

大庆低渗透油藏注水动态裂缝开启机理及有效调整对策

王文环¹,彭缓缓¹,李光泉²,吕文峰¹,魏晨吉¹,秦勇¹

(1. 中国石油 勘探开发研究院,北京 100083; 2. 中国石化 石油工程技术服务有限公司,北京 100020)

摘要:大庆长垣外围低渗透油藏水驱开发受注水动态裂缝影响,水驱开发效果差。为改善水驱效果,需首先明确注水动态裂缝开启规律,进而才能提出开发调整对策。综合利用地质力学、油藏工程及数值模拟等方法,建立了注水动态裂缝开启压力计算方法,揭示了其开启机理和延伸规律,并针对裂缝开启不同情况,形成了相应的调整对策。研究表明:当注水压力超过储层现今最小水平主应力时,裂缝首先沿现今最大水平主应力方向开启;随着注水压力继续增加,裂缝沿与现今最大主应力方向夹角较小的注采井连线方向开启。根据裂缝开启压力计算方法,结合大庆外围A油藏条件,其裂缝开启的临界注水压力为9 MPa。油藏注水压力为12~14 MPa,当注水井排与现今最大水平主应力方向一致时,油藏沿现今最大水平主应力方向开启单方向裂缝,剩余油主要沿裂缝呈条带状分布;当注水井排与现今最大水平主应力方向呈一定夹角时,油藏开启多方向裂缝,剩余油被多方向裂缝切割呈零散分布。基于不同井网与裂缝匹配油藏剩余油分布模式,提出了“限压注水控制多方向注水动态裂缝开启、沿现今最大水平主应力方向裂缝线性注水、侧向基质驱替”的开发新理念,给出了注水压力界限与井网加密调整模式,现场应用效果显著。

关键词:注水动态裂缝;井网加密调整;低渗透油藏;大庆油田

中图分类号:TE348

文献标识码:A

Opening mechanism of dynamic fractures caused by water injection and effective adjustments in low permeability reservoirs, Daqing oilfield in Songliao Basin

Wang Wenhuan¹, Peng Huanhuan¹, Li Guangquan², Lyu Wenfeng¹, Wei Chenji¹, Qin Yong¹

(1. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China;

2. Oilfield Service Corporation, SINOPEC, Beijing 100020, China)

Abstract: The performance of water flooding in low permeability reservoirs of Daqing oilfield is not satisfied due to the dynamic induced fractures. Understanding of the opening mechanisms of the dynamic induced fractures and optimization of development adjustment schemes are critical to improving water flooding recovery. Geomechanics, reservoir engineering and numerical simulation methods were utilized to establish a new method to calculate the fracture opening pressure and reveal propagation mechanism. Corresponding adjustment measures are proposed for different fracture opening scenarios. Results indicate that when injection pressure exceeds the current minimum horizontal principle stress, dynamic fractures will open first in the direction of the maximum horizontal principle stress. Then, they may open in the direction of line connecting injector and producer that has the smallest included angle with current maximum principle stress along with the rising injection pressure. Based on calculation methods of fracture opening pressure and in combination with the conditions of A reservoir in the periphery of Daqing oilfield, a critical injection pressure of 9 MPa is determined for fracture opening. Actually the injection pressure of A oilfield is up to 12~14 MPa. When the line of injection wells is in parallel with the current maximum horizontal principle stress, fractures only open in the direction of the maximum horizontal principle stress, and remaining oil are distributed along the fractures on both sides. Otherwise, fractures open in multiple directions, and the remaining oil distribute irregularly. Based on the remaining oil distribution under different well patterns, a new concept is proposed that ‘controlling the opening of multi-directional dynamic fractures through limiting injection pressure and line flooding along the dynamic fracture in parallel with the maximum horizontal principle stress and lateral matrix displacement’. Water injection pressure limits and well pattern adjustment strategies are proposed under the guidance of this concept, and their field application is very successfully.

