

低渗孔隙型碳酸盐岩油藏储层改造适应性及优化设计

杨菁*, 刘辉, 宁超众

中国石油勘探开发研究院, 北京 100083

* 通信作者, yangjing299@petrochina.com.cn

收稿日期: 2020-12-30

中国石油天然气股份有限公司科学研究与技术开发项目《海外油田开发关键技术研究》(2021DJ3202) 资助

摘要 中东地区低渗孔隙型碳酸盐岩油藏开发潜力巨大, 但其储层物性差, 渗流能力低, 压裂改造是解锁其商业潜能的关键手段, 对达成中国石油“高速开采、快速回收”的开发目标具有重要意义。本文针对该类油藏压裂改造方式不明确, 改造后单井产能差异较大等开发难题, 开展了基于物模实验的合理储层改造方式论证和基于数模模拟的改造方式优化设计。通过真三轴物理模拟实验验证了低渗孔隙型碳酸盐岩储层压裂的可行性, 明确了胍胶和滑溜水在压裂裂缝形态上的差异性。使用井下全直径岩心制作岩板, 基于支撑剂导流能力实验确定了最佳支撑剂粒径和配比。基于中东某油田S油藏测井数据, 建立了典型的地质力学模型和数值模拟模型, 以净现值为目标, 优化了低渗孔隙型碳酸盐岩压裂施工参数并形成配套施工工艺。研究表明: 对于天然裂缝不发育或发育较少的低渗孔隙型碳酸盐岩储层, 可使用水力加砂压裂进行储层改造, 室内岩心压裂改造实验显示, 利用滑溜水和胍胶的混合压裂液可形成相对复杂的裂缝形态。相同闭合压力下, 支撑剂粒径越大, 相应的导流能力越大。70~140目粒径支撑剂在30 MPa闭合压力下其导流能力不足3 D·cm。对于S油藏, 当压裂段数为6段、射孔簇数为4簇、每段压裂液340 m³、每段支撑剂50 m³时, 压裂效果最好。现场应用结果显示压裂效果良好。该研究成果对中东低渗孔隙型碳酸盐岩油藏经济高效开发具有一定的指导意义。

关键词 低渗碳酸盐岩; 压裂物模实验; 数值模拟; 优化设计

Adaptability and optimal design of stimulation measures of low permeability carbonate reservoirs

YANG Jing, LIU Hui, NING Chaozhong

PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China

Abstract Low permeability porous carbonate reservoirs in the Middle East have great potential for development, but their attributes are poor and seepage capacity is low. Hydraulic fracturing is one of the key technologies to unlock their commercial potential. It is of great significance for China National Petroleum Corporation to achieve the development goal of "high-speed production and rapid recovery". This paper aims at the problem of hydraulic fracturing mode optimization and large difference in productivity of single well after stimulation of the low permeability porous carbonate reservoirs. A demonstration of reasonable fracturing models based on a lot of experiments was carried out, and numerical simulations were used to optimize the fracturing process. The feasibility of fracturing low permeability porous carbonate reservoirs was verified by true tri-axial experiments,

引用格式: 杨菁, 刘辉, 宁超众. 低渗孔隙型碳酸盐岩油藏储层改造适应性及优化设计. 石油科学通报, 2022, 02: 204-212

YANG Jing, LIU Hui, NING Chaozhong. Adaptability and optimal design of stimulation measures of low permeability carbonate reservoirs. Petroleum Science Bulletin, 2022, 02: 204-212. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2022.02.018

and the differences in fracture morphology between guar and slick water were clarified. Using downhole full-diameter cores to make rock slabs, the optimal proppant particle size and ratio are determined based on proppant conductivity experiments. Based on the mean value of the logging data of the S reservoir in an oilfield in the Middle East, a typical geomechanical model and numerical simulation model were established. To maximize the net present value of production, the fracturing parameters of low permeability porous carbonate rock were optimized and a matched fracturing process was formed. The results of experiments and numerical simulations show that, for low permeability porous carbonate reservoirs with few or no natural fractures, adding sand hydraulic fracture treatment can be used for these reservoirs stimulation. Relatively complex fractures can be formed in low permeability porous carbonate cores by hydraulic fracturing using a mixture of guar and slick water. Proppant conductivity experiments show that the larger particle size of proppant, the greater the corresponding conductivity under the same closing pressure. The particle size of the proppant should not be too small, and the conductivity of the proppant with a particle size of 70-140 mesh is less than 3 D·cm under the closing pressure of 30 MPa. The hydraulic fracturing performance is great if the number of fracturing stages is 6, the number of perforation clusters is 4, the fracturing fluid volume of each stage is 340 m³, and each stage of proppant is 50 m³. At the same time, field application results show that the hydraulic fracturing performance is good. The research results have a certain guiding significance for the high-efficiency development of low permeability porous carbonate reservoirs in the Middle East.

