

南翼山浅层油藏Ⅲ+Ⅳ油组压裂技术优化

吴明江,杨明敏,谢泽洪,王传峰,夏旭华,张洲年

中国石油集团西部钻探工程有限公司吐哈井下作业公司 新疆鄯善 838200

通讯作者:Email:108643817@qq.com

项目支持:中国石油集团西部钻探工程有限公司项目“南翼山浅层油藏Ⅲ+Ⅳ油组藻灰岩储层压裂技术研究”(2021XZ203)

引用:吴明江,杨明敏,谢泽洪,等.南翼山浅层油藏Ⅲ+Ⅳ油组压裂技术优化[J].油气井测试,2024,33(2):51-57.

Cite: WU Mingjiang, YANG Mingmin, XIE Zehong, et al. Optimization of fracturing technology for Ⅲ+Ⅳ oil group in Nanyishan shallow reservoirs[J]. Well Testing, 2024, 33(2): 51-57.

摘要 青海油田南翼山浅层油藏藻灰岩储层Ⅲ+Ⅳ油组剩余油挖潜程度不高,压裂液对储层伤害大导致压后效果差,通过岩石力学分析、暂堵转向机理研究、压裂液体系优化选择,压裂施工参数优化,形成“机械剖面细分层+层间暂堵转向+缝内暂堵转向”组合压裂工艺技术,有效解决老井重复压裂挖潜剩余油程度不高难题。现场试验8井次,措施成功率100%,压后初期平均单井日产液13.3 m³/d,日产油3.4 t/d,效果比常规机械分层压裂提高55%,达到预期增油效果,应用效果显著。该技术对同类型储层压裂改造有很好的借鉴意义。

关键词 藻灰岩;非均质;薄互层;机械剖面分层;暂堵转向;压裂液体系;岩石力学;剩余油挖潜

中图分类号:TE357

文献标识码:B

DOI:10.19680/j.cnki.1004-4388.2024.02.009

Optimization of fracturing technology for Ⅲ+Ⅳ oil group in Nanyishan shallow reservoirs

WU Mingjiang, YANG Mingmin, XIE Zehong, WANG Chuanfeng, XIA Xuhua, ZHANG Zhounian

Tuha Downhole Operation Company, CNPC Western Drilling Engineering Co., Ltd., Shanshan, Xinjiang 838200, China

Abstract: The remaining oil potential tapping of the Ⅲ+Ⅳ oil group in the Nanyishan shallow algal limestone reservoirs in the Qinghai oilfield is not high, and the significant damage caused by fracturing fluid to the reservoirs leads to poor post-fracturing effects. Through rock mechanics analysis, study on temporary plugging and diverting mechanisms, optimal selection of fracturing fluid systems, and optimization of fracturing construction parameters, a combined fracturing technology called “mechanical profile subdivision + interlayer temporary plugging and diverting + intra-fracture temporary plugging and diverting” was developed. This technology effectively addresses the challenge of low remaining oil potential tapping in old repeated fractured wells. Field experiments were conducted in 8 wells, with a success rate of 100%. The initial average daily liquid production for a single well post fracturing was 13.3 m³/d, and daily oil production was 3.4 t/d, achieving a 55% improvement compared to conventional mechanical layered fracturing, meeting the expected oil increase effect, and showing significant application effect. This technology provides a reference significance for fracturing stimulation in similar reservoirs.

Keywords: algal limestone; heterogeneity; thin interlayer; mechanical profile subdivision; temporary plugging and diverting; fracturing fluid system; rock mechanics; remaining oil potential tapping

青海油田南翼山藻灰岩储层埋藏浅、压力系数低、平面连通性差,需进行储层改造才能获得工业产能。但因储层岩性物性差、非均质性^[1-3]及薄互层^[4-6]相间等特点,导致常规压裂多小层合压,各小层得不到均匀改造,同时,老井重复压裂压后效果差,挖潜剩余油^[7-9]程度不高。针对以上难题,开展暂堵转向机理研究、支撑剂导流能力评价及压裂工艺设计优化,提高南翼山藻灰岩储层压后效果。

宋良利^[10]研究认为南翼山浅层油藏是柴西北区投入开发时间较长的一个低孔低渗油藏,油藏储层物性差、岩性复杂,产层电性、含油性特征不易识别,造成开采难度大。柏军营等^[11]针对非均质薄互层产能下降快的技术难题攻关,研发了自解封多层压裂管柱、开发低浓度胍胶压裂液、集成缝高控制工艺,形成控缝高多层压裂技术。张乾等^[12]利用多簇射孔+桥塞分层压裂工艺技术,并对支撑剂粒径组合及加量、压裂液进行优化,在此基础上形成该