Key words: water flooding dynamic fracture, well pattern infilling adjustment, low permeability reservoir, Daqing oilfield

收稿日期:2015-04-10;修订日期:2015-06-20。

第一作者简介:王文环(1965—),女,高级工程师、博士,低渗透油气田开发。E-mail:wangwenhuan@petrochina.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05013-006);中国石油天然气股份有限公司油气田开发重大科技项目(2011B-1205)。

大庆长垣外围 A 低渗透油田位于松辽盆地,含油层系是扶、杨低渗透储层,储层发育多组剪切缝,但绝大部分表现为闭合无效缝^[1-4],平均渗透率为 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。该油田于 20 世纪 80 年代中后期投入开发,目前已逐步进入中、高含水期,含水上升快、产量递减大,水驱采收率为 25% 左右。为进一步改善低渗透油藏水驱开发效果,前人在合理井网优化调整方面开展了大量研究工作^[5-21],主要是从井网与油井人工压裂裂缝适配性研究的角度出发,提出大井距、小排距的菱形反九点、五点矩形等井网方式。

笔者对大庆长垣外围 A 低渗透油田 35 个不同类型油藏现场生产资料分析发现,在低渗透油藏注水开发过程中,除了天然裂缝、油井人工压裂裂缝外,还存在注水动态裂缝。只沿现今最大水平主应力方向开启了裂缝,发生了单方向油井暴性水淹;注水井排与现今最大水平主应力方向不一致的油藏,沿多个注采井连线方向开启了裂缝,导致多方向油井暴性水淹。注水动态裂缝导致油藏注入水无效循环,难以形成基质有效驱替,大大降低了油藏的存水率和水驱波及程度,水驱开发效果差。

为此,笔者开展了注水动态裂缝开启机理及延伸规律研究,建立了注水动态裂缝开启压力计算方法,给出了避免多方向注水动态裂缝开启的合理注水压力界限。并进一步开展了单方向及多方向注水动态裂缝开启情况下,剩余油分布规律研究,形成了不同井网与裂缝匹配油藏注水压力控制界限及井网侧向加密调整模式。

1 不同井网与裂缝匹配油藏注水动态裂缝开启机理及压力界限

针对低渗透油藏易于产生注水动态裂缝问题,首先从裂缝开启理论入手,对油藏现今地应力场、井网与注水动态裂缝匹配形式、以及注采压力系统等进行了综合研究,明确了裂缝开启的主控因素和延伸规律,给出了不同井网与裂缝匹配油藏有效控制多方向注水动态裂缝开启的注水压力界限。

1.1 注水动态裂缝开启机理

前人研究认为^[22-29],裂缝的开启是受现今水平地应力和天然裂缝双重因素控制的,注水开发中裂缝开启顺序取决于天然裂缝走向与现今最大水平主应力方向的夹角,夹角越小,天然裂缝开启压力就越小,注入水将首先沿现今最大水平主应力方向的天然裂缝推进。随着注水压力的增大,其它方向的天然裂缝将依次开启,导致油藏单方向或多方向水淹。笔者认为,注

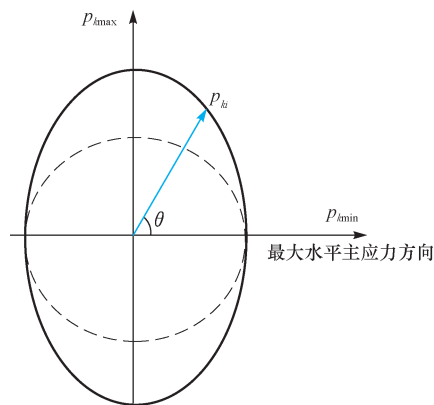


图1 现今水平地应力变化曲线

Fig. 1 Present horizontal stress curve

水动态裂缝的开启与天然裂缝无关,主要取决于注水压力及各注采井连线方向现今水平地应力的变化。当注水压力大于某注采井连线方向现今水平地应力时,该注采井连线上就会开启裂缝,油井就会裂缝性水淹。

从不同方向现今水平地应力变化轨迹曲线(图1)可以看出,当注采井连线与现今最大水平主应力方向夹角为 θ 时,该方向现今水平地应力可表示为:

$$p_{ki} = p_{kmin} + (p_{kmax} - p_{kmin}) \sin \theta \quad (1)$$

式中: p_{ki} 为不同注采井连线方向现今水平地应力, MPa; p_{kmin} 为现今最小水平主应力, MPa; p_{kmax} 为现今最大水平主应力, MPa; θ 为注采井连线与现今最大水平主应力方向的夹角, ($^\circ$)。

