



DOI:10.12404/j.issn.1671-1815.2401180

引用格式:王颖,屈亚光,王斌,等.低渗油藏 CO₂辅助重力驱油开发效果参数评价[J].科学技术与工程,2025,25(1):137-145.

Wang Ying, Qu Yaguang, Wang Bin, et al. Parameter evaluation of CO₂-assisted gravity flooding development in low permeability reservoir [J]. Science Technology and Engineering, 2025, 25(1): 137-145.

低渗油藏 CO₂ 辅助重力驱油开发效果参数评价

王颖^{1,2}, 屈亚光^{1,2*}, 王斌³, 鲁明⁴, 蒋茜⁴, 李建新⁵, 巩旭⁶

(1. 长江大学石油工程学院, 武汉 430100; 2. 油气钻采工程湖北省重点实验室, 武汉 430100;

3. 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院, 西安 710018; 4. 河北华北油田友信勘探开发服务有限公司, 任丘 062552;

5. 中国石油塔里木油田分公司油气田产能建设事业部, 库尔勒 841000; 6. 中国石油塔里木油田公司, 库尔勒 841000)

摘 要 低渗油藏注水开发效果一般较差,采用 CO₂驱油能有效提高原油采出程度。为分析影响 CO₂辅助重力驱油效果的各种因素,从注气辅助重力驱油机理出发,建立一注一采的机理模型,分析地质因素与开发因素的影响规律,并采用正交试验设计方法和 Shapley 值方法进行多因素分析。研究表明:正韵律储层更适合 CO₂辅助重力驱油;储层倾角、平均渗透率、注气速度与开发效果呈正相关;垂向渗透率与水平渗透率比值、渗透率级差与开发效果呈负相关;中上部位置注气及无因次水平井段长度比值设置为 0.8 可以有效提高 CO₂辅助重力驱油效果;垂向渗透率与水平渗透率比值对 CO₂辅助重力驱油影响程度最高。该项研究成果为提高低渗油藏 CO₂辅助重力驱油的开发效果提供了技术指导和理论支持。

关键词 低渗油藏; CO₂驱油; 地质因素; 开发因素; 正交实验设计; Shapley 值

中图法分类号 TE341;

文献标志码 A

Parameter Evaluation of CO₂-assisted Gravity Flooding Development in Low Permeability Reservoir

WANG Ying^{1,2}, QU Ya-guang^{1,2*}, WANG Bin³, LU Ming⁴, JIANG Xi⁴, LI Jian-xin⁵, GONG Xu⁶

(1. School of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan 430100, China;

2. Hubei Key Laboratory of Oil and Gas Drilling and Production Engineering, Wuhan 430100, China;

3. Research Institute of Petroleum Exploration and Development of Changqing Oilfield Company, CNPC, Xi'an 710018, China;

4. Youxin Exploration and Development Service Co., Ltd., Huabei Oilfield, Renqiu 062552, China;

5. Oil and Gas Field Production Capacity Construction Division, Tarim Oilfield Company, PetroChina, Korla 841000, China;

6. Tarim Oilfield Company, PetroChina, Korla 841000, China)

[Abstract] The effect of water flooding development in low permeability reservoir is generally poor, and CO₂ flooding can effectively improve the degree of crude oil recovery. In order to analyze various factors affecting the effect of CO₂-assisted gravity flooding, based on the research mechanism of gas-injection-assisted gravity flooding, a mechanism model of one injection and one production was established to analyze the influence law of geological factors and development factors, and the orthogonal experimental design method and Shapley value method were used for multi-factor analysis. The results show that the positive rhythm reservoir is more suitable for CO₂-assisted gravity flooding. Reservoir dip angle, average permeability and gas injection velocity are positively correlated with development effect. The ratio of vertical permeability to horizontal permeability and the difference of permeability stage were negatively correlated with the development effect. If the ratio of gas injection and dimensionless horizontal well section length is set to 0.8, the CO₂-assisted gravity flooding effect can be effectively improved. The ratio of vertical permeability to horizontal permeability has the highest influence on CO₂-assisted gravity flooding. The research results provide technical guidance and theoretical support for improving the development effect of CO₂-assisted gravity flooding in low permeability reservoirs.

