

裂缝性低渗透砂岩油藏合理注水压力 ——以鄂尔多斯盆地安塞油田王窑区为例

赵向原¹,曾联波¹,靳宝光²,焦 军³,李培海⁴,张阳禹⁵,陈敏政⁶

[1. 中国石油大学(北京)地球科学学院,北京 102249; 2. 中国石油 长城钻探工程有限公司 解释研究中心,北京 100101;
3. 中国石油 长庆油田分公司 勘探开发研究院,陕西 西安 710018; 4. 中国石油 东方地球物理公司 辽河物探分公司,
辽宁 盘锦 124010; 5. 中海石油 研究总院,北京 100027; 6. 中海石油 深圳分公司研究院,广东 广州 510240]

摘要:以鄂尔多斯盆地安塞油田王窑区长6油层为例,利用相似露头、岩心及测井资料,在评价天然裂缝发育特征的基础上,求取了不同组系裂缝开启压力及地层破裂压力,分析影响裂缝开启压力的各种因素,进而探讨如何合理确定低渗透油藏注水压力界限。安塞油田王窑区长6油层以发育高角度构造裂缝为主,其主要方位依次为NEE-SWW、近E-W、近S-N和NW-SE向,不同组系裂缝开启压力差异较大,主要受埋藏深度、裂缝产状、孔隙流体压力及现今地应力等因素影响。合理注水压力的确定要根据各井组天然裂缝发育情况。在不发育天然裂缝的井组,注水压力不应大于地层破裂压力,避免地层发生大规模破裂而形成裂缝型水窜通道;对于发育天然裂缝的井组,若裂缝开启压力小于地层破裂压力,合理注水压力界限不应大于裂缝开启压力,以防止裂缝大规模开启和延伸;若裂缝开启压力大于地层破裂压力,则要以地层破裂压力厘定合理注水压力,以防止地层发生新的大规模破裂。

关键词:裂缝开启压力;地层破裂压力;注水压力;天然裂缝;低渗透油藏;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE348

文献标识码:A

Discussion on optimal injection pressure of fractured low-permeability sandstone reservoirs—A case study from Wangyao block in Ansai oilfield, Ordos Basin

Zhao Xiangyuan¹, Zeng Lianbo¹, Jin Baoguang², Jiao Jun³, Li Peihai⁴, Zhang Yangyu⁵, Chen Minzheng⁶

[1. College of Geoscience, China University of Petroleum(Beijing), Beijing 102249, China; 2. Geoscience Center, CNPC Greatwall Drilling Company, Beijing 100101, China; 3. Exploration and Development Research Institute of Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 4. BGP INC. CNPC, Panjin, Liaoning 124010, China; 5. Research Center, CNOOC, Beijing 100027, China; 6. Research Institute of Shenzhen Branch Company, CNOOC, Guangzhou, Guangdong 510240, China]

Abstract: Analog outcrop, core and well logging data are integrated in this paper to calculate opening pressure of fractures and formation fracture pressure in different reservoir intervals and analyzed various factors affecting opening pressure of fractures based on evaluation of natural fracture characteristics. A sensitivity analysis was performed to determine proper injection pressure for low-permeability reservoirs. High dip-angle fractures are predominant in Chang-6 reservoir in Wangyao block in Ansai oilfield, and their main orientations are NEE-SWW, E-W, S-N and NW-SE, respectively. The opening pressures vary significantly in different reservoir intervals due to the control of buried depth, fracture orientation, pore fluid pressure and current geo-stress. The reasonable injection pressure should be determined by the maturity of local natural fractures accordingly. In areas with few natural fractures, water injection pressure should not be larger than formation fracture pressure, so as to avoid large-scale fracturing that leads to water breakthrough. In areas with dense fractures, if the fracture opening pressure is less than the formation fracture pressure, the rational injection pressure should be set less than the formation fracture pressure to avoid large-scale opening and connection of natural fractures; otherwise the injection pressure should be properly set according to the formation fracture pressure to avoid new large-scale fracturing.

Key words: fracture opening pressure, formation fracture pressure, water injection pressure, natural fracture, low-permeability reservoir, Ordos Basin

收稿日期:2014-12-16;修订日期:2015-06-08。

第一作者简介:赵向原(1983—),男,博士,低渗透油气田开发地质。E-mail:auxus@sina.com。

通讯作者简介:曾联波(1967—),男,博士、教授,储层裂缝形成、分布及预测。E-mail:lbzeng@sina.com。

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05013-004);国家自然科学基金项目(40872098)。