由此可见,沿现今最大水平主应力方向的注采井连线方向首先开启注水动态裂缝。随着注水压力增大,当注水压力超过其它注采井连线方向现今水平地应力时,该方向也开启裂缝。因此,现今最大、最小水平主应力差值越小,注采井连线与现今最大水平主应力方向夹角越小,就越容易开启多方向注水动态裂缝。

1.2 注水动态裂缝开启压力界限

大庆长垣外围 A 低渗透油田包括 35 个低渗透油藏,主要存在 4 种井网与裂缝匹配形式:注水井排与现今最大水平主应力方向成 26.5° 的正方形反九点井网、注水井排与现今最大水平主应力方向成 0° 的正方形反九点井网、菱形反九点井网、注水井排与现今最大水平主应力方向成 0° 的反七点井网(图2)。A 油田现今最大水平主应力为 32.3 MPa,最小水平主应力为 19.4 MPa。这表明现今最大水平主应力方向注水动态裂缝开启的临界压力为 19.4 MPa。该油田油层中部平均深度为 1 040 m,因此现今最大水平主应力方向注水动态裂缝开启的注水压力为 9 MPa。同理,计算出不同注采井连线方向注水动态裂缝开启压力界限。注水井排与现今最大水平主应力方向成 26.5° 的正方形

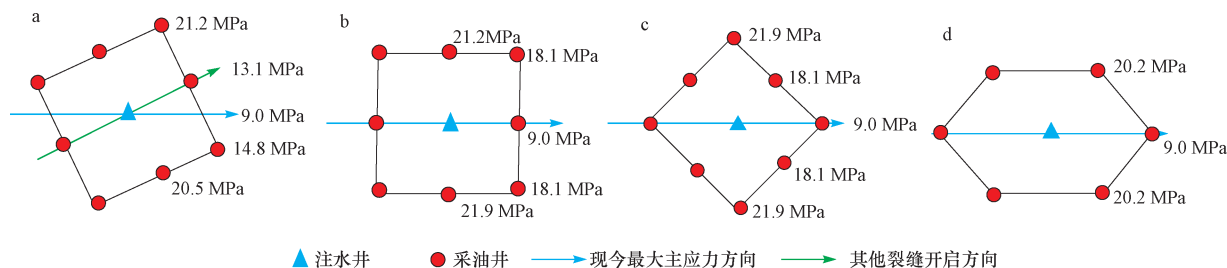


图2 不同类型井网注水动态裂缝开启压力

Fig. 2 Opening pressure of dynamic fracture in water-flooding under different well patterns

a. 26.5°正方形反九点井网; b. 0°正方形反九点井网; c. 0°菱形反九点井网; d. 0°反七点井网

反九点井网,多方向注水动态裂缝开启的注水压力界限为 13.1 MPa;0°正方形和菱形反九点井网,多方向注水动态裂缝开启注水压力界限为 18.1 MPa;0°反七点井网,多方向注水动态裂缝开启注水压力界限为 20.2 MPa。由此可见,注采井连线与现今最大水平主应力方向夹角越小,多方向注水动态裂缝开启的注水压力界限值越低,越容易产生多方向注水动态裂缝。

2 不同井网与裂缝匹配油藏剩余油分布规律及井网加密调整模式

2.1 不同井网与裂缝匹配油藏水淹规律

目前大庆长垣外围一类低渗透油藏注水压力为 12 ~ 14 MPa,二类、三类低渗透油藏注水压力为 15 ~ 16 MPa。因此,当井网注水井排与现今最大水平主应力方向一致时,注水压力只是高于现今最大水平主应力方向裂缝开启压力;当注采井连线与现今最大水平主应力方向成 26.5°角时,注水压力已高于多方向裂缝开启压力。生产实际表明,26.5°正方形反九点井网形式油藏出现了双方向注水动态裂缝开启及油井暴性水淹;0°正方形、菱形反九点及反七点等井网形式油藏,只开启了现今最大水平主应力单方向注水动态裂

缝及油井暴性水淹。

因此,低渗透油藏注水井排与现今最大水平主应力方向是否匹配是决定低渗透油藏能否有效开发的关键。合理调整井网、控制注水压力避免多方向注水动态裂缝开启是改善油藏开发效果的重要技术手段。

