

引用格式:郑太毅,杨正明,王志远,等. 致密油藏分段压裂水平井二氧化碳蓄能吞吐方式[J]. 科学技术与工程, 2019, 19(4): 99-104
Zheng Taiyi, Yang Zhengming, Wang Zhiyuan, et al. Carbon dioxide energy storage huff and puff for staged fracturing horizontal wells in tight reservoirs[J]. Science Technology and Engineering, 2019, 19(4): 99-104

致密油藏分段压裂水平井 二氧化碳蓄能吞吐方式

郑太毅^{1,2} 杨正明^{2,3*} 王志远^{1,2} 董长春⁴ 何英^{2,3}

(中国科学院大学工程科学学院¹,北京 100049;中国科学院渗流流体力学研究所²,廊坊 065007;
中国石油勘探开发研究院³,北京 100083;吉林油田勘探开发研究院⁴,松原 138001)

摘要 随着油田勘探开发程度不断加深,水平井初期产油量低且递减快、地层能量补充不足等问题严重地影响了油田的后续开发。通过油藏数值模拟技术,建立概念模型和实际模型,对致密油藏水平井注二氧化碳展开针对性研究,优化能量补充方式,选择合理的生产参数,明确致密油层水平井开发技术对策。结果表明,相同储层条件下,平注平采较直注平采的开发方式可以有效补充地层能量,而二氧化碳吞吐开发方式更合适渗透率在0.2~0.3 mD的储层。就研究区块而言,优选其开发方式适合于注二氧化碳吞吐,同时,相较于每吞吐轮次等量注入二氧化碳的方案,逐步提高每吞吐轮次的二氧化碳注入量的方案可以更为有效补充地层能量,使每个吞吐周期产出更多的油,随着吞吐周期的增加,开发效果愈加明显。

关键词 CO₂ 吞吐 致密油藏 参数优化 能量补充 数值模拟

中图分类号 TE341; **文献标志码** B

致密油是指储集在覆压基质渗透率小于或等于0.2 mD(空气渗透率小于2 mD)储集层中的石油^[1]。全球致密油资源量大概为 $6\ 900 \times 10^8 \text{ t}^{[2-5]}$,而中国资源量大约在 $200 \times 10^8 \text{ t}^{[6-9]}$,是中国能源的重要组成部分,有助于缓解现有的能源压力。近几年,中国各致密油区开始广泛应用水平井,水平井加体积压裂改造实现了致密油藏初期规模建产,但随着开发的进行,油藏产油量递减程度加大,采出程度低,亟须进行开发新方式研究^[10-13]。

松辽盆地南部某致密油藏,目标油层储层物性差,属于大面积连片满凹含油的致密油藏,该区域自2011年起逐步形成了以水平井开发为主导的开发模式。随着油田勘探开发程度不断加深,水平井越来越多的开发问题逐步暴露出来,如产油量初期低且递减快、地层能量补充不足等问题,严重影响了油田的有效开发。本文以该致密油藏为研究对象引用油藏数值模拟技术,建立了概念模型和实际模型,对比不同开发方式,优化能量补充参数,明确致密油层水平井开发技术对策,以期研究区域油层的有效开

发理论指导,为储层有效动用提供技术保障,进而带动油田致密油藏的持续有效动用。

1 概念数值模型建立

以目标区块的水平井X砂组为研究对象,该砂组平均埋藏深度为2 110 m,储层压力为21 MPa,平均厚度为7.6 m,平均孔隙度为9.90%,平均渗透率为0.21 mD,建立了网格数为 $121 \times 51 \times 1$ 的概念模型,如图1所示。

