

大庆油田台肇地区低渗透储层裂缝 及其开发对策研究

曾联波¹, 刘洪涛², 房宝才², 邓海成²

(1. 石油大学石油天然气成藏机理教育部重点实验室, 北京 102249;

2. 大庆油田有限责任公司第七采油厂, 黑龙江大庆 163517)

[摘要] 介绍了大庆油田外围典型的低渗透储层——台肇地区葡萄花油层中东西向、南北向、北西向和北东向4组高角度构造裂缝, 其发育程度依次由强变弱。受现今地应力影响, 近东西向裂缝连通性好, 地下张开度和渗透率大, 是该区主渗流方向; 其次是北西向、北东向裂缝, 近南北向裂缝渗透性较差, 裂缝发育程度受岩性、层厚、断层、构造应力等因素影响。根据地质条件和油藏数值模拟, 认为该区适用于用矩形井网和菱形井网开发, 效果比反九点和五点井网好。低渗透储层由于裂缝发育, 降低了地层破裂压力, 注入压力容易超过地层破裂压力, 使注入水沿裂缝快速流动, 引起水淹水窜, 影响水驱效果, 在油田注水开发中, 应控制注水压力。人工裂缝的分布受现今地应力和天然裂缝控制。在现有反九点面积注水井网基础上, 提出采用3套调整方案, 并采取早期温和注水、控制注水压力、转为线性注水、开展动态调配水与脉冲式周期注水、进行注采系统和井网加密调整、选择压裂井与控制压裂规模等开发调整对策。

[关键词] 裂缝; 低渗透储层; 开发对策

[中图分类号] TE37 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1009-1742(2004)11-0073-07

1 前言

近年来油气勘探开发实践表明, 低渗透储层是我国陆相沉积盆地中的一种重要类型^[1], 他们广泛分布在我国各含油气盆地中, 占目前已探明储量和数量的1/3以上, 随着各盆地勘探程度的不断提高, 其所占比重还将会逐年增大。在这类储层中, 由于岩石致密, 脆性程度大, 因而在构造应力作用下容易形成裂缝, 成为油气的主要渗流通道, 控制着渗流系统^[1,2], 从而使其开发具有特殊的难度。目前, 我国裂缝性低渗透油气藏的储量动用程度低, 已开发低渗透油田效果普遍不好, 与储层中裂缝的分布有关。因此, 裂缝性低渗透储层开发对策研究, 对扩大其动用储量, 改善开发效果, 提高采收率, 提高低渗透油田的整体开发水平具有重要的理论和现实意义。尤其随着我国东部以中高渗透层

为主的老油田逐渐进入中高含水期, 高效合理地开发这类油田, 无疑对我国石油工业的持续稳定发展具有长远的战略意义。

大庆油田外围主要属于低渗透或特低渗透、储量丰度低的难采储层, 从已投产井看, 油层条件差, 低效井数多, 具有注采比高、成本高、渗透率低、产量低、开发难度和管理难度大等特点。台肇地区就是大庆外围这类低渗透储层的典型代表, 自2000年采用300 m井距、反九点面积注水开发以来, 含水和注水压力上升速度快, 水淹水窜严重, 平面矛盾严重, 油井见水不均匀, 低产低效井较多, 采收率低。为此, 在对该区地质进行精细研究的基础上, 开展了裂缝分布规律及其对开发影响的研究, 探索适合这类油田开发的井网和注水调整方案, 为台肇地区综合治理及部署提供地质依据。同时, 对大庆油田外围甚至全国其他地区类似油田的

[收稿日期] 2004-01-17

[基金项目] 石油科技中青年创新基金资助项目(03E7010); 大庆油田有限责任公司资助项目(2100542)

