

鄂尔多斯盆地安83区块致密油藏老井 暂堵混合水体积压裂技术

李向平^{1,2}, 齐 银^{1,2}, 李转红^{1,2}, 韩兴林³, 卜 军^{1,2}

(1.中国石油长庆油田分公司 油气工艺研究院, 陕西 西安 710021; 2.低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西 西安 710021; 3.中国石油长庆油田分公司 油田开发处, 陕西 西安 710023)

摘要:鄂尔多斯盆地致密油资源丰富,近年来体积压裂技术的进步使该类油藏的单井产量大幅提高,但早期开发的长庆油区安83区块采用常规压裂技术开发,单井产量低,开发效益差。为提高该类型油藏的开发效果,通过分析安83区块致密油藏特征以及开发动态,提出体积压裂技术的研究思路;利用研究区岩石力学、地应力测试及天然裂缝的相关数据,研究实现复杂裂缝网络系统的缝内净压力条件,建立动态裂缝宽度随时间和排量变化图版,并进行暂堵时机、泵注排量和暂堵剂优选等方面的研究,形成缝端暂堵、缝内多级暂堵和大排量、低砂比、大液量滑溜水低粘度液体体系的老井暂堵混合水体积压裂技术。应用效果表明,该技术有效地提高了缝内净压力,在裂缝侧向形成复杂的裂缝网络系统,提高裂缝与基质的接触体积,扩大了侧向剩余油的动用程度;在安83区块C7致密油藏应用100余口井,平均单井产量较压裂前提高4~5倍,有效地改善了安83区块的开发效果。

关键词:致密油藏 重复压裂 裂缝暂堵 混合水压裂 缝内净压力 体积压裂

中图分类号:TE357.1

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2016)06-0120-07

Temporary plugging and mixed water volume fracturing technology of tight oil reservoirs in An83 block, Ordos basin

Li Xiangping^{1,2}, Qi Yin^{1,2}, Li Zhuanhong^{1,2}, Han Xinglin³, Bu Jun^{1,2}

(1.Oil & Gas Technology Research Institute, Changqing Oilfield Company, CNPC, Xi'an City, Shaanxi Province, 710021, China; 2.National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low-Permeability Oil & Gas Field, Xi'an City, Shaanxi Province, 710021, China; 3.Oil Development Department, Changqing Oilfield Company, CNPC, Xi'an City, Shaanxi Province, 710023, China)

Abstract: Ordos basin is rich in tight oil resources and single well production in such reservoirs has been substantially increased by the progress of volume fracturing in recent years. However, early developed by conventional fracturing, the single well production and economic benefit was inferior in An83 block of Changqing oilfield. In order to solve this problem, the reservoir characteristics and development dynamic of An83 block was analyzed, and the idea of volume fracturing was put forward. The net pressure of meeting the demands of complex fracture network system was studied by making use of test data of rock mechanics, in-situ stress and natural fracture. And a chart of dynamic fracture width varying with time and rate was established. The temporary plugging timing, injection rate and temporary blocking agent optimization were also researched. Fracturing technology involves fracture tip temporary plugging, multistage temporary plugging in created fractures, high pump rate, low proppant concentration and large amount of slick water and low viscosity liquid system. The new

收稿日期:2016-08-11。

作者简介:李向平(1979—),男,陕西蓝田人,工程师,硕士,从事低渗透油藏开发、压裂酸化技术研究与应用工作。联系电话:13720762610, E-mail:lxiangp_cq@petrochina.com.cn。

基金项目:中国石油科技攻关项目“长庆油田油气当量上产5 000万吨关键技术”(2011E-1305)。

technologies increases the net fracture pressure and creates a complex network system in the side of the fractures. It also leads to an increase of contact area between fracture networks and matrix and thus enhance the lateral remaining oil producing. The technique has been applied to 100 wells in C7 tight oil reservoir of An83 block, and the average well production was increased by 4–5 times than that before fracturing. Besides, it will effectively improve the block development efficiency.

