

深层超高温致密碳酸盐岩储层缝网酸压技术优化 ——以杨税务潜山为例

宋立¹, 李静宇², 周丙部¹

1. 中国石油华北油田分公司开发事业部 河北任丘 062552

2. 中国石油集团渤海钻探工程有限公司井下作业分公司 河北任丘 062552

通讯作者: Email: jj_sl@petrochina.com.cn

项目支持: 中国石油华北油田分公司科研项目“华北油田储层高效改造技术创新与应用”(2023-HB-D05)

引用: 宋立, 李静宇, 周丙部. 深层超高温致密碳酸盐岩储层缝网酸压技术优化——以杨税务潜山为例[J]. 油气井测试, 2024, 33(4): 23-30.

Cite: SONG Li, LI Jingyu, ZHOU Bingbu. Optimization of fracture network acid fracturing technology for deep ultra-high-temperature tight carbonate reservoirs: a case study of Yangshuiwu buried hill [J]. Well Testing, 2024, 33(4): 23-30.

摘要 深层超高温致密碳酸盐岩储层具有埋藏深、温度高、闭合应力高以及非均质性强的特点, 常规酸压工艺有效作用距离短、裂缝导流能力下降快, 压后产量差异大、措施有效性差等诸多难题。通过室内岩石实验和软件模拟, 开展储层地质特征分析、缝网可行性评价、酸压方案优化设计等研究, 分析天然裂缝、岩石力学特征、矿物组成、脆性指数以及水平应力差等因素, 评价复杂“缝网”形成条件, 最终形成了大排量滑溜水造缝、大规模清洁酸扩缝、加砂支撑保持长期裂缝导流能力的缝网酸压技术; 同时, 以“最大化改造体积”为目标, 模拟优化施工排量、用液强度、用酸强度、支撑剂用量等参数。该技术在杨税务潜山应用3口井, 平均日产气 $24.3 \times 10^4 \text{ m}^3$, 日产油 39.49 m^3 , 实现深层潜山气藏“少井高产”高效开发, 对深层超高温气藏的效益开发具有技术指导意义。

关键词 碳酸盐岩储层; 深层; 缝网酸压; 超高温; 工艺优化; 高效开发; 杨税务潜山

中图分类号: TE357 文献标识码: B DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2024.04.004

Optimization of fracture network acid fracturing technology for deep ultra-high-temperature tight carbonate reservoirs: a case study of Yangshuiwu buried hill

SONG Li¹, LI Jingyu², ZHOU Bingbu¹

1. PetroChina Huabei Oilfield Company, Renqiu, Hebei 062552, China

2. Downhole Services Company, CNPC Bohai Drilling Engineering Company Limited, Renqiu, Hebei 062552, China

Abstract: Deep, ultra-high-temperature, and tight carbonate reservoirs are characterized by deep burial, high temperature, high closure stress, and strong heterogeneity. Conventional acid fracturing techniques face numerous challenges, including limited effective reach, rapid decline in fracture conductivity, significant variability in post-fracturing production, and overall poor measure effectiveness. Through laboratory core experiments and software simulations, studies, such as analysis of reservoir geological characteristics, evaluation on the feasibility of fracture networks, and optimized designs for acid fracturing, were performed. Factors such as natural fractures, rock mechanics properties, mineral composition, brittleness index, and horizontal stress differences were analyzed to evaluate the conditions for forming complex fracture networks. Fracture network acid fracturing technologies, such as high displacement slickwater for fracture formation, large-scale clean acid for fracture extension, and sand propping to maintain long-term fracture conductivity, were finally established. Additionally, aiming to maximize the stimulation volume, the parameters, such as operating displacement, fluid intensity, acid intensity, and proppant volume, were simulated and optimized. This technology was applied to three wells in the Yangshuiwu buried hill, achieving an average daily gas production of $24.3 \times 10^4 \text{ m}^3$ and an average daily oil production of 39.49 m^3 . This demonstrated the potential for efficient development of deep buried hill gas reservoirs with “fewer wells and higher production,” providing a valuable technical guidance for the profitable development of deep ultra-high-temperature gas reservoirs.

Keywords: carbonate reservoir; deep; fracture network acid fracturing; ultra-high temperature; process optimization; efficient development; Yangshuiwu buried hill



酸化压裂技术是碳酸盐岩储层改造最常用的有效措施^[1-2]。华北油田冀中凹陷杨税务奥陶系潜山是孔隙-裂缝型碳酸盐岩储层^[3-4],但是与其他海相碳酸盐岩储层相比,杨税务潜山储层具有埋藏深(垂深5 000 m以上)、地层温度高(175~180 ℃)、岩性复杂(大套白云岩、灰岩互层)、地应力梯度高(0.021~0.026 MPa/m)等诸多难点^[5-6],常规酸压改造产量递减快、效果差异大,亟需攻关研究本区特色的储层改造技术^[7]。

酸压改造的实质是通过大规模注入酸液非均匀刻蚀储层形成裂缝,并且在活性酸的有效作用距离范围内的裂缝才具备有效导流能力^[8-9]。因此,国内外很多学者针对酸液有效作用距离和酸蚀裂缝导流能力两个方面做了大量研究工作^[10-11]。