2.2 不同井网与裂缝匹配油藏剩余油分布规律

在不同井网与裂缝匹配油藏水淹规律认识的基础上,采用方向性压敏效应表征注水动态裂缝开启延伸特征,非线性渗流理论表征裂缝侧向基质驱替特征,对不同井网与裂缝匹配油藏剩余油分布规律进行了数值模拟研究,模拟结果见图 3。由图 3 可以看出,注水动态裂缝的开启方向控制着油藏的剩余油分布规律。当油藏注水井排与现今最大水平主应力方向一致时,由于仅开启了现今最大水平主应力方向的裂缝,导致注入水沿现今最大水平主应力方向线性推进;转注该裂缝方向水淹油井后,形成侧向基质驱替,因此剩余油主要沿现今最大水平主应力方向注水动态裂缝两侧呈条带状分布。当油藏注水井排与现今最大水平主应力方向不一致时,由于开启了多方向裂缝,剩余油被多方向注水动态裂缝切割,束缚在裂缝交错的区域内,呈零散分布。

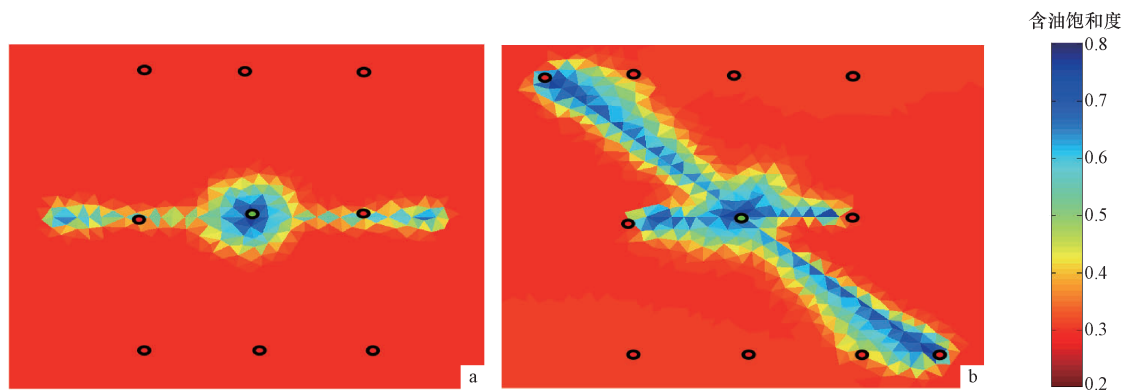


图3 不同井网与裂缝匹配油藏剩余油分布

Fig. 3 Remaining oil distribution under different combinations between well patterns and fractures

