

CO₂ 混相压裂技术在 G 区块的应用

曹蕾¹ 汤文芝²

1. 中国石油天然气集团公司长城钻探工程技术研究院 2. 中国石油辽河油田公司勘探开发研究院油田地质所

摘要:针对 J 油田 G 断块的低渗、强水敏、能量不足及原油凝固点高,开发难度大的问题,从储层特征及生产动态分析出发,提出了 CO₂ 复合化学剂混相压裂技术。该技术利用 CO₂ 配合增溶剂蓄能压裂补充地层能量,通过不返排酸及缩膨剂解除地层堵塞,应用降凝剂提高原油低温流动性,实现储层改造,增大泄油面积,提高产量。该技术在 J 油田 G、L 两个相似断块的 9 口井开展了现场试验,措施后单井平均日产量与措施前相比增加了 4.7~6.5 倍。该技术的成功应用,打开了 J 油田提高单井产量的突破口,为类似非常规油气藏增产提供了重要的技术支持和保障。

关键词:CO₂;混相压裂;低渗;水敏

DOI: 10.3969/j.issn.1007-3426.2020.02.013

Application of carbon dioxide miscible fracturing technology in block G

Cao Lei¹, Tang Wenzhi²

1. GWDC Drilling Engineering and Technology Research Institute of CNPC, Panjin, Liaoning, China;

2. Exploration and Development Research Institute of PetroChina Liaohe Oilfield Company, Panjin, Liaoning, China

Abstract: Aiming at the problems of low permeability, strong water sensitivity, insufficient energy, high freezing point and difficult development in G fault block at J oilfield, an innovative carbon dioxide miscible fracturing technique is proposed, which is based on the analyses of reservoir characteristics and production dynamic. This technology used carbon dioxide combining with solvent boosting energy storage fracturing to supply formation energy, removed formation blockage by no acid regurgitation and swelling agent, improved low temperature fluidity of crude oil by using pour point depressant, then realized the reservoir reconstruction, increased drainage area, and improved the production. The field tests were carried out with 9 wells in G and L fault blocks. The average daily production after the measures was 4.7–6.5 times higher than before. The successful application of this technology opens a breakthrough to increase the output per well in J oilfield, and provides important technical support and guarantee to increase production for similar unconventional oil and gas reservoirs.

Keywords: carbon dioxide; miscible fracturing; low permeability; water sensitivity

近年来,中低渗油藏储量占新增油气地质储量的 60%~80%,中低渗透油藏在油气资源中占有重要位置。注气法相比于传统水力压裂具有储层伤害小,后续补能效果好等优点,被越来越多地应用到了低渗透油藏的开发中。CO₂ 由于其独特的物理特性,被广泛

地选作注入介质。

CO₂ 在压力高于 7.43 MPa,温度高于 31.26 °C 时,处于超临界状态。超临界态的 CO₂ 具有黏度低、密度大、扩散系数大的物理特性^[1-5]。在进行压裂改造时,CO₂ 压裂由于具备储层伤害小、造缝复杂、增能效

基金项目:国家重大专项“大型油气田及煤层气开发——四川盆地及周缘页岩气形成富集条件、选区评价技术与应用”(2017ZX05035004)

作者简介:曹蕾(1984—),工程师,现就职于中国石油长城钻探工程技术研究院,主要从事气体采油技术研究工作。
E-mail: caolei.gwdc@cnpc.com

果显著、易返排等诸多优点,被越来越多地应用到了低渗、特低渗致密油气资源的开发过程中^[6-9]。

G 断块砂体纵向砂、泥薄互层,砂体“多”而“薄”,储层以细砂岩、粉砂岩为主。平均孔隙度 14.2%,平均渗透率 $3.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。属于特大孔-细喉,连通性差,天然裂缝不发育。该区块为中低孔、低渗水敏性储层,且流体物性较差。