井的分层压裂工艺技术。汪剑武等^[13]利用暂堵球、不动管柱、连续油管等分层压裂以及体积压裂技术,为南翼山浅油藏的开发提供了有效的技术措施,将达到更好的开发效果。王博^[14]定性分析了裂缝封堵增压机理并定量评价了裂缝封堵增压效果,缝口封堵提高井周环向应力,缝内封堵提高裂缝闭合应力。曲宝龙^[15]采用新型制作方法浇筑水泥试件,通过真三轴大物模实验,研究了不同条件下暂堵压裂裂缝的扩展特征。研究表明,当预制裂缝中充填 4/16 目颗粒型暂堵剂与支撑剂、纤维段塞铺置时,压裂过程中有一定的增压效果,但生成裂缝未发生明显转向。谢新秋等^[16]经过多年研究和现场应用,暂堵压裂形成了缝口暂堵压裂、缝内暂堵压裂、多缝压裂和复合缝网压裂等 4 项工艺技术可以达到很好的增油效果。牟志龙^[17]研究认为暂堵压裂井层间应力差值越大,裂缝转向后仍然在油层延伸的可能性越大,造成无效加砂的几率越小,对增产越有利。

本文根据南翼山浅层油藏藻灰岩储层特征,结合目前压裂现状,依据储层应力评价、岩石三轴力学实验、暂堵转向机理研究、暂堵剂封堵承压性能评价、可视化封堵^[18]炮眼实验评价、支撑剂长短期导流能力实验评价、液体体系优化等,对非均质薄互相间藻灰岩储层实施“机械剖面细分层+层间暂堵转向^[19]+缝内暂堵转向^[20]”压裂工艺技术,取得了较好的效果,对今后类似的储层改造提供了很好的借鉴意义。

2 南翼山浅层油藏压裂技术研究思路

针对南翼山浅层油藏Ⅲ+Ⅳ油组储层纵向薄互层比较发育、非均质性强及平面连通性差特点,纵向上利用封隔器细分层+纵向暂堵,提高纵向剖面动用程度,平面上利用暂堵转向技术提高缝内净压力,迫使裂缝转向高应力剩余油富集区,挖潜老井剩余油;同时进行裂缝导流能力与液体体系优化设计,最大程度提高单井产量。为此,开展储层应力评价、岩石三轴力学实验、暂堵转向机理研究、暂堵剂封堵承压性能评价、可视化封堵炮眼实验评价、

1 储层特征分析

通过储层岩性物性特征研究,为压裂工艺技术思路提供依据,提高压裂工艺技术适用性,温度与压力系统、敏感性伤害分析有利于液体体系优选评价,降低储层伤害。

1.1 储层岩性物性特征

南翼山地区主要钻遇的地层是新生界,该区可划分出 7 个地层组:古近系的路乐河组、下干柴沟组,新近系的上干柴沟组、下油砂山组、上油砂山组、狮子沟组,含油层段为新近系上新统的下油砂山组和上油砂山组,岩性主要为深色的藻灰岩、泥岩类、灰岩类夹少量砂岩、粉砂岩及白云岩。Ⅲ+Ⅳ油组储层埋深 956~1 516 m,共 118 小层,层厚 1.6~7.8 m;渗透率的变化范围在 0.02~48.6 mD 之间,层间非均质性强;各小层连通系数在 0.04~0.62 之间,平均值为 0.32,平面连通性差。

1.2 储层压力、温度及流体性质

随着油田开采的进行,地层压力系数逐年降低,由原地层 1.1 降至 0.7;地温梯度 4.4℃/100 m,为异常高温系统。原油密度 0.824 7~0.852 8 g/cm³,平均 0.834 8 g/cm³;初沸点 50.2~107.6℃,平均 75.8℃;50℃时黏度 4.04~8.00 mPa·s,平均 5.44 mPa·s。

1.3 储层敏感性伤害特征

南翼山浅层油藏Ⅲ+Ⅳ油组敏感性评价结果如表 1 所示,从表 1 可以看出,储层存在中等偏强速敏、中等偏弱水敏、无酸敏。

表 1 浅 3-x 井敏感性评价结果
Table 1 Sensitivity evaluation results of shallow 3-x well

深度/m	速敏损害程度	速敏损害率/%	水敏损害程度	水敏损害率/%	盐敏损害程度	临界盐度/(mg·L ⁻¹)	土酸损害程度	酸敏损害率/%
1 252.8~1 300.4	中等偏强	26.15~60.4	中等偏弱	45.8	强	230 000	无	-16.7

支撑剂长短期导流能力实验评价,超低浓度低伤害渗析驱油压裂液体体系实验评价,降低稠化剂浓度减少储层伤害,利用 QGC 表活剂乳化降黏与润湿反转^[21]驱油作用,实现油水渗析置换。通过研究评价最终确定压裂技术思路及材料优选,提高压裂工艺技术适用性。