低渗透砂岩油藏储层物性差,油井投产后单井产量下降较快,水驱储量动用程度低,主要是由于地层吸水能力差,注水困难、注水量不足所导致^[1]。提高注水压力、增加注水量可以提高低渗透油藏的水驱能力,扩大注水波及面积,改善注水开发效果。但由于低渗透油藏中普遍发育天然裂缝^[2-8],在裂缝系统对注水开发的影响下^[9-11],注水压力过大可使储层中裂缝开启、延伸甚至扩展,形成高渗透水流通通道,导致裂缝带上油井快速高含水并发生水淹,而裂缝带两侧油井长期不见效,处于低压低产状态^[12],严重影响注水开发效果。因此,合理确定注水参数界限对裂缝性低渗透油藏的有效开发显得尤为必要。目前,学者们对此类油藏注水压力参数合理的确定系统研究较少,大多数观点均认为低渗透油藏注水压力不应大于裂缝的开启压力或地层破裂压力^[10,13-16]。笔者认为,仅将地层破裂压力或某一方向裂缝开启压力作为注水压力界限可能会导致注水量不足或者过大,均会影响开发效果。为此,本文尝试以鄂尔多斯盆地安塞油田王窑区长6油层为例提出新的确定注水压力的思路,即根据井组天然裂缝发育特征求取裂缝开启压力并与地层破裂压力进行比较,进而合理厘定注水压力界限。

1 研究区概况

鄂尔多斯盆地是一个大型陆内叠合克拉通拗陷盆地^[17-18],盆地由伊盟隆起、渭北隆起、晋西挠褶带、伊陕斜坡、天环拗陷和西缘冲断带6个一级构造单元构成^[19-20]。盆地演化至今,先后经历了吕梁、晋宁、加里东、海西、印支、燕山及喜马拉雅等多期构造运动旋回^[20]。海西运动末期,即三叠纪开始,盆地进入内陆湖盆演化阶段,在三叠纪晚期沉积了一套典型的拗陷盆地河流-三角洲-湖泊相沉积体系^[21]。该套上三叠统延长组自上至下分为10个油层组(长1—长10),各油层组之间为整合接触^[22]。

安塞油田王窑区位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡中东部(图1),地层起伏平缓,地层倾角 0.5° 左右,为一西倾单斜构造,由于差异压实作用,在局部形成隆起幅度为10~20 m的鼻状构造^[23]。长6油层组为该区主力油层,受到沉积和成岩作用影响,长6储层致密,非均质性严重,储层平均孔隙度为13.7%,平均渗透率为 $2.29 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,原始地层压力为9.1 MPa,压力系数为0.7~0.9,属低渗低压低产油田^[24-26]。

2 天然裂缝发育特征

安塞油田王窑区长6油层主要发育构造裂缝和成

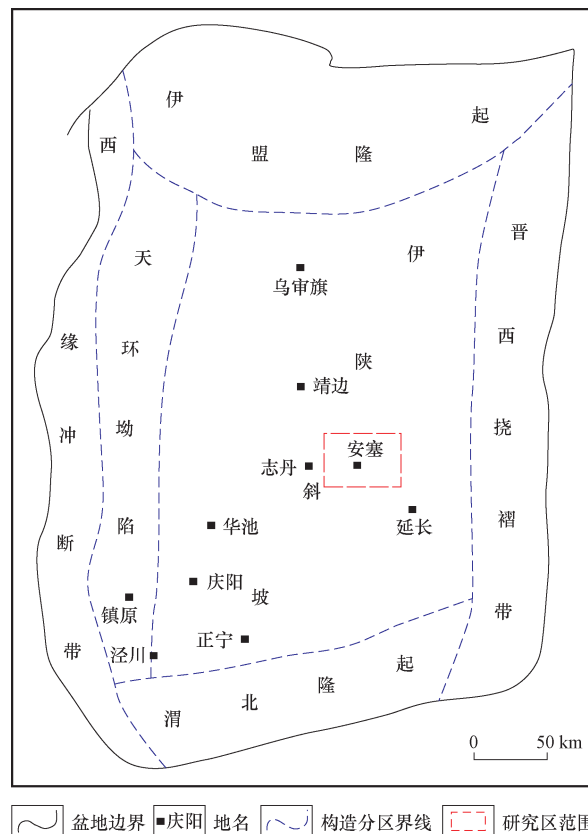


图1 鄂尔多斯盆地构造单元分布及研究区位置
Fig. 1 Distribution of structure units in the Ordos Basin and the location of the study area

岩裂缝两种成因类型裂缝。构造裂缝又分为砂岩中的构造裂缝(图2a)和泥岩中的滑脱裂缝(图2b)两类;砂岩中的构造裂缝具有分布规则、延伸较长、发育范围广、产状稳定、缝面平直光滑、与层面近垂直的特点;泥岩中的滑脱缝缝面光滑,并具有顺裂缝倾向的划痕。研究表明,这些裂缝主要形成于燕山期和喜马拉雅期构造作用^[8]。该区成岩裂缝主要包括两类:一类为发育在岩性微层面上的成岩裂缝,主要在泥质岩类中发育;另一类为发育在细粉砂岩中的近水平层理缝(图2c),这类裂缝顺砂岩的微层理面分布,规模为厘米级,具有顺层理面弯曲、断续、尖灭的特点。层理缝的形成和沉积与成岩作用有关,尤其是与压实和压溶作用关系密切^[27]。

