

泥岩浸水对应力应变扰动的数值模拟

易金^{1,2}, 李自安¹, 张露³, 朱江建^{1,2}, 朱炎⁴, 陈广浩¹, 林舸¹

(1.中国科学院广州地球化学研究所, 广东广州 510640; 2.中国科学院研究生院, 北京 100049;
3.中国科学院对地观测与数字地球中心, 北京 100101; 4.中国石油股份大庆油田分公司采油五厂, 黑龙江大庆 163453)

摘要:以大庆油区杏树岗南部开发区为例,对注采过程中泥岩浸水软化引起的应力应变局部扰动进行了数值模拟研究,探讨了泥岩浸水对应力应变的扰动,以及对地层压力与应力应变关系的影响。结果表明,泥岩浸水对不同层位应力的扰动情况各不相同,造成了层间应力状态的差异。层间应力状态的差异、泥岩层浸水后自身力学性质的弱化、注采引起的层内及层间孔隙流体压差、泥岩层与砂岩层之间渗透率和岩性的差异以及高压注水引起的有效应力降低等因素综合作用,导致萨尔图油层组的萨I—萨II泥岩夹层附近剪切应变高度集中,进而引起泥岩夹层套管的剪切变形与错断。萨I—萨II泥岩夹层的剪切应变增量随泥岩含水率的增大而增大,且其随地层压力增大而增大的速率在泥岩浸水后明显增大。因此,在泥岩浸水后,应适当降低泥岩夹层毗邻储层的注水压力和地层压力,从而缓解泥岩夹层的剪切套损。

关键词:泥岩浸水 应力应变 套管损坏 储层注水 数值模拟 大庆油区

中图分类号: TE34

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2012)06-0095-05

在油田开采的过程中,通过注水加压可以保持油藏压力,进而提高采收率^[1]。特别是在已开采几十年的老油田,长期的高压注水采油,致使开采区泥岩大面积浸水。泥岩浸水后其力学性质迅速弱化^[2-4],引起岩层沿泥岩处滑动变形,导致套管变形和错断等严重问题^[5-7]。因而在泥岩浸水后,如何调整注水压力与采油压力,以保持储层的相对稳定,预防油水井套管损坏,是油田开发过程中面临的一大难题。前人对泥岩浸水的机制^[8-9]及浸水后的力学性质变化^[2-4]进行了较深入的研究,但对油田开采过程中泥岩浸水软化引起的储层局部应力场的扰动、泥岩浸水对注采压力与应力应变关系的影响,以及由此引起的地层沿泥岩层滑动并导致套管剪切变形与错断的研究还较少。为此,笔者以大庆油区杏树岗南部开发区为例,对注采过程中泥岩浸水引起的应力应变的扰动进行数值模拟研究,以期在设计合理的注采工艺提供理论指导。

1 区域概况

杏树岗南部开发区位于大庆长垣隆起南部。构造比较平缓,两翼基本对称,东、西两翼倾角分别

为 $2^{\circ} \sim 3^{\circ}$ 和 $4^{\circ} \sim 5^{\circ}$ 。研究区断层发育,均为正断层,走向以北西、北北西向为主,以305, 321, 322和329号断层为界,包括这4条断层在内,以东断层的倾向主要为北东向,以西断层的倾向主要为南西向,断层倾角为 $40^{\circ} \sim 60^{\circ}$ 。研究区储层主要为砂、泥岩互层。其中,萨I油层组(SI)厚度为20~22 m,主要为厚层砂岩夹薄层泥岩。萨I—萨II泥岩夹层在研究区广泛分布,厚度约为10 m,岩性主要为块状泥岩,致密坚硬,层理不发育,断面多不规则;其主要成分为伊利石,含量大于90%,蒙脱石含量约为1%,呈星点状,钙质成分较高。夹层内富含介形虫、叶肢介等化石,质地较脆。萨II油层组(SII)厚度为52~56 m,主要由厚层砂岩夹薄层泥岩组成,其渗透性良好。