通过剖析 CO₂ 压裂技术的特点^[10-14],结合 G 断块储层改造难点进行分析,提出了 CO₂ 复合化学剂混相压裂技术。其核心内容为:针对中低渗储层天然能量衰竭快、低渗特性,利用超临界 CO₂ 在地层中冲击破岩、造微裂缝、膨胀补能;从分析岩石物性、流体物性以及岩石流体之间的关系入手,针对储层堵塞,配套使用化学溶蚀剂,在储层中形成人造缝与孔隙联通相结合的立体渗流体系,提高储层有效渗透率;针对不同原油物性,使用配套降黏剂、降凝剂等药剂综合改善原油特性,提高地层原油流动能力。

在充分发挥 CO₂ 增能压裂效果的同时,发挥了化学剂改变原油性质的优势,形成了 CO₂ 混相压裂技术。

1 储层面临的挑战及技术思路

1.1 低渗透油藏增产面临的挑战

(1) 地层水敏性强,储层伤害严重。G 区块伊蒙混层为 58.6%,伊蒙混层具有端元矿物蒙脱石和伊利石的两重伤害性质,对储层危害更大。蒙脱石遇淡水发生膨胀,堵塞孔喉;伊利石对储层的伤害特征是喉间“搭桥”和形成易动微粒。岩屑砂岩水锁伤害大,储层中等偏强水敏、弱酸敏,水锁指数较高,造成储层渗透率变低。

(2) 长期弹性开采,地层亏空严重。G 断块 V 油组油井 16 口,水井 12 口,整体注水压力较高,均超过 31 MPa,欠注水井多。受边界效应和注水井欠注影响,G 井区井网动用程度仅为 3.1%。5 口压裂井初期见效,但产量递减较快,递减期月递减率达 18.3%。低渗储层、异常高压、外围能量补充较缓慢,导致了该井区的整体产出能力差。

(3) 原油凝固点高,蜡含量高。G 断块原油密度 0.8645 g/cm^3 、地下原油黏度 $3.28 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 、硫质量分数 0.1%、凝固点 $35 \sim 40 \text{ }^\circ\text{C}$ 、蜡质量分数 15%~

30%、胶质沥青质质量分数 15%~28%。原油密度低、黏度低、硫含量低,蜡含量高、胶质沥青质含量中等。低渗油田高凝油冷采的主要途径是提高高蜡原油的低温流动性。

1.2 改造思路

前期利用缩膨剂与不返排酸疏通孔喉,采用高压增能化学吞吐技术,将 CO₂ 化学药剂以伴注方式注入地层,清洗裂缝,增加地层能量,在高注入压力下,原油与 CO₂ 充分接触、置换、溶解、降凝,增加波及体积和洗油效率,提高措施后产量。

(1) 预处理已形成水敏伤害的地层。通过扫描电镜,确定黏土在岩石中的含量、赋存状态及敏感性,掌握油层渗透性伤害机制。针对储层岩石特性,配制不返排酸液体系,解除已经产生的储层堵塞,同时使用缩膨剂预防后续可能产生的黏土膨胀。该技术特点在于:按照把堵塞物从中心向外延溶蚀的顺序排列酸液,根据各种堵塞物的总含量设计酸的浓度及用量,同时配好各种抑制剂(氟硅酸钾抑制剂和铁离子螯合铁盐等),分步骤从储层孔喉中心向颗粒外壁逐级溶解,避开用酸矛盾的深部解堵技术,实现不返排酸酸化。

(2) CO₂ 增溶剂。在地层能量不足的情况下,水力压裂流体可能在近井地带裂缝空间低处形成沉降,不仅损耗了有效裂缝面积和通道体积,而且长时间在地下滞留,会造成裂缝壁面周围的储层污染。

在用 CO₂ 压裂改造时,由于超临界 CO₂ 具有较低的黏度,在裂缝延伸过程中能进入更微小的孔隙,使裂缝更容易发生转向和分叉。同时,由于膨胀作用和相态变化,也使造缝网更加复杂,从而更好地沟通地层渗流通道,提高储层渗透率,增大泄油面积;有效保护储层,保持裂缝的导流能力;CO₂ 进入地层后能够增加地层能量、提高地层返驱压力,压裂液返排迅速且彻底,明显缩短生产周期。

