



鄯善油田裂缝体系及对注水开发效果的影响

杨永林^{1,2}, 张莉¹, 杨亚娟¹, 张铁军³

(1. 西北大学地质学系, 陕西西安 710069; 2. 中原油田分公司石油勘探开发研究院, 河南濮阳 457001; 3. 广东核电集团岭奥公司, 广东深圳 518000)

摘要:目的 为较好地开发鄯善油田, 研究了裂缝对油田开发的影响。方法 在研究鄯善油田宏观裂缝和微观裂缝特征的基础上, 采用岩心古地磁定向和倾角测井解释。结果 确定了该区裂缝方位主要为 NE 和 NW 向, 是燕山构造运动时期形成的; 分析了天然裂缝的有效性, 探讨了天然裂缝对人工压裂的影响, 认为 NW 向天然裂缝与现今最大水平主应力方位夹角很小, 压裂裂缝主要沿 NW 向开裂; 最后分析了裂缝对注水的影响。结论 在布井时应避免沿天然裂缝和最大水平主应力方向布置注采井, 注水压力应低于地层破裂压力。

关键词:裂缝; 压裂; 注水开发; 鄯善油田

中图分类号: P618.130.2⁺5 **文献标识码:** A **文章编号:** 1000-274X(2004)01-0097-04

鄯善油田位于吐哈盆地台北凹陷鄯善弧形构造带的弧顶, 为一穹隆背斜构造, 轴向 NW, 北翼较缓, 南翼较陡, 构造内断裂相对不发育。区内已发现 3 套含油层系, 均属中侏罗统, 自上而下分别为七克台组、三间房组和西山窑组, 三间房组为主力油层。其油层渗透率 $6.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均孔隙度 13%, 属于低孔、特低渗透油田。据岩心观察和动态资料显示, 鄯善油田裂缝较为发育, 裂缝的存在对油田的注水开发有着重要的影响。

1 裂缝特征

1.1 宏观裂缝特征

从成因上看, 区内以构造缝为主, 高倾角缝尤其是垂直缝特别发育, 占裂缝总数的 54.8%, 裂缝纵向切深规模不大, 主要为 10~30 cm。野外露头和岩心观察表明: 该区裂缝较发育, 平均裂缝线密度为 0.41 条/m; 裂缝发育程度主要与岩性、层厚和构造部位有关。但是, 裂缝充填较为严重, 80% 的裂缝已被方解石充填, 有完全充填和不完全充填两种情况。

1.2 微观裂缝特征

鄯善油田微裂缝不太发育, 在 52 块岩石薄片

中, 含缝薄片为 10 块, 占 19.2%, 微裂缝的发育与岩性关系较为密切, 细砂岩、粉砂岩的含缝率比粗砂岩、泥岩高。微裂缝多分布于大裂缝附近, 以张性缝为主, 开度分布范围主要集中在 10~20 μm 。微裂缝大多被矿物充填, 有全部充填和局部充填两种情况, 主要是方解石充填。

2 裂缝形成机制分析

2.1 裂缝方向

在确定裂缝方位时, 综合应用了以下 3 个方面的资料: 岩心古地磁方法测定的裂缝方位、地面露头测量的裂缝方位以及地层倾角测井解释的裂缝方位。结果表明, 研究区主要存在两组构造裂缝, 即 NE 和 NW 向裂缝, 其中 NE 向裂缝为优势裂缝组系(见图 1)。

2.2 裂缝形成的古构造应力场分析

鄯善油田的裂缝方向与其所处的构造应力场演化相吻合^[1,2]。鄯善油田位于吐哈盆地台北凹陷鄯善弧形构造带近弧顶偏西部位, 属于穹隆背斜构造油田。侏罗系三间房组沉积之后, 该区经历了两次较大的构造运动, 即燕山期和喜山期构造运动。自

收稿日期: 2002-06-20

基金项目: 中国石油天然气总公司“九五”攻关资助项目(970207-32(1))

作者简介: 杨永林(1961-), 男, 河南洛阳人, 西北大学博士生, 从事油气田勘探开发研究。

侏罗纪以来,鄯善油田所属台北凹陷的边界,主要受近南北向挤压应力作用,各期略有差异。西山窑组末期为近 SN 向,三间房组末期呈 $N5^{\circ}W$,白垩纪末转向 $N5^{\circ}E$,至第三纪末期,向东偏移,达 $N15^{\circ}E$ 。在

