gas sandstone reservoirs in western Sichuan Basin: developments and challenges [J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2000,22(3):5-8.

(编辑 李志芬)

(上接第75页)

- [9] 李荣喜. 井下旋转控制压力信号发生器的设计与研究
 [D]. 东营:中国石油大学机电工程学院, 2007.
 LI Rong-xi. The design and research of the downhole pressure signal producer controlled by rotary value [D].
 Dongying: College of Mechanical and Electronic Engineering in China University of Petroleum, 2007.
- [10] HUTIN R, TENNET R W, KASHIKAR S V. New mud

pulse telemetry techniques for deepwater applications and improved real-time data capabilities [R]. SPE 67762, 2001.

[11] B.B.库里奇茨基. 定向斜井与水平井钻井的地质导向技术[M]. 鄢泰宁,郭湘芬,吴翔,等,译.北京:石油工业出版社,2003.

(编辑 李志芬)