据岩心和露头裂缝描述统计,王窑区长6油层构造裂缝主要发育方位为NEE-SWW、近E-W、近S-N和NW-SE向,发育程度依次减弱,以高角度裂缝为主,其中倾角大于 60° 的裂缝占90%以上,而倾角为 10° ~ 60° 的中低角度裂缝主要为泥岩中的滑脱裂缝。该区绝大多数构造裂缝的纵向高度小于1.8 m(图3),裂缝主要在单岩层内发育,极少见到穿层现象。统计发现,裂缝的高度与岩性有关,图3分别表示了不同岩性中的裂缝高度分布情况,可见砂岩中裂缝高度分布范围宽,而粉砂岩和泥岩裂缝高度分布则相对集中,说明细砂岩中裂缝规模相对较大,而粉砂岩中裂缝规模

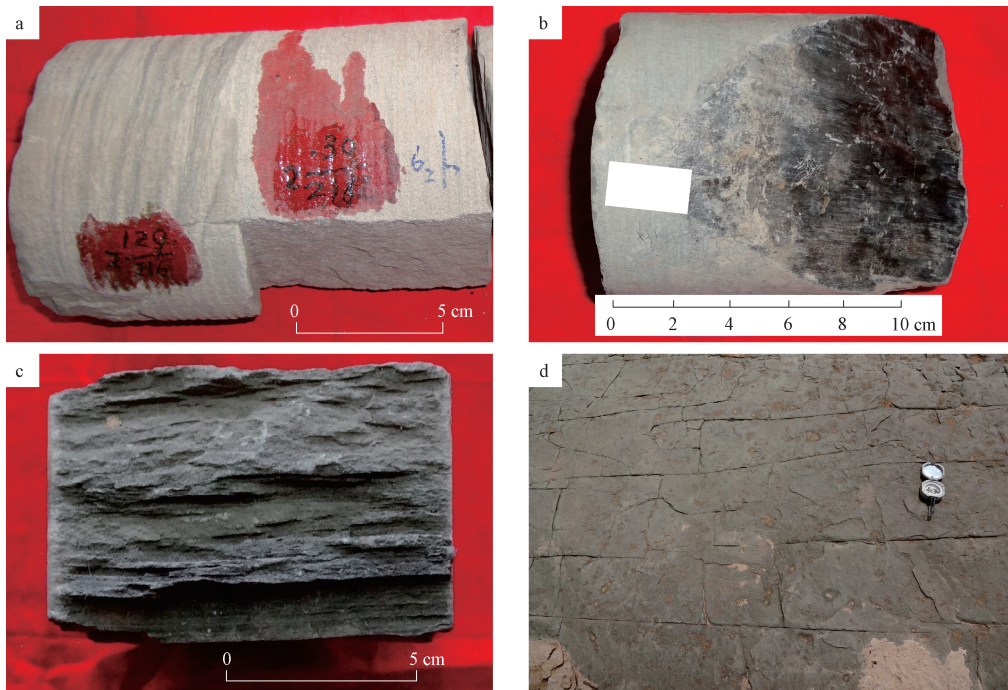


图2 王窑区长6油层岩心及延河露头裂缝特征

Fig. 2 Fracture characteristics in cores of Chang 6 reservoir in Wangyao block and Yanhe outcrop

a. 细砂岩内发育一条近直立的高角度构造裂缝,缝面平直光滑,分布规则, M1井,埋深1275.0 m; b. 粉砂质泥岩内发育一条倾角65°的滑脱裂缝,缝面具有镜面特征,可见划痕及微小阶步, M2井,埋深1139.59 m; c. 细粉砂岩内发育规模较小的与微层理面近平行水平层理缝, M3井,埋深1158.0 m; d. 可见平面上构造裂缝分布规则,组系特征明显,呈雁列式排列,延河露头董家河东1 km处观测点

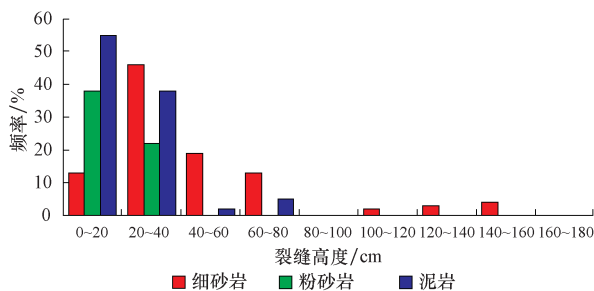


图3 王窑区长6油层不同岩性地层中裂缝高度分布

Fig. 3 Frequency distribution of fracture height in different strata of lithologies in Chang 6 reservoir, Wangyao block