a. 0°正方形反九点 C5 油藏; b. 26.5°正方形反九点 C55 油藏

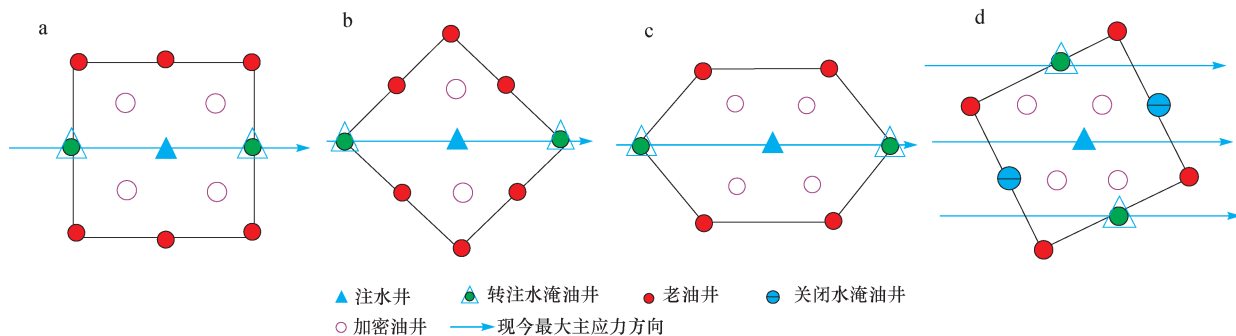


图4 不同类型井网加密调整模式

Fig. 4 Infill development modes for different well patterns

a. 0°正方形反九点井网; b. 0°菱形反九点井网; c. 0°反七点井网; d. 26.5°正方形反九点井网

2.3 不同井网与裂缝匹配油藏井网加密调整模式

基于大庆长垣外围 A 低渗透油田不同井网与裂缝匹配油藏存在的两种水淹及剩余油分布规律,形成两种井网加密调整模式。一是对于剩余油主要沿现今最大水平主应力方向注水动态裂缝两侧分布的油藏,转注该方向水淹油井、沿裂缝侧向加密油井,形成“沿现今最大水平主应力方向裂缝线性注水、且侧向加密油井”的线性井网模式(图 4a—c)。二是对于剩余油被多方向注水动态裂缝切割呈零散分布的油藏,转注现今最大水平主应力方向水淹油井、关闭其他方向水淹油井(因为转注其他方向水淹油井,会导致开启更多条现今最大水平主应力方向注水动态裂缝,必须关闭其他方向水淹油井,而不是转注),且沿现今最大水平主应力方向注水动态裂缝侧向加密油井,最终同样形成“沿现今最大水平主应力方向裂缝线性注水、侧向加密油井”的线性井网模式(图 4d);同时控制注水压力,避免多方向裂缝开启。由此,形成了低渗透油藏“沿现今最大水平主应力方向裂缝线性注水、侧向基质驱替”的线性侧向加密井网调整模式。

3 现场应用效果

大庆长垣外围 A 低渗透油田 C5 油藏 1990 年投入开发,原井网为注水井排与现今最大水平主应力方向成 0°、井排距为 300 m × 300 m 正方形反九点井网。调整前,油藏现今最大水平主应力方向油井水淹,含水迅速上升,含水上率高达 7.2%,水驱开发矛盾日益突出。根据以上研究成果,对该油藏进行了综合加密调整试验,转注现今最大水平主应力方向水淹油井、侧向加密油井,将原面积井网加密调整为 300 m × 150 m 的线性注水井网(图 4a);同时将注水压力控制在 13 MPa 以下,避免了多方向注水动态裂缝开启。

C5 油藏加密调整后,平均单井日产油量 1.5 t,含水保持稳定,水驱采收率由 25% 升至 32%,加密调整效果显著(图 5a)。

大庆长垣外围 A 低渗透油田 C55 油藏 1992 年投入开发,原井网为注水井排与现今最大水平主应力方向成 26.5°、井排距为 300 m × 300 m 正方形反九点井网。调整前,油藏出现多方向油井暴性水淹,含水上率高达 14%,水驱开发矛盾日益突出。对该油藏进行

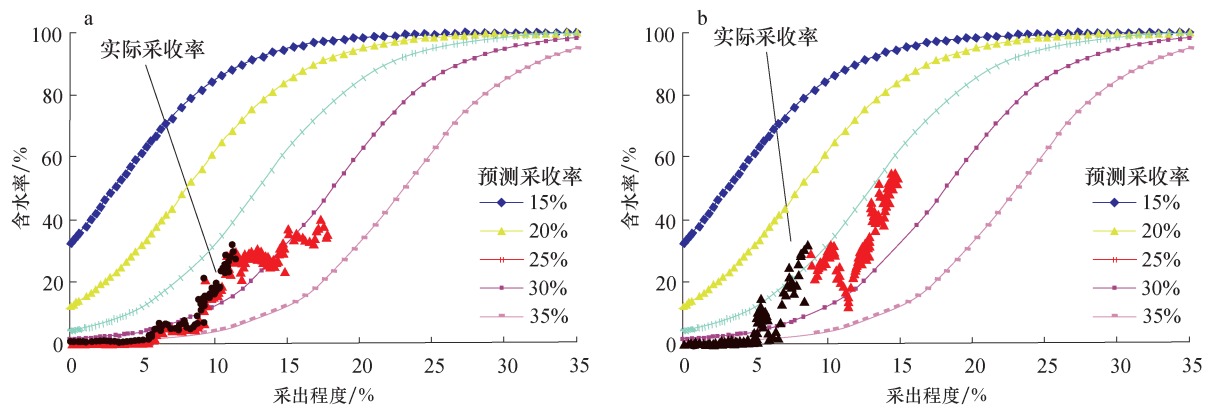


图5 不同类型油藏加密调整前后含水与采出程度关系

Fig. 5 Water cut vs. recovery factor before and after infilling for different types of reservoirs

a. 0°正方形反九点 C5 油藏; b. 26.5°正方形反九点 C55 油藏

了综合加密调整试验,转注现今最大水平主应力方向水淹油井、侧向加密油井,将原井网调整加密为 220 m × 130 m 的线性注水井网(图 4d);同时将注水压力控制在 15 MPa 左右。