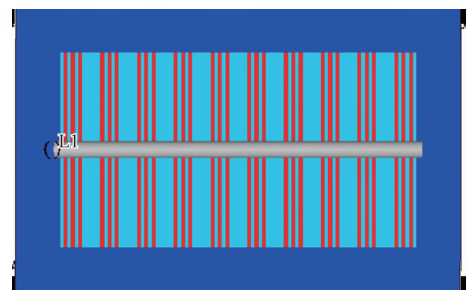


图1 概念数值模型

Fig. 1 Conceptual numerical model

概念模型平面网格的尺寸为 $10 \text{ m} \times 10 \text{ m}$,纵向网格网格长度为7.6 m,其中水平井长度为1 000 m,水平井井距为500 m,排距为200 m,水平井压裂10段30簇,段间距60 m,簇间距20 m,人工压裂裂缝半长185 m,对于裂缝渗透率的选取,由于实际水平井多段压裂的缝隙十分复杂,需要对其进行简化为

2018年8月9日收到 国家科技重大专项(2017ZX05069-003,

2017ZX05013-001)资助

第一作者简介:郑太毅,硕士研究生。研究方向:油气勘探。E-mail: 247672813@qq.com。

*通信作者简介:杨正明,博士,高级工程师。研究方向:油气勘探。E-mail: yzmhxj@263.net。

裂缝垂直于水平井且等高、等长穿过砂组。该模型建立过程中所涉及的基础物性参数由表1所示。

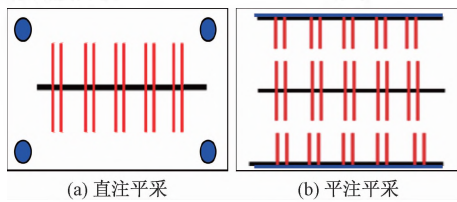
表1 储层基础物性参数

Table 1 Fundamental physical parameters

参数	数值
地层深度/m	2 110
地层压力/MPa	21
地温梯度/($10^{-2} \text{ } ^\circ\text{C} \cdot \text{m}^{-1}$)	4.35
饱和压力/MPa	10.4
地层原油黏度/($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	1.95
体积系数	1.03
压缩系数/ MPa^{-1}	0.002
单次脱气油气比	84
地层原油密度/($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)	0.813 9

2 开发方式优化

储层在压裂改造并经历衰竭式开发后,地层能量缺失,亟须合理有效的补充能量。注二氧化碳是一种常见的补充能量方式,其在地层补充能量有两种开发方式,一是注二氧化碳驱替^[14,15],二是注二氧化碳吞吐^[16,17]。其中直注平采或平注平采是两种注二氧化碳驱的部井形式^[18,19](图2)。



蓝色圆点为注二氧化碳直井;蓝色水平直线为注气水平井;
黑色水平直线为生产井;红色竖直线为压裂裂缝

图2 部井方式示意图

Fig. 2 Schematic diagram of well mode

在图1所示概念模型的基础上,通过增添新的直井或水平井以满足图2中所示的直注平采和平注平采两类部井方式的需求,并依此为基础优选出一种合理开发方式。设计在不同渗透率下进行衰竭式、注二氧化碳驱和注二氧化碳吞吐3种开发方式进行对比,共计40个方案,对比结果如图3所示,在生产参数相等情形下,平注平采的采收程度比直注平采在渗透率小于0.3 mD的储层具有明显优势,此后,在渗透率介于0.3~0.6 mD的区间,平注平采在采收程度上的优势逐渐减小,当储层渗透率大于0.6 mD时,二者的采收程度几近相同。对比衰竭式、平注平采和水平井三种开发方式可得,储层渗透率小于0.2 mD时,注二氧化碳吞吐效果最佳,渗透率位于0.2~0.3 mD之间时,驱替效果逐渐追赶反超吞吐效果,说明二氧化碳吞吐开发的界限在