[作者简介] 曾联波(1967-), 男, 湖南沅江市人, 石油大学(北京)副教授, 博士

高效合理开发具有指导作用。

台肇地区位于大庆长垣的南侧,由东部的肇212区块和西部的台105区块组成。构造上台肇地区属于三肇凹陷永乐向斜西翼,为受近南北向为主的正断层控制的地堑、地垒和断阶相间的构造,总体上南浅北深。该区主要目的层为下白垩统姚家组一段中下部的葡萄花油层,油层顶面埋藏深度1340~1530 m,厚度13.3~31.2 m,主要受北部三角洲沉积体系控制,三角洲前缘相席状砂、水下分流河道砂体以及滨湖浅水相的沿岸砂坝为其主要储集层,其平均有效孔隙度为11.3%~20.1%,平均空气渗透率为 $36.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属中低孔低渗透油层。

2 储层裂缝分布规律

2.1 储层裂缝的分布特征

通过吉林哈达山野外露头、岩心与薄片裂缝观察与分析,台肇地区葡萄花油层主要发育高角度构造裂缝,它们成组出现,切穿深度较大,具有方向性明显、分布规则及相应的缝面特征。此外,在泥质岩中还有少量的低角度顺层滑脱裂缝和成岩裂缝,它们平行层面分布,并具有擦痕和镜面等特征。根据12口井650多米岩心统计,裂缝倾角大于 70° 者占61.4%,裂缝倾角为 $10^\circ \sim 30^\circ$ 者占27.3%,高角度裂缝在不同的岩性中均有分布,而低角度裂缝主要分布在泥质岩类中。

裂缝的充填程度较弱,岩心和薄片裂缝中有矿物充填者小于10%,主要表现为局部被方解石和石英充填,表明该区绝大多数裂缝都是属于有效裂缝。裂缝中含油性好,裂缝中具明显含油者占裂缝总数的1/3以上,反映裂缝在地层条件下的储渗作用,它们既是有效的储集空间,又是主要的和有效的渗流通道,控制着储层中流体的渗流系统,对油田注水开发有重要的直接影响。

2.2 裂缝参数定量描述

根据地磁和微层面岩心定向^[3],该区葡萄花油层主要发育近东西向、近南北向、北西向和北东向4组裂缝(表1)。在岩心定向的基础上,根据各组裂缝统计数量和用“裂缝间距指数法”计算^[4,5],该区上述4组裂缝的发育程度依次由强变弱,近东西向、近南北向、北西向和北东向组裂缝的间距指数 I 值分别为1.02, 0.85, 0.78和0.72,方差为0.05。

表1 台肇地区葡萄花油层部分岩心裂缝方位数据表

Table 1 The orientation of fractures from cores orientated by geomagnetism and microbedding plane in Putaohua reservoir in Taizhao area

井号	深度/m	裂缝方位/ ($^\circ$)	确定方法
肇21	1491.2	92.3, 2.3, 32.3	地磁定向
肇212	1520.1	272.4, 2.4	地磁定向
源27	1455.8	310, 70, 10	地磁定向
台105	1401.3	313.4, 84.7, 49.2	地磁定向
台601	1515.7	325.5, 15.5	地磁定向
台601	1505.6	8	微层面
台10	1413.0	95, 5	微层面
台111	1268.8	272	微层面

通过该区657.6 m岩心和273块薄片裂缝的统计,台肇地区葡萄花油层平均岩心裂缝线密度为0.62条/m,其中西部的台105区块为0.7条/m,东部的肇212区块为0.47条/m;微观裂缝的平均面密度为 0.23 cm/cm^2 ,其中台105区块为 0.28 cm/cm^2 ,肇212区块为 0.21 cm/cm^2 ,反映台105区块葡萄花油层裂缝比肇212区块发育,这与用“分形几何方法”计算结果完全一致。台105区块裂缝的平均分数维 D 值为1.32,肇212区块裂缝的平均分数维 D 值为1.20。根据不同部位裂缝的分形几何计算^[6,7],各区块内裂缝发育程度也不均一,台105区块北部裂缝的平均分数维 D 值为1.34,南部为1.29,说明台105区块北部比南部裂缝更发育。肇212区块南部裂缝的分数维 D 值为1.24,中部为1.16,北部为1.19,说明肇212区块南部裂缝相对发育,其次是北部,而中部相对较差。裂缝的分数维 D 值反映了裂缝的聚集程度及连通性,分数维 D 值越大,说明裂缝的聚集程度高,裂缝之间能相互连通构成渗流网络系统,有利于油田的开发。