Keywords low permeability carbonate; fracturing experiments; numerical simulation; optimization design

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2022.02.018

0 引言

低渗、致密油藏的开发逐渐成为全球能源领域的热点问题,目前主要的增产手段是进行储层改造,改善储层渗流能力。但针对不同类型的低渗油藏,合理的改造方案却差异很大。中东某油田S油藏是低渗孔隙型碳酸盐岩油藏,储层物性差、渗流能力低。为获得工业油流,曾先后开展了水力压裂、酸化压裂等储层改造措施,但不同改造方式下单井产能差异大,部分井改造后甚至不出油,合理的改造方式尚未达成共识^[1-3]。虽然国内先后在鄂尔多斯盆地、四川盆地、准噶尔盆地等致密油藏的开发中取得重大进展,但主要是针对致密砂岩油藏,且在不同的区块,运用同样的理论与技术,取得的效果仍存在差异^[4-6]。对于碳酸盐岩,由于其沉积环境多样、岩性以及微观孔喉结构复杂多样,非均质性强,且开发的成功案例和经验相对较少,使得该类油藏的开发难度较大^[7,8]。为了获得最大的经济效益和控制风险,需要进行储层改造适应性分析,确定合理的储层改造方式,同时进行改造优化设计,获得最优的改造效果。

1 研究区概况

中东某油田分为9套开发层系,其中以S层系为代表的低渗—超低渗孔隙型碳酸盐岩油藏,其储量占比达到了全油田25%,是油田前期上产与稳产、中后期产量接替的重要保证。S油藏储层孔隙结构复杂,类型多样,主要包含生屑孔、溶蚀孔、微孔、铸

模孔和晶间孔等五类。主力层B1和B2孔喉半径多在0.1 μm左右,属微孔级别,平均孔隙度16.55%,渗透率低于0.1 mD。当前投产油井8口,无注入井,油井单井产能2.22 t/d,自然产能低。2016年12月以来,S油藏先后对2口直井进行了储层改造,但改造效果差异大,其中一口直井改造后初期日产45 t,但无稳产期,目前已经关井,另一口直井改造后日产分别为73 t,但目前已经进入递减阶段,月自然递减率在10%左右。增产措施效果不理想,稳产效果差,如图1,A井经过水力压裂改造后产量几乎没有增长且衰减速率快,需要开展针对性的改造方式适应性及其优化设计研究。

2 储层改造方式筛选

目前针对低渗碳酸盐岩油藏,主流的储层改造方式有酸化压裂和水力加砂压裂^[9-11]。储层含有丰富的天然裂缝时,酸化压裂具有一定优势,但在衰竭式开发的储层中,作用在岩石骨架上的有效应力增加,经过酸液溶蚀的孔隙会有崩塌风险,导致压裂裂缝导流能力及油井产量大幅降低^[12-14]。S油藏储层天然裂缝不发育,是孔隙型碳酸盐岩,导流能力差,使得酸液在近井地区消耗过大,同时进一步软化地层,影响改造效果。在现场实践中,塔中B井所在储层为超低渗孔隙型碳酸盐岩储层,其分别实施了酸化、地面交联酸压、加砂压裂,结果(如图2)显示加砂压裂方式效果最好^[15]。