同时,配合使用 CO₂ 增溶剂,该增溶剂与地层水互不反应,互不溶解,可以显著增加 CO₂ 在原油中的溶解度,提高原油的体积膨胀系数,降低原油黏度。最终原油与 CO₂ 之间的混相压力降低 7~10 MPa。

(3) 降凝剂。优选含芳环梳形聚合物降凝剂;利用烷基侧链与原油中蜡分子通过疏水缔合相互作用;利用芳香环侧基与沥青质分子通过离域 π - π 共轭作

用;分散性提高的沥青质分子可有效抑制蜡晶的生长。芳环可有效分散沥青质,分散度更高的沥青质可有效抑制蜡晶生长,降低蜡晶尺寸,提高高含蜡原油的低温流动性。

2 CO₂ 混相压裂工艺

2.1 CO₂ 体积压裂设计模式

2.1.1 措施井生产概况

GX9 井于 2014 年 8 月压裂投产(10.6 m 油层),压裂初期日产油量 22 t,高产期 1 个月,随后液量、油量骤减,后期间开;至 2016 年 11 月 24 日补层(5.2 m 油层),日产油量 6.5 t,稳产近 4 个月,随后液量、油量递减,本次压裂措施前日产液量 0.7 t,日产油量 0.58 t。图 1 为 GX9 井措施前生产曲线。

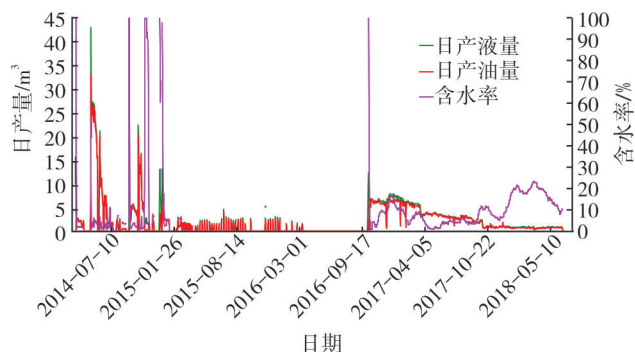


图1 GX9井生产历史情况

2.1.2 建立单井径向模型

结合油井静动态资料,利用采油气体软件 GWDC-GORSV1.0,建立单井径向模型(模型网格数:11×5×3),单井径向小层顶部示意图如图 2 所示,模型采用非平衡初始化方法。通过调整孔隙度、渗透率、相对渗透率、高压物性等参数对模型进行历史拟合。历史拟合结果如图 3 所示,由图 3 可知,历史拟合率 > 85%,拟合程度较高。

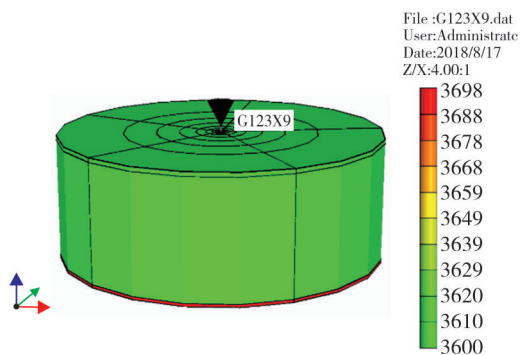


图2 GX9井小层顶深示意图

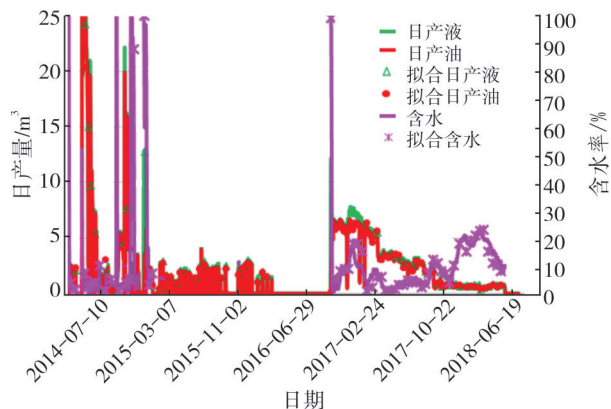


图3 GX9井历史拟合曲线

2.1.3 注入参数优化

数值模型历史拟合程度较高,所建立的数学模型可以用于后续方案预测及参数优化。参数优化结果为:不返排酸 350 m³,缩膨剂 250 m³,液态 CO₂ 450 t,降凝剂 250 m³,增溶剂 200 m³。