LI X等^[12]通过室内实验和数值方法对“酸蚀指进”界面进行了综合研究。分析了酸液类型、酸浓度和酸注入流速等影响因素下酸蚀指进形态。DONG R等^[13]建立了一种三维酸压模型,计算多级交替注入压裂液和酸液产生的酸蚀裂缝几何形状。WANG Y等^[14]采用人工岩心试样,研究酸压过程酸液和地应力对水力裂缝几何尺寸的影响。总体来说,由于室内实验条件与深层温压条件存在差异,并不能精确地反映超高温储层的酸岩反应。

BAZIN B等^[15]通过测量蚓孔传播速度、滤失量和观察溶蚀模式,评估酸液流入裂缝的各种典型条件下的性能。赵立强等^[16]通过室内实验系统地研究了酸压工艺类型、酸液浓度、裂缝性质等因素对酸岩刻蚀形态及裂缝导流能力的影响。郭建春等^[17]基于大尺寸真三轴压裂实验装置,研究不同压裂流体介质对碳酸盐岩裂缝起裂及扩展规律的影响。NEUMANN L F等^[18]通过对来自野外露头 and 钻井取心的碳酸盐岩样本进行了实验研究。但以上实验未考虑超高温的影响。牟建业等^[19]从粗糙裂缝表面形成机理出发,通过建立数学模型,研究了裂缝表面形状等因素对酸压裂缝导流能力的影响。但通过概率分布函数模拟天然裂缝分布规律不精确性。

综上所述,针对超高温、深层碳酸盐岩储层的立体酸压理念、方案设计以及参数优化方面综合研究较少。本文以最大化沟通天然裂缝,形成了“缝网”改造理念,提高酸压有效改造距离和长期高导流能力,保持长期高产稳产。

1 储层改造技术难点

杨税务潜山碳酸盐岩气藏具有典型特低孔、特低渗特点,且天然裂缝以微细裂缝为主,充填程度高,裂缝连通性差。针对上述储层特征已进行了多种增产技术的尝试,虽有一定的措施效果,但改造有效距离短、效果差异性的特点。需探索适应于深层致密碳酸盐立体改造的新方法新技术。

1.1 地质特征

杨税务潜山整体为北西向古鼻隆被北东向断层切割而成的断背斜或断鼻构造,由多个局部高点组成。亮甲山组纵向层厚(120~180 m),岩性主要为泥晶灰岩、泥粉晶云岩两类。储集空间类型主要为基质孔(晶间孔、晶间溶孔)、裂缝(构造缝、构造-溶蚀缝)。根据岩心物性分析,储层孔隙度0.2%~7.2%,平均孔隙度2.27%;渗透率0.35~16 mD,平均渗透率0.88 mD,属于特低孔特低渗储层。

1.2 技术难点

结合杨税务潜山已改造井的地质特征研究与压后效果评价研究结果表明:杨税务深层致密非均质潜山储层改造的瓶颈技术难题如下:

1.2.1 温度高,酸液有效作用距离短

与国内其他海相碳酸盐岩气藏储层相比,亮甲山组岩性比较纯,泥质含量低,主要为灰岩与白云岩互层。与白云岩相比,灰岩酸岩反应速度更快,尤其是亮甲山组储层温度在170~180 ℃超高温条件下酸岩反应速率更快,造成酸液的作用距离短。如何提高酸液的有效作用距离是改造的核心。

1.2.2 埋藏深,压裂井口施工压力高

储层埋藏深,亮甲山组改造目的井段在5 600 m左右;地层破裂压力高,前期多口井最高井口施工压力达95 MPa以上,压开难度大;采用顶封酸压改造方式,φ88.9 mm油管摩阻大,排量受限,难以满足体积压裂要求。如何提升酸压施工排量是改造的关键。

1.2.3 跨度大,厚层充分动用难度大

亮甲山组纵向上发育一大套灰岩-白云岩碳酸盐岩,由于储层基质致密、物性差,需要酸压改造才能有工业油流。但因气藏纵向跨度大(120~180 m)、分布广,射孔厚度大,有部分井段进液不充分风险;射孔厚度小,井口施工压力高,有压不开的风险。如何实现纵向有效动用是改造的基础。



上述诸多难题,需结合地质特点和工程难点,深入开展地质工程一体化研究,探索适用于深层超高温碳酸盐岩潜山的储层改造技术及配套工艺。

2 缝网酸压的可行性评价

针对基质致密、渗流条件差的深层气藏而言,尽可能提高改造体积、扩大裂缝控制面积是实现其高产稳产的关键。以形成复杂裂缝网络、最大化动用储层为目的的缝网改造已成为致密油气藏增产的重要技术。缝网酸压理论的基础是储层具备形成复杂裂缝网络的能力。因此,需要对储层缝网可行性进行评价。

2.1 天然裂缝分析

天然裂缝发育是形成复杂缝网的前提条件。通过测井资料统计 A 井亮甲山组天然裂缝平均密度在 0.49~1.19 条/m,储层天然裂缝较发育。B 井亮甲山组共拾取天然裂缝 169 条,平均裂缝宽度 0.19 mm,裂缝倾角均值 55.98°,走向均值 53.30°,天然裂缝与最大水平主应力夹角均值 23.65°。酸压过程会优先开启天然裂缝,天然裂缝存在会增加裂缝网络复杂。