为了论证水力压裂的可行性,分别进行了关键岩

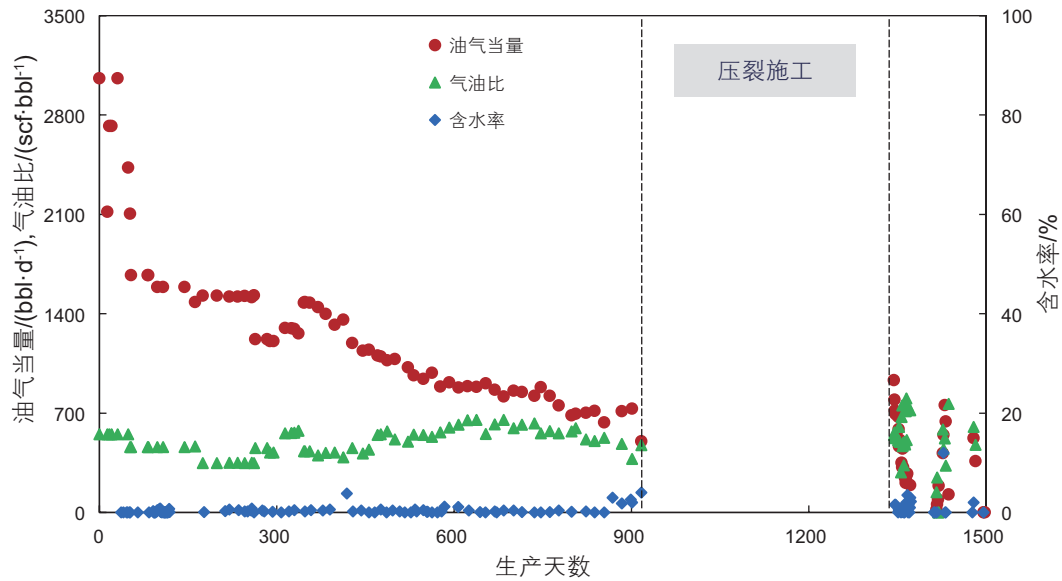


图1 S油藏A井压裂前后生产动态图

Fig. 1 Oil Production rate of Well A in reservoir S before and after fracturing

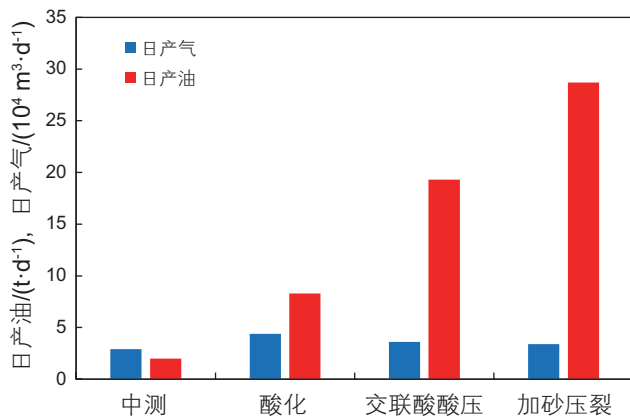


图2 B井不同改造方式下生产效果

Fig. 2 Production results of Well B under different reconstruction methods

石力学参数测试、压裂液性能评价以及支撑剂合理粒径的优选实验。岩石力学测试岩心来自实际储层岩心,通过三轴岩石力学实验,确定S油藏储层各小层的岩石力学参数平均值如表1所示,由表可知,随着埋藏深度的增加,岩石脆性逐渐减弱,但总体上属于脆性岩心。脆性岩心在水力压裂过程中,造缝能力强,容易形成复杂的裂缝网络。

通过实际压裂实验确定不同压裂液的造缝能力。实验岩心来自与实际岩心岩石力学性质相近的野外碳酸盐岩露头,保障实验结果的可借鉴性。通过将岩心加工成 $295\text{ mm} \times 295\text{ mm} \times 295\text{ mm}$ 的岩心块,分别对胍胶和滑溜水造缝能力进行评价。胍胶压裂液和滑溜水压裂液配方见表2,控制1号、2号、3号岩心压裂

表1 不同小层岩石力学参数平均值

Table 1 Mean value of mechanical parameters of different layers

	中部深度/m	杨氏模量/GPa	泊松比	脆性指数/%
SB1	2772	14.66	0.085	66.4
SB2	2799	11.62	0.194	41.8
SB3	2837	8.15	0.t	36

表2 不同压裂液配方

Table 2 Different fracturing fluid formulations

压裂液	配方
胍胶	0.3% 胍胶+0.02% 柠檬酸+0.15% YC-150+0.3% ZFJ-8793
滑溜水	0.07% 减阻剂+0.3% 杀菌剂+0.5% 助排剂
胍胶+滑溜水	40% 胍胶+60% 滑溜水

表 3 不同压裂实验参数表

Table 3 Different fracturing experimental parameters

岩心	压裂液	排量/(mL·min ⁻¹)	垂向应力/MPa	水平最大主应力/MPa	水平最小主应力/MPa
1号	胍胶	30	20	15	10
2号	滑溜水	30	20	15	10
3号	胍胶+滑溜水	30	20	15	10

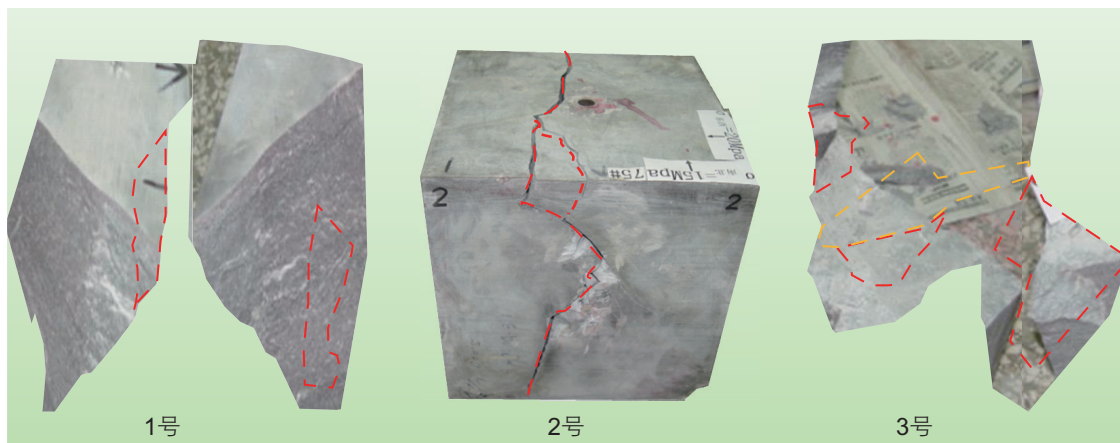


图 3 不同压裂液实验结果

Fig. 3 Experimental results of different fracturing fluids

时排量、垂向应力、水平最大及最小主应力保持相同，实验参数及结果分别见表 3 和图 3。

由图 3 可知，胍胶压裂形成的是张开型裂缝，裂缝形态较单一，但岩石破裂较完全；而滑溜水压裂裂缝形态不均一，虽有利于形成复杂压裂缝网，但裂缝张开程度不够；利用胍胶+滑溜水的混合压裂液，可使岩心在破裂完全的同时，又形成复杂压裂缝网，实际压裂过程中，应使用胍胶和滑溜水混合压裂液进行压裂。