[Keywords] low permeability reservoir; CO₂ flooding; geological factors; development factors; orthogonal experimental design; Shapley value

当前在新发现的油气资源中,低渗致密油藏占比相对较多。但低渗油藏普遍存在渗透率低、注采

连通性差等问题。特别是低渗储层能量下降较快导致开采难度增大,而 CO₂辅助重力驱油技术能有

收稿日期: 2024-02-23 修订日期: 2024-10-11

基金项目: 国家科技重大专项(2016ZX0506); 中国石油科技创新基金(2020D-5007-0208)

第一作者: 王颖(2000—),女,汉族,湖北黄冈人,硕士研究生。研究方向:油气田开发。E-mail:1341450659@qq.com。

* 通信作者: 屈亚光(1984—),男,汉族,湖北荆州人,博士,高级工程师。研究方向:油气田开发。E-mail:qyg52122@126.com。

投稿网址:www.stae.com.cn

效地补充储层能量,为解决低渗油藏问题提供新的开发方向^[14]。赵凤兰等^[5]采用室内物理模型和数值模型研究了CO₂混相驱油过程中重力超覆程度的影响规律。结果表明,重力超覆程度减弱,混相驱采收率提高。刘杨等^[6]在低渗油藏中应用油藏数值模拟方法对油藏进行模拟计算,对比不同开发方式,选择CO₂驱作为开采的开发方式,研究结果表明,低渗油藏运用CO₂驱进行开采可以显著提高采收率。Zhu等^[7]通过微观驱实验,获得了低渗油藏CO₂泡沫驱提高采收率的机理。Chen等^[8]在低渗油藏中采用建立物理模型的方法,对CO₂注气速度、注入指数等因素的研究表明较高的注气速度能显著提高原油采收程度。CO₂驱油技术在低渗油藏中能提高采出程度且具有良好的应用前景,已被国内外试验所证实。展望未来趋势,现应用tNavigator软件^[9],建立不同地质因素和开发因素下的机理模型,研究各因素对CO₂辅助重力驱油开发效果的影响规律及影响程度。以期为提高CO₂辅助重力驱油的开发效果提供思路。

1 机理模型建立

CO₂辅助重力驱油主要利用重力分异作用^[10-12],如图1所示,在油层中下部署一口水平生产井,在顶部部署一口直井注气井。油、气、水三相流体受重力影响会形成气体在上、油在中间、水在底部的流体分布形态。通过在油藏顶部注气,形成次生气顶,随着注气量的不断增加,气顶逐渐膨胀,油气界面在气顶的推动下逐渐下移,使得储层中的原油向下驱替进入水平生产井,达到重力驱油的目的。

为研究CO₂辅助重力驱油开发效果的影响因素,建立一注一采的机理模型,如图2所示,模型顶深为2 300 m,模型X,Y,Z方向的网格步长均为10 m,网格维数为50×30×8,网格总数为12 000个,纵向