2.2 岩石力学特征

岩石力学特征是形成复杂缝网的关键参数。通过 C 井亮甲山组取心段岩石力学实验得到:杨氏模量 45 575~75 617 MPa,泊松比 0.29~0.34,体现出高杨氏模量和高泊松比的特征。表现出岩石基质难以压开、缝宽较窄的特点。但由于储层天然裂缝较发育,大规模酸压改造会形成复杂裂缝网络。

2.3 矿物组成评价

脆性矿物的发育程度是形成复杂缝网的物质基础。岩心室内实验测得 C 井亮甲山组:有效孔隙度 0.3%~0.6%,渗透率<0.02~0.6 mD;白云石含量 87%~93%,黏土矿物含量 1%;溶蚀率 83.5%~93.8%。同时,通过 RoqSCAN 岩屑录井解释可以得出,方解石含量 74%~81%,白云石含量 5%~16%,石英含量 2%~4%,黏土矿物含量 6%~8%,泥质含量较低,脆性矿物含量较高,利于复杂缝网形成。

2.4 脆性指数计算

岩石脆性定义为岩石发生破裂前的瞬态变化难易程度,可以评价压裂裂缝的复杂程度,通常用脆性指数定量表征。基于 Rickman 公式利用动态弹性模量与泊松比定量计算岩石脆性指数,由测井计算得到动态弹性模量及泊松比,计算得到亮甲山组

岩石脆性指数较高,大部分超过 0.4,说明储层岩石大部分是脆性的,在酸压改造时易于形成裂缝网络。

2.5 地应力评价

研究区块亮甲山组目的改造层段最小水平主应力 93.73~95.38 MPa,最大水平主应力 100.68~102.33 MPa;层间最小水平应力差值 1.65 MPa,酸压层间均匀改造难度较小。通过可压指数计算(见表 1),亮甲山组可压指数剖面介于中~好的水平,存在形成复杂缝网的可能性。

表 1 B 井可压指数计算表

Table 1 Calculated statistics of compressibility index of well B

井段	评价	标准	可压指数		评价结论
		范围	范围	平均	
5504~5514	好	0.50<FI<0.75	0.471~0.490	0.476	中
5529~5539	中	0.25<FI<0.50	0.471~0.550	0.497	中
5575~5585	差	0<FI<0.25	0.471~0.580	0.504	中偏好

综上所述,结合亮甲山组天然裂缝发育分析、岩石力学实验、矿物组成描述、脆性指数计算以及地应力评价,储层天然裂缝发育,脆性矿物含量高、水平应力差小,天然裂缝系统易激活,具备形成复杂缝网的条件。

3 缝网酸压改造技术

缝网酸压的理念是:首先大排量注入滑溜水激活天然裂缝,然后大规模泵注酸液充分刻蚀裂缝壁面、溶蚀天然裂缝内充填物,扩大裂缝网络复杂程度;最后压裂液携砂支撑多尺度裂缝系统,在高闭合压力下保持长期高导流能力。通过建立“主裂缝加砂支撑+分支微裂缝酸蚀”高导流的缝裂网络,提高裂缝复杂程度及立体改造体积。

3.1 缝网酸压技术思路

亮甲山组储层天然裂缝较发育,包括大量充填和部分充填的微裂缝,酸压改造的目的是实现不同裂缝尺度的激活与沟通。因此,突破大段笼统酸压的改造模式,以井筒为中心横向上细分为“近、中、远”三个改造区域。远端储层:采用低黏滑溜水,提高缝内净压力以实现天然裂缝的激活。中部储层:采用低黏滑溜水和高黏酸液组合交替注入工艺,首先大排量注入低黏滑溜水,激活天然裂缝,同时降低地层温度,然后大排量注入高黏清洁酸,溶蚀沟通天然裂缝,形成“水力裂缝+酸液溶蚀缝网”相结合的缝网体系。近井筒:采用携砂液加砂支撑裂缝,提升长期导流能力。与降滤失造长缝的深度酸



压技术相比,储层经过缝网酸压改造后,不仅形成了具有一定改造体积的“酸压裂缝体”,还增大了次级流动通道沟通外部天然裂缝的机会,从而实现深层碳酸盐岩储层高效动用。

3.2 优化酸液体系,减缓酸岩反应速度

常规酸液是一种低黏度的牛顿型液体,在较低速度下就可达到紊流,导致酸岩反应速度加快,不易形成较长的人工裂缝,尤其是超高温储层改造需要提高有效酸蚀缝长。清洁酸是以黏弹性表面活性剂(VES)为主的一种液体体系,具备活酸黏度低、管柱摩擦小;低滤失、良好的缓速性能;酸岩反应酸液黏度急剧升高自转向,促使整个井段均匀改造;无残渣、易返排,大幅减小对地层的伤害的特点。

(1) 岩石酸液溶蚀能力

酸对岩石的溶蚀性,表征的是酸液实际可溶解岩石量的多少,用溶蚀率表示。不同的酸液,不同的岩石,溶蚀率不同。通过岩石的酸溶蚀试验,可以了解不同岩石的溶蚀率,分析酸对岩石的溶解能力,以优选适当的用酸浓度。亮甲山组 A 井的岩屑(5 450.94~5 456.00 m)溶蚀率实验结果见表 2。由表 2 可以看出本段矿物盐酸溶蚀率在 90% 以上,产层溶蚀率较高,有利于酸压改造。