长期近 SN 向挤压应力的作用下,鄯善油田形成了以 NE, NW 向共轭剪裂缝为主的裂缝组系。裂缝主要在燕山运动期形成,喜山期主要对燕山期形成的裂缝起到加强作用。

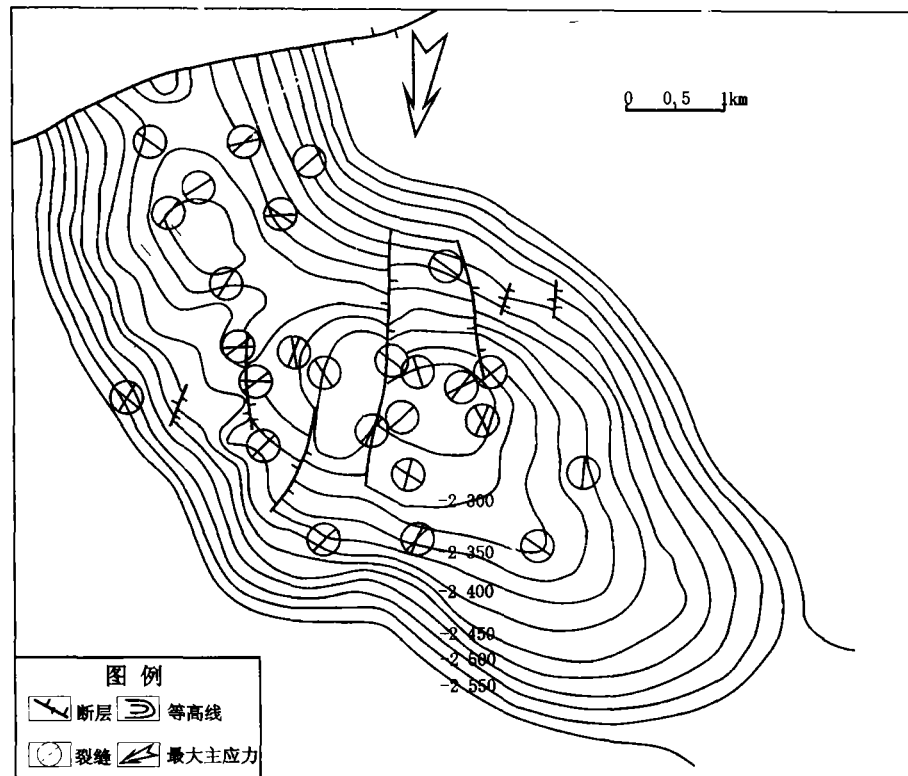


图 1 鄯善油田构造裂缝方位图

Fig. 1 The direction of fractures in Shanshan Oilfield

3 裂缝对注水开发的影响

3.1 裂缝有效性分析

按照岩心观察和构造地质学理论分析^[3],可以定性地将鄯善油田裂缝发育程度在平面上划分为 3 个区。在背斜两翼和东部倾伏区,属于裂缝不发育区或弱发育区,储层类型以孔隙型为主,可以按照一般低渗透砂岩油藏对待,但布井时应注意地应力方向和主裂缝方向,压力不得超过潜在缝张开压力,个别部位仍需注意裂缝的影响。在中部高构造部位属于裂缝发育区,对开发的影响较为明显。

鄯善油田裂缝多数被充填,水驱油实验共取模型 6 块,其中可观察到 12 条裂缝,充填裂缝占 75%。水驱油实验模型的裂缝特征见表 1。实验观察发现,水驱油过程中微细短裂缝和充填裂缝对水驱油过程没有影响。微细短裂缝延伸短,裂缝宽度小,与三间房组平均喉道半径属同一数量级,因此裂缝渗流特征不明显,模型表现为单一孔隙介质的水驱油特征。对于完全充填的裂缝,水驱油仅发生在

孔隙介质中,模型的驱替作用与充填裂缝无关。从模型驱油效率与注入倍数的关系曲线上可以看出,所有模型均表现为孔隙介质的水驱油特征(见图 2)。

鄯善油田钙质充填裂缝不能作为渗流通道,甚至成为油水运移的阻碍。因此可以认为,鄯善油田三间房组油层裂缝中 80% 的裂缝为致密充填裂缝,注水开发中无明显的双孔双渗现象,对注入水的渗流过程意义不大,裂缝的有效程度低。