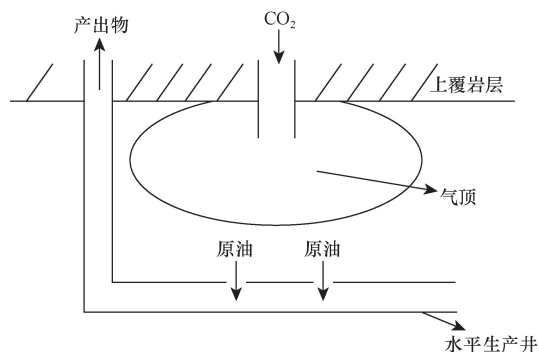


图1 气体辅助重力驱油工艺示意图

Fig. 1 Schematic diagram of gas-assisted gravity flooding process

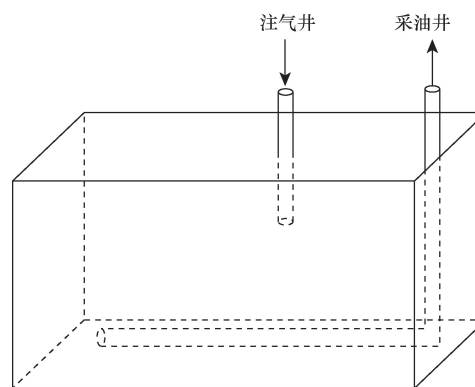


图2 油藏模型示意图

Fig. 2 Reservoir model diagram

上1~4层水平方向上渗透率为20 mD,5~8层水平方向上渗透率为40 mD,垂向上渗透率为10 mD,地层倾角为0°,孔隙度为18%,水平段部署在第7层,长度为400 m,定压生产,井底流压为21.0 MPa,注气井生产层位为1~3层,日注气量为14 000 m³/d,模拟生产时间为10 d。

2 地质因素分析

2.1 储层平均渗透率

油藏开发实践表明,渗透率是影响注气驱油效果的一个重要因素^[13-14],为研究储层渗透率对CO₂辅助重力驱油开发效果的影响,在保证垂向渗透率与水平渗透率比值为定值0.4的情况下,改变水平渗透率与垂向渗透率,建立水平渗透率分别为10、15、20、25、30、35、40、45、50 mD共9个机理模型,通过模拟计算得到采出程度随储层渗透率的变化关系。由图3可知,随着储层渗透率增加,采出程度随之增加。储层渗透率较高时,原油在储层中的黏滞阻力较低,CO₂在孔隙中的流动速度更快,使得CO₂与原油接触时间增长,减少游离的CO₂气体,提高CO₂的波及效率,同时延缓了CO₂的突破时间,使得更多的CO₂溶解到原油中,降低原油黏度,使原油的流动能力增强,采出程度增大^[15-16]。

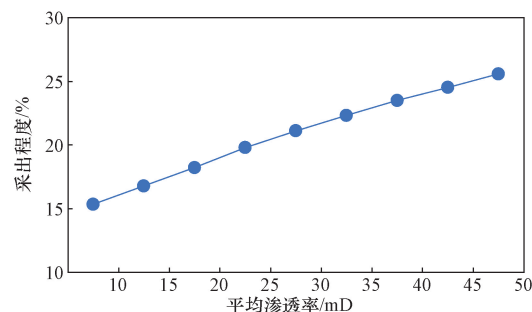


图3 采出程度随储层平均渗透率的变化关系

Fig. 3 Relation of recovery degree with average permeability of reservoir

2.2 储层倾角

储层倾角对于 CO₂辅助重力驱油改善驱油效果和提高原油采收率具有重要意义。在注气开发中,储层倾角不同,重力作用效果也不同,注气效果也会存在差异^[17-19]。为研究储层倾角对 CO₂辅助重力驱油效果的影响,建立储层倾角为 0°、5°、10°、15°、20°、25°共 6 个机理模型,模拟计算得出采出程度随储层倾角的变化关系。由图 4、图 5 可知,随着储层倾角的增加,采出程度不断增加。储层中注气井射孔层位为 1~3 层,位于储层的上部,当 CO₂被注入储层中,随着储层倾角的增大,重力分异作用越明