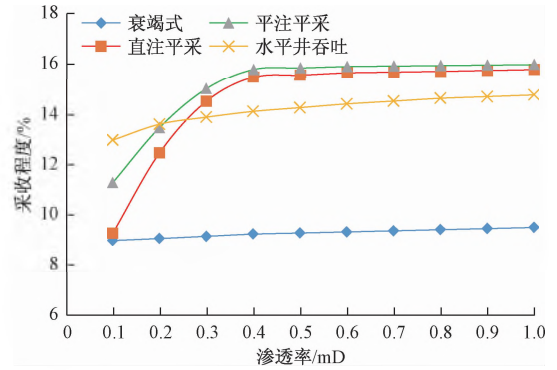


图3 3种开发方式对比

Fig. 3 Comparison of 3 kinds of development methods

0.2~0.3 mD。目标区块的渗透率在0.2 mD附近,故开发方式优选为注二氧化碳吞吐。

3 实例分析

3.1 实际数值模型建立

在确定开发方式为注二氧化碳吞吐的基础上,为筛选出更佳符合实际情形的能量补充参数的优化方案,由此建立相应储层 $118 \times 122 \times 13$ 的实际数值模型,其中,平面网格的尺寸为 $50 \text{ m} \times 50 \text{ m}$,纵向上依据岩性划分为12层,其中目标砂体储层对应7、8、9、10四个小层(图4)。以现场布井方式和监测得到的井轨迹数据为基础,建立对应的水平井井组。

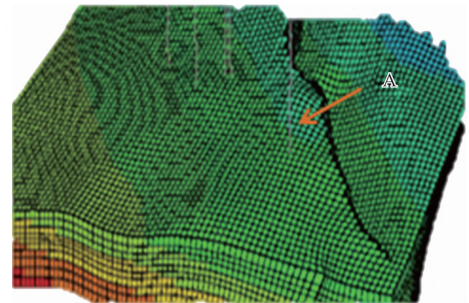


图4 实际数值模型

Fig. 4 Practical numerical model

对于裂缝渗透率的选取,鉴于实际水平井多段压裂后裂缝的复杂性,压裂后井周围沿径向会依次出现主裂缝、次级分支裂缝和微小裂缝,相应的渗透率也是逐级降低,故可以对水平井周围的渗透率进行等效简化处理,以水平井为中心沿径向划分4个区域,每个区域赋予不同渗透率用以表示实际水平井段压裂后不同裂缝的分布区域^[20]。如图5所示,设立井周围的网格大小按径向增产的非结构PEBI网格,其中主裂缝视为具有无限导流能力,剩余区域的渗透率则按由水平井中心沿径向逐级减小的规律来拟合,通过不断调整渗透率大小及分布范

围直至符合现场压力史。最终确定压裂区域的核心区域 1 的渗透率为 37.7 mD,为裂缝周围主分支裂缝的密集区域,紧邻的区域 2 的渗透率为 4.9 mD,为主分支裂缝周围的小裂缝区域,再外面的区域 3 的渗透率为 1.8 mD,为微小裂缝分布区域;最外层的区域 4 是无压裂范围,渗透率为测得的储层渗透率。并以按此得到的裂缝渗透率为依据,设置实际数值模型的水平井周围的渗透率,使其在最大程度上贴合现场实际情况。

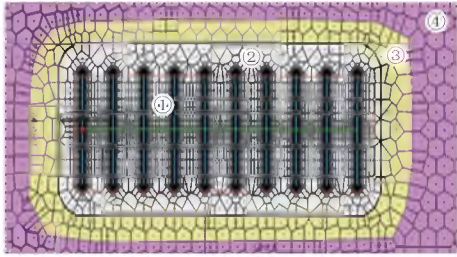


图 5 水平井周围渗透率分布示意图

Fig. 5 Schematic of permeability distribution around horizontal wells

数值模拟计算中,石油地质储量的拟合是历史拟合和预测的基础,所以地质储量的拟合在历史拟合中的重要性不言而喻。以储层相应的储量丰度为标尺,拟合模型的地质储量。拟合的成果为:目标区块面积 11.3 km²,储量丰度为 26 × 10⁴ t/km²,储量拟合值为 25.86 × 10⁴ t/km²,拟合精度为 99.5%。