分析研究区套损统计结果发现:自20世纪80年代以来,开采的主要油层组为萨尔图油层组,伴随着萨II油层组的开采,在萨I—萨II泥岩夹层发生套损的井数显著增加。铅模资料显示:套损多发生在泥岩中或砂、泥岩交界面,发生在泥岩中的套损井占总套损井数的75.7%。测井资料显示,研究区萨I—萨II泥岩夹层已大面积浸水。因此,泥岩浸水可能是引起萨I—萨II泥岩夹层套损的主要原因。

收稿日期:2012-09-10。

作者简介:易金,男,在读博士研究生,从事构造地质学及石油地质学研究。联系电话:13560370462, E-mail: yijin_2002@126.com。

基金项目:国家重点基础研究发展计划“973”项目“南海深水盆地形成机理与演化过程研究”(2009CB219401)。

2 数值模拟的数理基础

地应力决定了地下流体的运动状态,直接影响储层的孔隙度和渗透率^[10-11]。在油田开采过程中,储层流体力不断变化,引起应力重新分布^[12-14],并导致储层应变、岩石骨架变形及岩石特性发生变化,使油藏储层的物性参数,特别是孔隙度、渗透率和孔隙压缩系数发生变化。而储层的应变又反过来影响储层流体在孔隙空间的流动^[15-18]。因此,笔者采用FLAC数值模拟软件进行流-固耦合数值模拟研究。

数值模拟假设条件包括:各地层岩石属于各向同性可变形多孔介质,由岩石骨架和岩石孔隙空间共同组成;多孔介质的孔隙空间被单相流体充满。

数值模拟采用 Mohr - Coulomb 弹塑性本构模型^[18],物质最初发生弹性变形,当物质所受应力大于等于屈服应力时会发生塑性变形,屈服标准由屈服函数控制,其表达式为

$$f = \tau_m + \sigma_m \sin \alpha - C \cos \alpha \quad (1)$$

式中: f 为屈服函数; τ_m 为最大剪切应力, Pa; σ_m 为平均应力, Pa; α 为内摩擦角, ($^\circ$); C 为内聚力, Pa。

当 $f < 0$ 时,物质没有发生屈服,处于弹性状态,表达式为

$$\sigma_{ij} = 2Gij\epsilon_{ij}^e + (K - \frac{2}{3}G)\delta_{ij}\epsilon_{kk}^e \quad (2)$$

式中: σ_{ij} 为指定点 (i, j) 处的应力, Pa; (i, j) 为数值模拟的网格模型中的网格点, i 为横向坐标, j 为纵向坐标; G 为剪切模量, Pa; ϵ_{ij}^e 为指定点 (i, j) 处的弹性应变; K 为体积模量, Pa; δ_{ij} 为 Kronecker delta 分量; ϵ_{kk}^e 为弹性体积应变张量。

当 $f = 0$ 时,物质发生屈服,处于塑性状态,表达式为

$$l = \tau_m + \sigma_m \sin \beta - C \cos \beta \quad (3)$$

式中: l 为塑性势能函数; β 为扩容角, ($^\circ$)。

模型中流体的流动是由 Darcy 定律控制的,其表达式为

$$V_i = -K_{ij} \hat{K}(s) \frac{\partial(p - \rho_w g x_k)}{\partial x_j} \quad (4)$$

式中: V_i 为某个流出矢量或 Darcy 流动矢量, m/s; K_{ij} 为渗透系数张量, m^2 ; $\hat{K}(s)$ 为与饱和度相关的相对渗透率; p 为孔隙流体压力, Pa; ρ_w 为地层流体密度, kg/m^3 ; g 为重力加速度, m/s^2 ; x_k 为指定点