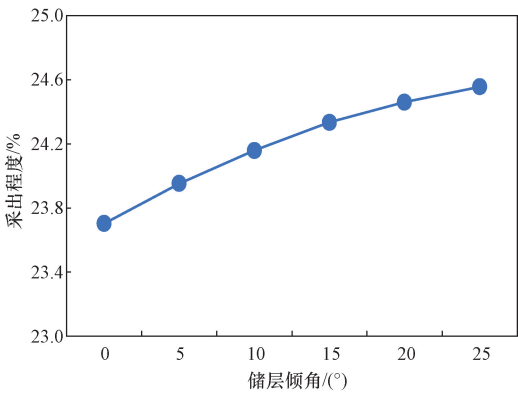


图 5 采出程度随储层倾角的变化关系
Fig. 5 Variation of recovery degree with reservoir dip angle

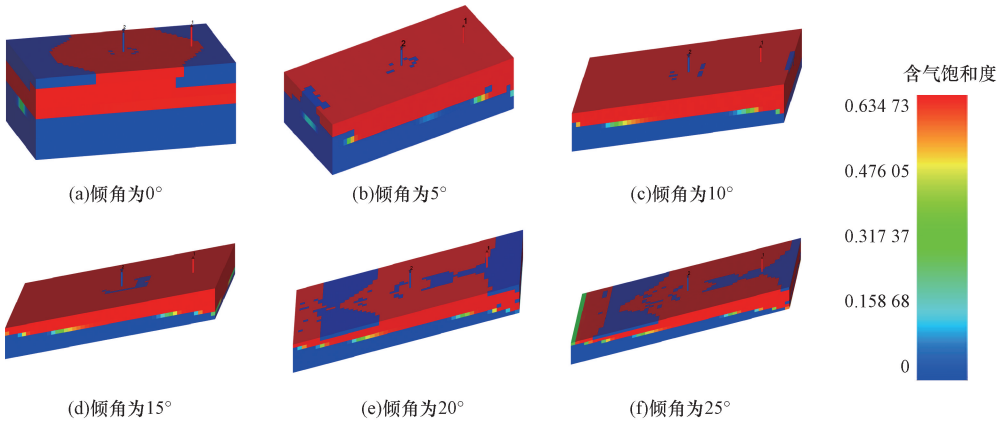


图 4 不同储层倾角下的最终含气饱和度分布图
Fig. 4 Final gas saturation distribution under different reservoir dip angles

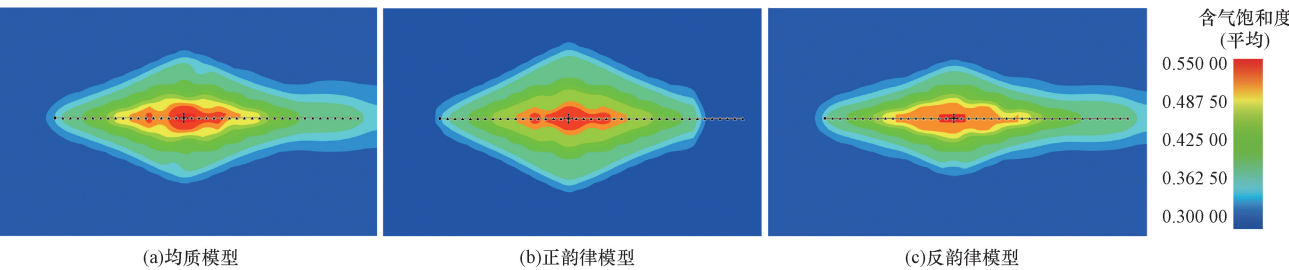


图 6 不同沉积类型下的最终含气饱和度分布图
Fig. 6 Final gas saturation distribution under different sedimentary types

显,CO₂越早突破,会沿着储层上部运移,不易发生窜流,增大了 CO₂的波及程度,迫使原油下移至生产井中被采出,此时,储层上部主要为油气两相流动,储层下部主要为油水两相流动。因此,随着储层倾角的增大,采出程度增加。

2.3 储层非均质性

2.3.1 储层韵律性

韵律性控制着渗透率在纵向上的变化,不同的韵律层具有不同的渗透率韵律^[20]。为研究储层韵律性对 CO₂辅助重力驱油开发效果的影响,共建立正韵律、反韵律、均质 3 种储层模型,其中,正韵律模型水平渗透率 1~4 层设为 20 mD,5~8 层设为 40 mD,反韵律模型水平渗透率 1~4 层设为 40 mD,5~8 层设为 20 mD,均质模型水平渗透率 1~8 层均设为 30 mD。注采井采用相同的工作制度,通过油藏数值模拟方法得到各方案的生产指标。由图 6、表 1 可知,在相同条件下,正韵律储层采出程度最高,反韵律储层采出程度最低。因此,正韵律储层对