根据岩心岩石力学层划分及测井曲线对比分析,裂缝的切穿深度一般小于1 m,反映裂缝主要在层内发育。根据野外裂缝高度和延伸长度的相关关系,裂缝在平面上的延伸长度一般小于10.0 m。根据高温高压岩石物理模拟研究,该区岩心裂缝恢复至地层围压条件下的地下张开度主要为50~100 μm ,微裂缝地下张开度主要为10~20 μm 。

利用Monte Carlo逼近法计算^[8],该区裂缝的

平均孔隙度为 0.14 %，其中宏观裂缝的平均孔隙度 0.03 %，微观裂缝平均为 0.11 %。宏观裂缝的渗透率主要为 $62.4 \sim 499.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，微观裂缝渗透率为 $0.1 \sim 37.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均为 $5.37 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，反映裂缝的储集能力小，它们主要是起渗流作用。受现今应力场的影响，该区 4 组裂缝在地下的张开度、连通性和渗透率不一样，其中，近东西向裂缝受拉张作用，其连通性好，张开度和渗透率最大；而其它裂缝受压剪或挤压作用，连通性差，张开度和渗透率小（表 2），因此，东西向裂缝是该区的主渗流裂缝方向^[9,11,12]。

表 2 台肇地区葡萄花油层分组裂缝综合评价表

Table 2 Synthetical evaluation of fractures in Putaohua reservoir in Taizhao area

裂缝方位	EW 向	NW 向	NE 向	SN 向
	裂缝	裂缝	裂缝	裂缝
平均裂缝间距指数 I 值	1.02	0.78	0.72	0.85
平均裂缝开度/ μm	100	70	65	50
平均渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	499.0	171.2	137.0	62.4

2.3 影响裂缝发育因素分析

裂缝的发育程度受岩性、层厚、断层、应力等因素影响。整体上，砂岩中裂缝比泥质岩发育，随着泥质含量增加，裂缝发育程度降低。裂缝的分布受岩层控制，裂缝分布在岩层内，与岩层垂直，并终止于岩性界面上。裂缝的间距服从对数正态函数分布，在一定层厚范围内，裂缝平均间距与岩层厚度呈较好的线性关系^[11~15]（图 1）。断层附近扰动带中裂缝密度最大，远离断层裂缝密度降低（图 2）；断层上盘裂缝比断层下盘更发育，在由断层组成的各种断块中，以“地堑式”断块中裂缝最为发育，其次为“书斜式”断块，而“地垒式”断块中裂缝发育相对较弱^[10,12,16]。

2.4 储层裂缝的动态研究

台肇地区从 2000 年开始投产，采用反九点法面积注水井网，井排方向为 EW 向，井距 300 m。经过 2 年多的注水开发，在动态上明显地表现出油层天然裂缝发育的特征。根据脉冲试井、示踪剂和注水动态分析，该区油井见水和水淹以及油井压力变化都具有较为明显的方向性，在东西向注水井排的油井见水早，含水上升快，综合含水和压力高，而其它方向收效明显变差。反映台肇地区东西向裂缝的连通性和导流性好，这主要与该区现今地应力

作用下裂缝渗透各向异性和注水压力超出东西向裂缝的开启压力有关。在北西西—南东东向现今地应力场作用下，近 EW 向裂缝呈拉张状态，连通性好，渗透率高。因此，该区虽然存在 4 组裂缝，但目前主要表现出近 EW 向裂缝为主渗流裂缝的特征。