2.1.4 CO₂ 注入排量论证及裂缝状态模拟

利用气体采油软件对 CO₂ 排量进行优化,优化结果见表 1。由表 1 可知,当 CO₂ 排量达到 3 m³/min 时,裂缝延伸压力梯度 0.001 5~0.020 0 MPa/m,预测井口压力 50.40~61.12 MPa,能够满足井下管柱和井口强度要求。因此,优选 CO₂ 排量为 3 m³/min。

表 1 CO₂ 施工排量优化

延伸压力 梯度/ (MPa·m ⁻¹)	井底延伸 压力/ MPa	液柱 压力/ MPa	液态 CO ₂ 不同施工排量(m ³ /min)下 井口预测压力/MPa				
			2.0	2.5	3.0	3.5	4.0
0.016	57.04	35.65	39.163 02	44.69	50.42	56.38	62.53
0.017	60.61	35.65	42.728 02	48.25	53.99	59.95	66.09
0.018	64.17	35.65	46.293 02	51.82	57.55	63.51	69.66
0.019	67.74	35.65	49.858 02	55.38	61.12	67.08	73.22

利用 FracproPT 对裂缝进行模拟,模拟的裂缝形态及参数结果见图 4 和表 2。本次压裂预计改造地层体积 7.6×10⁵ m³。

3 实施效果分析

GX9 井于 2018 年 9 月 17 日实施 CO₂ 混相压裂技术,措施后平均日产油 3.7 t,为措施前产量的 6.2 倍。截至 2019 年 5 月 21 日,措施后累计产油 906 t,日产液 4.4 m³,日产油 3.9 t(见图 5)。现场试验证明,GX9 井地层能量得到了有效补充,对储层进行了

改造,原油流动能力明显提高,油井具有很好的生产潜力。

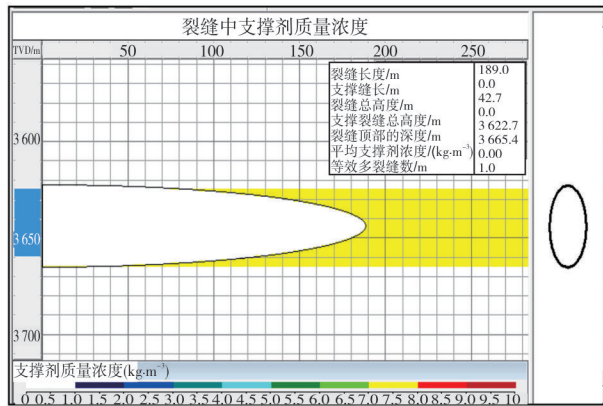


图4 FracproPT模拟GX9井裂缝结果

表2 FracproPT模拟GX9井压裂裂缝参数结果

项目	数值
裂缝半长/m	189.0
裂缝支撑半长/m	0
裂缝总高/m	42.7
裂缝支撑总高/m	0
支撑裂缝顶部深度(TVD)/m	3622.7
支撑裂缝底部深度(TVD)/m	3665.4
平均裂缝闭合宽度/mm	6.3