历史拟合可再现油藏开发历程,完善油藏描述,加深油藏的动态认识,使建立模型的计算结果尽可能接近于实际情况。拟合结果如图 6、图 7 所示,数模计算结果与实际区块含水曲线的形态和变化趋势相一致,实际累积产水量端点值为 83 828 t,拟合端点值为 82 295 t,相对误差 1.82%;实际累积产油量端点值为 18 590 t,拟合端点值为 19 770 t,相对误差 6.34%;拟合符合程度较高,可为后续生产参数优化奠定良好基础。

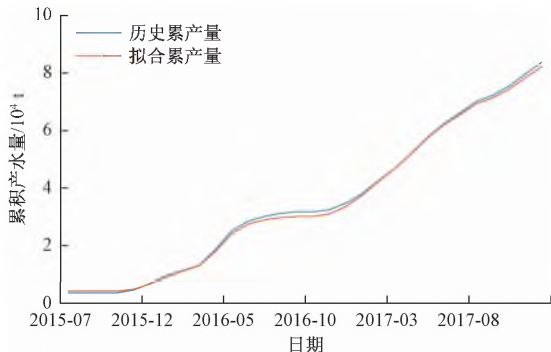


图 6 累积产水量历史拟合

Fig. 6 Historical matching of cumulative water yield

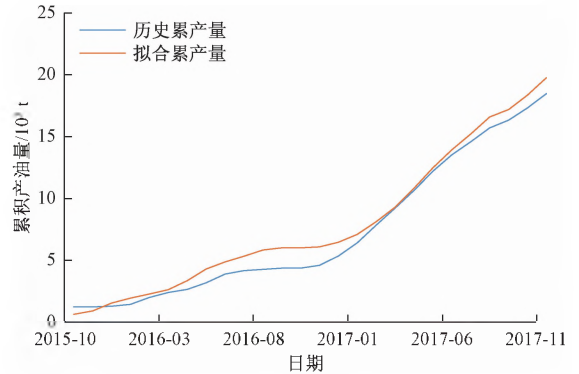


图 7 累积产油量历史拟合

Fig. 7 Historical matching of cumulative oil yield

3.2 能量补充参数优化

合理的生产参数可对油田的开发效果起到进一步的推动作用,因此,在目标区块储量拟合和历史拟合采用二氧化碳吞吐的基础上,对其进行焖井时间、注入速度和注入量的优化^[21-23]。

CO₂ 与原油作用时,有萃取机理、混相机理、扩散机理,这也是 CO₂ 的主要增油机理^[24]。过低的焖井时间会降低 CO₂ 与原油的作用时间,不利于增产效果的实施;而过高的焖井时间会降低实际的开发效益。目标区块探索不同焖井时间的开发效果,设计 4 个焖井时间方案的对比。图 8 中曲线的拐点明显出现在焖井 30 d 后,因此认为焖井 30 d 最合适。

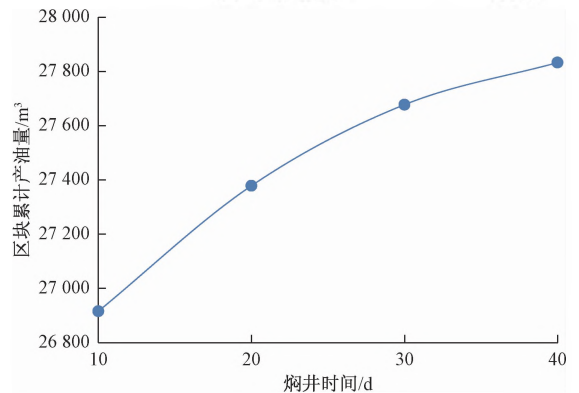
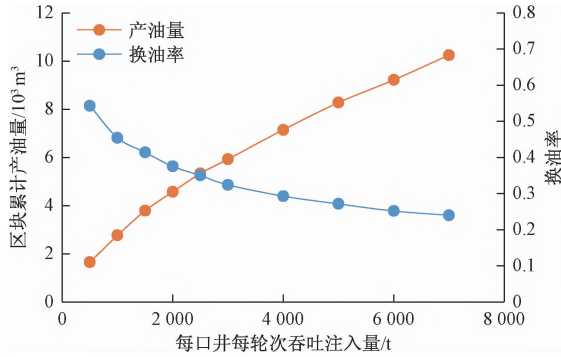