表 2 A 井岩心溶蚀实验结果

温度/°C	时间/h	岩心号/m	配方	溶解率/%
90.0	2.0	5 450.94~5 456.00	5% HCl	90.64
			10% HCl	91.00
			15% HCl	90.42
			20% HCl	90.50

(2) 优化清洁酸体系

清洁酸主剂浓度的选择对酸液体系的黏度起着非常重要的作用,选择表面活性剂浓度时需考虑:一是酸液在井筒中,应尽量满足酸液体系的黏度小,流度好,减少摩擦,有利于泵注进储层。二是酸液在进入地层后与岩石发生反应,随着酸浓度的降低,酸液体系的黏度会显著增加。逐渐失去流动性,达到有效封堵高渗流通道,使酸液转向实现均匀改造。

因此,开展不同浓度清洁酸酸液的增黏实验,

结果表明,VES 浓度的变化会改变其峰值黏度,随着 VES 浓度的增加,酸液峰值黏度随之增大,峰值黏度对应的酸液浓度也随之改变。2% VES 峰值黏度出现在酸液浓度为 4% 时,为 33 mPa·S,4% VES 峰值黏度出现在酸液浓度为 8% 时,为 237 mPa·S,5% VES 峰值黏度出现在酸液浓度为 8% 时,为 330 mPa·S,6% VES 峰值黏度出现在酸液浓度为 8% 时,为 360 mPa·S,8% VES 峰值黏度出现在酸液浓度为 8% 时,为 438 mPa·S。同时,考虑地层超高温影响,推荐 VES 表面活性剂使用浓度推荐 4%~6%。

3.3 多级交替注入,提高酸液作用距离

杨税务潜山亮甲山组碳酸盐岩储层天然裂缝较为发育,且非均质性严重,微裂缝是油气储集和渗流的主要场所。多级交替注入酸压是主要的深度酸压工艺,通过压裂液与酸液的交替注入,可以形成更长的酸蚀裂缝,增大改造体积,从而提高气井的产能。

首先,采用与地层不反应性的压裂液作为前置液,通过大排量注入可较好地激活天然裂缝,尤其是大规模的低黏度压裂液(滑溜水)能起到有效沟通天然微细裂缝的作用,从而提高缝网复杂程度。其次,交替注入酸液与滑溜水,酸液进入到水力裂缝波及范围,酸液之间存在黏性指进效应,提高酸液有效作用距离。通过酸液与压裂液段塞交替优化,可实现酸液在裂缝壁面的非均匀刻蚀,并使酸液在整个裂缝平面上均匀分布。另外,前置大规模滑溜水能快速降低裂缝温度,减缓酸岩反应速度,并在裂缝壁面形成滤饼,从而降低后续注入酸液的滤失量,增加酸蚀裂缝有效作用距离。最后,通过多级交替注入酸液与压裂液段塞注入,沟通天然微裂缝、分支裂缝系统,提高裂缝的复杂程度。

3.4 酸压管柱设计,降低井口施工压力

考虑井筒安全性和经济性,杨税务潜山典型的井身结构见表 3,由于 $\phi 177.8$ mm 套管的抗内压强度为 77.3 MPa,区块井口施工压力普遍大于 95 MPa 以上,不满足光套管压裂的要求。因此,需要对酸压管柱进行设计校核。

表 3 B 井井身结构统计表

Table 3 Well B structure statistics

名称	规格/mm	钢级	壁厚/mm	内径/mm	抗内压/MPa	下入深度/m	水泥返深/m
表层套管	273.1	N80	11.43	250.2	40.4	1 706.10	地面
技术套管	177.8	P110V	10.36	157.1	77.3	4 816.48	地面
尾管	127.0	P110	11.10	104.8	102.52	5 630.00	4 415.43



基于目前的杨税务井身结构,分别计算了 $\phi 88.9\text{ mm}$ 和 $\phi 114.3\text{ mm}$ 不同油管组合在不同的下深下,排量和施工泵压的关系,如图 1 所示,结果显示,采用 $\phi 114.3\text{ mm}$ 与 $\phi 88.9\text{ mm}$ 管柱组合时,施工排量和井口泵压能够同时满足改造参数与安全施工要求。同时,为确保管柱安全采用顶封压裂改造模式,以保证安全的情况下尽量提高改造效果。

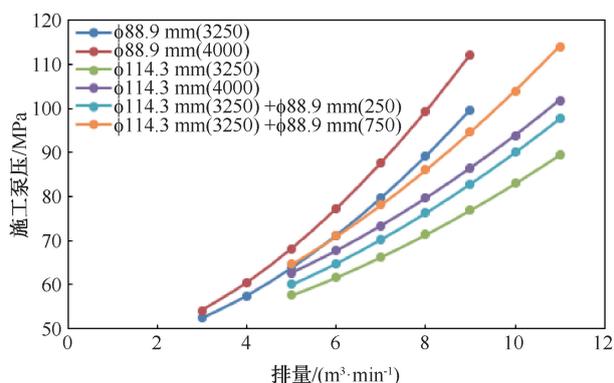


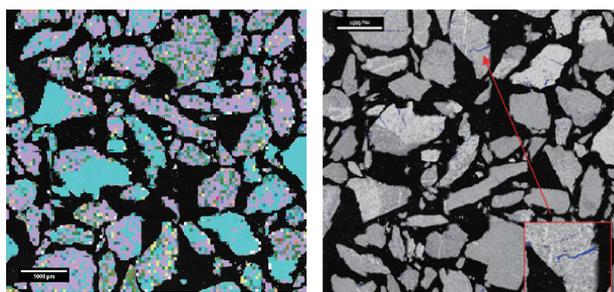
图 1 不同管柱组合,排量和施工泵压的关系

Fig. 1 Relationship between displacement and construction pumping pressure for different pipe-column combinations