相对较小。露头观察可见构造裂缝在平面上产状稳定,单条裂缝延伸范围一般小于20 m,多条同组单缝以雁列式排列成一条延伸较远的裂缝带,相邻两条裂缝之间并不相互连通,而是存在较小的间距(图2d)。此外,该区构造裂缝矿物充填情况较少,仅有不到10%的裂缝被方解石局部充填,其他90%以上的裂缝无矿物充填且含油性较好,反映出王窑区长6油层绝大多数构造裂缝为有效裂缝,裂缝对注水开发将产生重要影响。

3 合理注水压力界限的确定

构造裂缝对低渗透砂岩油藏注水开发的影响最大^[28]。由于注水压力过大而使得储层中天然裂缝(尤

其是以雁列式排列的构造裂缝)开启、延伸扩展以致相互连通,使注入水沿裂缝通道快速突进是导致油井方向性水淹的主要机理^[1,13]。因此,确定合理注水压力界限依然要考虑裂缝开启压力及地层破裂压力等方面来进行确定。文中求取裂缝开启压力及地层破裂压力主要通过以下方法进行计算,即:

$$p_i = \left(\frac{\mu}{1-\mu} H \rho_s g \sin \theta + H \rho_s g \cos \theta - \eta H \rho_w g \right) \times 10^{-6} +$$

$$H f_{\sigma_1} \sin \theta \sin \beta + H f_{\sigma_3} \sin \theta \cos \beta \quad (1)$$

$$p_f = 3\sigma_h - \sigma_H + \sigma_1 - p_b \quad (2)$$

式中: p_i 为裂缝开启压力, MPa; μ 为岩石泊松比, 无量纲; H 为裂缝埋藏深度, m; θ 为裂缝倾角, ($^\circ$); ρ_s 为岩石密度, kg/m^3 ; g 为重力加速度, N/kg ; η 为压力系数, 无量纲; ρ_w 为水的密度, kg/m^3 ; f_{σ_1} 和 f_{σ_3} 分别为现今应力场的最大和最小主应力梯度, MPa/m ; β 为现今应力场水平最大主应力方向与裂缝走向的夹角, ($^\circ$); p_f 为地层破裂压力, MPa; σ_h 和 σ_H 分别为水平最小主应力和水平最大主应力, MPa; σ_1 为岩石抗张强度, MPa; p_b 为孔隙流体压力, MPa。需要说明的是, 公式(1)考虑到低压油藏孔隙流体压力对裂缝开启压力的影响, 因此在 $H \rho_w g$ 一项前引入地层压力系数 η 。

裂缝性低渗透砂岩油藏中虽普遍发育天然裂缝, 但具有强烈的非均质性^[29], 平面上某些部位裂缝发育程度较强, 而在某些部位发育程度较弱或不发育。因

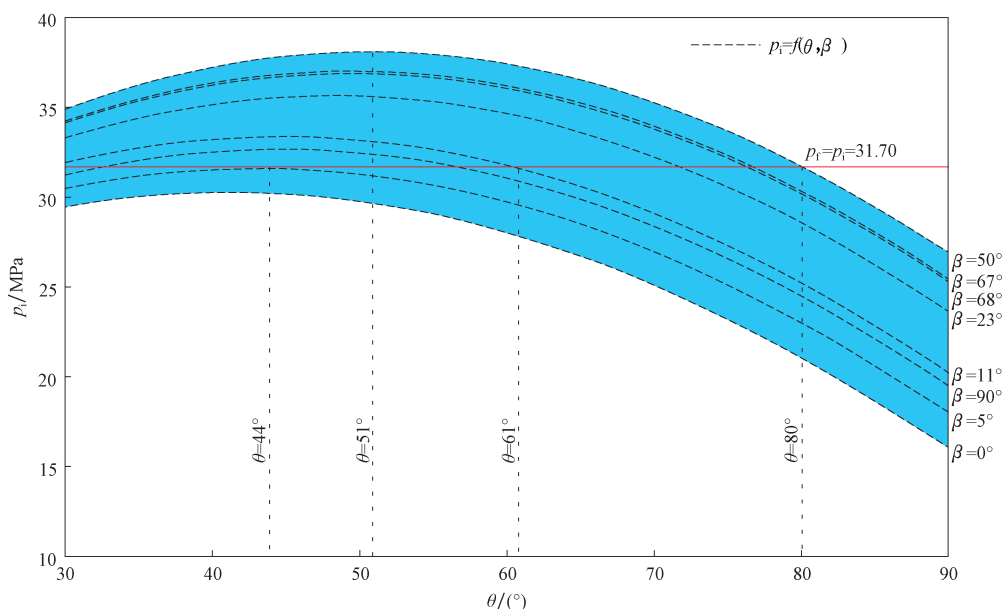


图4 王窑区 A1 井 H_0 深度处不同产状裂缝开启压力与地层破裂压力

fig. 4 Opening pressure of structural fractures with different occurrence and formation fracture pressure at the depth of H_0 in Well A1, Wangyao Block