随后，进一步对压裂裂缝的导流能力进行评价。利用现场取回的全直径岩心，以切割的方式将其加工



图 4 实验后岩心示意图

Fig. 4 Experimental cores of conductivity test

成标准的 API 岩板，选用现场常用的 20~40 目、30~50 目和 70~140 目石英砂开展导流能力测试。考虑实际储层条件，实验设计铺砂浓度均为 5 kg/m²，闭合压力范围为 5~40 MPa，共计 8 个闭合压力点。实验后的岩心照片如图 4 所示，实验结果如图 5 所示。

由图 5 可知，对于上述 3 种不同粒径的支撑剂而言，在同一闭合压力下，20~40 目石英砂支撑剂的导流性能最优，30~50 目石英砂次之，而 70~140 目石英

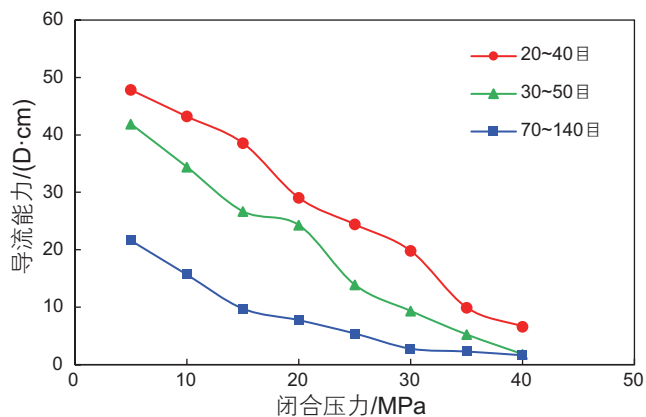


图 5 不同支撑剂粒径及闭合压力下裂缝的导流能力

Fig. 5 Results of fracture conductivity under different proppant sizes and closed pressures

砂表现较差。也即支撑剂充填层的导流能力与支撑剂粒径呈正相关。从纵向上看,在低闭合压力条件下,20~40目及30~50目石英砂整体导流能力值较高,如闭合压力为5 MPa时,两种支撑剂对应的导流能力均在40 D·cm以上,而70~140目石英砂对应的导流能力仅在20 D·cm左右;在较高的闭合应力(30 MPa)条件下,70~140目石英砂的导流能力不足3 D·cm,而20~40目及30~50目石英砂仍能保持一定的导流能力。同时,30~50目的支撑剂导流能力虽然不及20~40目支撑剂,但总体相差较小,且未出现导流能力过早损失的情况,故上述两种支撑剂均满足施工要求。综合以上分析,一方面为了尽可能获得较高的裂缝导流能力,另一方面兼顾施工成本及防砂要求,可考虑使用20~40目和30~50目支撑剂组合,即在裂缝远端使用30~50目支撑剂作为起主要支撑作用的主力支撑剂,近井筒附近使用20~40目支撑剂来支撑缝口并兼顾防砂要求。

通过室内实验,明确了目标油藏水力压裂的可行性,但低渗油藏储层改造效果影响因素众多,还需要通过数值模拟对具体压裂参数进行优化,才能有效指导现场施工,降低储层改造风险。

表4 典型模型基本参数

Table 4 Basic parameters of typical model

	模型参数	平均值
储层物性参数	孔隙度/%	15.2
	渗透率/mD	1.66
	饱和度/%	78
	压力系数	1.26
地质力学参数	杨氏模量/GPa	10.47
	泊松比	0.19
	脆性指数/%	48
	最大水平主应力/MPa	50.3
	最小水平主应力/MPa	45.4

表5 压裂施工各项参数

Table 5 Basic parameters of fracturing operation

压裂参数	具体值
压裂段数/段	8
射孔簇数/簇	3
压裂液类型	40% 胍胶+60% 滑溜水
压裂液总量/m ³	3040
支撑剂总量/m ³	440

3 改造方式优化设计

3.1 典型模型建立

基于储层实际物性参数、岩石力学参数,建立典型地质力学模型和数值模拟模型。模型尺寸设置为1600 m×1600 m×300 m,网格数为80×80×20,单个网格步长为20 m,埋藏深度取实际油藏中部深度2772 m。模型的物性基本参数如孔隙度、渗透率、压力系数等均来自油藏实际平均数据。关键岩石力学参数如杨氏模量、泊松比、脆性指数来自实际岩心实验测试结果,最大最小水平主应力等来自储层测井解释结果。模型参数见表4所示。

利用典型模型,基于实际的压裂液、泵注程序等,对水平井运行压裂8段、每段3簇射孔的方案,水平段长设置1000 m。压裂液、支撑剂类型及用量等参数如表5所示,典型模型如图6所示。