根据鄯善油田现今地应力测量资料,其所在区域现今最大水平主应力方向为 NW 向,但油田天然裂缝的优势走向为 NEE 向,两者以大角度相交,优势天然裂缝的地下开启程度和连通性较差。因此,在现今应力场作用下,优势天然裂缝的有效程度低,油田开发 6 年来平均含水仍然较低。在鄯善油田含裂缝岩心中,还发现非优势的 NW 向和近 SN 向裂缝组系,这些裂缝与现今最大水平主应力方向夹角较小或近于平行,在地下开启性和连通性好,因此更易引起水淹。

表 1 微观水驱油实验模型的裂缝特征

Tab. 1 Fracture features of micro-models in water-oil displacement experiment

模 型	裂缝情况	充填物	充填程度	裂缝数	百分比/%
L-5-1	微细短裂缝		充填	9	0.75
L-30-1	充填裂缝	方解石			
L-30	充填裂缝	方解石	未充填	3	0.25
L-11	微细短裂缝				
L-5-2	微细短裂缝		裂缝总计	12	1
L-30-2	充填裂缝	方解石			

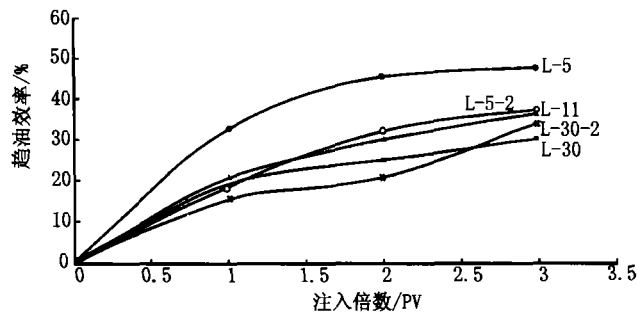


图 2 微观水驱油模型注入倍数与驱油效率关系曲线

Fig. 2 The relationship between injectivity and oil displacement efficiency in micro-model water-oil displacement experiment

3.2 裂缝对压裂的影响

在不存在天然裂缝的储层中,压裂产生人工裂缝的方向和形态受现今地应力场的控制,当最小主应力为水平应力时压裂形成垂直裂缝,裂缝方向一般垂直于现今最小主应力方向,即平行于现今最大水平主应力方向。

如果储集层中存在天然裂缝时,人工压裂裂缝既受现今应力场的控制,也受天然裂缝的影响。根据有先存破裂面(岩石已有裂缝)的岩石三轴力学实验结果,岩石沿早期破裂面(岩石原无裂缝)重新破坏所需的应力比无先存破裂面的岩石低 43% ~ 55%^[4]。低渗透储集层中一般存在天然裂缝,且以高角度缝为主。人工压裂时,由于天然裂缝的抗张强度小于岩石的抗张强度,因此在一定条件下天然裂缝会优先张开形成压裂裂缝,使压裂裂缝不再严格沿着现今最大水平主应力方向延伸,并控制着压裂裂缝的空间特征。

在具有天然裂缝的储集层中,由于天然裂缝的干扰,压裂产生的人工裂缝可能沿天然裂缝张开,这主要取决于地应力状态、岩石和天然裂缝抗张强度及天然裂缝面与最大主应力间的夹角等因素。

一般情况下,在同一油田内应力差变化不大,而相对于同一种岩石类型的储集层,岩石抗张强度为一常数,天然裂缝的抗张强度很低或为零。因此,天然裂缝面与最大水平主应力间的夹角,对天然裂缝的活动性影响较大。通常,在应力差和岩石抗张强度一定的条件下,天然裂缝面与最大水平主应力方

向平行或夹角很小时,人工裂缝沿天然裂缝延伸。

鄯善油田现今应力场最大水平主应力方向为 NW 向。由于 NW 向天然裂缝与最大水平主应力方向夹角很小,而 NE 向裂缝与最大水平主应力方向夹角较大,压裂时在一定的应力差和岩石抗张强度条件下,压裂裂缝首先沿 NW 向裂缝形成,而 NE 向裂缝不会活动。如果 NW 向主裂缝之间有次级裂缝,压裂后次级裂缝与 NW 向主裂缝沟通,最终形成一条基本沿天然裂缝走向延伸的压裂裂缝。若 NW 向主裂缝之间没有与之连通的次级裂缝,压裂裂缝在 NW 向裂缝的远端形成与最大水平主应力方向一致的新生裂缝,最终形成一条总体走向沿最大水平主应力方向延伸的压裂裂缝(见图 3)。鄯善油田存在 NE 和 NW 向两组共轭剪裂缝,以 NE 向为主,NW 向裂缝不发育,主要以单条裂缝形式存在,因此人工压裂产生的裂缝沿现今最大水平主应力方向开裂。