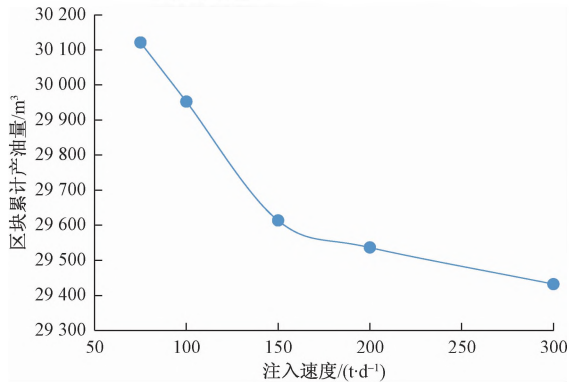
图 8 焖井时间优选

Fig. 8 Optimum selection of soak time

CO₂ 注入量是一个关键参数,注入量过低,会引起地层能量补充不足,吞吐有效范围小,达不到对油藏有效开发的目的;注入量过高,必然要采用较大的注入压力,势必会导致储层破裂;另一方面,注入量超过实际用量造成浪费,由于 CO₂ 昂贵的价格会降低开发效益。目标区块探索不同 CO₂ 注入量的开发效果,设计每口井每周期 CO₂ 注入量从 500 ~ 7 000 t 的 10 个对比方案。结合吞吐累积产油量与换油率变化趋势拐点,认为单次注入量 2 500 t 为最佳(图 9)。

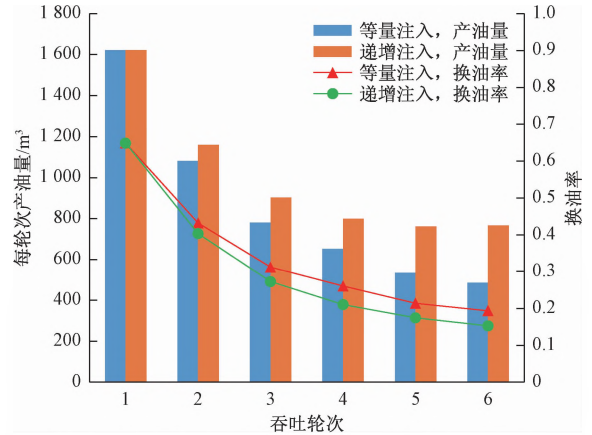
图9 CO₂注入量优选Fig. 9 Optimum selection of CO₂ injection volume

通过对比 5 个不同注入速度的方案结果 (图 10) 可得, 随着注入速度的增加, 累积采出程度呈下降趋势, 这是由于在相同注入量的情况下, 注入速度越快, 就缩短了注入时间, 同时也减少了 CO₂ 与原油的作用时间。综合考虑分析来看, 目标区块采用 75 t·d⁻¹ 的注入速度最为合适。

图 10 CO₂ 注入速度优选Fig. 10 Optimum selection of CO₂ injection speed

根据实际模型参数优化结果, 选取焖井 30 d, 单次注入量 2 500 t, 注入速度 75 t·d⁻¹, 预测目标区块的井 A 注 CO₂ 增产效果, 常规注 CO₂ 吞吐每轮次注入量相等, 相较于初始的地层能量补充情况, 由于现场井注入量和采收量不平衡且 CO₂ 在地层中会有扩散, 致使储层在进行后续轮次吞吐时会出现一定压力抽空, 因而采取通过多增加一定的注入量使地层缺空的注入量得到有效的补充直至达到与第一次吞吐时的地层能量相近为止, 从而设计递增吞吐注入量的方案并进行增产效果对比。

由图 11 可得, 2 个方案每个吞吐周期的产油量和换油率均会随着吞吐轮次的增加而减少, 且从第 4 个轮次起产油量和换油率开始趋于平缓, 当到达第 6 吞吐轮次, 该周期的产油量和换油率换油率虽然仍有变动但是变动幅度微小, 故吞吐开发周期以 5 轮为最佳。