表 1 不同沉积类型下的采出程度			
Table 1 Extraction degree under different sedimentary types			
沉积类型	均质	正韵律	反韵律
采出程度/%	20.55	21.61	19.20

于 CO_2 辅助重力驱油的开发效果最好,反韵律储层开发效果最差。注气井射孔在 1~3 层,由于反韵律储层上部渗透率较高,下部渗透率较低,注入的 CO_2 会优先进入渗透率较高的上部储层,又 CO_2 的密度相对于油和水的密度较低,导致 CO_2 在上部储层聚集,而下部储层因为受到气体的驱替较少,导致大量原油被留在储层中,因此采出程度较低。对于正韵律储层,下部储层渗透率较高,使得注入的 CO_2 会优先进入渗透率较高的下部储层,又 CO_2 在储层中的密度较低,使得 CO_2 易进入上部储层,在这两种作用的共同推动下, CO_2 能够较均匀地推动原油向生产井移动,因此,采出程度较高。由此可得,对于 CO_2 辅助重力驱油而言,正韵律储层更适合 CO_2 辅助重力驱油。

2.3.2 储层垂向渗透率与水平渗透率比值

储层垂向渗透率与水平渗透率是有差异的,一般采用垂向渗透率与水平渗透率的比值 (K_v/K_h) 来描述。为研究 K_v/K_h 对 CO_2 辅助重力驱油效果的影响,在保持垂向渗透率为定值 10 mD,改变水平方向渗透率,建立水平方向渗透率为 10、15、20、25、30、35、40、45 mD 共 8 个模型。由图 7 可知,随着 K_v/K_h 比值的增大,原油采出程度逐渐降低。 K_v/K_h 比值增大,垂向渗透率为定值,水平方向渗透率减小,说

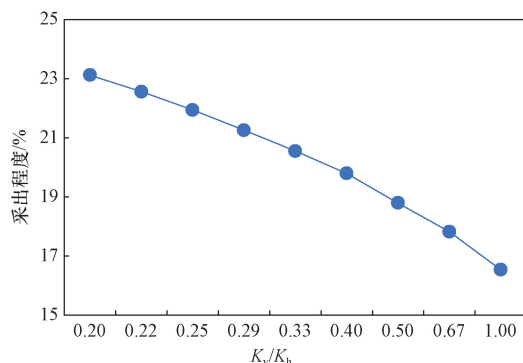


图 7 采出程度随垂向渗透率与水平渗透率比值的变化关系

Fig. 7 Relation of recovery degree with ratio of vertical permeability to horizontal permeability

明储层水平渗流能力减弱,同时水平方向上的渗透率影响着油气流动的方向性,当渗透率高时, CO_2 会出现优先突破现象。因此,当水平方向渗透率降低时,导致 CO_2 波及效率降低,使得采出程度降低。

2.3.3 储层渗透率级差

为研究渗透率级差对 CO_2 辅助重力驱油效果的影响,基于对储层韵律性研究的认识,进一步分析储层渗透率级差影响。在保证储层平均渗透率相同的条件下,建立级差为 1、2、3、4、5 共 5 个机理模型。由图 8 可知,随着渗透率级差的增大,气驱采出程度增大。在储层平均渗透率相同的条件下,渗透率级差越大,储层渗透率越高, CO_2 流动越好, CO_2 的波及效率越高^[21],因此,采出程度略微增加。