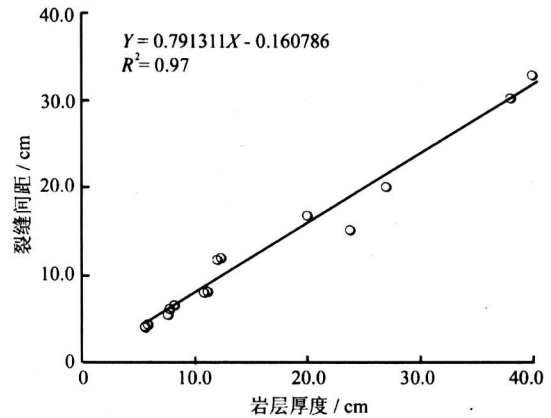


图 1 裂缝的平均间距与岩层厚度关系图

Fig.1 The relation of mean fractures spacing and layer thickness

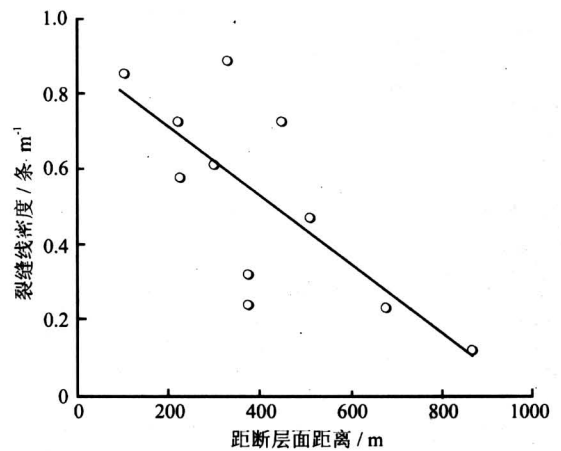


图 2 台肇地区裂缝密度与断层关系分布图

Fig.2 The relation of fractures density and fault in Taizhao area

3 裂缝对油田开发的影响

3.1 对井网部署的影响

裂缝主要通过渗透率各向异性来影响井网部署^[9,11,17~19]。裂缝的方位、分布规律及裂缝渗透率各向异性的评价是裂缝性低渗透油田开发井网部署的地质基础与依据。根据该区实际地质条件，以

肇 212 断块为例, 对五点井网、反九点井网、矩形井网和菱形井网进行了油藏数值模拟对比分析, 结果表明, 类似台肇这样的低渗油田, 矩形井网和菱形井网开发效果比较好。而五点井网虽然初期单井产能高, 但效果是最差的。反九点井网比五点井网

好, 但比矩形井网和菱形井网差。反九点井网中, 注水井排与裂缝方向呈 45° 夹角效果相对要好, 其次是 22.5° , 而注水井排与裂缝方向平行时效果最差, 说明了裂缝的主渗流方位对低渗透油田开发井网部署十分重要 (表 3)。

表 3 不同井网在开发初期和第 15 年末的开发指标

Table 3 The development index of different well spacing in the initial stages and the end of 15 years

方案	生产井数/口	注水井数/口	初期单井产油/ $\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$	初期采油速度/%	15 年末累积产油/ 10^4t	15 年末累积产水/ 10^4m^3	15 年末含水/%	15 年末采出程度/%	备注
五点井网	11	11	4.6	2.32	9.79	16.61	85.80	14.19	300 米井网
矩形井网	17	5	3.0	2.33	11.78	14.32	85.50	17.07	沿裂缝线性注水, 水井井距 600m, 油水井排距 150~180m
菱形井网	17	5	3.0	2.34	11.73	14.37	85.05	17.00	菱形长对角线方向为裂缝方向, 井距为 450~500m, 排距 150~180m
反九点井网	17	5	3.0	2.29	11.20	14.98	85.20	16.24	注水井排与裂缝方向平行
反九点井网	17	5	3.0	2.34	11.62	14.5	84.05	16.85	注水井排与裂缝呈 22.5° 夹角
反九点井网	17	5	3.0	2.33	11.64	14.40	85.30	16.87	注水井排与裂缝呈 45° 夹角

3.2 对注水的影响

裂缝对注水开发效果影响十分显著。根据 2 个井组的示踪剂测试, 该区裂缝使注入水的平均推进速度达 $32 \sim 65 \text{ m/d}$, 注水后裂缝开启的渗透率可以高达 $1920 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以上, 比注水前裂缝的渗透率高 4 倍以上, 是储层基质孔隙渗透率的 52 倍, 反映裂缝对油田注水开发影响十分明显, 它通过控制注入水在地下的流动规律来影响油田开发效果。