2.1 岩石力学计算

结合现场测井数据,经过优选,选择黄荣樽提出的黄氏模型进行地应力的计算。假定平缓或无限水平延伸地层中的水平原位应力系统可以认为由重力和构造运动产生的附加应力的两个组成部

分组成,即

$$\begin{cases} \sigma_h = \left(\frac{v}{1-v} + \beta_1\right) \times (\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p \\ \sigma_H = \left(\frac{v}{1-v} + \beta_2\right) \times (\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p \end{cases} \quad (1)$$

式中: σ_H 为地层最大水平主应力,MPa; σ_h 为地层最小水平主应力,MPa; σ_v 为地层垂向应力,MPa; v 为地层岩石泊松比,无量纲; β_1 和 β_2 为反映两个水平方向上构造应力大小的两个系数,对于给定的地区是一个定值。

其中有效应力贡献系数可以由测井曲线计算获得

$$\alpha = 1 - \frac{\rho(3V_p^2 - 4V_s^2)}{\rho_m(3V_{mp}^2 - 4V_{ms}^2)} \quad (2)$$

式中: ρ_m 为致密砂岩的密度,g/cm³; V_{mp} 、 V_{ms} 分别为纵、横波速度;m/s。

由于绝大部分井均进行了压裂改造,施工数据可实时反映真实地层情况,现采用压裂法计算水平地应力,作为评价可靠性的参考值。经统计,多井采用了井下压力计实时测量井底压力,排除了井筒摩阻的干扰,更加真实可靠。

通过提取 36 口井 126 段的压裂曲线计算储层的地应力,作为测井曲线计算的参考。经过重复试验,在构造应力系数 β_1 和 β_2 分别取 0.91 和 0.29

时,测井曲线计算所得应力值与压裂曲线反演所得应力值走势最为接近(见图 1)。

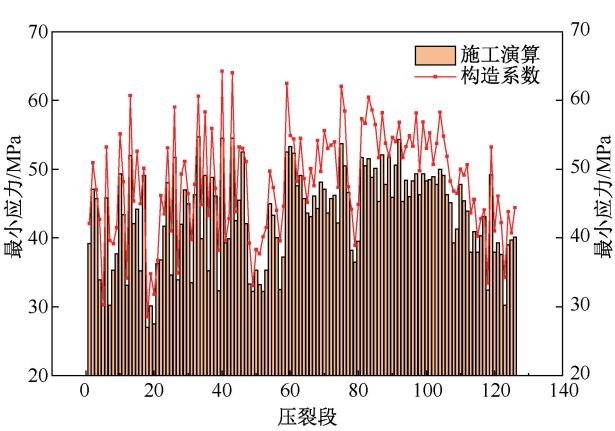


图 1 南翼山储层最小应力
Fig.1 Minimum stress in Nanyishan reservoir

上面应用测井资料对研究区块的地应力场特征进行分析,计算了沿井深纵向连续分布的地应力大小。为了验证所得结果的准确性,利用压裂实测法对测井计算地应力结果进行对比分析,并做出相应修正。

选用 14 个层位的压裂数据进行数据校正,在采用黄荣樽模型计算得到地应力数值后,再配合校正因子,为建立完整的单井原位应力剖面提供了依据(见表 2)。

表 2 测井曲线计算地应力数据校准							
Table 2 Calibration of in-situ stress data calculated by logging curve							
井名	压裂深度/m	测井数据计算结果		校正因子		实验/压裂结果	
		σ_h	σ_H	σ_h	σ_H	σ_h	σ_H
南浅 5-08 井	1 304.5~1 309.8	42.29	52.16	0.927	1.026	39.2	53.5
南浅 4-3-1 上向井	1 078.4~1 101.0	32.42	43.08	0.932	1.034	30.2	44.5
南浅 22-04-1 井	1 342.6~1 358.6	38.69	40.86	0.912	1.065	35.3	43.5
南浅 2-09-1 井	1 229.2~1 232.2	46.16	48.91	0.940	1.095	43.4	53.5
南浅 23-13-1 井	1 409.9~1 413.6	43.08	45.45	0.977	1.099	42.1	50.0
南浅 6-010-1 上井	1 077.4~1 095.3	28.93	37.52	0.933	1.090	27.0	40.9
南浅 22-08-1 上井	1 282.6~1 304.9	39.71	44.01	0.914	1.087	36.3	47.8
南浅 1-1-1 井	1 474.7~1 493.3	48.11	54.81	0.998	1.042	48.0	57.1
南浅 21-02 上井	1 216.0~1 238.0	45.50	46.49	0.923	1.065	42.0	49.5
南浅 23-14-1 井	1 346.8~1 366.0	37.05	41.03	0.904	1.104	33.5	45.3
南浅 23-05-1 井	1 371.6~1 426.8	40.96	49.02	0.974	1.088	39.9	53.3
南浅 23-06-1 井	1 421.1~1 427.0	50.38	58.06	0.969	1.072	48.8	62.2
南浅 1-2-1 井	1 483.6~1 502.7	39.93	44.29	0.984	1.062	39.3	47.0
南浅 2-07-1 井	1 467.8~1 486.1	45.07	46.91	0.943	1.109	42.5	52.0
平均	1 330.0	41.52	46.61	0.945	1.074	39.11	50.0