走向的夹角在 $[0^\circ, 90^\circ]$ 内的任一固定值, $(^\circ)$; β_j 为现今应力场水平最大主应力方向与裂缝走向的夹角在 $[0^\circ, 90^\circ]$ 内的变化值, $(^\circ)$ 。

基于以上分析并通过图 4 可知, 对于 A1 井 H_0 深度不同产状的裂缝存在以下情况:

① 当 $0^\circ \leq \beta \leq 5^\circ$ 时, $f(\theta, \beta) < p_f$, 其中 $\theta \in [30^\circ, 90^\circ]$; 说明当裂缝走向与现今最大主应力方向夹角 $\beta \leq 5^\circ$ 时, 不论裂缝倾角怎么变化, 裂缝开启压力均小于地层破裂压力, 此时合理注水压力的确定应以裂缝开启压力作为参考。

② 当 $80^\circ \leq \theta \leq 90^\circ$ 时, $f(\theta, \beta) < p_f$, 其中 $\beta \in [0^\circ, 90^\circ]$; 说明当裂缝倾角大于 80° 时, 不论裂缝走向与现今最大主应力方向夹角怎么变化, 裂缝开启压力均小于地层破裂压力, 此时合理注水压力的确定也应以裂缝开启压力作为参考。

③ $5^\circ < \beta \leq 90^\circ$ 且 $30^\circ \leq \theta \leq 80^\circ$ 时, 裂缝开启压力与地层破裂压力的大小关系需要根据裂缝的具体发育情况计算后进行比较。若裂缝开启压力小于地层破裂压力, 合理注水压力的确定就以裂缝开启压力作为参考; 若裂缝开启压力大于地层破裂压力, 则以地层破裂压力作为参考。

此外, 裂缝开启压力与地层破裂压力之间的大小关系除了与裂缝产状有关外, 还与现今最大主应力和最小主应力之间的应力差有关。当差应力大于某一值时, 部分裂缝开启压力将会大于地层破裂压力; 而小于该值时, 不论裂缝产状如何变化, 裂缝的开启压力均不会大于地层破裂压力。

王窑区长 6 油层绝大多数天然裂缝为高角度构造

裂缝, 且走向为 NEE-SWW 向和近 E-W 向的裂缝占 80% 以上, 裂缝走向与现今最大水平主应力方向夹角较小, 根据上述分析可判断裂缝的开启压力一般要小于地层破裂压力。因此, 注水开发过程中要控制注水压力, 使其不要超过裂缝开启压力 (折算到地下), 以避免裂缝的大规模开启。

上述分析过程和所要说明的问题同样适用于其他同类油藏的注水井, 即低渗透油藏合理注水压力的确定不应以油藏为整体一概而论, 每口注水井应分别进行确定, 且不应单纯以裂缝开启压力或地层破裂压力为依据, 要根据井组的实际裂缝发育情况确定裂缝开启压力和地层破裂压力之后再行确定。

4 应用实例

王窑区 A2 井组长 6 油层天然裂缝的倾角分布范围为 $66.8^\circ \sim 87.1^\circ$, 裂缝走向分布范围为 $NE39.5^\circ \sim SE96.2^\circ$, 深度范围为 $1\,033.0 \sim 1\,118.7\text{ m}$, 计算该井组裂缝开启压力的分布范围为 $17.05 \sim 25.27\text{ MPa}$, 地层破裂压力的分布范围为 $27.24 \sim 28.96\text{ MPa}$, 裂缝开启压力小于地层破裂压力。此外, 根据注水指数曲线也可以判定裂缝开启压力或地层破裂压力, 一般情况下, 注水量随着注水压力的增大呈线性增加, 当注水压力达到一定值后, 注水量急剧增加, 注水曲线上出现拐点特征, 拐点所对应的压力即为裂缝开启压力或地层破裂压力。若注水井井底附近发育天然裂缝, 此时拐点所对应的压力应为裂缝开启压力^[32]。A2 井组发育多组天然裂缝, 注水指示曲线