Key words: tight oil reservoir; re-fracturing; temporary plugging of fractures; mixed water fracturing; net fracture pressure; volume fracturing

长庆油区经过40余年的技术攻关与管理创新,已实现特低渗透和超低渗透油藏的规模开发。最新资源评价结果表明,鄂尔多斯盆地致密砂岩油藏资源量已占其剩余资源量的20%以上,该类型油藏已成为长庆油区油气当量 $5\,000\times 10^4$ t稳产的资源基础。李忠兴等阐述了鄂尔多斯盆地C7油藏的分布特征及开发历程,而安83区块C7油藏是长庆油区规模开发的第1个致密油藏,属于典型的异常低压致密油藏^[1-4]。前期针对安83区块C7油藏采用注水和常规压裂技术进行开发,但单井产量低、递减较快,且油井见水矛盾突出,最终采收率低,开发效益较差。通过多年的研究和现场试验,在中国多数油田已形成适用于低渗透油藏的常规水力压裂、暂堵转向压裂等重复改造技术,但这些技术对于扩大油藏动用程度的效果非常有限,难以改善致密油藏老井的开发效果。为此,根据安83区块致密油藏开发特征,基于一次井网,以提高采收率为目的,提出对研究区老井实施体积压裂技术,并通过暂堵工艺研究及现场测试分析,形成适用于鄂尔多斯盆地致密油藏的老井暂堵混合水体积压裂技术。现场试验

单井产量大幅提高,取得了较好的应用效果。研究成果对长庆油区致密油藏老井稳产具有重要的意义,也为类似油井的重复改造提供了新的技术手段。

1 油藏开发特征及重复改造技术难点

鄂尔多斯盆地长庆油区安83区块C7致密油藏自2009年开始规模开发,截至2016年5月已有油井300余口,油层厚度为30 m,且连片分布。与国外效益开发的致密油藏相比(表1),C7致密油藏除地层压力系数明显偏低之外,其余储层参数基本相近^[5]。目前C7致密油藏面临的主要矛盾是油藏物性差,地层压力系数低。早期受限于开发技术条件,针对C7致密油藏采用常规压裂技术,油井产量递减率较大(其值为25.3%),测算最终采收率仅为7.4%;天然裂缝发育,前期采取注水开发,多方向见水矛盾突出,见水井达164口,水驱状况复杂,一次井网适应性差。

表1 安83区块C7致密油藏与北美致密油藏储层参数及开发方式对比

Table1 Comparison of tight oil reservoirs parameters and development methods between An83 block and North America

油藏	垂深/m	厚度/m	地层压力系数	温度/℃	孔隙度,%	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	脆性指数	开发方式	产油量/($\text{t}\cdot\text{d}^{-1}$)
Bakken致密油藏	2 590 ~ 3 300	6 ~ 15	1.2 ~ 1.5	118	5 ~ 12	0.003 ~ 0.15	45 ~ 55	水平井+体积压裂	30 ~ 50
Eagleford致密油藏	914 ~ 4 200	30 ~ 90	1.4 ~ 1.7	40 ~ 175	5 ~ 14	0.001 ~ 0.002	43 ~ 50	水平井+体积压裂	80 ~ 160
安83区块C7致密油藏	2 200	30	0.78	72	7.53	0.012	48.9	直井+常规压裂	1.5

目前对安83区块C7致密油藏进行重复改造的技术难点主要为:①老井重复改造是唯一经济有效的技术手段,但对致密油藏老井实施重复改造技术还没有可以借鉴的成熟经验,常规水力压裂、暂堵转向压裂等重复改造技术对致密油藏的改造程度有限,实施后增产效果较差;前期对安83区块13口老井实施常规水力压裂,平均单井增油量仅为0.69 t/d,有效期为6个月。②由于安83区块天然裂缝发育,注水开发造成大部分油井水淹,因此实施重复

改造技术须停注注水井,在准自然能量条件下,实现提高单井产量和最终采收率的目的。

2 开发技术对策及体积压裂技术思路

2.1 开发技术对策

根据油藏开发特征及重复改造技术难点,针对安83区块致密油藏的开发技术对策为引进体积压

裂技术理念,通过实施体积压裂技术,沟通天然裂缝,在初次人工裂缝周围形成复杂的裂缝网络系统,增加人工裂缝与油藏的接触体积,提高油藏的动用程度,进而提高油藏的最终采收率。中外针对致密油藏的勘探开发已进行了大量的研究和试验。刘晓旭等研究了针对北美致密油气藏的水平井分段多簇体积压裂技术,通过沟通天然裂缝,形成复杂的裂缝网络系统,增加了井筒与储层的接触体积,提高了单井产量^[6-9]。王晓东等提出直井/定向井混合水体积压裂技术,该项技术在中国致密油藏开发过程中发挥了重要作用^[10-13],自2011年以来,针对长庆油区致密油藏开展体积压裂技术试验也取得了突破。石道涵等通过对比北美致密油藏特征,在鄂尔多斯盆地致密油藏开发过程中开展体积压裂技术试验,使部分致密油资源得以有效利用^[14-17]。但以上研究成果均为针对致密油藏新井实施的体积压裂技术,而对于老井实施体积压裂技术却未有成功应用的范例。