3.2 压裂参数优化

基于建立的典型模型,以累产油和净现值为优化

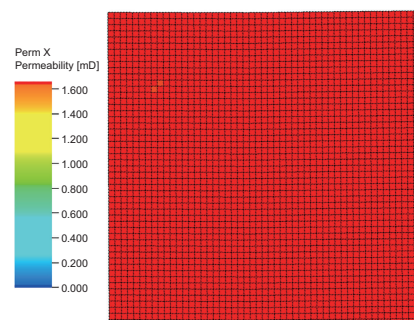


图6 目标区块典型模型示意图

Fig. 6 Typical model diagram of target reservoir

目标, 分别进行压裂段数、射孔簇数、压裂液和支撑剂用量等关键压裂参数优化, 各参数取值如表 6 所示。

表 6 不同优化参数取值范围

Table 6 Different ranges of optimization parameters

优化参数	取值
压裂段数	4、6、8、10、12
射孔簇数	2、3、4
每段压裂液量/m ³	260、300、340、380、420
每段支撑剂量/m ³	40、50、60、70

优化目标综合考虑压裂井累计产油量和净现值, 其中净现值计算公式如(1)式所示,

$$NPV = \sum (CI - CO)_t (1+i)^{-t} \quad (1)$$

其中, CI 表示项目生命周期内现金净流入; CO 表示在项目计算周期内现金净流出额; t 表示评价对象的预计生命周期; i 表示折现率。

(1)压裂段数

压裂段数越多, 对储层的改造程度越高, 但同时

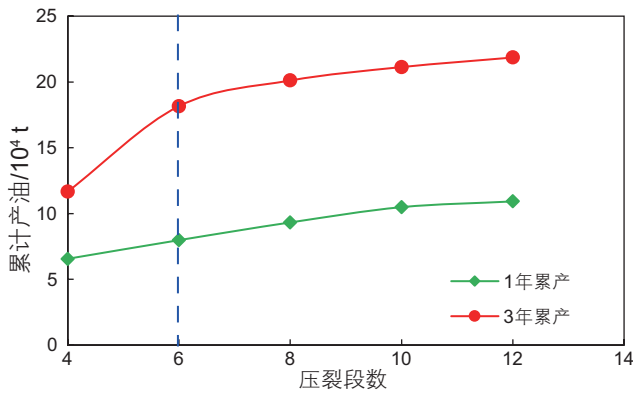


图 7 不同压裂段数下累产油曲线

Fig. 7 Results of oil production under different fracturing stages

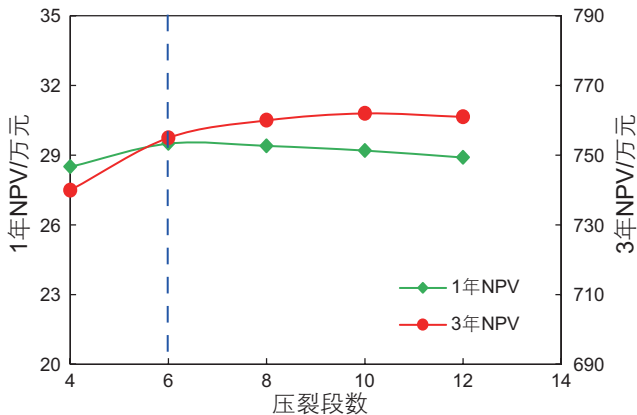


图 8 不同压裂段数下净现值

Fig. 8 NPV results for different fracture stages

也会增大投资成本, 理论上存在合理的压裂段数方案。分别运行 4 段至 12 段的压裂方案, 累产油及净现值的结果如图 7 和图 8。

从图 8 可以看出, 随着压裂段数的增加, 累计产油越高, 当压裂段数超过 6 段时, 累计产油增加幅度逐步减小。同时, 从图 7 可看出, 压裂段数超过 6 段时, 在生产一年的情况下, NPV 出现下降, 而在生产 3 年时, NPV 依然在增加, 这说明段数越多, 压后产油潜力越大, 抵消成本增加的程度越高, 但段数过多时, NPV 的增加幅度降低, 因此, 综合考虑压后产能情况及经济效益, 最优压裂段数为 6 段。

(2)射孔簇数

与压裂段数类似, 射孔簇数越多, 意味着段内改造程度越高, 但过多的簇数也会降低压裂改造的效率。分别设置段内 2 簇、3 簇和 4 簇的方案, 同时控制单段内的压裂液总体积保持相同, 累产油及净现值的结