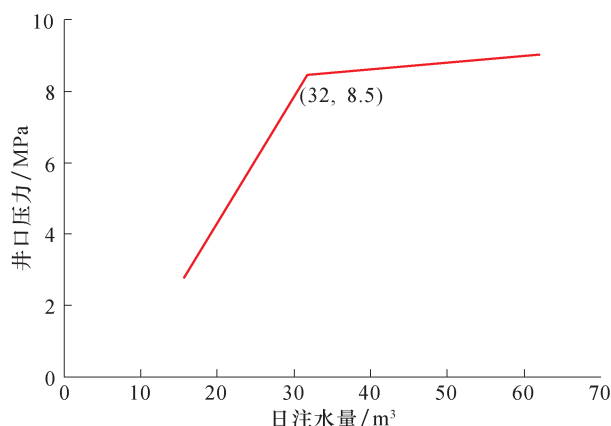


图5 王窑区 A2 井注水指示曲线

Fig. 5 Water injection index of Well A2 in Wangyao block

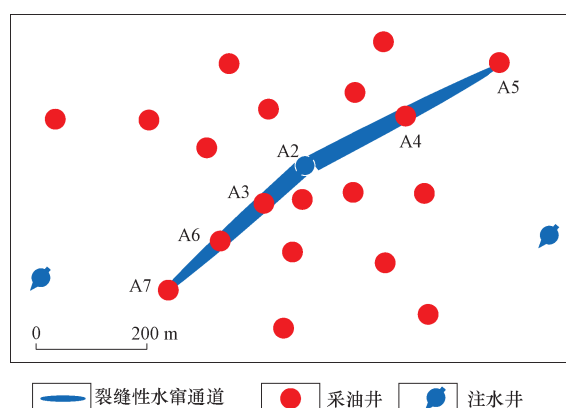


图6 王窑区 A2 井组裂缝型水窜通道分布示意图

Fig. 6 Schematic diagram showing distribution of breakthrough pathways of fracture type in Well A2 group, Wangyao block

拐点压力指示裂缝开启压力,读出拐点压力为 8.5 MPa (图5)。根据拐点估算裂缝开启压力为 19.29 MPa,该值小于地层破裂压力,与上述计算所得到的结果相符。由于该井组在注水开发过程中注水压力超过了拐点压力,使储层中走向与现今最大水平主应力近一致的高角度构造裂缝发生了大规模开启并延伸,形成裂缝型水窜通道(图6),开发动态显示窜流通道上的油井发生了水淹。

5 结论

1) 对于裂缝性低渗透砂岩油藏来说,合理注水压力的确定要根据不同井组裂缝发育情况进行确定。在不发育天然裂缝的井组,合理注水压力界限应以地层破裂压力进行厘定,要避免因注水压力过大造成岩层发生大规模破裂而形成裂缝型水窜通道;对于发育天然裂缝的井组,要根据裂缝发育特征求取裂缝开启压力并与地层破裂压力进行比较后再厘定合理注水压力界限。

2) 安塞油田王窑区长 6 油层大多数裂缝为高角

度构造裂缝,且走向与现今最大水平主应力方向夹角较小的 NEE-SWW 向和近 E-W 向的裂缝占 80% 以上,通过计算可知裂缝开启压力要小于地层破裂压力。因此,在注水开发过程中要控制注水压力,使其不要超过裂缝开启压力(折算到地下),避免裂缝大规模开启形成裂缝型水窜通道,影响注水开发效果。

参 考 文 献

- [1] 吴志宇. 安塞特低渗透油田开发稳产技术[M]. 北京:石油工业出版社,2013.
Wu Zhiyu. Stable yield technology in development of Ansai low-permeability oilfield[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013.
- [2] 张震, 鲍志东. 松辽盆地朝阳沟油田储层裂缝发育特征及控制因素[J]. 地质前缘, 2009, 16(04): 166-172.
Zhang Zhen, Bao Zhidong. Development characteristics and controlling factors of reservoir fractures in Chaoyanggou Oilfield, Songliao Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2009, 16(4): 166-172.
- [3] 刘子良, 梁春秀. 松辽盆地南部构造裂缝成因机制及分布方向[J]. 石油勘探与开发, 1999, 26(05): 83-85.
Liu Ziliang, Liang Chunxiu. Genetic mechanism and distribution direction of tectonic fractures in southern Songliao Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 1999, 26(05): 83-85.
- [4] 周新桂, 张林炎, 屈雪峰, 等. 沿河湾探区低渗透储层构造裂缝特征及分布规律定量预测[J]. 石油学报, 2009, 30(02): 195-200.
Zhou Xingui, Zhang Linyan, Qu Xuefeng, et al. Characteristics and quantitative prediction of distribution laws of tectonic fractures of low-permeability reservoirs in Yanheban area[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(02): 195-200.
- [5] 王瑞飞, 孙卫. 鄂尔多斯盆地姬塬油田上三叠统延长组超低渗透砂岩储层微裂缝研究[J]. 地质论评, 2009, 55(03): 444-448.
Wang Ruifei, Sun Wei. A study on micro cracks in super-low permeability sandstone reservoir of the Upper Triassic Yanchang Formation in the Ordos Basin[J]. Geological Review, 2009, 55(03): 444-448.
- [6] 刘洪涛, 曾联波, 房宝才, 等. 裂缝对大庆台肇地区低渗透砂岩储层注水的影响[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2005, 29(04): 74-78.
Liu Hongtao, Zeng Lianbo, Fang Baocai, et al. Influence of fractures on injection for low-permeability sandstone reservoir in Taizhao area, Daqing Oilfield[J]. Journal of the University of Petroleum (Science and Technology), 2005, 29(04): 74-78.
- [7] 巩磊, 曾联波, 李娟, 等. 南襄盆地安棚浅、中层系特低渗储层裂缝特征及其与深层系裂缝对比[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(5): 778-784.
Gong Lei, Zeng Lianbo, Li Juan, et al. Features of fractures in shallow-to mid-depth reservoirs with ultra-low permeability and their comparison with those in deep reservoirs in Anpeng oilfield, the Nanxiang Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(5): 778-784.
- [8] 曾联波, 李忠兴, 史成恩, 等. 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组特低渗透砂岩储层裂缝特征及成因[J]. 地质学报, 2007, 81(02): 174-180.
Zeng Lianbo, Li Zhongxing, Shi Chengen, et al. Characteristics and origin of fractures in the extra low-permeability sandstone reservoirs of the Upper Triassic Yanchang Formation in the Ordos Basin[J]. Acta Geological Sinica, 2007, 81(02): 174-180.
- [9] 张莉, 杨亚娟, 岳乐平, 等. 哈南阿尔善油藏微裂缝特征及其对开发的影响[J]. 石油与天然气地质, 2001, 22(2): 158-160.
Zhang Li, Yang Yajuan, Yue Leping, et al. Characteristics of micro-fractures and their influence on waterflooding in Aershan reservoir, Hanan oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 2001, 22(2): 158-160.
- [10] 周新桂, 张林炎, 黄臣军. 华庆探区长 6₃ 储层破裂压力及裂缝开启压力估测与开发建议[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2013,