老井与新井在储层压裂技术上存在很大的区别。新井在实施压裂技术过程中产生的人工裂缝延伸、开启,沟通天然裂缝形成复杂的裂缝网络系统,大规模压裂不会导致较大的裂缝穿透比。而老井存在初次人工裂缝,裂缝半长一般为120~150 m;在实施体积压裂技术时,沿初次人工裂缝延伸的几率非常大,难以在初次人工裂缝周围开启天然裂缝,且实施体积压裂技术过程中新产生的人工裂缝

会在初次人工裂缝的基础上延伸。此外,在既定井网条件下,实施大规模体积压裂技术可能会造成最终人工裂缝过度延伸,使油井串通,导致采收率降低。

2.2 体积压裂技术思路

为改善安83区块C7致密油藏的开发效果,须对300余口老井实施体积压裂技术,提高一次井网的采收率。体积压裂技术思路为依据体积压裂技术理念,将非常规开发技术应用于常规开发井网,形成以初次人工裂缝为主、次生裂缝为辅的复杂裂缝网络系统。具体实施步骤为:①对初次人工裂缝进行缝端暂堵和缝内多级暂堵处理,提高缝内净压力,抑制裂缝缝长的过度延伸,开启天然裂缝;②通过实施大排量、低砂比、大液量的体积压裂技术,在恢复初次人工裂缝导流能力的同时,进一步开启初次人工裂缝周围的天然裂缝,扩大油藏的动用程度;③研究区实施注水井停注,在准自然能量条件下,体积压裂技术形成的裂缝网络系统须最大范围的覆盖油藏,才能实现提高石油地质储量动用程度及油藏采收率的目的。

综上所述,针对安83区块实施老井暂堵混合水体积压裂技术,在实施压裂过程中能否产生足够的缝内净压力,开启天然裂缝,形成复杂的裂缝网络系统是体积压裂技术成败的关键。为此,选取安83区块探井岩心资料,进行岩石力学和应力参数测试(表2)。

表2 安83区块探井岩石力学和应力参数测试结果统计
Table2 Rock mechanics and stress test results of exploration wells in An83 block

井号	层位	深度/ m	密度/ (g·cm ⁻³)	围压/ MPa	弹性模 量/GPa	泊松比	抗压强 度/MPa	最大水平地 应力/MPa	最小水平地 应力/MPa	水平两向 应力差/MPa
A173	C7	2 336	2.62	25.0	41.5	0.2	204.4	42.9	38.3	4.6
H210	C7	2 205	2.50	22.8	19.6	0.3	146.9	40.1	36.2	3.9

根据Warpinski和Hubbert的破裂准则及二维线弹性理论^[18-19],岩体在发生剪切断裂时所需的缝内净压力可以表示为

$$p_{\text{net}}(x,t) > \frac{1}{K_f} \left[\tau_0 + \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} (K_f - \sin 2\theta - K_f \cos 2\theta) \right] \quad (1)$$

式中: p_{net} 为缝内净压力,MPa; x 为人工裂缝的缝长,m; t 为暂堵混合水体积压裂的施工时间,min; K_f 为天然裂缝面的摩擦因数; τ_0 为天然裂缝内岩石的粘聚力,MPa; σ_H 为最大水平主应力,MPa; σ_h 为最小水平主应力,MPa; θ 为天然裂缝与最大主应力的夹角,(°)。

发生张性断裂时所需的缝内净压力可以表示为

$$p_{\text{net}}(x,t) > \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} (1 - \cos 2\theta) \quad (2)$$

岩心观察等资料显示,安83区块致密油藏的储层裂缝和微裂缝发育的概率约为60%,裂缝密度为0.3~0.7条/m,裂缝与主应力的夹角为0°~60°。分析式(1)和式(2)计算的结果(图1)可知,天然裂缝开启所需的缝内净压力为3~4 MPa;开启天然裂缝并发生剪切断裂,形成复杂裂缝网络系统所需的缝内净压力为4~6 MPa。因此,在压裂施工过程中,当缝内净压力超过4 MPa,即可以开启天然裂缝,形成复杂的裂缝网络系统,扩大油藏改造体积。