3.5 地质甜点识别,提升厚层有效动用

(1) RoqSCAN 技术分析

根据杨税务潜山已钻井资料,主要优质储层为脆性矿物含量高,天然裂缝发育,但通过常规录井手段无法对甜点储层有效识别。RoqSCAN 技术能够进行岩屑矿物含量检测、元素含量检测以及岩石图像分析,为酸压选层选段提供依据。如图 2 所示,通过 B 井亮甲山组岩屑分析可以看出:得出矿物成分以白云石为主,方解石次之,含少量黏土矿物;岩屑颗粒中局部发育微裂缝,孔面比 0.16%~0.44%;脆性指数 45.05~60.3,杨氏模量 47.5~61.8 GPa,泊松比 0.24~0.27,综合评价为甜点井段。



a.5 523 m 矿物含量分析图

b.5 534 m 岩石图像分析图

图 2 亮甲山组 B 井 5534m 岩屑 RoqSCAN 解释图

Fig. 2 RoqSCAN interpretation of 5534m rock chip from well B of Liangjiaoshan formation

(2) 远探测声波技术

常规测井结合成像测井资料,可以评价裂缝性

碳酸盐岩储层参数,但受径向探测深度的限制,常规测井仅能对井眼周围 2~3 m 的储层进行评价。由于亮甲山组碳酸盐岩岩性致密,天然裂缝发育非均质性强,虽然井筒钻遇储层裂缝不发育,但远端可能有储层发育。而远探测声波反演成像测井能够测得井筒外 30 m 内的地层声阻抗异常,可以反映远端储层发育情况,进一步提高储层的综合评价能力,为酸压井段的确定提供依据。A 井亮甲山组成像测井未见明显的裂缝发育,改造井段难以精确选择,远探测声波测井可以看出 5 546~5 653 m 处反射信息明显井旁裂缝发育,可作为改造井段通过酸压技术沟通远端“甜点”储层,实现深度酸压。

3.6 酸蚀裂缝导流能力保持技术

与天然裂缝不发育的储层相比,天然裂缝的导流能力主要来源于酸液与天然裂缝壁面溶蚀所形成的酸蚀蚓孔。酸蚀蚓孔形成的油气流动通道,主要依靠酸液不均匀刻蚀产生的碳酸盐岩自支撑来进行导流。其在地层高的闭合应力下,易发生闭合,油气的渗透性降低。

酸液酸蚀储层形成的主裂缝导流能力要依靠酸液对裂缝壁面的非均匀刻蚀。目的层矿物组分以灰岩、白云岩为主,其中白云岩含量区域上变化大,表现为矿物非均质性强的特征,酸液对裂缝壁面刻蚀后裂缝面主要以自支撑为主,长期导流能力保持难度大。因此,采用酸液刻蚀与支撑剂复合支撑模式,提高裂缝长期导流能力。如图 3 所示导流能力测试结果表明,在闭合应力较大时,支撑裂缝导流能力及其保持能力都远高于酸蚀裂缝,有利于实现压后的高产与稳产。

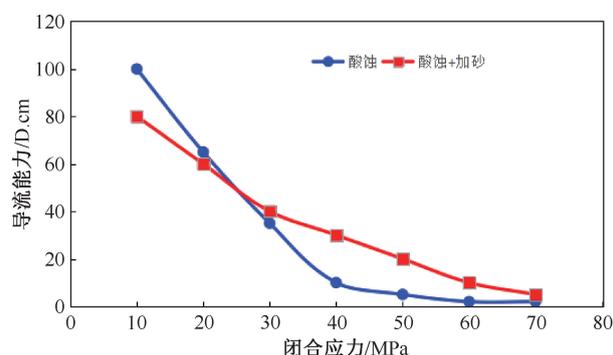


图 3 酸蚀裂缝导流能力测试

Fig. 3 Acid-eroded fracture conductivity test

3.7 酸压施工参数优化

3.7.1 施工排量优化

提高注酸排量可以增加活性较高的清洁酸深入地层的距离,有利于实现深度酸压。通过模拟计



算结果表明,裂缝缝长及缝高均随着排量的提高而增加,当排量达到 $11 \text{ m}^3/\text{min}$ 后,激活裂缝数量及储层改造体积增加幅度减小(见图4)。但受到地应力大小、井筒条件以及井口施工压力的限制,因此为更有效增加裂缝改造体积,设计施工排量推荐 $11 \text{ m}^3/\text{min}$ 。

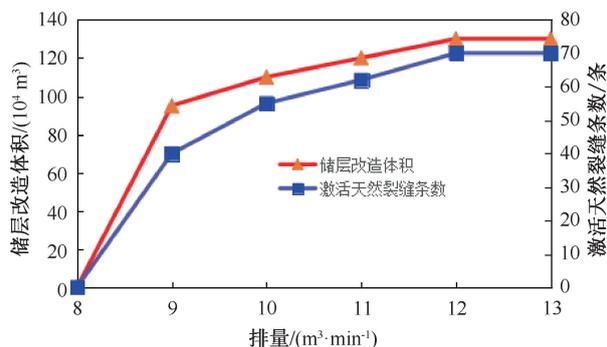


图4 储层改造体积、激活天然裂缝条数与排量的关系

Fig. 4 Relationship between reservoir remodeling volume, number of activated natural fracture bars and discharge volume