到水平面的距离, m; x_j 为指定点纵坐标, m。

固体变形对流体流动的影响是通过体积应变产生的孔隙流体压力的变化而产生的,可描述为

$$K_w = -\frac{\Delta p}{\epsilon_v} \quad (5)$$

式中: K_w 为流体体积模量, Pa; Δp 为孔隙流体压力的变化量, Pa; ϵ_v 为体积应变。

3 数值模拟

3.1 数值模型的建立

数值模型(图1)是根据研究区实际地质剖面建立的。模型的最下部为葡萄花组(P),往上依次为萨II油层组、萨I—萨II泥岩夹层、萨I油层组、嫩江组(N)和盖层(G)。由于主要目的层为萨I—萨II泥岩夹层及萨I、萨II油层组,为方便计算与模拟,嫩江组以上统一作为盖层处理。

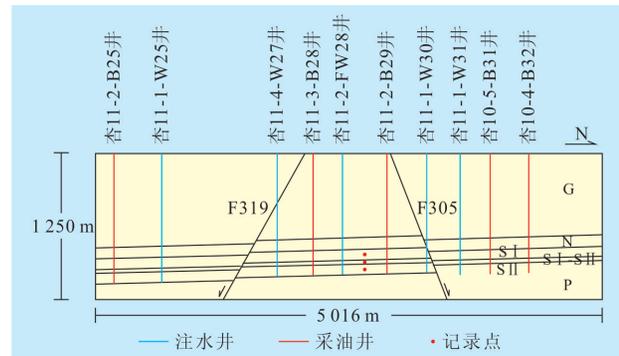


图1 模拟实验地质剖面模型

3.2 模拟参数设置和边界条件

3.2.1 参数设置

泥岩中含有大量亲水粘土矿物,吸湿性强,随着含水率的增加,泥岩的岩石强度、弹性模量、内聚力、内摩擦角和粘滞系数均急剧下降,而泊松比却增大^[19-21]。室内实验结果表明,泥岩在饱和含水情况下的单轴抗压强度仅为其干燥状态下的31.5%,降幅高达68.5%^[4]。弹性模量、内聚力、内摩擦角和泊松比与泥岩含水率的关系表达式^[19,22]分别为

$$E = 4 \times 10^3 \exp[-11 \times (W - 0.02)^{\frac{1}{2}}] \quad (6)$$

$$C = C_B - 180W \quad (7)$$

$$\alpha = \alpha_B - 211W \quad (8)$$

$$\gamma = 0.2 + 1.3W \quad (9)$$

式中: E 为弹性模量, MPa; W 为泥岩含水率; C_B 为初始内聚力, Pa; α_B 为初始内摩擦角, ($^\circ$); γ 为泊松比。

模拟所采用的岩石力学参数是根据岩石力学参数测试数据、测井资料及前人研究成果^[19,22]选定的,孔隙度和渗透率则是根据油田实际情况选定,模拟过程中岩石物理参数见表1。

的,孔隙度和渗透率则是根据油田实际情况选定,模拟过程中岩石物理参数见表1。

表1 模拟过程中各单元的岩石物理参数

模型单元	含水率, %	密度/($\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$)	剪切模量/MPa	体积模量/MPa	抗张强度/MPa	内聚力/MPa	内摩擦角/(°)	孔隙度	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$
盖层		2 000	2 800	3 740	4.9	20	33	0.2	7.5
嫩江组		2 010	3 000	2 950	4.9	20	30	0.21	5.0
萨 I 油层组		2 020	2 910	3 260	2.45	8.39	35	0.23	120
	2.0	2 200	3 260	2 430	3.3	11.4	25.78	0.08	0.002 5
	2.5	2 200	1 490	1 140	3.08	10.5	24.725	0.08	0.002 5
	3.0	2 200	1 070	850	2.87	9.6	23.67	0.08	0.002 5
	3.5	2 200	835	681	2.65	8.7	22.615	0.08	0.002 5
	4.0	2 200	674	567	2.43	7.8	21.56	0.08	0.002 5
	4.5	2 200	558	485	2.22	6.9	20.505	0.08	0.002 5
萨 I—萨 II 泥岩夹层	5.0	2 200	470	422	2.0	6	19.45	0.08	0.002 5
	5.5	2 200	402	373	1.78	5.1	18.395	0.08	0.002 5
	6.0	2 200	347	333	1.57	4.2	17.34	0.08	0.002 5
	6.5	2 200	302	300	1.35	3.3	16.285	0.08	0.002 5
	7.0	2 200	265	273	1.13	2.4	15.23	0.08	0.002 5
	7.5	2 200	234	250	0.917	1.5	14.175	0.08	0.002 5
	8.0	2 200	207	230	0.7	0.6	13.12	0.08	0.002 5
萨 II 油层组		2 026	2 910	3 260	2.45	8.39	35	0.23	120
葡萄花组		2 030	2 920	3 360	2.5	8.4	37	0.23	120
断层		2 000	1 110	1 670	1.8	5	15	0.09	0.01