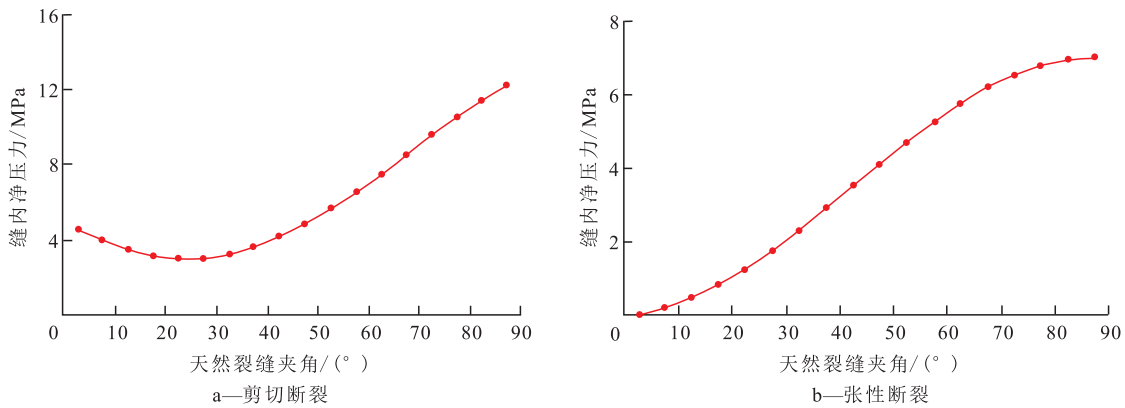


图1 安83区块不同断裂方式开启天然裂缝所需的缝内净压力计算结果

Fig.1 Calculation results of net pressure for opening natural fractures in different fracture modes of An83 block

3 暂堵混合水体积压裂技术

考虑保护套管和已存在的初次人工裂缝,为防止体积压裂技术产生的人工裂缝沿初次人工裂缝延伸,造成缝内净压力较小及缝长过度延伸,进而影响裂缝带宽的扩展,对安83区块致密油藏实施的暂堵混合水体积压裂技术须满足2个条件:①考虑对裂缝实施缝端暂堵,抑制缝长延伸,提升缝内净压力;②产生新的人工裂缝后缝内净压力下降,须考虑实施缝内多级暂堵,进一步提升缝内净压力。多名中国学者对已形成的初次人工裂缝实施的暂堵转向压裂技术进行了试验和研究。达引朋等提出采用油溶性暂堵剂在人工裂缝恢复导流能力之后,对其实施缝内暂堵,促使裂缝转向产生新的人工裂缝,主要实施的是常规的暂堵转向压裂技术,产生的是单一裂缝^[20-22]。

依据 Abrams 提出的三分之一架桥规则^[23],暂堵剂固体颗粒粒径大于裂缝动态宽度的1/3至2/3时,可在地层中形成堵塞带。依据研究区岩石力学和应力参数特征,对实施暂堵混合水体积压裂技术产生的动态裂缝宽度的计算公式为

$$W = \left[\frac{(1-\nu)^2 K Q^3}{G^2} \right]^{\frac{1}{9}} t^{\frac{1}{9}} \quad (3)$$

其中

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad (4)$$

式中: W 为实施暂堵混合水体积压裂技术产生的动态裂缝宽度,cm; ν 为岩石的泊松比; K 为流体粘度,mPa·s; Q 为暂堵混合水体积压裂技术的施工排量,m³/min; G 为岩石的剪切模量,GPa; E 为岩石的杨氏模量,GPa。

暂堵混合水体积压裂技术主要是利用大排量、大液量、大砂量、低粘度液体的注入,形成主裂缝和次生裂缝组成的复杂裂缝网络系统,扩大油藏的改造体积。其施工排量为5~10 m³/min,注入液量为500~1 000 m³,支撑剂用量为50~100 m³。

依据实施暂堵混合水体积压裂技术产生的动态裂缝宽度,可以将研究区实施的暂堵工艺划分为缝端暂堵阶段和缝内多级暂堵阶段2部分。

3.1 缝端暂堵阶段

在老井暂堵混合水体积压裂技术施工初期形成的动态裂缝宽度较小(图2),施工排量为2~8 m³/min条件下动态裂缝宽度为0.42~0.65 cm,平均为0.53 cm,此时是实施缝端暂堵的最佳时机。因为动态裂缝宽度随施工排量的增加而增大,为确保缝端暂堵的效果,实施缝端暂堵时应适当降低施工排量(不超过4 m³/min);同时适当减少前置液量,选择流失较快的滑溜水或活性水,使前置液快速、完全滤