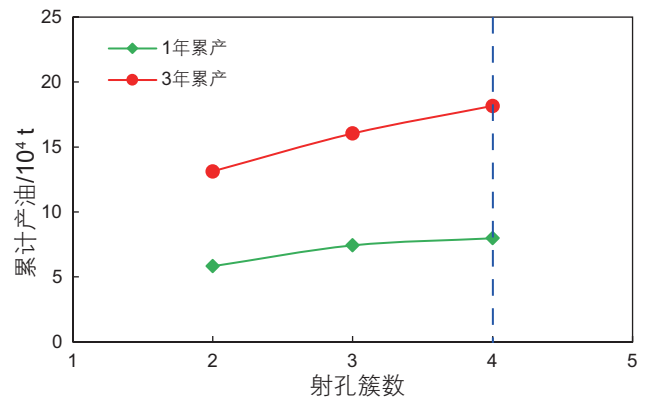


图 9 不同射孔簇数下累产油曲线

Fig. 9 Results of oil production under different number of perforation cluster

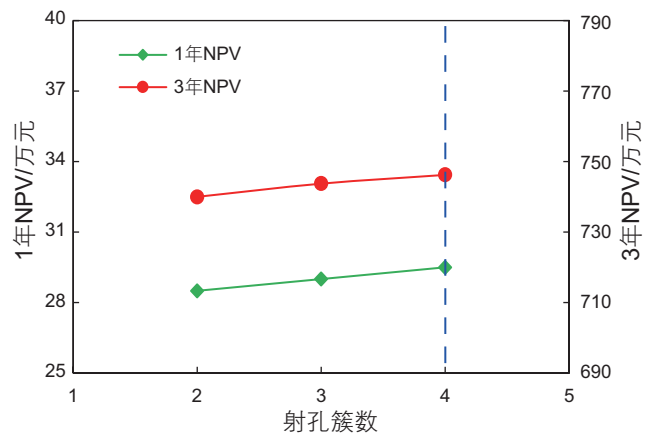


图 10 不同射孔簇数下净现值

Fig. 10 Results of NPV under different number of perforation cluster

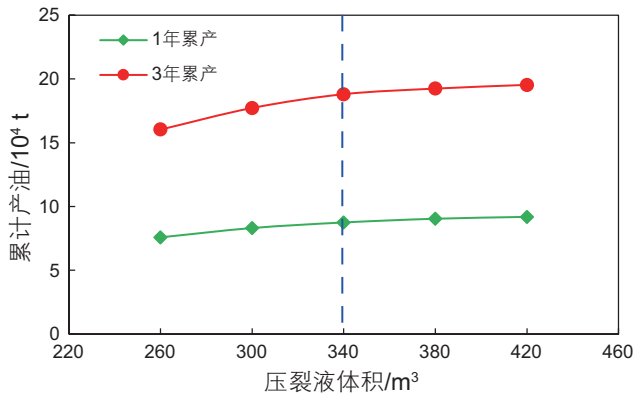


图 11 单段内不同压裂液体积下累产油曲线

Fig. 11 Results of cumulative oil production under different fracturing fluids in a single stage

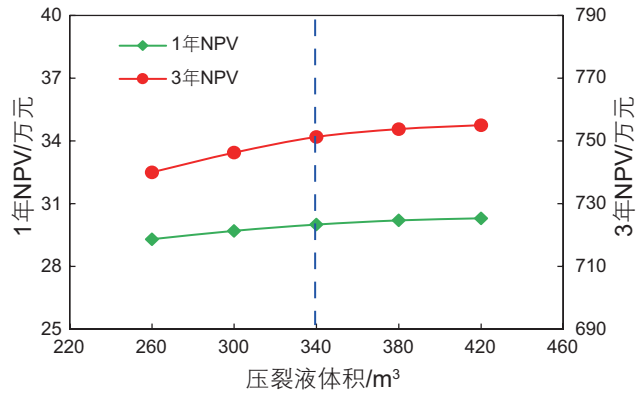


图 12 单段内不同压裂液体积下净现值

Fig. 12 Results of NPV under different fracturing fluids in a single stage

果分别见图 9 和图 10。

随着每段内射孔簇数的增加,压裂后累计产油及 NPV 均逐步提高,当射孔簇数达到 4 簇时,累计产油及 NPV 增加幅度降低,同时考虑技术及经济因素,选择合理射孔簇数为 4 簇,尽可能提高段内改造程度,成本较低,易达到制定的压后产能。

(3) 压裂液体积

压裂液体积直接影响压裂缝的规模及经济效益,较大的压裂液体积往往对应着较大的压裂缝规模。设置每段 260 m³ 至 420 m³ 不同压裂液体积方案,其结果见图 11 和图 12。随着每段压裂液体积增加,累计产油及 NPV 均有上升趋势,但过多的压裂液体积,也会使产油能力及经济效益的提升幅度降低,此时压裂缝的规模提升空间已逐步减小,当每段压裂液体积超过 340 m³ 时,改造效果逐步减缓,因此压裂液体积选取 340 m³。

(4) 支撑剂体积

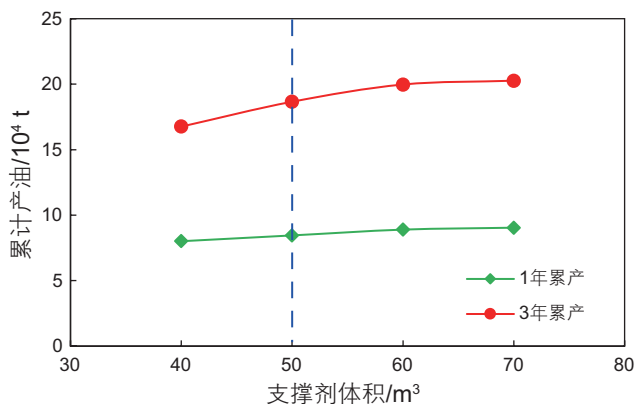


图 13 单段内不同支撑剂体积下累产油曲线

Fig. 13 Results of cumulative oil production at different proppant volumes in a single segment