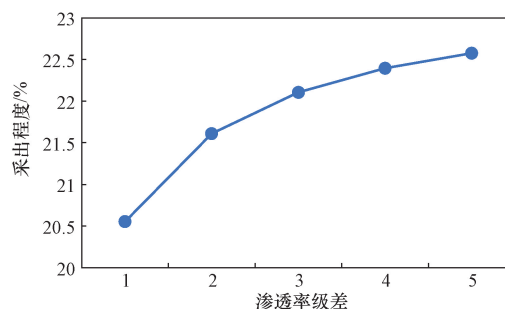


图 8 采出程度随渗透率级差的变化关系

Fig. 8 Relation of recovery degree with permeability stage difference

3 开发因素分析

3.1 注气井射孔位置

注气井建立在顶部(1、2 层)注气、中部(3、4 层)注气、下部(5、6 层)注气 3 种注气模型。由图 9、表 2 可知,中部注气采出程度最高,开发效果最好,下部注气采出程度最低,开发效果最差。研究所采用的是正韵律模型,正韵律模型上部渗透率较低,下部渗透率较高,模型在垂向上一共设置 8 层,其中 1~4 层渗透率较低,5~8 层渗透率较高,且水平井的位置放在第 7 层,位置偏底部,将注气井射孔位置放置在 3、4 层向注入井注气时,由于射孔位置

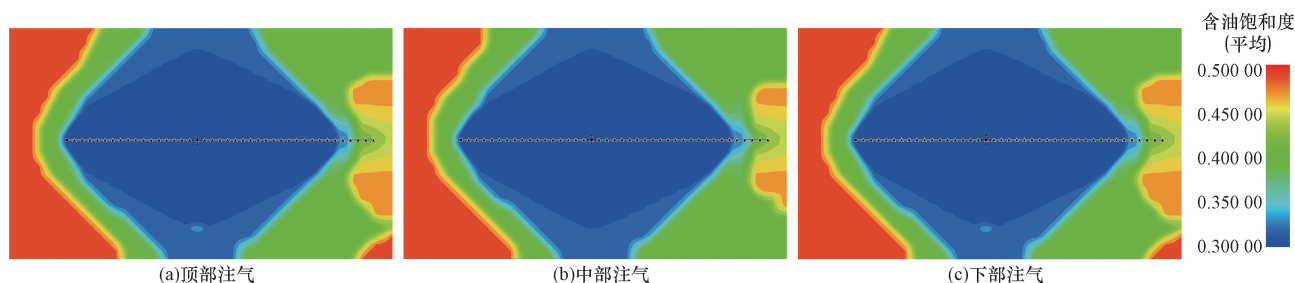


图 9 不同注气井射孔位置最终含油饱和度分布图

Fig. 9 Final oil saturation distribution at different perforation locations of gas injection wells

表 2 不同注气井射孔位置下的采出程度
Table 2 Production degree at different perforation locations of gas injection wells

注气井射孔位置	顶部(1,2 层)	中部(3,4 层)	下部(5,6 层)
	注气	注气	注气
采出程度/%	23.62	23.81	22.77

上面两层的渗透率较低,一方面气体不容易发生气窜,有更多的时间与储层中的原油接触,另一方面由于注气井不断注气形成气体聚集带推动油气界面下移,下部的渗透率相对又比较大,因此,能更好地驱替原油,使原油向第 7 层的水平井中移动。因此提高了原油的采出程度。

3.2 注入井射孔厚度

建立射孔厚度与储层厚度的比值分别为 0.125、0.25、0.375、0.5、0.625、0.75 共 6 个模型进行模拟。由图 10 可知,注入井射孔厚度对采出程度的影响不大,当射孔射在 1~5 层时,采出程度随着注入井射孔厚度的增大而增大,当射至第 6 层时,采出程度略有下降。说明气井射孔位置与水平井保持一定的距离,对储层中上部注气,更适合 CO₂辅助重力驱油。出现这种现象的原因可能是 CO₂在储层中的密度较小,在浮力与重力的共同作用下,如果注入井的射孔部位在渗透率较高的底部,很容易发生气窜,减少了 CO₂与原油的接触时间,降低了 CO₂的波及效率,因此,原油的采出程度降低。

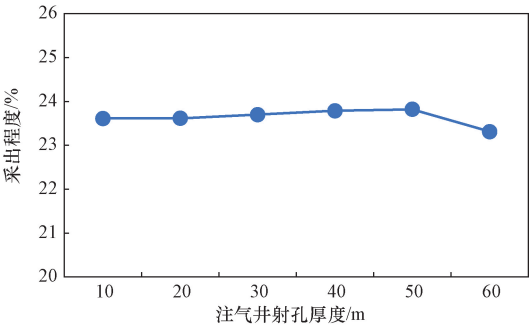


图 10 采出程度随注气井射孔厚度变化关系
Fig. 10 Relation of recovery degree with perforation thickness of gas injection well