3.2.2 边界条件

在模型的左右边界施加固定速度,模型的底部边界固定不动,左右及底部边界的孔隙流体压力固定,流场不固定。分析中国大陆地壳应力环境基础数据及前人关于松辽盆地应力场研究结果^[23-24]可知,松辽盆地长垣隆起现今最大主应力方向为北东向,而建立模型时所采用剖面的走向为北东 27° ,故模拟中采用挤压边界条件,左右2边界挤压速率为 $1.16\times 10^{-13}\text{ m/s}$,用较小的挤压速率以保持在油田开采几十年的时间内没有区域地质变形。

井眼边界条件通过设定注水井和采油井在萨 II 油层组上部(与实际射孔位置对应)的孔隙流体压力来确定。模拟中油井井底流压设定为6 MPa,即将油井射孔处孔隙流体压力设定为6 MPa。

3.3 模拟方案

此次研究工作共进行了31次模拟实验。分别为萨 I—萨 II 泥岩夹层浸水前(含水率为2%)和浸水后(含水率为5%),注水压力为10, 10.5, 11, 11.5, 12, 12.5, 13, 13.5和14 MPa的18次模拟实验;在注水压力为11.5 MPa的情况下,萨 I—萨 II 泥岩夹层含水率分别为2%, 2.5%, 3%, 3.5%, 4%, 4.5%, 5%,

5.5%, 6%, 6.5%, 7%, 7.5%和8%的13次模拟实验。这31次模拟实验都是在只改变萨 I—萨 II 泥岩夹层岩石物理参数和注水压力,而其他条件均不变的条件下进行的。

4 模拟结果与分析

4.1 泥岩浸水对应力的扰动

泥岩含水率与应力关系数值模拟结果显示:泥岩浸水会引起泥岩本身及上下岩层水平应力的扰动,萨 II 油层组的水平应力随泥岩含水率的上升而上升;而萨 I 油层组与萨 I—萨 II 泥岩夹层的水平应力随泥岩含水率的上升而下降。萨 II 油层组水平应力随泥岩含水率的上升而直线下降,下降的速率较小;萨 I—萨 II 泥岩夹层水平应力随泥岩含水率的上升而下降,下降速率随泥岩含水率的上升而下降。

泥岩浸水对水平应力扰动较大,但对垂直应力的扰动并不明显:萨 II 油层组的垂直应力随泥岩含水率上升而稍有上升,而萨 I 油层组与萨 I—萨 II 泥岩夹层则略有下降。

差应力分布结果显示,泥岩浸水前差应力主要

集中在萨Ⅱ油层组顶部和萨Ⅰ—萨Ⅱ泥岩夹层附近；泥岩浸水后，差应力的分布总体变化不大(图2)。记录点数据显示，随着泥岩含水率的上升，萨Ⅱ油层组差应力稍有上升，而萨Ⅰ油层组和萨Ⅰ—萨Ⅱ泥岩夹层的差应力下降，且萨Ⅰ—萨Ⅱ泥岩夹层差应力下降速率随泥岩含水率的上升而下降(图3)。差应力的下降可能是由于泥岩夹层浸水后，岩石力学性质弱化，岩石更容易发生屈服，应力被释放。另外，模拟实验中应力的分布主要受注水、采油过程中孔隙流体压力变化的影响。所以萨Ⅱ油层组与萨Ⅰ—萨Ⅱ泥岩夹层交界处的差应力集中可能是注水和采油所引起的孔隙流体压力的变化导致的。另外，在泥岩夹层与萨Ⅱ油层组砂岩储层交界处的差应力集中还应与交界处岩性及渗透率的突变相关。