3.7.2 用量优化

通过压裂模拟软件模拟用液强度与储层改造体积的变化情况,结果显示,当用液强度逐渐提高时,储层改造体积增加较快,当超过 $320 \text{ m}^3/\text{m}$ 后增幅不明显(见图5)。因此推荐的用液强度为 $320 \text{ m}^3/\text{m}$ 。

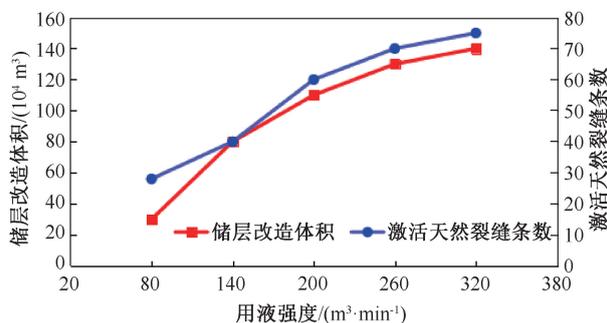


图5 储层改造体积、激活天然裂缝条数、导流能力与用液强度的关系

Fig. 5 Relationship between reservoir remodeling volume, number of activated natural fracture bars, inflow capacity and intensity of fluid application

3.7.3 用酸量优化

通过压裂模拟软件模拟用酸强度与储层改造体积的变化情况,结果显示,用酸强度增加,激活裂缝数量及储层改造体积逐渐增加,超过 $110 \text{ m}^3/\text{m}$ 后增幅减缓(见图6)。因此推荐的用酸强度为 $110 \text{ m}^3/\text{m}$ 。

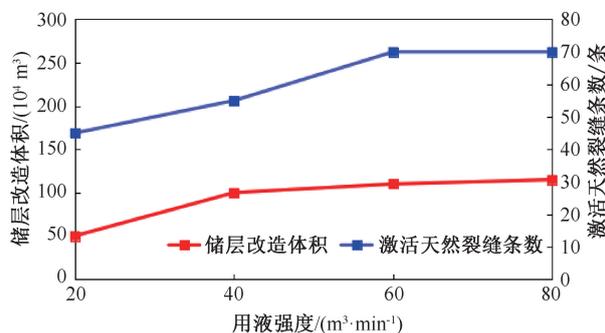


图6 储层改造体积、激活天然裂缝条数与用酸强度的关系
Fig. 6 Relationship between reservoir remodeling volume, number of activated natural fracture bars and strength of acid used

3.7.4 支撑剂用量优化

通过压裂模拟软件模拟加砂强度与储层改造体积的变化情况,结果显示,改造体积随支撑剂用量增加变化不明显,但导流能力增幅显著,超过 $5.5 \text{ m}^3/\text{m}$ 后增幅放缓(见图7)。因此,考虑加砂施工风险与长期导流能力保持,推荐单井加砂量 $30 \sim 60 \text{ m}^3$ 。

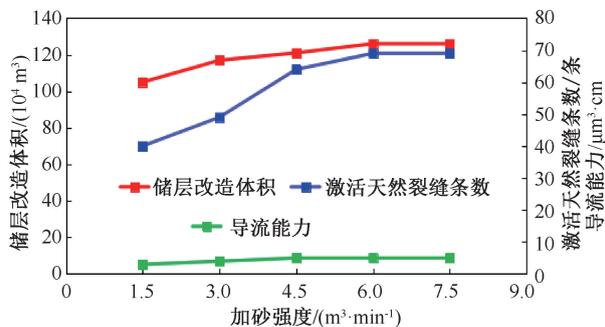


图7 储层改造体积、激活天然裂缝条数、导流能力与加砂强度的关系

Fig. 7 Reservoir remodeling volume, number of activated natural fracture bars, inflow capacity vs. strength of sand addition

4 现场应用

上述技术在杨税务深层超高温碳酸盐岩潜山施工3口井,均取得较好的改造效果。以B井为例,通过亮甲山组储层精细描述,转变大厚层“甜点段”,优化大跨度、大段射孔的做法,优化为“甜点段”集中射孔的方式,提高储层有效进液效率。采用酸压与加砂压裂复合的储层改造工艺。施工入井总液量 3625 m^3 ,其中滑溜水 1889 m^3 ,压裂液 780 m^3 ,清洁酸 956 m^3 ,加砂量 48.98 m^3 ,最大排量 $11.46 \text{ m}^3/\text{min}$,最高施工压力 92 MPa ,压后 16 mm 油嘴放喷获得高产油气流,为深层超高温致密碳酸盐岩储层效益开发提供技术支撑(见图8)。

