

嫩二底油页岩标准层套损成因与防控方法

邓庆军, 王 佳, 李自平

(中国石油大庆油田有限责任公司第一采油厂, 黑龙江 大庆 163000)

摘要:大庆油田嫩二底标准层集中套损导致注采关系极不完整,地质储量难以有效动用,套损井治理修复难度大、周期长、费用高,严重影响油田开发效果和经济效益。分析嫩二底套损层位岩性力学特征、油页岩进水影响和地层压力差异等情况,揭示出嫩二底油页岩标准层因注水导致的地层不均匀沉降或隆起,诱发顶部嫩二底标准层剪切破坏套管。据此制定并实施了调整区域间压力平衡、控制地层孔隙压力骤变、防止标准层高压进水的防控措施。2014年以来,萨中开发区嫩二底油页岩标准层套损井数降幅达到72.6%,嫩二底油页岩标准层套损防控措施成效显著。

关键词:嫩二底 油页岩 套损成因 防控方法

中图分类号:TE122 **文献标志码:**A

Causes and controlling methods of casing damage in marker bed of Nen II oil shale strata

DENG Qingjun, WANG Jia, LI Ziping

(First Oil Production Plant, Daqing Oilfield Co., Ltd., PetroChina, Daqing 163000, China)

Abstract: The centralized casing damage of marker bed of Nen II bottom has led to the incomplete injection – production relationship, and it is difficult to effectively use geological reserves. The treatment and repair of casing damage is difficult, long period and high cost, which seriously affects the development effect and economic benefit of oil field. In this paper, it was deeply analyzed the characteristics of the lithologic mechanics, the influence of the oil shale and the difference of the pressure on the formation of the oil shale. The result showed that the reason of shearing casing damage in marker bed of Nen II was caused by uneven settlement or uplift induced by water injection. The prevention and control measures including adjust interregional pressure balance, pore pressure change control and preventing high pressure water from marker bed have been formulated and implemented. Since 2014, the number of casing damage wells in marker bed of Nen II of Sazhong development area has been decreased by 72.6%. The controlling methods of casing damage in marker bed of Nen II oil shale strata have achieved remarkable results.

Key words: Nen II bottom; oil shale; casing damage causes; controlling methods

萨中开发区是大庆油田开发最早的区块之一,套损井发现最早、数量最多。目前已出现套损井集中区近十个,严重影响了区块的开发调整。其中嫩二底油页岩标准层套损井数占38.5%,集中成片,治理难度大,复发风险程度高。

1 区域地质特征

萨中开发区位于大庆长垣萨尔图构造中部,为两翼不对称的短轴背斜构造油藏,总体上发育平缓,西翼较陡,倾角约为 $3 \sim 14^\circ$,东翼较缓,倾角约为 $2 \sim 5^\circ$ (图1),储油层为白垩系中统青山口组二、三段

至嫩江组一段的中部含油组合,自上而下分布的萨尔图油层、葡萄花油层和高台子油层,属于典型的陆相碎屑岩河流 – 三角洲沉积,在储油层以上沉积有嫩江组以及白垩系上统的四方台组和明水组,第三系、第四系地层。

收稿日期:2018-05-28;改回日期:2018-10-25。

第一作者简介:邓庆军(1972—),高级工程师,现从事油田开发工作。E-mail: dengqj@petrochina.com.cn。

基金项目:国家重大专项“大庆油田特高含水油田提高采收率示范工程”(2016ZX05054)。

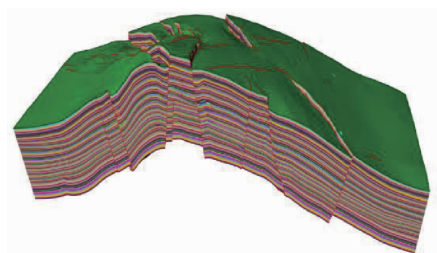


图1 萨中开发区三维构造模型

嫩江组二段底部岩性以深灰—灰黑色泥岩为

主,发育 10 m 左右的油页岩,钻遇深度 600 ~ 1 000 m,全区稳定分布,是大庆长垣区域地层划分一级标准层,距离下部萨尔图油层萨零组顶部 40 ~ 60 m,岩性上也与其上下层位有一定区别,页理发育,存在裂缝,含有大量介形虫化石,视电阻率高,力学强度低,受力易沿着层理层面开裂、发生层面方向滑动和位移(图 2)。自然电位曲线呈现渗透性特征^[1],荧光显微图像技术判断油页岩存在进水^[2]。