根据仿真模型的微观蚀刻渗流实验, 裂缝与井排方向对注水开发效果影响十分明显, 当注采井与裂缝方向平行时, 裂缝加剧了注入水的突进速度, 含水上升速度块, 采收率低。当注采井与裂缝方向垂直时, 注入水首先把油驱向裂缝, 裂缝起集输原油作用, 并使注入水向裂缝两侧扩展, 增大了注入水的波及系数, 提高了采收率^[17]。裂缝与注采井网优化, 对提高开发效果十分重要。

由于低渗透砂岩储层及其泥岩夹层中裂缝较发育, 地层破裂压力下降, 注入压力极容易超过地层破裂压力, 造成储层和泥岩夹层中的裂缝张开和延伸, 使注入水沿裂缝快速流动, 引起层内和层间水淹水窜, 油层吸水指数下降, 水驱效果变差, 并容易形成剩余油。同时, 由于泥岩中近水平成岩裂缝和滑脱裂缝发育, 泥岩吸水时发生膨胀, 还容易导致泥岩层滑动, 引起套管变形甚至断裂现象^[11,13]。

因此, 在低渗透砂岩油田注水开发中, 控制注水压力十分重要, 对降低泥岩层的吸水量, 提高水驱效果, 防止水淹水窜有重要意义。

3.3 对压裂的影响

通常认为, 人工裂缝的展布方向总是垂直于现今地应力场的最小主应力方向扩展^[20], 这种观点在均质性储层中是无可非议的。但在裂缝性低渗透油田, 由于基质和裂缝分布的强烈非均质性, 人工裂缝的分布除了受现今地应力场的控制外, 它还受古构造应力场作用下形成的天然裂缝的控制。当现今地应力场的最大主应力方向与储层中天然裂缝夹角小于某一临界角时, 人工裂缝主要是沿天然裂缝扩展而不产生新缝; 当现今地应力场的最大主应力方向与储层中天然裂缝夹角大于某一临界角时, 压裂可产生新裂缝, 新缝的方位与现今地应力场的最小主应力方向垂直, 但新缝产生的部位受天然裂缝控制, 一般在天然裂缝端点、拐点等应力集中部位开始扩展^[9,11]。因此, 根据现今地应力场和天然裂缝的分布, 可有效地指导压裂设计和预测人工裂缝的分布规律。

台肇地区现今地应力场的最大主应力方向为北西西-南东东方向, 但该区 5 口井微地震监测的人工裂缝的方向为东西向, 反映人工裂缝主要是沿东西向天然裂缝扩展的。因此, 对该区非东西油水并

连线方向的低效井可以适当加大压裂改造规模，而对油水井同排的油水井不宜进行压裂。

4 开发调整对策

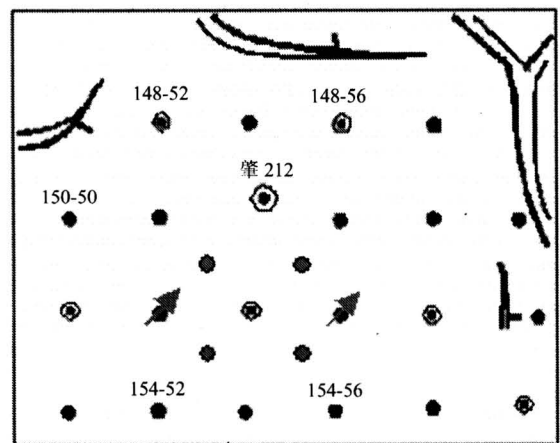
针对台肇地区注水开发过程中暴露出的主要矛盾和实际地质条件，以肇 212 断块为例，运用 CMG 油藏数值模拟软件，对该区现有井网加密调整的油藏数值进行模拟研究^[21~24]，并对相应的方案进行经济评价。裂缝性油藏数值模拟的关键是裂缝模型的建立。该区裂缝所起储油作用小，主要是起渗流通道的作用，但裂缝与孔隙的导流能力差，不象裂缝性潜山油藏那么大，裂缝在砂岩油藏中既可以相互连通，也可以相互隔绝，很难形成闭合的回路，因而不能用某种几何形态的网络对这类裂缝进行准确刻画。因此，在模拟中，从裂缝对开发效果的影响入手，用渗透率及传导率的大小和方向来描述裂缝对流体运动的影响。在建立模型时，起主导作用的東西向裂缝和起次要作用的南北向裂缝与网格线平行，而与网格斜交的北西和北东向裂缝按高渗透带处理，裂缝间距、孔隙度和渗透率按前面实际裂缝参数给出。根据技术指标和经济指标综合分析，最终推荐了适应该区真实地质情况的 3 套调整方案。