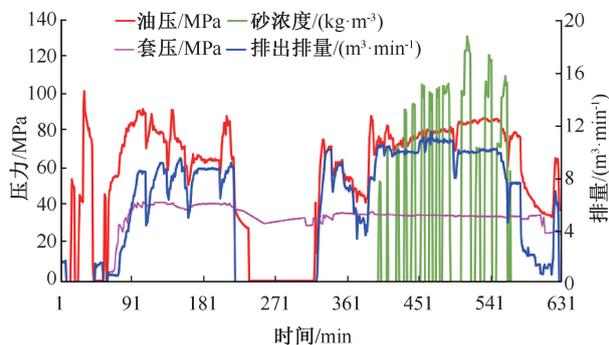


图8 B井压裂施工曲线图

Fig. 8 Fracturing construction curve for well B

从图8施工曲线可以看出:施工过程中,排量稳定,出现多处压降显示,表明多次沟通新的储集体,且压降幅度大。其中泵入160 min左右时,排量提升,泵压降幅约15 MPa,沟通大型裂缝体系。酸作用地层后,泵压波动明显,证明酸岩反应能力好。高挤顶替液阶段,排量上升,泵压下降约8 MPa,表明人工裂缝有良好沟通显示。重新启泵后,随着排量上升,泵压先下降后上升,表明人工裂缝重新开启。砂浓度低($< 130 \text{ kg/m}^3$),酸岩作用扩宽裂缝后,加砂难度有所降低;停泵后压降明显,证明人工裂缝周围天然裂缝发育,物性较好。采用净压力拟合方法获取酸压裂缝参数,如图9所示人工裂缝半长231 m,缝高62.7 m。

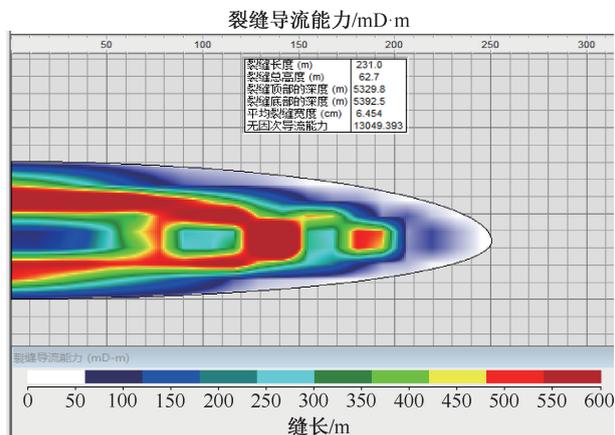


图9 净压力拟合所得裂缝参数

Fig. 9 Fracture parameters obtained from net pressure fitting

5 结论

(1)杨税务潜山亮甲山组碳酸盐岩岩性以灰岩为主、白云岩次之、泥岩含量较低;整体表现为地质力学特征相近,纵向应力剖面差异小,易均匀动用;岩石弹性模量高、泊松比高,但储层天然裂缝较发

育,通过岩石脆性指数计算表明储层岩石大部分为脆性,满足形成复杂缝网的改造条件,通过大排量、大规模酸压改造可以形成网络裂缝系统。

(2)缝网酸压技术采用“大排量滑溜水造缝+多级压裂液酸液交替注入+大规模清洁酸扩缝+支撑剂保持长期裂缝导流能力”的设计思路,通过酸压-投产一体化管柱设计提高作业效率。根据亮甲山组裂缝密度数据统计,通过模拟优化,推荐排量 $10 \sim 11 \text{ m}^3/\text{min}$,用液强度 $300 \sim 320 \text{ m}^3/\text{m}$,用酸强度 $100 \sim 110 \text{ m}^3/\text{m}$ 。由于储层敏感砂浓度低、加砂较困难,综合考虑储层所需导流能力和施工风险单井加砂 $30 \sim 60 \text{ m}^3/\text{m}$ 。应用于3口井酸压改造,改造后均获得工业油气流,表明该技术对杨税务潜山亮甲山储层具有较好的适用性。

(3)设计中需特别注意两个排量的优化。两个排量分别指酸压过程中注入压裂液排量与注酸时的注酸排量,较高的压裂液排量容易沟通天然裂缝形成缝网,合适的注酸排量有助于提高酸蚀壁面的导流能力以及使得裂缝更加复杂;通过理论计算 $10 \sim 11 \text{ m}^3/\text{min}$ 为最优排量,但是由于酸压现场液罐及场地摆放的限制,注酸的排量仅为 $6 \sim 8 \text{ m}^3/\text{min}$,需地质工程进一步结合实现大排量注酸。

致谢:感谢华北油田分公司和渤海钻探工程有限公司相关人员对于本文写作的指导和帮助。

参考文献

- [1] 李阳,康志江,薛兆杰,等. 中国碳酸盐岩油气藏开发理论与实践[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 669-678.
LI Yang, KANG Zhijiang, XUE Zhaojie, et al. Theories and practices of carbonate reservoirs development in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 669-678.
- [2] 吴奇,胥云,刘玉章,等. 美国页岩气体积改造技术现状及对我国的启示[J]. 石油钻采工艺, 2011, 33(2): 1-7.
WU Qi, XU Yun, LIU Yuzhang, et al. The current situation of stimulated reservoir volume for shale in U. S. and its inspiration to China [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2011, 33(2): 1-7.
- [3] 杜金虎,何海清,赵贤正,等. 渤海湾盆地廊固凹陷杨税务超深超高温奥陶系潜山油气勘探重大突破实践与启示[J]. 中国石油勘探, 2017, 22(2): 1-12.
DU Jinhu, HE Haiqing, ZHAO Xianzheng, et al. Practice and enlightenment of major breakthroughs in oil and gas exploration in the Yangshuiwu ultra-high temperature ordovician buried hills of langgu sag of Bohai bay basin [J]. China Petroleum Exploration, 2017, 22(2): 1-12.