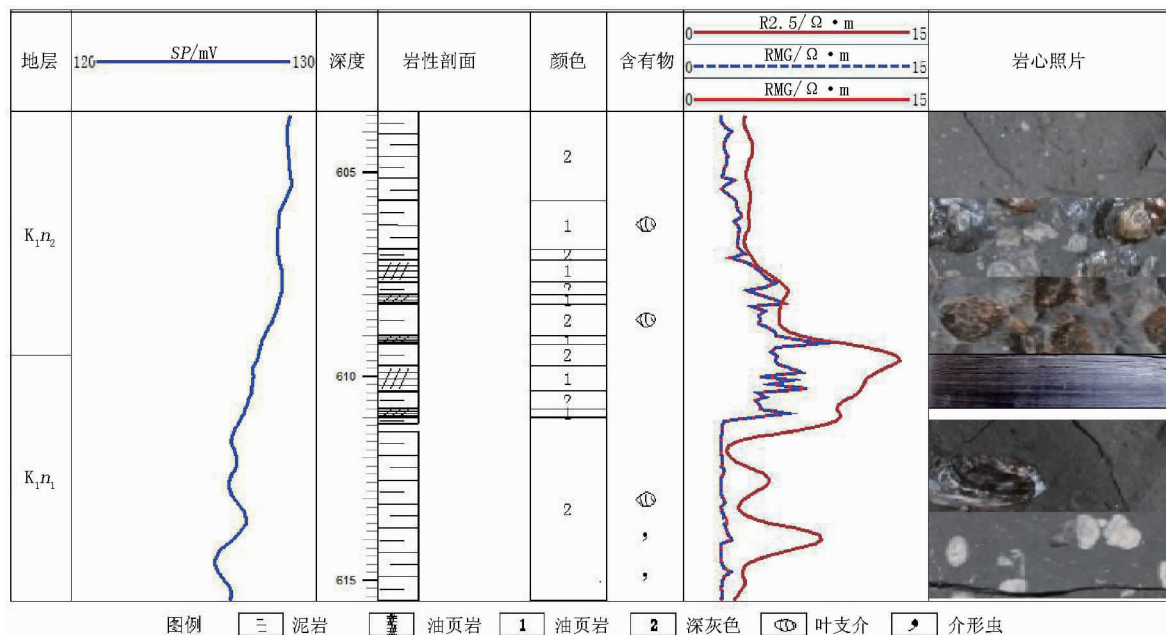


图2 油页岩标准层岩性剖面

2 嫩二底油页岩套损成因分析

该区套损多位于油页岩标准层内,成片集中分布。

2.1 嫩二底油页岩石力学参数

密闭取心样品的力学参数试验结果显示:油页岩的抗剪切强度为 3.82 MPa,分别比泥岩和砂岩低 3.08 MPa 和 5.08 MPa。因此在地层受力发生显著

形变及剪切时,将最先在油页岩标准层抗剪强度较低的部位发生位移、剪切套管(表 1)。

2.2 嫩二底油页岩石浸泡实验

长期以来,认为标准层套损原因是油页岩遇水软化和膨胀挤毁套管,但经室内实验证实,油页岩经过采出水 20 年的浸泡,没有发生软化和膨胀的现象。这主要是油页岩中没有膨润土等吸水膨胀矿物成分,所以以往推测的套损成因是不能成立的。

表1 南1-12-检232井岩石力学参数

岩性	内聚力/MPa	内摩擦角/(°)	抗压强度/MPa	抗剪强度/MPa	泊松比	杨式模量/GPa
油页岩	16.82	8.93	16.6	3.82	0.32	0.963
泥岩	13.85	13.82	11.6	6.9	0.21	5.237
砂岩	16.38	12.3	26.8	8.9	0.22	12.336

2.3 嫩二底油页岩进水分析

油页岩进水与注水异常有关。由于油页岩标准层部位位于油层上部,注水压力远超过油层射孔顶

界的上覆岩压,因此一旦有套管在油页岩部位错断或破裂,井内的高压注入水就会进入油页岩层内裂缝中,沿着裂缝快速扩展。此时套管错断或破裂的

注水井就会显示注水压力下降、注水量骤升的现象。

经研究,油页岩的进水源头为注水井,水窜通道主要有以下几种:①油页岩井段套管错断的在用注水井,由于未及时发现异常而误注水,直接成为油页岩的进水源头和通道;②控制水泥面在嫩二底油页岩标准层以下,上部自由套管破漏或错断的注水井,由于套管外部没有水泥环的封隔,一旦上部套管有破损外漏,注入水就会进入套管外环形空间,成为油页岩的进水通道;③油层以上至油页岩标准层之间的井段固井质量差,注入水上窜造成油页岩进水,套管外窜槽的井段是油页岩进水通道(图 3)。