加密调整后,含水持续上升,平均单井日产油量持续递减,水驱采收率仅提高 1% 左右(图 5b),加密调整效果很差。分析认为有两方面原因导致调整的失败,一是没有关闭非现今最大水平主应力方向水淹油井,导致注入水继续无效循环;二是注水压力没有控制在多向裂缝开启压力界限 13 MPa 以内,导致油藏又开启新的注水动态裂缝。

4 结论

1) 低渗透油藏长期注水开发后,因注水压力高,导致单方向或多方向注水动态裂缝开启,造成油井暴性水淹,降低水驱波及体积。因此,注水动态裂缝是控制水驱开发效果及剩余油分布规律的关键因素。

2) 低渗透油藏注水开发易于产生注水动态裂缝,而且对于多数低渗透油藏是不可避免的。注水动态裂缝的开启与注水压力和注采井连线方向现今水平地应力大小密切相关,根据文中建立的不同注采井连线方向现今水平地应力计算公式,确定了不同井网与裂缝匹配油藏各注采井连线方向注水动态裂缝开启压力控制界限。

3) 针对不同井网与裂缝匹配类型油藏,形成了低渗透油藏“沿现今最大水平主应力方向裂缝线性注水、侧向加密油井”的线性侧向加密井网调整模式。

4) 综合以上研究,最终确立了“限压注水控制多方向注水动态裂缝开启、沿现今最大水平主应力方向裂缝线性注水、侧向基质驱替”的开发新理念,为低渗透油藏有效水驱开发提供了新思路,现场应用效果显著。