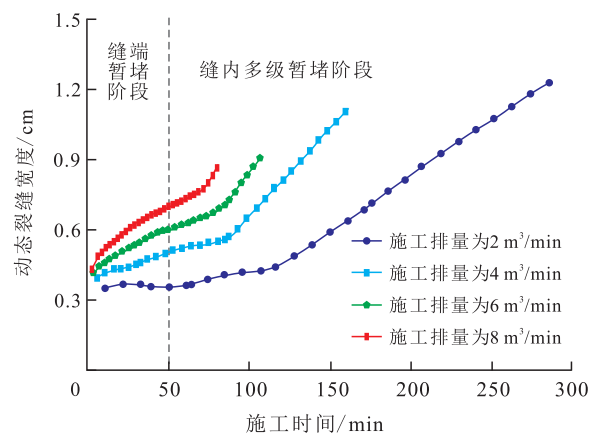


图2 安83区块老井暂堵混合水体积压裂技术产生的动态裂缝宽度的计算结果

Fig.2 Calculation results of dynamic fracture width of the mixed water volume fracturing technology for temporary plugging in old wells of An83 block

失后,暂堵剂运移至裂缝端部实施缝端暂堵,要求暂堵工艺提升缝内净压力2~3 MPa,加上老井混合水体积压裂产生的缝内净压力,缝内总体净压力超过4 MPa,即可开启侧向天然裂缝形成新的人工裂缝。

在缝端暂堵阶段,暂堵剂须运移至裂缝端部形成桥堵,而长距离运移且不散是缝端暂堵工艺成败的关键。为保证暂堵剂长距离运移至裂缝端部,在携带暂堵剂液体中加入纤维材料,利用纤维压裂液的固砂原理,携带8~16目大粒径支撑剂与油溶性暂堵剂的组合粒径暂堵剂,并使这种组合粒径暂堵剂可以在裂缝内长距离运移至裂缝端部实施暂堵。其中,纤维材料为自主研发的DF-1可降解聚乳酸树脂纤维,油溶性暂堵剂为已在长庆油区广泛应用的粒径为2~2.5 mm、密度为1.6 g/cm³的暂堵剂。

3.2 缝内多级暂堵阶段

在产生新的人工裂缝后,缝内净压力会下降,此时实施缝内多级暂堵,可进一步提升缝内净压力,开启新的支缝。缝内多级暂堵阶段处于老井暂堵混合水体积压裂施工的中后期,形成的动态裂缝宽度较大,一般为0.45~0.85 cm,平均为0.68 cm(图2)。该阶段为缝内净压力下降阶段,实施多级暂堵,可进一步提高缝内净压力,在裂缝侧向形成新的支缝。缝内多级暂堵阶段老井混合水体积压裂的施工排量一般为5~6 m³/min。

在缝内多级暂堵阶段,主要采取常规交联胍胶液体携带暂堵剂,实施2~3次暂堵。每次暂堵剂用量为200~300 kg,暂堵剂为长庆油区普遍使用油溶性暂堵剂,其粒径为3~6 mm,密度为1.3 g/cm³。

4 实施效果分析

位于安83区块南部的A239-24井自2011年8月投产,生产层位为C7,投产初期产油量为1.5 t/d,综合含水率为10.3%;实施暂堵混合水体积压裂技术之前,产油量为0.44 t/d,综合含水率为22.6%,累积产油量为833.3 t。2015年6月开始对A239-24井实施暂堵混合水体积压裂技术。缝端暂堵阶段设计在前置液注入后(约为45 min),采用8~16目大粒径支撑剂和油溶性暂堵剂的组合粒径暂堵剂,设计暂堵剂用量为10 m³,设计缝端暂堵阶段施工排量为4 m³/min。缝内多级暂堵阶段为产生新的人工裂缝开启后缝内净压力的下降阶段,采用粒径为3~6 mm的油溶性暂堵剂,设计二级暂堵,暂堵剂用量为