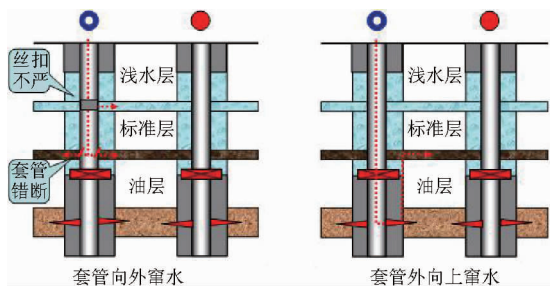


图 3 标准层进水示意

从现场实践看,套管外窜槽形成的油页岩进水通道,应是早期套损井区浸水域形成的第一隐患;而上部非油层部位套管破漏或错断注水井未及时发现并关停,是套损井区外扩过程中的继生进水通道;但是后者会进一步加速油页岩浸水域扩展,造成套损区失稳和套损区边界向外扩展。

2.4 嫩二底套管损坏的成因

研究认为,排除套管本身质量问题,套管损坏主要受岩石性质、重力作用、层间错动和孔隙压力等因素影响。嫩二底油页岩岩性硬而脆,层理、裂缝发育,特别是介形虫富集的部位,在抗剪切强度较弱的水平层面上易导致套管集中损坏^[3]。

注入水具有不可压缩性,当注采压力平衡状况改变,导致油层体积变化。受油层岩体埋藏深度的影响,垂向主应力最小,油层以纵向形变为主^[4],进而引起平面上区域厚度变化,导致上覆地层产生形变,诱发层面错动,造成套损。

根据美国学者艾伦—马加友的含油砂岩室内实

验^[5],砂岩注水后,其孔隙骨架膨胀用下式来描述:

$$\Delta H = \Delta \Phi H / (1 + \Phi)$$

式中: ΔH 为砂岩厚度变化量,m; $\Delta \Phi$ 为不同载荷下孔隙度变化量,%; H 为吸水砂岩厚度,m; Φ 为原始孔隙度,%。

根据实验得出,850 ~ 1 100 m 深的油层注水后的膨胀系数为 4‰ ~ 6‰。对 251 m 厚的吸水油层进行测算,油层厚度增加 1.255 m,地表上升 0.627 m,为油层厚度变化的一半,与同期地表和井下测量结果基本一致。

上覆岩层在重力的作用下,随下部地层的不均匀沉降或隆起而发生形变,当形变力超过层层面结构力或层间裂缝的抗剪切强度后,层面位移的剪切力就会作用于套管,并形成应力集中。地层持续形变,当地应力超过套管抗剪强度时,层间错动导致损毁套管,套管剪切损坏是地应力释放的结果。岩石的剪切强度和内摩擦角可以表示为^[6]:

$$\tau = S_0 + \mu(\sigma_n - P)$$

$$\text{tg}\phi = \mu(1 - \frac{P}{\sigma_n})$$

式中: τ 为岩石剪切强度,MPa; S_0 为岩石固有的剪切强度,MPa; σ_n 为岩石受到的垂向应力,MPa; P 为岩石孔隙中液体压力,MPa; μ 为岩石的内摩擦系数; ϕ 为岩石的内摩擦角,(°)。

从该式可以看出,岩石孔隙中液体压力越大,岩石的剪切强度和内摩擦角就越小,当岩石的内摩擦角变为 0 时,地层开始滑动,剪切损坏套管。

3 嫩二底油页岩套损的控制方法

从油田套损防控实际出发,提高套管抗挤毁能力,调整区域间地层压力平衡,控制地层孔隙压力骤变、防止油页岩形成高压进水域,是预防目标区成片套损的根本途径。

3.1 提高新钻井套管钢级

通过对比(表 2),在新钻井完井过程中,选用 P110 套管,抗挤毁能力提高到 76.5 MPa,同时实施全井段固井工艺,以解决标准层及以上自由套管段发生错断、破裂的问题。

表 2 各种规格套管参数

套管规范尺寸/mm	钢级	壁厚/mm	单位质量/(kg·m ⁻¹)	抗挤强度/MPa	抗内压强度/MPa
139.7	J55	7.72	25.30	33.85	36.68
139.7	N80	7.72	25.30	43.30	53.37
139.7	P110	9.17	29.76	76.53	87.15