图 11 两种开发方式的产量及 CO₂ 换油率对比Fig. 11 Comparison of production and the CO₂ replacing oil ratio for two development methods

同时, 通过递增注 CO₂ 方案与等量注 CO₂ 方案在第 2 ~ 6 吞吐轮次中对比可得, 递增注入方案在每个相同吞吐轮次中的产油量更多, 且随着吞吐轮次的增加, 2 个方案相同轮次之间产油量的差值增大, 表明越到后续的吞吐轮次出现压力抽空的现象越明显, 提高每吞吐轮次的注入量可以有效补充地层能量, 使开发效果达到最佳。

3.3 现场实施效果

试验目标区块初期采取自喷方式生产, 且已进入低产间歇生产阶段, 产量递减快, 由投产初期平均单井日产油量 12.9 t/d, 经半年后降至平均日产油量 5.4 t/d, 截至进行注 CO₂ 吞吐试验前, 平均日产油量以低至 2.8 t/d; 开井后流压下降速度快, 关井压力恢复较慢, 且仅能恢复至 70% 的原始地层压力。

为有效补充水平井区地层能量, 在目标区块上开展二氧化碳吞吐先导试验。根据产液状况, 下入防气泵采取控液、控压生产, 保持井底流压不低于饱和压力, 优化合理产液速度控制在 15 m³/d。

初始 CO₂ 注入量达到 7 200 t, 注入末点压力为 10.0 MPa, 现场试验过程中, 考虑部分 CO₂ 可能进入到未饱和微孔隙中甚至沿储层裂隙流向储层远端, 压力补充效果会有一些的亏空发生, 致使补充地层能量效果不明显, 使初期增产效果变差, 达不到开发设计方案的预期目标。而在数模方案中, 在每个吞吐周期增加 CO₂ 注入量目的是为更加有效地补充地层能量, 填补流失损耗的 CO₂ 导致的部分压力抽空, 故此, 现场后又及时增补注入 2 700 t CO₂, 填补地层亏空压力, 末点井口压力增至 11.2 MPa, 最终地层压力补充效果为由 9.3 MPa 上升到 26.5 MPa。焖井 35 d 结束后, 初期日增油为 17 t, 产量稳定后日增油为 6 t, 累计增油为 2 000 t。

4 结论

(1) 储层在历经压裂改造及衰竭式开发后,比对注二氧化碳驱和注二氧化碳吞吐两种补充地层能量的开发方式可得:相同储层条件下,平注平采较直注平采的开发方式可以有效补充地层能量,而二氧化碳吞吐开发方式更合适在渗透率在0.2~0.3 mD以下的储层。

(2) 相较于每吞吐轮次等量注入二氧化碳的方案,逐步提高每吞吐轮次的二氧化碳注入量的方案可以更为有效补充地层能量,使每个吞吐周期产出更多的油,随着吞吐周期的增加,开发效果愈加明显。