通过测井数据计算结果与实验结果进行对比,校正了构造构造应力系数 β_1 和 β_2 的值,提高了地应力计算的准确性,同时通过实验/压裂结果,明确最大最小水平主应力差平均为 10.89 MPa,储隔层应力差 3~4 MPa。为暂堵工艺参数优选提供依据。

2.2 平面暂堵转向机理研究

不同应力差条件下老井重复压裂暂堵转向物模实验表明,转向裂缝形态与应力差条件大小相关,低应力差条件下转向裂缝与初次裂缝几乎垂直,高应力差条件下转向裂缝与初次裂缝平行,针对高水平应力差(20~35 MPa),天然裂缝被激活后,会迅速转向至平行于最大水平向,即沿与主裂缝平行方向扩展。常规概念上的转向半径小于 20 cm,几乎为 0。当地应力差等客观因素不利于裂缝转向时,可通过暂堵剂引入人工附加遮挡,封堵先前形成的裂缝和高渗流通道,用于暂堵转向压裂,提高改造范围和效果。

在最大最小水平主应力差约 10 MPa 条件下,开展对不同裂缝宽度实现有效封堵时暂堵剂类型与浓度研究评价,优选最佳暂堵剂类型及浓度,提高封堵效率(见表 3)。

表 3 不同缝宽推荐暂堵材料配比

Table 3 Recommended ratio of temporary plugging materials for different seam widths

缝宽/ mm	6 mm 纤维	1 mm 颗粒	2 mm 颗粒	3 mm 颗粒	4 mm 颗粒	5 mm 颗粒
1	0.50%	/	/	/	/	/
2	0.86%	1.02%	/	/	/	/
3	0.80%	/	0.80%	/	/	/
4	1.20%	0.40%	/	0.50%	/	/
5	1.20%	1.00%	/	/	0.70%	/
6	1.20%	/	1.00%	/	/	0.70%
7	1.20%	/	0.50%	/	/	/
8	1.20%	/	1.00%	/	/	/

压裂软件模拟裂缝宽度 4 mm 左右,优选暂堵剂类型及浓度为“0.9%(1~5) mm 暂堵颗粒+1.2% 6 mm 纤维”。

2.3 裂缝参数与规模参数优化

根据井网部署,设计裂缝半长 130 m,模拟储层地质条件 $K=5$ mD 条件不同导流能力与阶段累产关系(见图 2)。在储层渗透率 $K=5$ mD 时,随着裂缝导流能力的增加,累积产量逐渐增加(见图 3),当导流能力增加到 20 D·cm 时,产量增加幅度逐渐减小,与储层条件相匹配的裂缝导流能力为 20~25 D·cm。

根据优化的裂缝半长及导流能力,利用压裂模拟软件进行反演计算,优化施工排量为 5~6 m³/min,用液强度 30~35 m³/m,加砂强度 3.0~3.5 m³/m。同时依据储层对裂缝导流能力的需求,开展 30/50 目、20/40 目石英砂在不同铺砂浓度、不同应力下的长期导流能力测试(见图 4、图 5),评价应力变化与铺砂浓度对导流能力的影响。

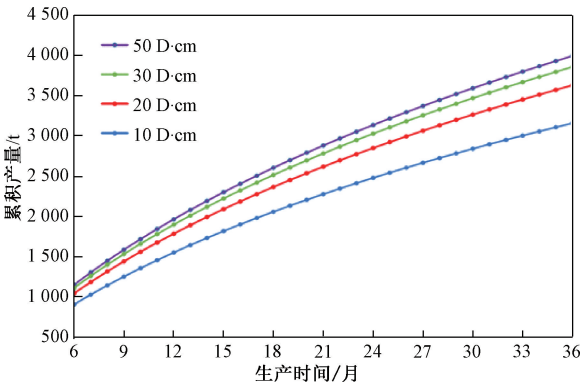


图 2 不同裂缝导流能力与阶段累产关系
Fig. 2 Relation between conductivity of different fractures and cumulative production at different stages