- 44(07):2812-2818.
Zhou Xingui, Zhang Linyan, Huang Chenjun. Estimation of formation breakdown pressure and fracture open pressure of Chang 6₃ low permeable reservoir in Huaqing area and development suggestions[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2013, 44(07):2812-2818.
- [11] 吴忠宝, 胡文瑞, 宋新民, 等. 天然微裂缝发育的低渗透油藏数值模拟[J]. 石油学报, 2009, 30(05):727-730.
Wu Zhongbao, Hu Wenrui, Song Xinmin, et al. Numerical simulation on low-permeability reservoir with abundant natural micro-fractures[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(05):727-730.
- [12] 熊维亮, 潘增耀, 王斌, 等. 特低渗透油田裂缝发育区剩余油分布及调整技术[J]. 石油勘探与开发, 1999, 26(5):46-49.
Xiong Weiliang, Pan Zengyao, Wang Bin, et al. Distribution of remaining oil and its adjustment in fracture-developed areas of ultra-low permeability oil fields[J]. Petroleum Exploration and Development, 1999, 26(5):46-49.
- [13] 曾联波, 高春宇, 漆家福, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区特低渗透砂岩储层裂缝分布规律及其渗流作用[J]. 中国科学(D辑):地球科学, 2008, 38(增刊1):41-47.
Zeng Lianbo, Gao Chunyu, Qi Jiafu, et al. The distribution rules and seepage effects of fractures in ultra-low permeability sandstone reservoir in Loingdong area, Ordos basin[J]. Science in China (Series D): Earth Science, 2008, 38(Supplement 1):41-47.
- [14] 刘洪涛, 曾联波, 房宝才, 等. 裂缝对大庆台肇地区低渗透砂岩储层注水的影响[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2005, 29(04):74-78.
Liu Hongtao, Zeng Lianbo, Fang Baocai, et al. Influence of fractures on injection for low-permeability sandstone reservoir in Taizhao area, Daqing Oilfield[J]. Journal of the University of Petroleum (Science and Technology), 2005, 29(04):74-78.
- [15] 付国民, 孙磊, 刘蕊, 等. 延安地区长6油层裂缝特征及对注水开发影响[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2009, 31(3):74-77.
Fu Guomin, Sun Lei, Liu Rui, et al. Characteristics of Chang 6 reservoir and their influence on water injection production in Yan An area[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2009, 31(3):74-77.
- [16] 薛永超. 新立油田扶杨油层裂缝特征及对开发影响[J]. 复杂油气藏, 2010, 3(3):50-53.
Xue Yongchao. Fracture features and their influence on the development of Fuyang Formation in Xinli Oilfield[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2010, 3(3):50-53.
- [17] 李士祥, 邓秀芹, 庞锦莲, 等. 鄂尔多斯盆地中生界油气成藏与构造运动的关系[J]. 沉积学报, 2010, 28(4):798-807.
Li Shixiang, Deng Xiuqin, Pang Jinlian, et al. Relationship between petroleum accumulation of Mesozoic and tectonic movement in Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2010, 28(4):798-807.
- [18] 吴崇筠, 薛叔浩. 中国含油气盆地沉积学[M]. 北京:石油工业出版社, 1993.
Wu Chongjun, Xue Shuhao. Sedimentology of petroliferous basins in China[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1993.
- [19] 武富礼, 李文厚, 李玉宏, 等. 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组三角洲沉积及演化[J]. 古地理学报, 2004, 6(3):307-315.
Wu Fuli, Li Wenhao, Li Yuhong, et al. Delta sediments and evolution of the Yanchang Formation of Upper Triassic in Ordos Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2004, 6(03):307-315.
- [20] 赵振宇, 郭炎如, 王艳, 等. 鄂尔多斯盆地构造演化及古地理特征研究进展[J]. 特种油气藏, 2012, 19(5):15-20.
Zhao Zhenyu, Guo Yanru, Wang Yan, et al. Study progress in tectonic evolution and paleogeography of Ordos Basin[J]. Special Oil and Gas Reservoir, 2012, 19(05):15-20.