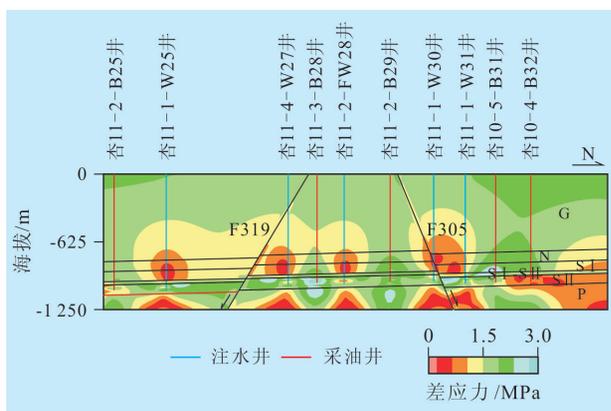


图2 萨Ⅰ—萨Ⅱ泥岩夹层注水压力为10 MPa和含水率为5%时差应力分布

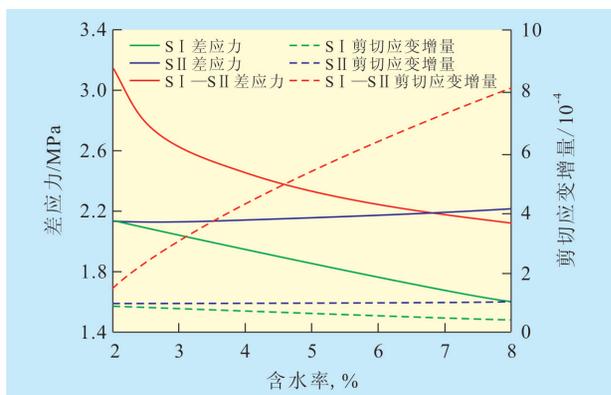


图3 差应力及剪切应变增量与萨Ⅰ—萨Ⅱ泥岩夹层含水率的关系

4.2 泥岩浸水对应变的扰动

应变与泥岩含水率数值模拟结果表明，萨Ⅰ—萨Ⅱ泥岩夹层和萨Ⅱ油层组的剪切应变增量与差应力成线性正相关。因此，剪切应变集中的地方与差应力集中的地方相吻合，均集中在泥岩和断层(F319, F305)带附近(图2, 图4)。萨Ⅰ—萨Ⅱ泥岩夹层浸水后，剪切应变增量随含水率的上升而上升

(图3, 图4),且其与差应力回归曲线斜率由 8×10^{-11} 增加到 70×10^{-11} ,即在相同的差应力条件下,泥岩浸水后更容易发生剪切变形。泥岩浸水对萨Ⅰ油层组及萨Ⅱ油层组的剪切应变增量与差应力的关系的影响不大。