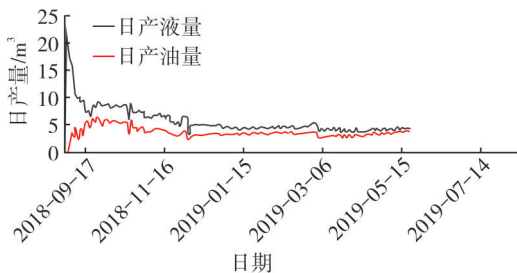


图5 GX9井CO₂混相压裂措施后生产曲线

该技术在J油田G断块累计应用9井次,措施后效果见表3。

表3 J油田CO₂混相压裂技术措施结果表

序号	井号	措施日期	措施后累产/t	平均日产/t
1	A	2018-08-17	1688	5.96
2	GX9	2018-09-17	924	3.67
3	B	2018-11-10	1205	6.10
4	C	2019-01-15	482	5.90
5	D	2019-01-21	393	6.40
6	E	2019-04-09	183	4.50
7	F	2019-04-16	114	3.80
8	G	2019-04-23	107	4.30
9	H	2019-04-27	121	4.60
合计			5217	

由表3可知,该技术现场应用效果显著,单井日平均增产至措施前的4.5~6.7倍,截至2019年5月26日是,累计增油5217t。

4 结语

针对CO₂混相压裂技术的优点和不足,结合J油田G区块存在的储层损害、原油流动性差、地层能量低、储层物性差等问题,提出了CO₂复合化学剂混相压裂技术。通过室内实验确定各化学药剂的配方,并运用数值模拟等手段对实例井的各化学剂用量及CO₂施工排量进行了优化。目前,该技术在J油田G区块共计成功应用9井次,增产效果显著,单井日平均增产4.5~6.7倍,其中B井、D井在放喷期间获得25.3t、28.9t的高产。该技术为解决J油田通道堵塞、地层亏空严重、注水开发效果差等技术难题提供了有效的技术支持,同时也为存在类似增产难题的非常规油气藏增产提供了重要的技术支持和保障。

参考文献

- [1] GUPTA D V S, BOBIER D M. The history and success of liquid CO₂ and CO₂/N₂ fracturing system[R]. SPE40016, 1998.
- [2] 刘合, 王峰, 张劲, 等. 二氧化碳干法压裂技术——应用现状与发展趋势[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(4): 466-471.
- [3] 缪明富, 彭子成, 钟国利. 利用二氧化碳资源提高气田开发效益[J]. 石油与天然气化工, 2005, 34(6): 470-481.
- [4] 陆友莲, 王树众, 沈林华, 等. 纯液态CO₂压裂非稳态过程数值模拟[J]. 石油与天然气工业, 2008, 37(11): 93-95.
- [5] 韩烈祥. CO₂干法加砂压裂技术试验成功[J]. 钻采工艺, 2013, 36(5): 99.
- [6] 才博, 王欣, 蒋廷学, 等. 液态CO₂压裂技术在煤层气压裂中的应用[J]. 天然气技术, 2007, 1(5): 40-42.
- [7] 贾光亮. 东胜气田超临界CO₂复合干法压裂技术试验[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2018, 20: 24-27.
- [8] 赵淑霞, 杨永, 恒马涛. 油田用于CO₂起泡的表面活性剂的研究现状[J]. 石油与天然气化工, 2017, 46(6): 66-70.
- [9] 吴奇, 胥云, 王晓泉, 等. 非常规油气藏体积改造技术:内涵、优化设计与实现[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3): 352-358.
- [10] 毛振强, 陈凤莲. CO₂混相驱最小混相压力确定方法研究[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2005, 32(1): 61-64.
- [11] 姜风光, 胡永乐. 二氧化碳驱地下流体相态特征研究[J]. 特种油气藏, 2014(6): 90-92.
- [12] 王满学, 何娜. 液态CO₂干法加砂压裂增稠剂技术现状及展望[J]. 石油与天然气化工, 2017, 46(4): 57-62.
- [13] 郭平, 徐阳, 牛保伦, 等. 胜利油田高89区块低渗油藏CO₂近混相驱替机理研究[J]. 特种油气藏, 2012(2): 104-106.
- [14] 江怀友, 沈平平, 卢颖, 等. CO₂提高世界油气资源采收率现状研究[J]. 特种油气藏, 2010(2): 5-10.