方案 1 是在现有井网条件下，将注水井排上的高含水油井转注，形成线性注水以后，再在油水井对角线打加密井，转为 2 排水井夹 3 排油井的行列注水井网，排距 300 m，井距 300 m，油水井距 212~300 m (图 3a)。调整后油水井数比下降到 2.25，水驱控制程度提高到 94.4%，比原井网提高了 1.5%，转注井平均单井日产液量为 11 t。方案实施后，当年可获较好的经济效益；10 年评价期末，采出程度比原方案提高了 1.04%，当含水为 98% 时，采出程度为 24.5%，比原方案提高了 1.14%。

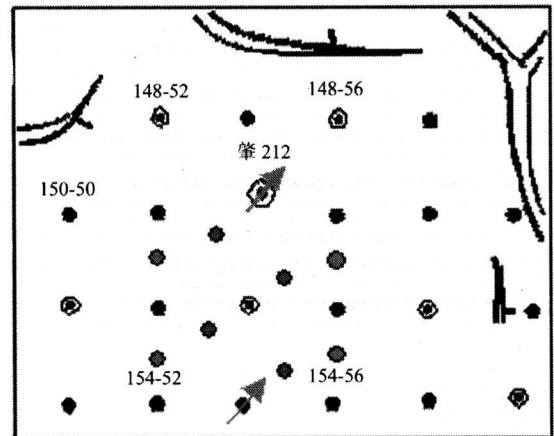
根据该区高角度裂缝发育的特点，方案 2 为采用钻水平井开发。与直井相比，水平井井底流体的流速低，渗流阻力小，又增加了泄油长度，从而提高了产能，增加了阶段采收率。这是经济效益最好的一种方案，在方案实施当年，就可获较好的经济效益；10 年评价期末，采出程度比原方案提高 1.11%，当含水为 98% 时，采出程度为 24.98%，采出程度比原方案提高了 1.52%。

在含油丰度较大的井区，可以采用方案 3，即

在现有注采井网基础上，转注 2 口油井，并打 4 口加密油井和 4 口加密水井，形成早期利用东西向裂缝、晚期利用北西向裂缝的注采井网 (图 3b)。调整后的油井排井距 223.6 m，注水井排井距 335.4 m，油水井间排间垂直距离 134.2 m，油水井数比降到 1.67，水驱控制程度提高到 95.3%，比原井网提高了 2.4%。方案实施当年，可获较好的经济效益；10 年评价期末，采出程度比原方案提高了 0.9%，当含水为 98% 时，采出程度为 25.10%，采出程度比原方案提高了 1.64%，这是采收率最高的一种调整方案。



(a) 方案 1



(b) 方案 3

图 3 井网加密调整方案示意图

Fig.3 Sketch map of pattern adjustment

5 结论

我国裂缝性低渗透油气藏的储量动用程度低，开发效果普遍不好，主要与储层中裂缝的分布及其对开发的影响有关。台肇地区葡萄油层为大庆

表4 加密调整方案第10年末开发指标对比表

Table 4 The contrast of development index of adjustment scheme at the end of 10 years

方案	日产油/ t·d ⁻¹	累积产油/ 10 ⁴ t	日产水/ m ³ ·d ⁻¹	累积产水/ 10 ⁴ m ³	采出程度/ %	含水/ %	备注
方案0	7.9	9.23	38.9	12.26	13.38	83.1	目前反九点面积注水井网
方案1	7.8	9.95	50.9	15.63	14.42	86.6	转注2口井, 加密4口油井
方案2	9.4	10.00	46.2	14.67	14.49	83.1	打1口水井
方案3	7.5	9.85	51.4	15.93	14.28	87.3	转注2口, 加密4口油井, 4口水井