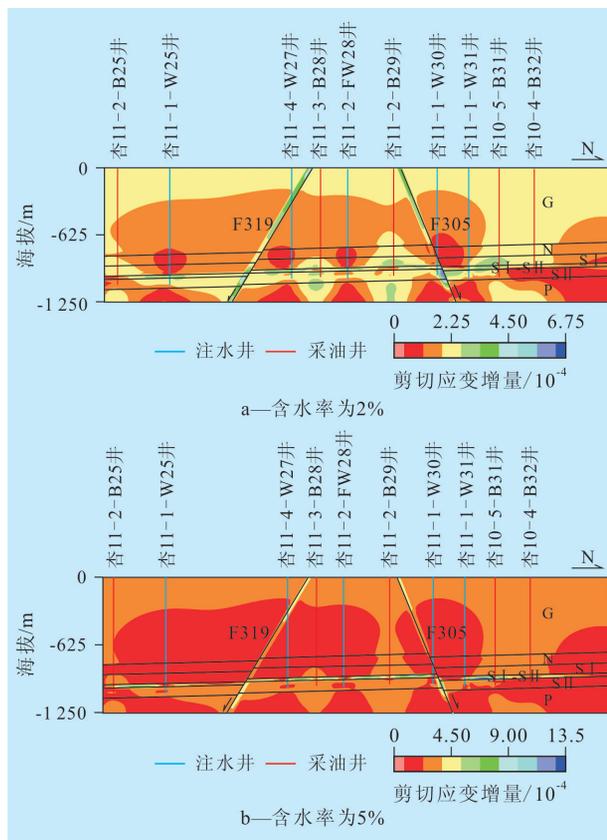


图4 萨Ⅰ—萨Ⅱ泥岩夹层注水压力为10 MPa不同含水率时的剪切应变增量分布

4.3 泥岩浸水对应力应变与地层压力关系的影响

4.3.1 应力与地层压力

萨Ⅰ—萨Ⅱ泥岩夹层及萨Ⅱ油层组的地层孔隙流体压力与水平应力均成线性正相关,但二者的斜率不同,浸水前、后斜率也有变化。萨Ⅱ油层组的斜率在泥岩浸水前、后分别为1.020 1和1.140 7;而萨Ⅰ—萨Ⅱ泥岩夹层的斜率浸水前、后分别为0.856 7和-0.331 9(图5)。萨Ⅰ—萨Ⅱ泥岩夹层浸水后,水平应力与地层压力的关系发生转变,由浸水前的随地层压力上升而上升变为浸水后的随地层压力上升而下降。

4.3.2 应变与地层压力

萨Ⅰ—萨Ⅱ泥岩夹层及萨Ⅱ油层组的剪切应变增量与地层压力成线性正相关,但二者回归曲线斜率不同,即剪切应变增量随地层压力上升而上升的速率不一样,泥岩浸水前、后其速率也有所不同(图5)。泥岩浸水后,萨Ⅰ—萨Ⅱ泥岩夹层剪切应变增量

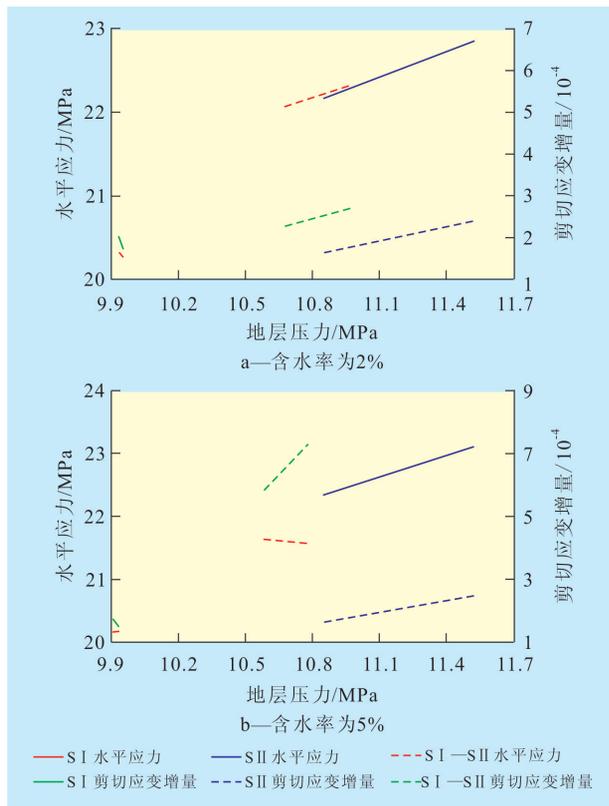


图5 水平应力和剪切应变增量与地层压力的关系

与地层压力的关系发生了改变,进而引起萨I—萨II泥岩夹层剪切应变增量随注水压力上升而上升的速率大幅增加,即注水压力的上升更容易引起萨I—萨II泥岩夹层的剪切滑动,更容易导致套管在萨I—萨II泥岩夹层段发生剪切变形和错断。泥岩浸水对萨II油层组的应变及储层应变与注水压力关系的影响较小。