参 考 文 献

- [1] 王秀娟,孙贻铃,庞彦明. 三肇地区扶、杨油层裂缝和地应力分布特征及对注水开发的影响[J]. 大庆石油地质与开发,2000,19(5):9-12.
Wang Xiujuan, Sun Yiling, Pang Yanming. Distribution of fractures and stress in Sanzhao area Fuyang layer and their effects on water flooding development[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2000, 19(5):9-12.
- [2] 王秀娟,杨学保,迟博,等. 大庆外围低渗透储层裂缝与地应力研究[J]. 大庆石油地质与开发,2004,23(5):88-90.
Wang Xiujuan, Yang Xuebao, Chi Bo, et al. Fractures and stress of low permeability reservoirs in peripheral part of Daqing oilfield[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2004, 23(5):88-90.
- [3] 孙贻铃,王秀娟. 朝阳沟油田构造裂缝及其有效性研究[J]. 大庆石油地质与开发,2005,24(1):33-34.
Sun Yiling, Wang Xiujuan. Structural fracture and its validity in Chaoyanggou Oilfield [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2005, 24(1):33-34.
- [4] 薛永超,程林松. 微裂缝低渗透岩石渗透率随围压变化实验研究[J]. 石油实验地质,2007,29(1):108-110.
Xue Yongchao, Cheng Linsong. Experimental study on permeability variation with confining pressure in micro-fracture and low-permeability rock [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2007, 29(1):108-110.
- [5] 张璋,何顺利,刘广峰. 低渗透油藏裂缝方向偏转时井网与水力裂缝适配性研究[J]. 油气地质与采收率,2013,20(3):98-101.
Zhang Zhang, He Shunli, Liu Guangfeng. An investigation of suitability between well pattern and hydraulic fracture system with deflected orientation in low permeability reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(3):98-101.
- [6] 樊兆琪,程林松,耿昌浩,等. 低渗透油藏储层非均质性评价与井网调整新方法[J]. 石油钻探技术,2013,41(2):93-98.
Fan Zhaoqi, Cheng Linsong, Geng Changhao, et al. A new approach for heterogeneity evaluation and well pattern adjustment in low permeability reservoirs [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(2):93-98.
- [7] 苏玉亮,吴春新,高丽,等. 特低渗透油藏水驱注水界限的确定[J]. 石油钻探技术,2012,40(2):82-86.
Su Yuliang, Wu Chunxin, Gao Li, et al. Determination of waterflooding limits for driving an ultra-low permeability reservoir [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(2):82-86.
- [8] 刘伟伟,苏月琦,王茂文,等. 特低渗透油藏压裂井注采井距与注水见效关系[J]. 断块油气田,2012,19(6):736-739.
Liu Weiwei, Su Yueqi, Wang Maowen, et al. Relationship of injector-producer spacing and waterflooding response for fracturing wells in ultra-low permeability reservoir [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2012, 19(6):736-739.
- [9] 王玫珠,杨正明,王学武,等. 大庆外围特低渗透油藏非线性渗流周期注水研究[J]. 断块油气田,2012,19(3):327-331.
Wang Meizhu, Yang Zhengming, Wang Xuewu, et al. Study on cycle water injection considering non-linear flow of ultra-low permeability reservoir in periphery part of Daqing Oilfield [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2012, 19(3):327-331.
- [10] 王文环. 提高薄互层低渗透砂岩油藏采收率的有效开发技术[J]. 石油与天然气地质,2006,27(5):660-667,674.
Wang Wenhuan. Technology of effectively enhancing recovery efficiency in thin-interbedding low-permeability sandstone reservoirs [J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(5):660-667,674.
- [11] 高宝国,滑辉,丁文阁,等. 低渗透油田特高含水期开发技术对策:以渤海油田义11井区为例[J]. 油气地质与采收率,2013,20(6):97-99,103.
Gao Baoguo, Hua Hui, Ding Wenge, et al. Technical treatment in extra-high water cut stage for low permeable reservoir: case study of Yi11 area, Bonan oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(6):97-99,103.
- [12] 计秉玉. 国内外油田提高采收率技术进展与展望[J]. 石油与天然气地质,2012,33(1):111-117.
Ji Bingyu. Progress and prospects of enhanced oil recovery technology.