3.2 控制区域间地层压差

萨中开发区六个成片套损区套损前与周边区域地层压差均在 0.8 MPa 以上(表 3),区域间地层压力差异过大应该是套损原因之一,因此设定 0.8 MPa 为

区域地层压差安全界限,要求正常开发的区块控制注采压力平衡,地层压力变化速度控制在 0.2 MPa/a 以内,区域间地层压差在 0.8 MPa 以内,最大限度地减小油层形变量,保持上覆地层的相对稳定。

表 3 成片套损区与周边地区地层压力差异

区块	类别	压力变化值/MPa		内外压差/MPa
		套损区	周边	
中区东部	钻井过程	-1.16	-0.12	-1.04
西区	钻井过程	-1.16	-0.03	-1.13
南一区乙块	注采系统调整	2.24	0.34	1.9
北一区断西	井网加密	1.38	0.46	0.92
北一区断东	井网加密	1.82	0.4	1.42
中区西部	井网加密	1.82	0.45	1.37

3.3 切断进水源头

通过南一区西部嫩二底油页岩套损集中区数值模拟结果可以看出,区域间距离为 600 m 时,安全压差界限最小,且随着进水压差增大而降低(图 4),因此,该距离的一半,即 300 m 距离为剪切高发区域。当发现 1 口标准层套损井,及时对其周围 300 m 注水井采取防控措施,可以涵盖进水风险井点,防止油页岩进水,控制套损区外扩,恢复区块稳定。

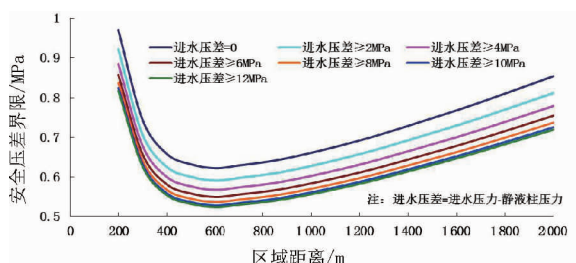


图 4 南一区西部标准层套损安全界限

近几年,对嫩二底标准层套损井区采取以切断油页岩进水源头、控制区域地层压力平衡为主的套损防控措施^[7],见到显著效果。对套损区域 40 口定点监测井,时间推移监测显示,套损区恢复稳定。对新发现的零散标准层套损井周边注水井采取“关停”、“控注”、“查套”措施,及时关停套损注水井,零散套损井没有蔓延成片。2012 年,研究区套损井数为 208 口,2016 年下降到 57 口,降幅达到 72.6%,措施成效十分显著,其中南一区西部嫩二底集中套损区边界得到有效控制,标准层套损井数由措施前的 151 口,下降到 5 口以内,近两年没有发现新的标准层套损井。

4 结论

(1)嫩二底油页岩标准层部位套损井在平面分

布上,一般是由零星分布到成片分布的特点。纵向上套损层位一致,绝大多数套损层位位于油页岩标准层以内高电阻率的第三峰位置。

(2)嫩二底油页岩致密、坚硬、层理发育,遇水不软化,不膨胀,具备剪切套管条件,层理裂隙发育是层间滑移的基础。

(3)注水井水窜是嫩二底油页岩进水的源头。水窜通道主要由套管错断破漏、管外窜槽和套管连接丝扣不严等原因形成。

(4)在正常区阻水、抗压、控压差;在套损区断水、泄压、缩压差,对控制套损区边界外扩、恢复区块稳定具有较好的效果。

参考文献:

- [1] 许敬彦,李庆峰,丁明海. 自然电位曲线异常原因分析[J]. 大庆石油地质与开发, 2002, 21(5): 107-108.
- [2] 刘丽萍,殷建平,游迎东. 应用荧光显微图像技术判断油页岩是否进水的方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2005, 24(4): 107-108.
- [3] 吴恩成,闫铁. 大庆油田嫩二底标准层化层引起套管损坏机理分析[J]. 大庆石油学报, 2007, 131(02): 42-45, 129.
- [4] 章根德,何鲜. 油井套管变形损坏机理[M]. 北京:石油工业出版社, 2005-07.
- [5] 刘建中,周胜民,李自平,等. 油田套管损坏的压力与压差联合作用机制[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(2): 97-99.
- [6] 王吉星. 注水井套损的综合原因分析控制措施研究[D]. 东营:中国石油大学(华东), 2012.
- [7] 郑志超. 大庆油田南一区西部标准层套损与断层关系的新认识[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2017, 37(16): 144-144.

(编辑 韩 枫)