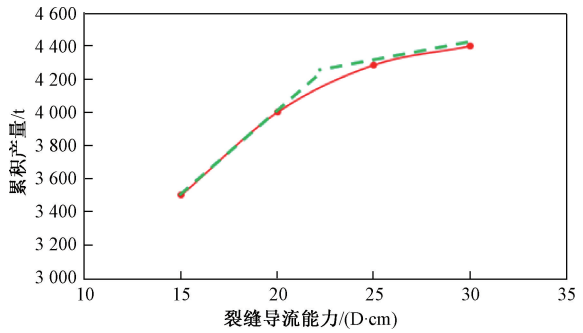


图 3 不同裂缝导流能力与累产关系
Fig. 3 Relation between conductivity of different fractures and cumulative production

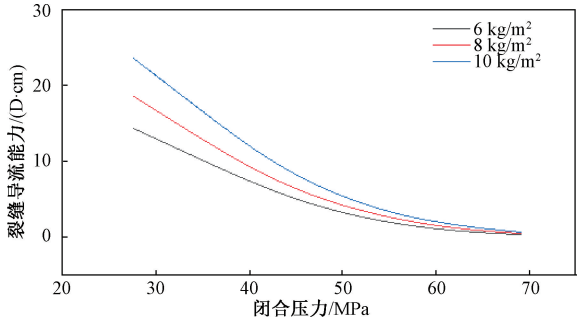


图 4 30/50 目石英砂导流能力评价
Fig. 4 Evaluation of conductivity of 30/50 mesh quartz sand

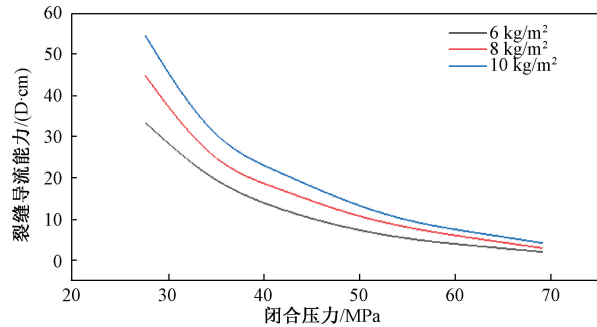


图 5 20/40 目石英砂导流能力评价
Fig. 5 Evaluation of conductivity of 20/40 mesh quartz sand

南翼山浅层油藏闭合应力 28~32 MPa,为达到裂缝导流能力 20~25 D·cm,选择支撑剂类型为 20/40 目石英砂。

2.4 压裂液体系优化选择

储层埋深 956~1516 m,地层温度 48℃~70℃,为降低压裂液对储层伤害,有效保护储层,在满足携砂能力条件下优选最低的胍胶浓度,减少压裂液残渣对储层伤害。室内评价优选低浓度高效交联低伤害压裂液体系,优化 HPG 浓度为 0.2%~0.25%,0.2% 胍胶体系 60℃、170^{-s} 恒温剪切 60 min,最终黏度 152 mPa·s(见图 6),0.25% 胍胶体系 70℃、170^{-s} 恒温剪切 60 min,最终黏度 154 mPa·s(见图 7)。

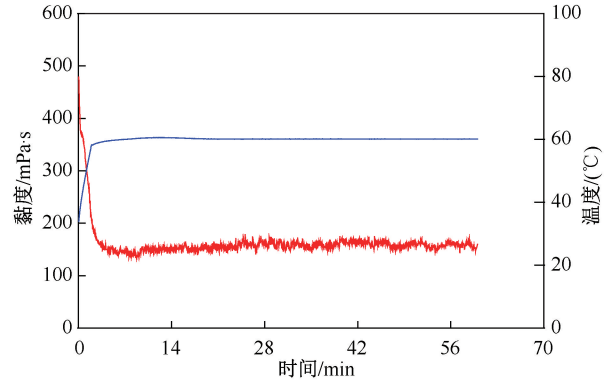


图 6 0.2%胍胶体系流变实验
Fig. 6 Rheological experiment of 0.2% guanidine gum system

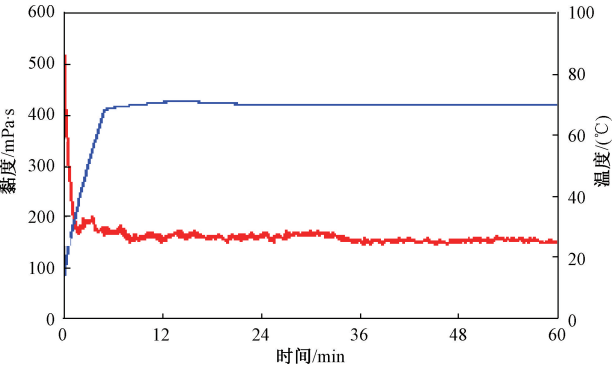


图 7 0.25%胍胶体系流变实验
Fig. 7 Rheological experiment of 0.25% guanidine gum system

为了提高采收率,结合渗析驱油理念,开展材料优选评价。通过 QGC 渗吸驱油剂改变储层岩石润湿性,从而达到压裂液造缝、润湿反转、洗油驱油及降低油流渗流阻力目的,提高单井产量。通过表界面张力、接触角测试,优选出 QGC 表活剂(超低界面张力 0.1 mN/m,接触角测试 11.2°)(见表 4)。