油田外围具有代表性的低渗透储层, 主要发育有近东西向、近南北向、北西向和北东向4组高角度构造裂缝, 其发育程度依次由强变弱。受现今地应力的影响, 该区近东西向裂缝连通性好, 地下张开度和渗透率最大, 是该区的主渗流裂缝方向; 其次是北西向、北东向裂缝, 近南北向裂缝渗透性最差。裂缝平均线密度0.62条/米, 地下张开度50~100 μm , 渗透率 $62.4\sim 499.0\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。裂缝的发育程度受岩性、岩层层厚、断层、构造应力等因素的影响。

裂缝是影响低渗透油田开发效果的主要因素, 对低渗透油田井网部署、注水和压裂等方面都有重要的影响, 它是导致该区油井见水早、上升快的主要原因; 此外, 微幅度构造、砂体展布造成的储层渗透率非均质性也对开发效果有一定的影响。根据该区的储层地质特征、注水动态特征和油藏数值模拟, 该区适应于用矩形井网和菱形井网开发, 开发效果比现有的反九点井网及五点井网好。由于储层裂缝发育, 降低了地层破裂压力, 注入压力极容易超过地层破裂压力, 注入水沿裂缝快速流动, 引起水淹水窜, 使水驱效果明显变差, 因而在低渗透油田注水开发中, 控制注水压力十分重要。在压裂过程中, 人工裂缝的分布受现今地应力和天然裂缝双重因素控制。

根据裂缝及其渗流特征, 在现有反九点面积注水基础上, 可以采用东西向注水井排高含水油井转注加密调整; 由于该区发育高角度裂缝等特征, 可以用水平井进行开发; 同时, 考虑油田注水开发过程中各组裂缝渗透性变化情况, 还可以采用早期利用东西向主裂缝、中晚期利用北西向裂缝的调整方案。并可以采取早期温和注水、控制注水压力、转为线性注水方式、开展动态调配水与脉冲式周期注水、进行注采系统和井网加密调整、选择压裂井与控制压裂规模等开发调整对策, 可取得较好的

效果。

参考文献

- [1] 李道品. 低渗透砂岩油田开发[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997
- [2] Nelson R A. Geologic analysis of naturally fractured reservoirs[M]. Houston: Gulf Publishing Company, 1985
- [3] 孟小红, 周海民. 冀东油田钻井岩芯的磁学研究[J]. 地球物理学报, 1997, 40(6): 809~819
- [4] Narr W, Leache L. A method for estimating subsurface fracture density in core[J]. AAPG, 1984, 68(8): 637~648
- [5] Narr W. Fracture density in the deep subsurface: Techniques with application to point Arguello oil field [J]. AAPG Bulletin, 1991, 66: 1231~1247
- [6] Velde B, Dubois J, et al. Fractal analysis of fractures in rocks: the Cantor's dust method [J], Tectonophysics, 1990, 179: 345~352
- [7] Barton C C. Fractals in the Earth Sciences[M]. New York: R La Pointe Plenum Press, 1995
- [8] Howard J H, 等. 论石油地质学中天然裂缝的定量分析[J]. 天然气勘探与开发, 1991, 14(2): 69~84
- [9] 曾联波, 田崇鲁. 构造应力场与低渗透油田开发[J]. 石油勘探与开发, 1998, 25(3): 91~93
- [10] 曾联波, 田崇鲁. 伸展构造区低渗透储层裂缝的分布特征[J]. 石油实验地质, 1997, 19(4): 344~347
- [11] 曾联波, 田崇鲁, 刘刚. 松辽盆地南部低渗透砂岩储层裂缝及开发特征[J]. 石油大学学报, 1998, 22(2): 11~13
- [12] 孙庆和, 何玺, 李长禄. 特低渗透微缝特征及对注水开发效果的影响[J]. 石油学报, 2000, 21(4): 52~57
- [13] 曾联波. 低渗透砂岩油气储层裂缝及其渗流特征[J]. 地质科学, 2004, 39(1): 11~17
- [14] Huang Q, Angelier J. Fracture spacing and its relation to bed thickness[J]. Tectonophysis, 1989, 126(4): 355~362