支撑剂用于支撑前置液压开的裂缝,阻止其闭合,形成具有一定导流能力的通道,增加支撑剂的用量可以尽可能地支撑更多的压裂区域,但是过多的支撑剂体积也可能会引起压裂缝内部砂堵,使得远井区域压裂缝的被支撑效果降低,最终导致压裂缝整体导流能力的下降。设置 40 m³ 至 70 m³ 不同支撑剂体积方案,其结果见图 13 和图 14,支撑剂体积在一定范围内增加对压裂效果有积极作用,但超过一定范围,压裂缝中支撑剂分布对流体流动的贡献基本接近最高值,因此,综合考虑产油及经济效益,选取 50 m³ 的每段支撑剂体积。

4 实例应用

该油田现场对新钻的一口水平井实施了多段压裂,按照优化设计结果压裂投产后,最大日产油达 293 t,最大平均日产气 5.08×10^4 m³,当前日产油平均稳定

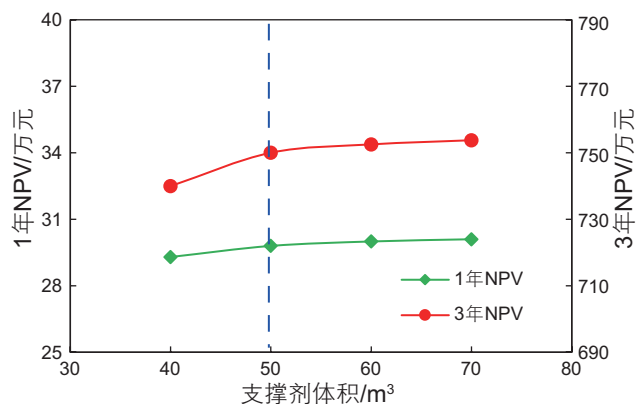


图 14 单段内不同支撑剂体积下净现值

Fig. 14 Results of NPV at different proppant volumes in a single segment

在 140 t 以上, 日产气稳定在 $4.88 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。同期投产的储层物性条件较好的未压裂井平均日产油不足 45 t,

日产气 $0.6 \times 10^4 \text{ m}^3$, 生产效果远低于压裂生产井, 如图 15、图 16 所示。

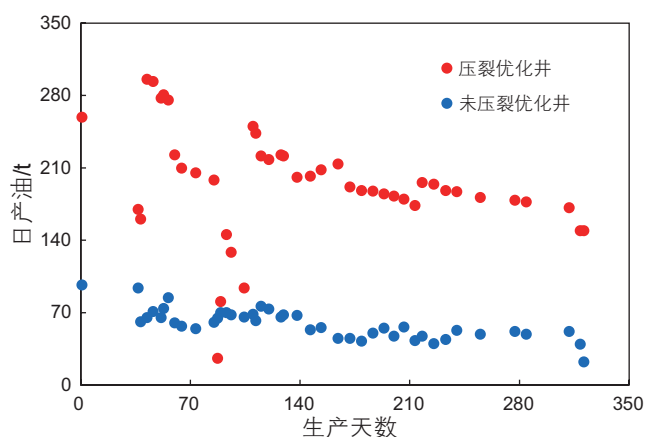


图 15 日产油结果对比

Fig. 15 Comparison of daily oil production results

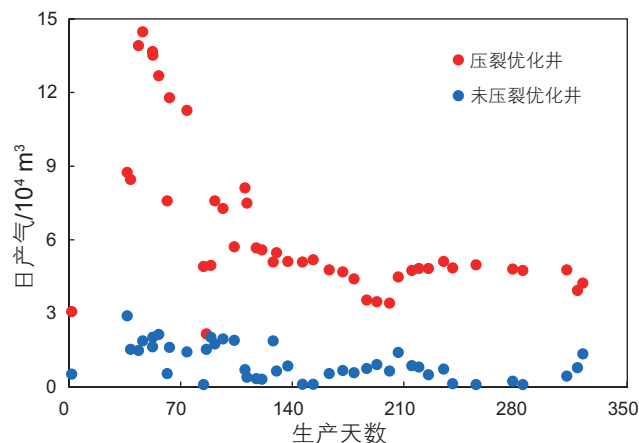


图 16 日产气结果对比

Fig. 16 Comparison of daily gas production results

5 结论

针对中东某油田 S 油藏储层改造方式不明确, 改造后单井产能差异大的问题, 通过室内物模实验及数值模拟优化设计, 形成了以下几点认识:

(1) 对于天然裂缝不发育的低渗碳酸盐岩储层, 可使用水力加砂压裂进行储层改造, 室内岩心压裂改造

实验显示, 利用滑溜水和胍胶的混合压裂液可形成复杂裂缝形态。

(2) 支撑剂粒径不能过小, 70~140 目粒径支撑剂在 30 MPa 闭合压力下其导流能力不足 $3 \text{ D} \cdot \text{cm}$ 。