表 4 表面活性剂界面张力测定			
Table 4 Measurement of surfactant interfacial tension			
表面活性剂	拉伸时间/ min	初始界面 张力	地层温度 下界面张力
0.3%QGC	0	0.995 0	3.980 0
	5	0.286 4	0.831 7
	10	0.164 8	0.353 6
	15	0.109 8	0.254 2
	20	0.070 0	0.157 6
	25	0.021 0	0.123 8
	30	0.018 5	0.013 7
	35	0.018 3	0.007 2

2.5 压裂工艺技术思路

依据南翼山浅层油藏Ⅲ+Ⅳ油组藻灰岩储层纵向薄互层比较发育、非均质性强及平面连通性差特点,通过岩石力学计算及平面暂堵转向机理研究,最终确定“机械剖面细分层+层间暂堵转向+缝内暂堵转向”压裂工艺技术路线,层间利用“封隔器压差滑套+投暂堵球”实现各小层纵向上的均匀改造,缝内平面上利用“1~5 mm 暂堵颗粒+6 mm 纤维”复合暂堵转向技术提高裂缝缝内净压力,迫使裂缝转向高应力剩余油富集区,挖潜老井剩余油。同时优选低伤害渗析驱油压裂液体系及优选 20~40 目石英砂作为支撑剂,降低储层伤害、提高液体渗析驱油能力及裂缝导流能力,从而提高单井产量。

3 南浅 X 井实验

南浅 X 井是柴达木盆地西部坳陷区茫崖凹陷的一口采油井,通过南翼山Ⅲ+Ⅳ油组已投井的电测特征对比分析及油层展布,对该井的Ⅲ+Ⅳ油层组 7 个小层进行重复压裂,为实现各小层均匀改造,首先根据各小层层间跨度利用封隔器实施机械分层压裂(见表 5),其次对无法实现机械细分层的 7 个小层实施剖面暂堵,相对较厚层实施缝内平面暂堵,提高各小层的均匀改造程度。

施工三层压裂入井总液量 753.8 m³,入井总砂量 67.6 m³。第一、三层暂堵三次共计加入暂堵球 108 颗、转向纤维 150 kg、1~5 mm 转向颗粒 300 kg。压前日产油 0.4 t/d,压后日产油 4.7 t/d,日增油 4.3 t/d,取得了较好的增油效果。

通过岩性评价、地应力分析、暂堵转向机理研究与封堵实验评价、压裂液体系及支撑剂组合等系列技术研究与应用,开展南翼山浅层油藏藻灰岩储层Ⅲ+Ⅳ油组“机械剖面细分层+层间暂堵转向+缝内暂堵转向”压裂,层间利用“封隔器压差滑套+投暂堵球”实现各小层纵向上的均匀改造,缝内平面

上利用“1~5 mm 暂堵颗粒+6 mm 纤维”复合暂堵转向技术提高裂缝缝内净压力,迫使裂缝转向高应力剩余油富集区,挖潜老井剩余油。压裂可对比 8 井

次,措施成功率 100%,压后初期平均单井日产液 13.3 m³/d,日产油 3.4 t/d,效果比常规机械分层压裂提高 55%,措施增产效果显著。

表 5 南浅 X 井压裂层位数据表
Table 5 Fracturing horizon data table of South Shallow X well

层位	层号	射孔井段		厚度/m	孔数	孔隙度/%	渗透率/mD	含油饱和度/%	解释结论
		顶深/m	底深/m						
Ⅲ	Ⅲ-58	1 297.0	1 300.0	3.0	48	19.67	11.93	45.17	油水同层
	Ⅳ-4	1 323.1	1 325.9	2.8	45	13.72	2.44	45.17	油水同层
Ⅱ	Ⅳ-5-1	1 328.5	1 330.3	1.8	29	18.15	8.36	44.52	油水同层
	Ⅳ-5-2	1 331.0	1 332.8	1.8	29	18.15	8.36	44.52	油水同层
Ⅰ	Ⅳ-10	1 371.6	1 374.6	3.0	48	14.68	3.29	44.19	油水同层
	Ⅳ-12	1 375.3	1 378.3	3.0	48	16.32	5.25	41.65	油水同层
	Ⅳ-17	1 380.8	1 383.4	2.6	42	20.87	15.48	47.88	油水同层
	Ⅳ-18	1 384.2	1 386.8	2.6	42	17.47	7.06	45.19	油水同层