600 kg。老井暂堵混合水体积压裂技术设计支撑剂用量为65 m³,施工排量为5.5 m³/min,注入液量为750 m³。缝端暂堵阶段,在地层中形成有效桥堵,缝内净压力提升2.36 MPa,达到5 MPa左右(图3)。在施工压力下降后,实施缝内多级暂堵,缝内净压力提升1.25 MPa,超过4 MPa,达到暂堵混合水体积压裂技术的设计要求。

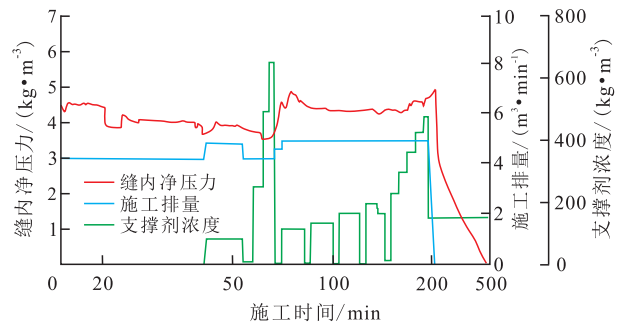


图3 安83区块A239-24井缝内净压力 Nolte-Smith 曲线

Fig.3 Nolte-Smith curve of net fracture pressure in Well A239-24 of An83 block

近年来,井下微地震事件监测成为压裂裂缝几何形态评价的主要技术手段^[24-25]。A239-24井的井下微地震事件监测结果(图4)显示,实施老井暂堵混合水体积压裂技术产生的裂缝带宽有较大提高,达到89 m,较初次压裂产生的裂缝带宽增加49 m,是初次压裂裂缝带宽的2倍,有效地提高了油藏的改造体积。该井实施暂堵混合水体积压裂技术后的单井产油量由0.44 t/d升至1.98 t/d,且稳产效果较好。

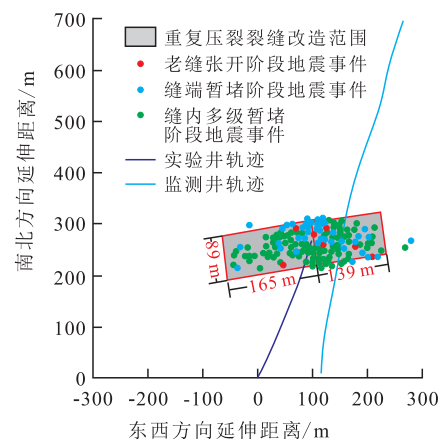


图4 安83区块A239-24井井下微地震事件监测结果

Fig.4 Microseismic monitoring results of Well A239-24 in An83 block

对安83区块100余口老井实施暂堵混合水体积压裂技术,单井产油量由措施前的0.4 t/d提高至2.05 t/d,增产幅度达4~5倍,且措施后的综合含水率稳定,明显改善研究区的老井开发效果,有效地提高了单井产油量(图5)。

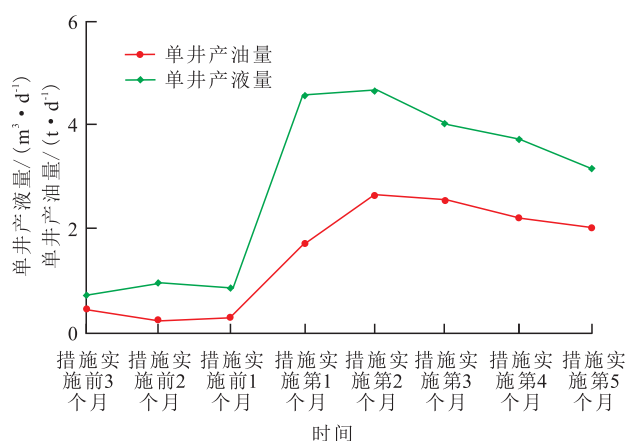


图5 安83区块试验井采油曲线

Fig.5 Oil production curve of test wells in An83 block

5 结论

理论研究及现场试验结果表明,采用常规开发技术开采致密油藏,所形成的裂缝较为单一,难以实现油藏的效益开发。基于安83区块致密油藏岩石力学、应力参数和天然裂缝发育特征,开展复杂裂缝网络系统所需的缝内净压力计算,对研究区老井体积压裂技术的参数优化具有重要的指导作用。基于动态裂缝宽度随施工排量和时间的变化图版,实施的缝端暂堵、缝内多级暂堵是抑制裂缝缝长延伸,提升裂缝网络复杂程度的有效技术手段。通过现场试验,形成老井暂堵混合水体积压裂技术,有效地提升了缝内净压力,增至4 MPa以上,提高了裂缝网络的复杂程度,裂缝带宽增加约2倍,增产幅度为4~5倍,超过新井投产初期产油量,对致密油藏老井重复改造具有较高的适用性。