参 考 文 献

- 1 国家能源局. 致密油地质评价方法: SY/T 6943—2013[S]. 北京:石油工业出版社, 2013
National Energy Bureau. Geological evaluation methods for tight oil: SY/T 6943—2013[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013
- 2 Hill R J, Jarvie D M, Zumberge J, et al. Oil and gas geochemistry and petroleum systems of the Fort Worth Basin[J]. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 2007, 91(4): 445
- 3 林森虎, 邹才能, 袁选俊, 等. 美国致密油开发现状及启示[J]. 岩性油气藏, 2011, 23(4): 25-30
Lin Senhu, Zou Caineng, Yuan Xuanjun, et al. Status quo of tight exploitation in the United States and its implication[J]. Lithologic Reservoirs, 2011, 23(4): 25-30
- 4 张君峰, 毕海滨, 许浩, 等. 国外致密油勘探开发新进展及借鉴意义[J]. 石油学报, 2015, 36(2): 127-137
Zhang Junfeng, Bi Haibin, Xu Hao, et al. New progress and reference significance of overseas tight oil exploration and development [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(2): 127-137
- 5 邹才能. 非常规油气地质[M]. 北京:地质出版社, 2011: 15-34
Zou Caineng. Unconventional petroleum geology[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2011: 15-34
- 6 王社教, 蔚远江, 郭秋麟, 等. 致密油资源评价新进展[J]. 石油学报, 2014, 35(6): 1095-1105
Wang Shejiao, Yu Yuanjiang, Guo Qiulin, et al. New advance in resources evaluation of tight oil[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(6): 1095-1105
- 7 贾承造, 邹才能, 李建忠, 等. 中国致密油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景[J]. 石油学报, 2012, 33(3): 343-350
Jia Chengzao, Zou Caineng, Li Jianzhong, et al. Assessment criteria, main types, basic features and resource prospects of the tight oil in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 343-350
- 8 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密油和致密气为例[J]. 石油学报, 2012, 33(2): 173-187
Zou Caineng, Zhu Rukai, Wu Songtao, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: Taking tight oil and tight gas in China as an instance[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 173-187
- 9 杜金虎, 刘合, 马德胜, 等. 试论中国陆相致密油有效开发技术[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(2): 198-205
Du Jinhui, Liu He, Ma Desheng, et al. Discussion on effective development techniques for continental oil in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(2): 198-205
- 10 刘万涛, 高武彬, 郑光辉, 等. 鄂尔多斯盆地长7致密油体积压裂水平井产能预测研究[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(11): 162-166
Liu Wantao, Gao Wubin, Zheng Guanghui, et al. A study of volumetric fractured horizontal well productivity of Chang 7 tight oil in Ordos Basin[J]. Science Technology and Engineering, 2016, 16(11): 162-166
- 11 Huang S, Yao Y D, Zhang S, et al. Pressure transient analysis of multi-fractured horizontal wells in tight oil reservoirs with consideration of stress sensitivity[J]. Arabian Journal of Geosciences, 2018, 11(11): 1-7
- 12 Biryukov D, Kuchuk F J. Pressure transient behavior of horizontal wells intersecting multiple hydraulic fractures in naturally fractured reservoirs[J]. Transport in Porous Media, 2015, 110(3): 369-408
- 13 蔡文斌, 李兆敏, 张霞林, 等. 低渗透油藏水平井压裂理论及现场工艺探讨[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(1): 80-85
Cai Wenbin, Li Zhaomin, Zhang Xialin, et al. Horizontal well fracturing technology for reservoirs with low permeability[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(1): 80-85
- 14 廉黎明, 秦积舜, 杨思玉, 等. 二氧化碳驱数学模型研究进展及发展方向[J]. 油气地质与采收率, 2013, 20(2): 77-82
Lian Liming, Qin Jishun, Yang Siyu, et al. Research progress and development directions of mathematical models in CO₂ flooding[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(2): 77-82
- 15 关振良, 谢丛姣, 齐冉, 等. 二氧化碳驱提高石油采收率数值模拟研究[J]. 天然气工业, 2007, 27(4): 142-144
Guan Zhenliang, Xie Congjiao, Qi ran, et al. Numerical simulation study on enhancing recovery factor by CO₂ displacement[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(4): 142-144
- 16 Ekhlajoo I, Vosoughi M, Shadizadeh S R, et al. An experimental and simulation study of heavy oil recovery by the liquid CO₂ huff and puff method[J]. Energy Sources, 2014, 36(23): 2587-2594
- 17 刘道杰, 史英, 轩玲玲, 等. 特高含水油藏开发后期深部调驱+二氧化碳吞吐技术[J]. 特种油气藏, 2018, 25(2): 65-69
Liu Daojie, Shi Ying, Xuan Lingling, et al. In-depth profile control and carbon dioxide huff-puff in the late stage of ultra-high water-cut oil reservoir development [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2018, 25(2): 65-69
- 18 Feng J C, Li X S, Li G, et al. Effect of horizontal and vertical well patterns on methane hydrate dissociation behaviors in pilot-scale hydrate simulator[J]. Applied Energy, 2015, 145: 69-79
- 19 骆雨田, 杨正明, 何英, 等. 致密油储层特征及有效动用研究[J]. 非常规油气, 2014, 1(1): 47-54
Luo Yutian, Yang Zhengming, Heying, et al. The research of lithology characteristics and effective development in tight oil reservoir [J]. Unconventional Oil and Gas, 2014, 1(1): 47-54
- 20 李道伦. 非常规油气流动机理研究与应用[M]. 北京:石油工业出版社, 2018: 101-122
Li Daolun. Research and application of unconventional oil and gas flow mechanism[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2018:

- 101-122
- 21 蔺丽君, 杨正明, 王学武, 等. 致密油藏 CO₂ 驱综合效益评价 [J]. 科技导报, 2015, 33(15): 38-42
Lin Lijun, Yang Zhengming, Wang Xuewu, et al. Comprehensive benefits evaluation of CO₂ displacement in tight oilreservoirs exploitation[J]. Science and Technology Review, 2015, 33(15): 38-42
- 22 Xiao Q H, Wang Z Y, Yang Z M, et al. Porous flow characteristics of solution-gas drive in tight oil reservoirs[J]. Open Physics, 2018, 16(1): 412-418
- 23 孙丽丽, 李治平, 窦宏恩, 等. 超低渗透油藏 CO₂ 驱注入参数优化的实验研究[J]. 科学技术与工程, 2018, 18(12): 66-70
Sun Lili, Li Zhiping, Dou Hongen, et al. Experiment investigation of the parameters optimization of CO₂ flooding in ultra-low permeability reservoir[J]. Science Technology and Engineering, 2018, 18(12): 66-70
- 24 杨正明, 刘学伟, 张仲宏, 等. 致密油藏分段压裂水平井注二氧化碳吞吐物理模拟[J]. 石油学报, 2015, 36(6): 724-729
Yang Zhengming, Liu Xuewei, Zhang Zhonghong, et al. Physical simulation of staged-fracturing horizontal well using CO₂ huff and puff in tight oil reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(6): 724-729

Carbon Dioxide Energy Storage Huff and Puff for Staged Fracturing Horizontal Wells in Tight Reservoirs

ZHENG Tai-yi^{1,2}, YANG Zheng-ming^{2,3*}, WANG Zhi-yuan^{1,2}, DONG Changchun⁴, HE Ying^{2,3}

(College of Engineering Science, University of Chinese Academy of Sciences¹, Beijing 100049, China;

Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics, University of Chinese Academy of Sciences², Langfang 065007, China;

Research Institute of Petroleum Exploration & Development³, Beijing 100083, China;

Exploration and Development Research Institute, Jilin Oilfield Company⁴, Songyuan 138001, China)

[Abstract] With the deepening of oil field exploration, the problems such as low initial oil production and rapid decline of horizontal wells and insufficient formation energy supplement have seriously affected the subsequent development of oil fields. The purpose was to study the effect about injecting carbon dioxide into the tight oil reservoir through the horizontal well, optimize energy supplementation mode, select the reasonable production parameters, and clarify technical countermeasures for the horizontal wells in tight oil reservoirs, by using numerical simulation to establish conceptual model and practical model. The results show that, at the same reservoir conditions, the development method of horizontal injection and horizontal production can effectively supplement the formation energy compared with that of vertical injection and horizontal production, while the development method of carbon dioxide huff and puff is more suitable for reservoirs that the permeability is below 0.2 ~ 0.3 mD. In terms of the research block, the preferred development method is carbon dioxide huff and puff. At the same time, compared with the solution which injects the same CO₂ injection throughput in per rounds, the scheme which gradually improves the CO₂ injection throughput in per rounds can more effectively complement formation energy, produce more oil in each stimulation cycle. As the throughput rounds increasing, the development effect becomes more and more obvious.

[Key words] CO₂ huff and puff tight oil reservoir parameters optimization energy complement numerical simulation