- [21] 刘自亮, 朱筱敏, 廖纪佳, 等. 鄂尔多斯盆地西南缘上三叠统延长组层序地层学与砂体成因研究[J]. 地学前缘, 2013, 20(2):1-9.
Liu Ziliang, Zhu Xiaomin, Liao Jijia, et al. Sequence stratigraphy and genesis of sand bodies of the Upper Triassic Yanchang Formation in the southwestern margin of Ordos Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2013, 20(2):1-9.
- [22] 杨华, 刘自亮, 朱筱敏, 等. 鄂尔多斯盆地西南缘上三叠统延长组物源与沉积体系特征[J]. 地学前缘, 2013, 20(2):10-18.
Yang Hua, Liu Ziliang, Zhu Xiaomin, et al. Provenance and depositional systems of the Upper Triassic Yanchang Formation in the southwestern margin of Ordos Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2013, 20(2):10-18.
- [23] 朱玉双, 曲志浩, 孔令荣, 等. 安塞油田坪桥区、王窑区长6油层储层特征及驱油效率分析[J]. 沉积学报, 2000, 18(02):279-283.
Zhu Yushuang, Qu Zhihao, Kong Lingrong, et al. Analysis of oil displacement efficiency of Chang 6 reservoir in Wangyao and Pingqiao Areas of Ansai Oilfield[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2000, 18(02):279-283.
- [24] 张金亮, 司学强, 秦敬. 安塞油田王窑地区长6油层沉积微相研究[J]. 西北地质, 2003, 36(3):62-71.
Zhang Jinliang, Si Xueqiang, Qin Jing. A research on sedimentary microfacies of Chang 6 reservoir in Wangyao block, Ansai oilfield[J]. Northwestern Geology, 2003, 36(3):62-71.
- [25] 李怒军, 吴志宇, 张金亮, 等. 安塞油田王窑区长6油层储层地质[J]. 西安石油学院学报, 1998, 13(4):34-41.
Li Shujun, Wu Zhiyu, Zhang Jinliang, et al. Reservoir geology of Chang-6 Oil-bearing formation in Wangyao Tract, Ansai oilfield[J]. Journal of Xi'an Petroleum Institute, 1998, 13(4):34-41.
- [26] 许永涛, 朱玉双, 张洪军, 等. 安塞油田王窑区长6储层特征及孔渗特性控制因素[J]. 石油地质与工程, 2011, 25(4):25-28.
Xu Yongtao, Zhu Yushuang, Zhang Hongjun, et al. Analysis on characteristics and controlling factors of Poroperm characteristics of Chang 6 reservoirs in Wangyao area of Ansai oilfield[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2011, 25(4):25-28.
- [27] 曾联波. 低渗透砂岩储层裂缝的形成与分布[M]. 北京:石油工业出版社, 2008.
Zeng Lianbo. Formation and distribution of fractures in low-permeability sandstone reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008.
- [28] 王平. 有天然裂缝的砂岩油藏的开发[J]. 石油学报, 1993, 14(04):69-75.
Wang Ping. Development of sandstone reservoir with naturel fractures[J]. Acta Petrolei Sinica, 1993, 14(04):69-75.
- [29] 曾联波, 赵继勇, 朱圣举, 等. 岩层非均质性对裂缝发育的影响研究[J]. 自然科学进展, 2008, 18(2):216-220.
Zeng Lianbo, Zhao Jiyong, Zhu Shengju, et al. A research on the heterogeneity of rock and its influence on fractures[J]. Progress in Natural Science, 2008, 18(2):216-220.
- [30] 张莉, 岳乐平, 杨亚娟. 鄯善油田地应力、裂缝系统与油田开发[J]. 石油与天然气地质, 1999, 20(4):330-332.
Zhang Li, Yue Leping, Yang Yajuan. In-situ stress, fracture system and oil-field development in Shanshan oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 1999, 20(4):330-332.
- [31] 周新桂, 张林炎, 范昆, 等. 鄂尔多斯盆地现今地应力测量及其在油气开发中的应用[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2009, 24(03):7-12.
Zhou Xingui, Zhang Linyan, Fan Kun, et al. Measurement of the present earth stress of Ordos Basin and its applications in oil and gas exploitation[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2009, 24(03):7-12.
- [32] 袁士义, 宋新民, 冉启全. 裂缝性油藏开发技术[M]. 北京:石油工业出版社, 2004.
Yuan Shiye, Song Xinmin, Ran Qiquan. Development technology of fractured oil reservoirs[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004.