参考文献:

- [1] 李忠兴,屈雪峰,刘万涛,等.鄂尔多斯盆地长7段致密油合理开发方式探讨[J].石油勘探与开发,2015,42(2):217-221.
Li Zhongxing, Qu Xuefeng, Liu Wantao, et al. Development modes of Triassic Yanchang Formation Chang7 Member tight oil in Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(2): 217-221.
- [2] 周庆凡,杨国丰.致密油与页岩油的概念与应用[J].石油与天然气地质,2012,33(4):541-544.
Zhou Qingfan, Yang Guofeng. Definition and application of tight oil and shale oil terms [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(4): 541-544.
- [3] 牛小兵,冯胜斌,刘飞,等.低渗透致密砂岩储层中石油微观赋存状态与油源关系——以鄂尔多斯盆地三叠系延长组为例[J].石油与天然气地质,2013,34(3):288-293.
Niu Xiaobing, Feng Shengbin, Liu Fei, et al. Microscopic occurrence of oil in tight sandstones and its relation with oil sources—a case study from the Upper Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(3): 288-293.

rence of oil in tight sandstones and its relation with oil sources—a case study from the Upper Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(3): 288-293.

- [4] 时保宏,郑飞,张艳,等.鄂尔多斯盆地延长组长7油层组石油成藏条件分析[J].石油实验地质,2014,36(3):285-290.
Shi Baohong, Zheng Fei, Zhang Yan, et al. Hydrocarbon accumulation conditions of Chang7 section, Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(3): 285-290.
- [5] 张新顺,王红军,马锋,等.致密油资源富集区与“甜点区”分布关系研究——以美国威利斯顿盆地为例[J].石油实验地质,2015,37(5):619-626.
Zhang Xinshun, Wang Hongjun, Ma Feng, et al. Relationship between resource-rich regions and sweet spots for tight oils: A case study of the Williston Basin in the USA [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(5): 619-626.
- [6] 刘晓旭,吴建发,刘义成,等.页岩气“体积压裂”技术与应用[J].天然气勘探与开发,2013,36(4):64-70.
Liu Xiaoxu, Wu Jianfa, Liu Yicheng, et al. “Volume fracturing” technologies for shale gas [J]. Natural Gas Exploration & Development, 2013, 36(4): 64-70.
- [7] 任闯燕,姜汉桥,李爱山,等.非常规天然气增产改造技术研究进展及其发展方向[J].油气地质与采收率,2013,20(2):103-107.
Ren Minyan, Jiang Hanqiao, Li Aishan, et al. Review on study progress of unconventional gas stimulation technology [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(2): 103-107.
- [8] 雷群,胥云,蒋廷学,等.用于提高低-特低渗透油气藏改造效果的缝网压裂技术[J].石油学报,2009,30(2):237-241.
Lei Qun, Xu Yun, Jiang Tingxue, et al. “Fracture network” fracturing technique for improving post-fracturing performance of low and ultra-low permeability reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(2): 237-241.
- [9] 翁定为,雷群,胥云,等.缝网压裂技术及其现场应用[J].石油学报,2011,32(2):280-284.
Weng Dingwei, Lei Qun, Xu Yun, et al. Network fracturing techniques and its application in the field [J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(2): 280-284.
- [10] 王晓东,赵振峰,李向平,等.鄂尔多斯盆地致密油层混合水体积压裂试验[J].石油钻采工艺,2012,34(5):80-83.
Wang Xiaodong, Zhao Zhenfeng, Li Xiangping, et al. Mixing water fracturing technology for tight oil reservoir in Ordos Basin [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012, 34(5): 80-83.
- [11] 孙海成,汤达祯,蒋廷学,等.页岩气储层压裂改造技术[J].油气地质与采收率,2011,18(4):90-93.
Sun Haicheng, Tang Dazhen, Jiang Tingxue, et al. Fracturing and stimulation techniques of shale gas reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2011, 18(4): 90-93.
- [12] 王欢,廖新维,赵晓亮,等.非常规油气藏储层体积改造模拟技术研究进展[J].特种油气藏,2014,21(2):8-15.
Wang Huan, Liao Xinwei, Zhao Xiaoliang, et al. The progress of reservoir stimulation simulation technology in unconventional oil and gas reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2014, 21(2):