(3) 对于 S 油藏, 当压裂段数为 6 段、射孔簇数为 4 簇、每段压裂液 340 m^3 、每段支撑剂 50 m^3 时, 压裂效果最好。

参考文献

- [1] 李勇, 李保柱, 田昌炳, 等. 基于典型曲线快速预测油藏开发指标——以伊拉克鲁迈拉油田 Upper Shale 大型多层砂岩油藏为例[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(06): 956-960+977. [LI Y, LI B Z, TIAN B C, et al. A method of production profile quick prediction based on typical curves: A case study of the Upper Shale large multi-layered sandstone reservoir, Rumaila Oilfield, Iraq[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(06): 956-960+977.]
- [2] 孙亮, 魏亮, 凌宗发, 等. 巨厚生物碎屑灰岩油藏大斜度井开发井网模式——以伊拉克 H 油田 Mishrif 油藏为例[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2019, 34(06): 26-32. [SUN L, WEI L, LING Z F, et al. Well pattern for development of giant bioclastic limestone reservoir by highly deviated wells: A case study of mishrif reservoir of H oilfield in Iraq[J]. Journal of Xi'an Shiyou University(Natural Science Edition), 2019, 34(06): 26-32.]
- [3] 刘辉, 董俊昌, 刘扬, 等. 孔隙型碳酸盐岩储层注气注水提高采收率试验[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(01): 104-108. [LIU H, DONG J C, LIU Y, et al. Experiments on gas and water injection for enhanced oil recovery in porous carbonate reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum, 2013, 37(01): 104-108.]
- [4] 邹才能, 翟光明, 张光亚, 等. 全球常规—非常规油气形成分布、资源潜力及趋势预测[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(01): 13-25. [ZHOU C N, ZHAI G M, ZHANG G Y, et al. Formation, distribution, potential and prediction of global conventional and unconventional hydrocarbon resources[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(01): 13-25.]
- [5] 邹才能, 张国生, 杨智, 等. 非常规油气概念、特征、潜力及技术——兼论非常规油气地质学[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(04): 385-399+454. [ZHOU C N, ZHANG G S, YANG Z, et al. Geological concepts, characteristics, resource potential and key techniques of unconventional hydrocarbon: On unconventional petroleum geology[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(04): 385-399+454.]
- [6] 贾承造, 郑民, 张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(02): 129-136. [JIA C Z, ZHENG M, ZHANG Y F. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development[J]. Petroleum Explora-

- tion and Development, 2012,39(02):129-136.]
- [7] 冯其红,徐世乾,任国通,等.致密油多级压裂水平井网参数分级优化[J].石油学报,2019,40(07):830-838. [FENG Q H, XU S Q, RENG G T, et al. Hierarchical optimization of well pattern parameters in multi-stage fractured horizontal well for tight oil[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019,40(07):830-838.]
- [8] YU W, SEPEHRNOORI K. In optimization of well spacing for Bakken tight oil reservoirs[C]. Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, 2014.
- [9] 孙龙德,邹才能,贾爱林,等.中国致密油气发展特征与方向[J].石油勘探与开发,2019,46(06):1015-1026. [SUN L D, ZHOU C N, JIA A L, et al. Development characteristics and orientation of tight oil and gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019,46(06):1015-1026.]
- [10] 李国欣,覃建华,鲜成钢,等.致密砾岩油田高效开发理论认识、关键技术与实践——以准噶尔盆地玛湖油田为例[J].石油勘探与开发,2020,47(06):1185-1197. [LI G X, TAN J H, XIAN C G, et al. Theoretical understandings, key technologies and practices of tight conglomerate oilfield efficient development: A case study of the Mahu oilfield, Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development,2020,47(06):1185-1197.]
- [11] RAHMAN M. A review of hydraulic fracture models and development of an improved pseudo-3D model for stimulating tight oil/gas sand[J]. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects 2010, 32, (15), 1416-1436.
- [12] SHAFIQ M, MAHMUD H B. Sandstone matrix acidizing knowledge and future development[J]. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology 2017, 7, (4), 1205-1216.
- [13] ZHANG K, SEBAKHY K, WU K, et al. In future trends for tight oil exploitation[C]. SPE North Africa Technical Conference and Exhibition, 2015.
- [14] 宋兆杰,陈之尧,侯吉瑞,等.致密储集层压裂液与致密砂岩相互作用研究[J].地质与勘探,2019,55(04):1059-1065. [SONG Z J, CHEN Z Y, HOU J R, et al. Interaction between non-recovered fracturing fluid and tight sandstone in tight reservoirs[J]. Geology and Exploration, 2019,55(04):1059-1065.]
- [15] 张焯,杨胜来,赵兵.塔中油田顺9井区超深超低渗水平井分段压裂技术[J].特种油气藏,2013,20(04):134-137+158. [ZHANG Y, YANG S L, ZHAO B. Staged fracturing for ultradeep and ultralow permeability horizontal wells in Shun-9 wellblock[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2013,20(04):134-137+158.]

(责任编辑 林伯韬 编辑 马桂霞)