4.4 泥岩浸水对套管损坏的影响

对研究区套损情况进行统计分析后发现,有很大一部分套损发生在萨I—萨II泥岩夹层,套损形式主要为剪切错断。注水井与采油井之间形成的孔隙流体压差,以及萨I—萨II泥岩夹层与萨II油层组砂岩之间的渗透率及岩性的差异,导致差应力在泥岩夹层处高度集中。而泥岩由于水化作用,岩石力学性质尤其是抗剪强度大幅度降低,摩擦系数减小,再加上高压注水引起的高孔隙流体压力使岩石的有效应力降低,导致萨I—萨II泥岩夹层剪切应变高度集中,地层沿泥岩夹层处相对滑动,必然引起应力在套管处集中,从而导致套管的剪切变形或错断。

5 结论

模拟实验结果表明:①萨II油层组储层的水平应力随泥岩含水率的上升而上升,萨I油层组和萨

I—萨II泥岩夹层水平应力随泥岩含水率的上升而下降。②萨I—萨II泥岩夹层在浸水后其差应力明显下降。差应力变化主要体现在萨II油层组顶部和萨I—萨II泥岩夹层附近。随着泥岩含水率的上升,萨II油层组差应力略有上升,萨I油层组和萨I—萨II泥岩夹层差应力下降。③萨I—萨II泥岩夹层在浸水后其剪切应变增量上升很快,注水压力的升高更容易引起萨I—萨II泥岩夹层的剪切滑动。

泥岩浸水后,泥岩层自身的应力应变改变很大,并导致邻近储层的应力局部扰动。萨II油层组的水平应力随泥岩含水率的上升而上升,而萨I油层组储层水平应力随泥岩含水率的上升而下降,直接造成层间应力状态的差异,并主要体现在萨II油层组顶部和萨I—萨II泥岩夹层附近,造成泥岩层剪切应变增加,进而引起套管的剪切变形与错断。因而,尽可能避免泥岩浸水是油田开采中首要考虑的问题,但往往难以避免。泥岩浸水后其剪切应变增加很快,注水压力的上升更容易引起泥岩的剪切滑动。因此,应适当降低泥岩层毗邻储层的注水压力,降低地层压力,从而缓解泥岩层的剪切套损。

参考文献:

- [1] 宋正江.大庆油区头台油田扶余油层小排距注水中后期综合调整方法[J].油气地质与采收率,2011,18(1):85-88.
- [2] 路保平,林永学,张传进.水化对泥页岩力学性质影响的实验研究[J].地质力学学报,1999,5(1):65-70.
- [3] 黄小兰,杨春和,刘建军,等.不同含水情况下的泥岩蠕变试验及其对油田套损影响研究[J].岩石力学与工程学报,2008,27(2):3477-3482.
- [4] 季明,高峰,高亚楠,等.灰质泥岩遇水膨胀的时间效应研究[J].中国矿业大学学报,2010,39(4):511-515.
- [5] 陈会军.泥岩的本构方程及油水井套管剪切破坏机理的研究[D].哈尔滨:哈尔滨工程大学,2002:1-20.
- [6] 肖斐,李邦超,王德军,等.套管损坏的力学分析及动力学机制探讨[J].油气地质与采收率,2008,15(5):98-101.
- [7] 郭慧,包冠祯,王彧.纯化油田高压注水井套管损坏原因及防治措施[J].油气地质与采收率,2004,11(2):76-78.
- [8] 许兴亮,张农,李玉寿.煤系泥岩典型应力阶段遇水强度弱化与渗透性实验研究[J].岩石力学与工程学报,2009,28(1):3089-3094.
- [9] 何满潮,周莉,李德建.深井泥岩吸水特性试验研究[J].岩石力学与工程学报,2008,27(6):1113-1120.
- [10] 刘建军,刘先贵,胡雅初,等.低渗透储层流-固耦合渗流规律研究[J].岩石力学与工程学报,2002,21(1):88-92.
- [11] 刘显太.中高渗透砂岩油藏储层物性时变数值模拟技术[J].油气地质与采收率,2011,18(5):58-62.

(下转第103页)