- 8-15.
- [13] 魏海峰, 凡哲元, 袁向春. 致密油藏开发技术研究进展[J]. 油气地质与采收率, 2013, 20(2): 62-66.
Wei Haifeng, Fan Zheyuan, Yuan Xiangchun. Review on new advances in foreign tight oil development technology and their enlightenment [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(2): 62-66.
- [14] 石道涵, 张兵, 何举涛, 等. 鄂尔多斯长7致密砂岩储层体积压裂可行性评价[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2014, 29(1): 52-55.
Shi Daohan, Zhang Bing, He Jutao, et al. Feasibility evaluation of volume fracturing of Chang-7 tight sandstone reservoir in Ordos Basin [J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2014, 29(1): 52-55.
- [15] 李宪文, 张矿生, 樊凤玲, 等. 鄂尔多斯盆地低压致密油层体积压裂探索研究及试验[J]. 石油天然气学报, 2013, 35(3): 142-146, 152.
Li Xianwen, Zhang Kuangsheng, Fan Fengling, et al. Study and experiment on volumetric fracturing in low pressure tight formation of Ordos Basin [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2013, 35(3): 142-146, 152.
- [16] 郭小勇, 赵振峰, 徐创朝, 等. 有限元法超低渗油藏体积压裂裂缝参数优化[J]. 大庆石油地质与开发, 2015, 34(1): 83-86.
Guo Xiaoyong, Zhao Zhenfeng, Xu Chuangchao, et al. Optimization of the fracture parameters in the volume fracturing of ultra-low permeability oil reservoir by finite element method [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(1): 83-86.
- [17] 马兵, 李宪文, 刘顺, 等. 致密油层体积压裂人工裂缝与天然微裂缝相互作用研究[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2015, 30(2): 44-48.
Ma Bing, Li Xianwen, Liu Shun, et al. Study on interaction between hydraulic fracture and natural micro-fracture during the volume fracturing of tight oil reservoirs [J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2015, 30(2): 44-48.
- [18] Warpinski N R, Branagan P T. Altered-stress fracturing [J]. Journal of Petroleum Technology, 1989, 41(9): 990-991.
- [19] Hubbert M K, Willis D G. Mechanics of hydraulic fracturing [J]. Transactions of The American Institute of Mining and Metallurgical Engineers, 1957, 210(6): 153-163.
- [20] 达引朋, 卜向前, 姚晓翔, 等. 低渗透储层水淹油井堵水压裂技术研究及试验[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(1): 82-86.
Da Yinpeng, Bu Xiangqian, Yao Xiaoxiang, et al. Experimental study on plugging & fracturing technology for water-flooded well in low-permeability reservoir [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(1): 82-86.
- [21] 苏良银, 庞鹏, 达引朋, 等. 低渗透油田暂堵重复压裂堵剂用量优化与现场试验[J]. 断块油气田, 2014, 21(1): 114-117.
Su Liangyin, Pang Peng, Da Yinpeng, et al. Usage optimization and field test of blocking agent for temporal-blocked re-fracturing in low permeability oilfield [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2014, 21(1): 114-117.
- [22] 才博, 丁云宏, 卢拥军, 等. 提高改造体积的新裂缝转向压裂技术及其应用[J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(5): 108-110.
Cai Bo, Ding Yunhong, Lu Yongjun, et al. Study and application of new in-fissure fracturing technique for improving stimulated reservoir volume [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(5): 108-110.
- [23] Abrams A. Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion [J]. Journal of Petroleum Technology, 1977, 29(3): 586-593.
- [24] 温庆志, 刘华, 李海鹏, 等. 油气井压裂微地震裂缝监测技术应用[J]. 特种油气藏, 2015, 22(5): 141-144.
Wen Qingzhi, Liu Hua, Li Haipeng, et al. Research and application of fracture microseismic monitoring during fracturing in oil-gas wells [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(5): 141-144.
- [25] 李红梅. 微地震监测技术在非常规油气藏压裂效果综合评估中的应用[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(3): 129-134.
Li Hongmei. Application of micro-seismic monitoring technology to unconventional hydrocarbon reservoir fracturing evaluation [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(3): 129-134.

编辑 邹澍滢