- [15] Narr W, Suppe J. Joint spacing in sedimentary rocks [J]. *J Struct Geol*, 1991, 13(9): 1037~1048
- [16] Rawnsley K K, Rives T, Petit J P. Joint development in perturbed stress field near faults[J]. *J Struct Geol*, 1992, 14(8/9):939~951
- [17] 陈炎珍, 刘刚, 刘卓英, 等. 裂缝型低渗透砂岩油田开发技术[A]. 中国石油天然气总公司开发生产局编, 低渗透油田开发技术—全国低渗透油田开发技术座谈会论文集[C], 北京:石油工业出版社, 1994, 121~131
- [18] 李松泉, 唐曾熊. 低渗透油田开发的合理井网[J]. *石油学报*, 1998, 19(3):52~55
- [19] 王平. 有天然裂缝的砂岩油藏开发[J]. *石油学报*, 1993, 14(4):69~74
- [20] 王仲茂. 地应力在低渗砂岩油田开发中的应用[J]. *石油勘探与开发*, 1992, 19(4):91~96
- [21] 李福军. 天然裂缝性油藏数值模拟[J]. *国外油田工程*, 1996, 11(2):10~13
- [22] 周志军, 宋洪才, 孟令波, 等. 低渗透裂缝性油田井网优化数值模拟研究—以两井油田为例[J]. *新疆石油地质*, 2002, 23(3):19~23
- [23] 杨思玉, 宋新民. 特低渗透油藏井网型式数值模拟研究[J]. *石油勘探与开发*, 2001, 28(6):64~67
- [24] 史成恩, 李健, 雷启洪, 等. 特低渗透油田井网形式研究及实践[J]. *石油勘探与开发*, 2002, 29(5):59~61

The Study of Fractures and Their Development Countermeasures on Taizhao Low-permeability Reservoir in Daqing Oilfield

Zeng Lianbo¹, Liu Hongtao², Fang Baocai², Deng Haicheng²

(1. Key Laboratory for Hydrocarbon Accumulation in Petroleum University, Ministry of Education, Beijing 102249, China; 2. The Seventh Oil Extraction Factory of Daqing Oil field, Daqing, Heilongjiang 163517, China)

[Abstract] The Putaohua reservoir in Taizhao area is the typical low-permeability reservoir which developed EW, SN, NW and NE tectonic fractures with high angles in the periphery of Daqing Oilfield. The development degree of above four group fractures in succession die down. By effect of modern stress field of approximately EW direction, the connectedness, opening and permeability of EW fractures are the best, then are NW and NE fractures, and that of SN fractures are the worst. The development degree of fractures are controlled by lithology, thickness, fault and tectonic stress. The effects of fractures on development include pattern arrangement, injecting water and fracturing. According to geological condition and numerical simulation of oil pool, the development effects of similar low-permeability reservoirs by rectangle and lozenge well pattern are better than by inverted 9-spot well pattern and 5-spot well pattern. Due to development of fractures in low-permeability, the stratum cracking pressure reduces, which is liable to be exceeded by the injecting pressure. This will make injecting water to flow fleetly along fractures, and cause water flooding, influenceing development effect. Therefore, it is very important to control injecting pressure in the development of low-permeability reservoirs. The artificial fractures are controlled by the modern stress field and natural fractures in fractured low-permeability reservoir. According to fractures and their seepage characteristics, three sets of adjustment schemes can be adopted on the basis of existing inverted 9-spot well pattern. At the same time, good effects can be obtained by early mild injecting water, controlling injecting pressure, linearity injecting mode, dynamic preparing water, pulse cycle injecting, perfecting pour and pick system, well pattern adjustment, choosing fracturing well and controlling fracturing scale, etc.

[Key words] fracture; low-permeability reservoir; development countermeasure