3.3 裂缝对注水的影响及布井时应注意的问题

低渗透储层存在天然裂缝时,裂缝对注水会产生重要影响^[5]。前已述及,鄯善油田 SN 向和 NW 向裂缝的开启程度高,容易引起水淹。NE 向裂缝在现今地应力场的作用下呈闭合状态,甚至以隐裂缝形式存在,有效程度较低,但随着开发的进行以及压力的变化,裂缝也可以由闭合型转为开启型。鄯善油田注水指示曲线均有拐点出现,反映存在潜在缝,泥浆漏失显示存在裂缝,压裂亦反映有裂缝的存在,并在高部位区域,部分井在注水很短时间内见水,说明裂缝已对注水开发产生作用。因此,在注水开发

中应注意以下两点。

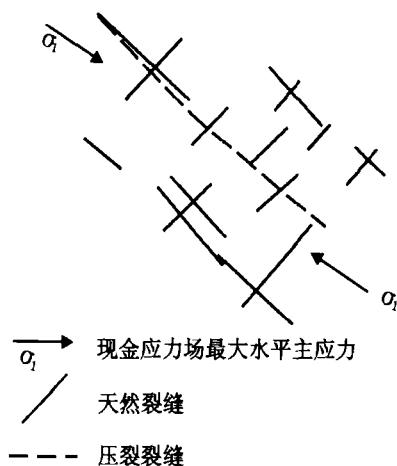


图 3 NE 和 NW 向天然裂缝组合对人工压裂裂缝的影响

Fig. 3 The effect of NE and NW natural fractures on hydraulic fracturing

1) 在目前开发条件下,应避免沿天然裂缝方向和现今最大水平主应力方向(NW 向)成排布置注、采井。当天然裂缝方向与现今最大水平主应力方向一致或夹角较小时,天然裂缝的导流能力最好,如果沿此方向布置注采井,油井会很快暴性水淹,可考虑井排方向与裂缝方向以 45° 分布。

2) 注水压力应低于地层破裂压力。注水压力

超过地层压力时,容易将原生裂缝压开,可能导致油井暴性水淹。鄯善油田一些注水井注水指示曲线证实,一旦注水压力超过拐点压力,天然裂缝即被压开,吸水指数急剧增大。

在注水开发中,应使注水压力低于地层破裂压力,防止压开天然裂缝。按鄯善油田的破裂压力梯度下限 0.158(平均 0.186),在 3 000 m 井深,大体控制在 48 MPa,加上井筒摩阻压力 2 MPa,注水压力应大概控制在 50 MPa。

参考文献:

- [1] 岳乐平,张莉. 鄯善油田裂缝特征及构造应力场[J]. 地质大学学报,1999,5(2):59-64.
- [2] 张莉,岳乐平. 鄯善油田储层裂缝特征及形成时期[J]. 西北大学学报(自然科学版),1999,29(2):153-155.
- [3] 王平. 含油气盆地构造力学原理[M]. 北京:石油工业出版社,1997.
- [4] 周文. 裂缝性油气储集层评价方法[M]. 成都:四川科技出版社,1998.
- [5] 李道品. 低渗透砂岩油田开发[M]. 北京:石油工业出版社,1997.

(编辑 张银玲)

The fracture system and its effect on waterflooding in Shanshan Oilfield

YANG Yong-lin^{1,2}, ZHANG Li¹, YANG Ya-juan¹, ZHANG Tie-jun³

(1. Department of Geology, Northwest University, Xi'an 710069, China; 2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Zhongyuan Oilfield Branch Company, Puyang 457001, China; 3. Ling'ao Company, Guangdong Nuclear Power Groups, Shenzhen 518000, China)

Abstract: **Aim** Shanshan Oilfield has more fractures, and these made greater influence on oilfield development.

Methods Based on the studying of macro- and micro-fractures in Shanshan Oilfield, the direction of fracture system is analysed by means of paleomagnetism and dip log. **Results** The fractures, which extend along the direction of NE and NW, were formed during the Yanshan Periods. Then, the validity of fracture system is analyzed. The hydraulic fractures are controlled by both natural fractures and present maximum principal stress. And finally, the effect of fractures on waterflooding is discussed. **Conclusion** Some suggestion is put forwards. The arrangement of injection and production wells along direction of the natural fractures or maximum principal stress should be avoided. The injection pressure should be lower than formation fracture pressure.

Key words: fractures; hydraulic fracturing; waterflooding; Shanshan Oilfield