- gies at home and abroad[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(1): 111–117.
- [13] 赵立强, 刘飞, 王佩珊, 等. 复杂水力裂缝网络延伸规律研究进展[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(4): 562–569.
Zhao Liqiang, Liu Fei, Wang Peishan, et al. A review of creation and propagation of complex hydraulic fracture network[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(4): 562–569.
- [14] 邹桂丽, 王新杰, 李祥珠, 等. 低渗透油藏五点井网裂缝参数优化研究[J]. 石油化工应用, 2013, 32(11): 16–19, 28.
Zou Guili, Wang Xinjie, Li Xiangzhu, et al. Low permeability reservoirs at five o'clock pattern fracture parameters optimization research[J]. Petrochemical Industry Application, 2013, 32(11): 16–19, 28.
- [15] 苟波, 郭建春. 基于精细地质模型的大型压裂裂缝参数优化[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(6): 809–815.
Gou Bo, Guo Jianchun. Fracture parameter optimization of large hydraulic fracturing based on the fine geological model[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(6): 809–815.
- [16] 杜现飞, 殷桂琴, 齐银, 等. 长庆油田华庆超低渗透油藏水平井压裂裂缝优化[J]. 断块油气田, 2014, 21(5): 668–670.
Du Xianfei, Yin Guiqin, Qi Yin, et al. Optimization on fracturing fracture of horizontal well in Huaqing ultra-low permeability reservoir of Changqing Oilfield[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2014, 21(5): 668–670.
- [17] 舒杰, 唐海, 王营营, 等. 含裂缝正方形反九点井网面积波及效率影响研究[J]. 断块油气田, 2014, 21(3): 360–363.
Shu Jie, Tang Hai, Wang Yingying, et al. Study on areal sweep efficiency of square inverted nine-spot well pattern with crack[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2014, 21(3): 360–363.
- [18] 屈怀林, 刘红现, 覃建华, 等. 特低渗透砾岩油藏有效驱动压力系统评价及对策[J]. 断块油气田, 2013, 20(6): 752–754.
Qu Huailin, Liu Hongxian, Qin Jianhua, et al. Evaluation and countermeasures on effective Driving pressure system of ultra-low permeability conglomerate reservoir[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2013, 20(6): 752–754.
- [19] 戚涛, 吕栋梁, 李标, 等. 四点井网含水率与采出程度关系的确定[J]. 断块油气田, 2014, 21(2): 208–212.
Qi Tao, Lv Dongliang, Li Biao, et al. Determination of relationship between water cut and recovery percent of four-spot pattern[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2014, 21(2): 208–212.
- [20] 沈瑞, 李兆国, 段宝江, 等. 王窑油田西部低渗透油藏正方形反九点井网加密调整物理模拟[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(3): 89–91.
Shen Rui, Li Zhaoguo, Duan Baojiang, et al. Physical simulation of square inverted nine-spot pattern infilling and adjustment for low permeability reservoirs in western Wangyao oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(3): 89–91.
- [21] 李红南, 徐怀民, 许宁, 等. 低渗透储层非均质模式与剩余油分布——以辽河西部凹陷齐9—欢50区块杜家台油层为例[J]. 石油实验地质, 2006, 28(4): 404–408.
Li Hongnan, Xu Huaimin, Xu Ning, et al. The heterogeneity model of low permeability reservoir and remaining oil distribution—A case study of Dujiatai oil zone in Qi 9-Huan 50 block, the west Liaohede depression[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2006, 28(4): 404–408.
- [22] 赵良金, 黄新文, 王军. 文东油田沙河街组三段中亚段油藏裂缝发育规律及其对注水开发的影响[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(1): 102–107.
Zhao Liangjin, Huang Xinwen, Wang Jun. Pattern of fracture occurrence and its influence on waterflooding in the Es³ reservoirs of Wengdong oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(1): 102–107.
- [23] 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 Shanshan oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 1999, 20(4): 330–332.
- [24] 何江, 付永雷, 沈桂川, 等. 低渗砂岩储层岩石学特征与应力敏感性耦合关系——以鄂尔多斯盆地苏里格—吉乐地区下石盒子组八段下亚段为例[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(6): 923–931.
He Jiang, Fu Yonglei, Shen Guichuan, et al. Coupling relations between the petrologic characteristics and stress-sensitiveness in low-permeability sandstone reservoirs: an example from the lower 8th member of the Lower Shihezi Formation in Sulige-Jier area, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(6): 923–931.
- [25] 陈凤, 罗美娥, 张维平, 等. 大庆外围油田地应力特征及人工裂缝形态分析[J]. 断块油气田, 2006, 13(3): 13–15.
Chen Feng, Luo Meie, Zhang Weiping, et al. Ground stress characteristics and artificial fracture morphology analysis of peripheral low permeability reservoirs[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2006, 13(3): 13–15.
- [26] 唐汝众, 李根生. 双重介质低渗透储层的压裂诊断与施工工艺[J]. 石油钻探技术, 2004, 32(4): 57–59.
Tang Ruzhong, Li Gensheng. Fracturing diagnosis and execution technology for low-permeability dual-media reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2004, 32(4): 57–59.
- [27] 孙松陵, 李琦, 李娟, 等. 低渗透砂岩储层构造裂缝预测及开启性分析[J]. 特种油气藏, 2007, 14(1): 30–33.
Sun Songling, Li Qi, Li Juan, et al. Prediction and analysis of the opening of tectonic fracture in low permeability sandstone reservoir[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2007, 14(1): 30–33.
- [28] 曾联波. 低渗透砂岩储层裂缝的形成与分布[M]. 北京: 科技出版社, 2008: 101–122.
Zeng Lianbo. Formation and distribution of fractures in low permeability sandstone reservoir[M]. Beijing: Science Press, 2008: 101–122.
- [29] 谢景彬, 龙国清, 田昌炳, 等. 特低渗透砂岩油藏动态裂缝成因及对注水开发的影响——以安塞油田王窑区长6油组为例[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(3): 106–110.
Xie Jingbin, Long Guoqing, Tian Changbing, et al. Genetic mechanism of dynamic fracture and its influence on water flooding development in extra-low permeability sandstone reservoir: a case of Chang6 member in Wangyao area, Ansai oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(3): 106–110.

(编辑 张亚雄)