4 结论

(1)储层水平应力差平均为 10.89 MPa,依据暂堵剂组合方式及加注速率对暂堵转向影响程度,1~5 mm 颗粒加注浓度由 0.5%提高至 0.9%,纤维加注浓度由 0.5%提高至 1.2%,注入速度由 2.0 m³/min 提高至 4.0 m³/min,暂堵升压由 1.8 MPa 提高至 4.6 MPa,暂堵升压效果提升 2.5 倍。

(2)通过在南翼山浅层油藏藻灰岩储层Ⅲ+Ⅳ油组开展储隔层应力评价、暂堵剂封堵实验等综合评价分析,现场实施“机械剖面细分层+层间暂堵转向+缝内平面暂堵转向”复合压裂技术 8 井次,措施成功率 100%,压后初期平均单井日产液 13.3 m³/d,日产油 3.4 t/d,效果比常规机械分层压裂提高 55%,达到预期增油效果。

(3)“机械剖面细分层+层间暂堵转向+缝内平面暂堵转向”复合压裂技术对同类型储层压裂改造有很好的借鉴意义。

致谢:感谢中国石油青海油田股份有限公司、西部钻探工程有限公司同意本论文公开发表。

参考文献

[1] 王春伟,董佑桓,杨勇,等. 辫状河油藏层内非均质性及其对剩余油分布的影响[J]. 地质与资源,2022,31(6): 770-775.
WANG Chunwei,DONG Youhuan,YANG Yong,et al. Inhomogeneity within braided river reservoirs and its impact on the distribution of remaining oil[J]. Geology and Resources, 2022,31(6): 770-775.

[2] 侯博恒,谢明英,李伟,等. 层内纵向强非均质性低渗油藏产能评价方法——以恩平凹陷 M 油藏为例[J]. 石油地质与工程,2022,36(5): 57-60.

HOU Boheng, XIE Yingming, LI Wei, et al. Productivity evaluation method for vertically heterogeneous and low-permeability reservoirs within layers: A case study of M reservoir in Enping depression[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2022, 36(5): 57-60.

[3] 付海峰,才博,庚勐,等. 基于储层纵向非均质性的水力压裂裂缝三维扩展模拟[J]. 天然气工业,2022,42(5): 56-68.
FU Haifeng, CAI Bo, GENG Meng, et al. 3D propagation simulation of Fracking fracture based on reservoir longitudinal heterogeneity[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(5): 56-68.

[4] 刘辉. 低渗透薄互层油藏体积压裂研究与实践[C]//西安石油大学,中国石油大学(华东),陕西省石油学会,2021 油气田勘探与开发国际会议论文集(上册),2021: 50-51.
LIU Hui. Research and practice of volume fracturing in low permeability thin interbed reservoirs [C]//Xi'an Shiyou University, China University of Petroleum (East China), Shaanxi Petroleum Society, 2021 Oil and Gas Fields Proceedings of the International Conference on Exploration and Development (Volume 1) Publisher unknown, 2021: 50-51.

[5] 尹虎琛,黄建宁,董时正. 薄互层砂体中层理缝对压裂裂缝扩展认识与实践[J]. 石油化工应用,2020,39(11): 65-69.
YIN Huchen, HUANG Jianning, DONG Shizheng. Understanding and practice of the effect of bedding fractures in thin interbedded sand bodies on the propagation of fracturing fractures[J]. Petrochemical Industry Applications, 2020, 39(11): 65-69.

[6] 牟中海,刘雪,常琳,等. 薄互层型沉积体储层构型建模[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2020,42(3): 1-12.
MU Zhonghai, LIU Xue, CHANG Lin, et al. Reservoir configuration modeling of thin interbedded sedimentary body