- [4] 曾波,周峰,阳星,等. 基于停泵压力数据的压裂效果评价方法[J]. 油气井测试,2023,32(1): 8-15.
ZENG Bo,ZHOU Feng,YANG Xing,et al. A novel fracturing effect evaluation method based on pump-off pressure data [J]. Well Testing,2023,32(1): 8-15.
- [5] 王学正,冯强,秦诗涛,等. HPR 高温高压压裂封隔器的研制与应用[J]. 油气井测试,2023,32(1): 45-51.
WANG Xuezheng,FENG Qiang,QIN Shitao,et al. Development and application of HPR high-temperature and high-pressure fracturing packer[J]. Well Testing,2023,32(1): 45-51.
- [6] 徐兵威,何青,王德安,等. 大牛地气田多级注入酸压工艺优化研究与应用[J]. 石油与天然气化工,2013,42(3):283-286.
XU Bingwei, HE Qing, WANG De'an, et al. Research and application of the multiple injection acid fracturing technology in Daniudi gas field[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2013, 42(3): 283-286.
- [7] 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.
- [8] 胥耘. 碳酸盐岩储层多级注入闭合酸压技术研究与应用[J]. 石油钻采工艺,1996,18(5):58-65.
XU Yun. Study and application of multiple injection closed acid-fracturing technology in carbonate reservoir[J]. Oil Drilling & Production Technology, 1996, 18(5): 58-65.
- [9] 雷群,杨立峰,段瑶瑶,等. 非常规油气“缝控储量”改造优化设计技术[J]. 石油勘探与开发,2018,45(4): 719-726.
LEI Qun,YANG Lifeng, DUAN Yaoyao, et al. The "fracture-controlled reserves" based stimulation technology for unconventional oil and gas reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 719-726.
- [10] 祁生金,蒋建方,姜杰,等. 多级组合加砂工艺主缝内支撑剂铺置规律[J]. 油气井测试,2023,32(4):1-9.
QI Shengjin, JIANG Jianfang, JIANG Jie, et al. The placement law of composite particle size proppant in main fracture for multi-stage combined sanding process [J]. Well Testing,2023,32(4):1-9.
- [11] 李年银,代金鑫,张倩,等. 一种有效开发致密碳酸盐岩气藏的新工艺——体积酸压[J]. 科学技术与工程,2015,15(34):27-38.
LI Nianyin, DAI Jinxin, ZHANG Qian, et al. A new technology for the effective development of tight-gas carbonate reservoir—volume acid fracturing [J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15(34): 27-38.
- [12] LI X, CHEN Y, YANG Z, et al. Large-scale visual experiment and numerical simulation of acid fingering during carbonate acid fracturing [R]. SPE 187019-MS,2017.
- [13] DONG R, WHEELER M F, SU H, et al. Modeling acid fracturing treatments with multi-stage alternating injection of pad and acid fluids[R]. SPE 203985-MS, 2021.
- [14] ANG Y, ZHANG G, YAN P, et al. Combined influences of acid solution and geo-stress on fracture geometry during acid fracturing in laboratory[C]//U. S. Rock Mechanics/ Geomechanics Symposium. 2018;1-8.
- [15] BAZIN B, ROQUE C, CHAUVETEAU G A, et al. Acid filtration under dynamic conditions to evaluate gelled acid efficiency in acid fracturing[J]. SPE Journal, 1999, 4(4): 360-367.
- [16] 赵立强,王润宇,刘平礼,等. 考虑天然微裂缝的酸蚀蚓孔扩展数值模拟研究[J]. 油气藏评价与开发,2020,10(2):76-82.
ZHAO Liqiang, WANG Runyu, LIU Pingli, et al. Numerical simulation of wormhole propagation considering natural micro-fractures[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(2): 76-82.
- [17] 郭建春,詹立,苟波,等. 不同相态二氧化碳前置酸压碳酸盐岩裂缝形成规律[J]. 石油勘探与开发,2021,48(3): 639-645.
GUO Jianchun, ZHAN Li, GOU Bo, et al. Formation of fractures in carbonate rocks by pad acid fracturing with different phases of carbon dioxide[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3): 639-645.
- [18] NEUMANN L F, SOUSA J L, BRANDAO E M, et al. Acid fracturing: new insights on acid etching patterns from experimental investigation[R]. SPE 152179-MS, 2012.
- [19] 牟建业,张宇,牟善波,等. 缝洞型碳酸盐岩储层酸液流动反应建模 [J]. 石油科学通报,2021,6(3): 465-473.
MOU Jianye, ZHANG Yu, MOU Shanbo, et al. Modeling of acid-rock interaction in naturally fractured vuggy carbonate reservoirs[J]. Petroleum Science Bulletin, 2021, 6(3): 465-473.

编辑 方志慧

第一作者简介:宋立,男,1992年出生,工程师,硕士,2017年毕业于西安石油大学油气井工程专业,现主要从事油气开发研究和管理工作。电话:0317-2725153; Email: jji_sl@pet-rochina.com.cn。通信地址:河北省沧州市任丘市渤海路街道会战南道5号,邮政编码:062552。