- [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Natural Science Edition), 2020, 42(3): 1-12.
- [7] 罗宪波, 刘斌, 康凯, 等. 强边水油藏双高阶段剩余油分布研究与挖潜[J]. 天然气与石油, 2022, 40(4): 108-113.
- LUO Xianbo, LIU Bin, KANG Kai, et al. Research on the distribution of residual oil in the double high stage of strong edge water reservoirs and tapping its potential[J]. Natural Gas and Oil, 2022, 40(4): 108-113.
- [8] 易文博. 水驱老油田剩余潜力分析及挖潜对策[J]. 内蒙古石油化工, 2021, 47(8): 40-41.
- YI Wenbo. Analysis of remaining potential of water drive old oilfield and countermeasures for tapping potential[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2021, 47(8): 40-41.
- [9] 冷莲钰. 油田开发后期剩余油分布特征及挖潜措施[J]. 化学工程与装备, 2021(2): 129, 167.
- LENG Lianyu. Remaining oil distribution characteristics and potential tapping measures in late oilfield development[J]. Chemical Engineering & Equipment, 2021(2): 129, 167.
- [10] 宋良利. 柴达木盆地南翼山浅层油藏Ⅲ+Ⅳ油组非主力层评价[D]. 中国石油大学(华东), 2013.
- SONG Liangli. Evaluation of non main formation of shallow oil reservoir Ⅲ+Ⅳ in Nanyishan, Qaidam Basin[D]. China University of Petroleum (East China), 2013.
- [11] 柏军营, 兑爱玲, 邓小伟, 等. 薄互层油气藏控缝高多层压裂技术研究及应用[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2020, 40(12): 187-188.
- BAI Junying, DUI Ailing, DENG Xiaowei, et al. Research and application of high and multi layer fracturing technology for controlling fractures in thin interbedded oil and gas reservoirs[J]. Chinese Petroleum and Chemical Standards and Quality, 2020, 40(12): 187-188.
- [12] 张乾, 向兆东, 张朔, 等. 一种低渗储层薄互层压裂技术及其应用[J]. 石油化工应用, 2019, 38(11): 29-32.
- ZHANG Qian, XIANG Zhaodong, ZHANG Shuo, et al. A low permeability reservoir thin interbed fracturing technology and its application[J]. Petrochemical Industry Applications, 2019, 38(11): 29-32.
- [13] 汪剑武, 余贞友, 钟国财, 等. 分层压裂技术在南翼山油田的应用分析[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2014, 34(11): 142.
- WANG Jianwu, YU Zhenyou, ZHONG Guocai, et al. Application analysis of layered fracturing technology in Nanyishan oilfield[J]. Chinese Petroleum and Chemical Standards and Quality, 2014, 34(11): 142.
- [14] 王博. 暂堵压裂裂缝封堵与转向规律研究[D]. 中国石油大学(北京), 2019.
- WANG Bo. Study on the sealing and turning law of temporary fracturing fractures[D]. China University of Petroleum (Beijing), 2019.
- [15] 曲宝龙. 真三轴岩心暂堵转向压裂物理模拟实验[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(4): 82-89.
- QU Baolong. Physical simulation experiment on temporary plugging and fracturing of true triaxial core[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(4): 82-89.
- [16] 谢新秋, 邹鸿江, 武龙, 等. 暂堵压裂在低渗透油田的研究与应用[J]. 钻采工艺, 2017, 40(3): 65-67, 11.
- XIE Xinqiu, ZOU Hongjiang, WU Long, et al. Research and application of temporary blocking fracturing in low permeability oilfield[J]. Drilling & Production Technology, 2017, 40(3): 65-67, 11.
- [17] 牟志龙. 暂堵压裂层间应力差分析[J]. 江汉石油职工大学学报, 2010, 23(6): 24-27.
- MU Zhilong. Analysis of interlayer stress difference in temporary plugging fracturing[J]. Journal of Jianghan Petroleum University of Staff, 2010, 23(6): 24-27.
- [18] 刘颖, 杨晨, 史涛. 颗粒与纤维在水力裂缝内封堵机理的可视化实验研究[J]. 石油科学通报, 2022, 7(2): 196-203.
- LIU Ying, YANG Chen, SHI Tao. Visualization experimental study on the sealing mechanism of particles and fibers in hydraulic fractures[J]. Petroleum Science Bulletin, 2022, 7(2): 196-203.
- [19] 杨丽. 暂堵转向技术在致密油直井缝网压裂中的应用[J]. 西部探矿工程, 2023, 35(1): 64-66, 71.
- YANG Li. Application of temporary plugging and turning technology in fracture matrix fracturing of Tight oil straight wells[J]. West-China Exploration Engineering, 2023, 35(1): 64-66, 71.
- [20] 许建国, 刘光玉, 王艳玲. 致密储层缝内暂堵转向压裂工艺技术[J]. 石油钻采工艺, 2021, 43(3): 374-378.
- XU Jianguo, LIU Guangyu, WANG Yanling. Temporary plugging in tight reservoir fractures and turning to fracturing technology[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2021, 43(3): 374-378.
- [21] 孙佳欣. 纳米润湿反转剂及反转机理研究[D]. 中国石油大学(北京), 2019.
- SUN Jiaxin. Research on Nano wetting reversing agent and reversing mechanism[D]. China University of Petroleum (Beijing), 2019.

编辑 穆立婷

第一作者简介: 吴明江, 男, 1979 年出生, 高级工程师, 2004 年毕业于中国石油大学(华东)石油工程专业, 目前从事压裂酸化技术研发及推广等相关工作。电话: 0995-8373320, 13999693248, Email: 108643817@qq.com, 通信地址: 新疆鄯善县新城东路 1967 号西部钻探吐哈井下储层改造中心, 邮政编码, 838200。