3.3 水平段长度

为提高研究认识的适用性,采用无因次水平井段长度进行分析,无因次水平井段长度表示为水平井段长度与模型水平井筒方向的单元长度的比值。无因次水平井段长度共设置了 0.5、0.54、0.6、0.64、0.7、0.74、0.8 共 7 个机理模型。由图 11 可知,对于不同水平井段长度的油藏模型,随着水平井段长度的增加,采出程度逐渐增大,但是当水平井段长度大于 300 m 时,采收程度增加幅度开始减

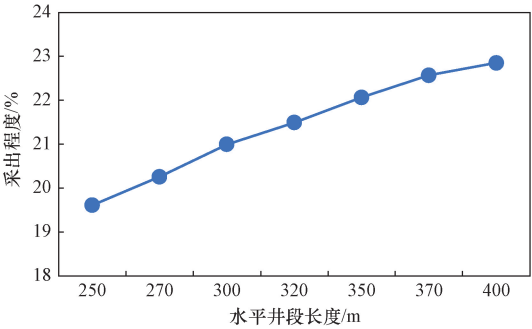


图 11 采出程度随水平井段长度变化关系
Fig. 11 Relation of recovery degree with horizontal well length

缓,因此得出最优的无因次水平井段长度为 0.8。当水平井段长度增大,注入的 CO₂波及范围增大,增大了 CO₂的波及效率,原油的采出程度也相应增加;当水平井段长度增加到超过最优无因次水平井段长度时,水平井段两端 CO₂波及效果变差,CO₂的波及效率降低,导致采出程度略微降低^[22]。

3.4 注气速度

为研究注气速度对 CO₂辅助重力驱油开发效果的影响,注气井日注气量分别设置了 10 000、11 000、12 000、13 000、14 000、15 000 m³/d 共 6 个机理模型。由图 12 可知,随着注气速度的增加,采出程度逐渐增大。随着注气量增加,注入压力也随之增大,导致储层压力增大,储层中原油与 CO₂接触的时间增多^[23],原油中 CO₂的溶解量也增大,使得原油体积膨胀,CO₂与原油的界面张力变小,原油黏度降低,改变了原油的流动性,增大了驱油效率,因此,采出程度增加^[24]。

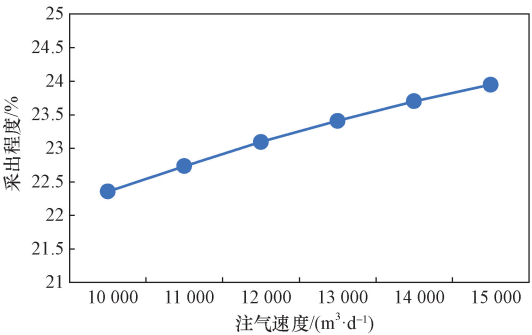


图 12 采出程度随注气速度的变化关系
Fig. 12 Relation of recovery degree with gas injection rate

4 各因素影响程度分析

4.1 正交实验设计

为研究各因素对 CO₂辅助重力驱油开发效果的影响程度,在上述研究的基础上进行正交试验设计,如表 3 所示,考虑储层倾角、垂向渗透率与水平

渗透率比值、储层平均渗透率、渗透率级差、水平段长度、注气井射孔厚度、注气速度共 7 个因素进行敏感性分析,每个因素含有 4 个水平^[25]。

4.2 正交模型计算结果及分析

根据上述正交设计表设计正交实验,每个因素有 4 个水平,因此,共设计 32 组正交试验方案。分别对 32 组方案建立相应的模型,通过数值模拟计算得到每组方案的采出程度,模拟结果如表 4 所示。

采用极差分析法,对各方案的实验结果进行分析,如表 5 所示, K 代表各因素对应水平实验结果的和, M 代表对应 K 的平均值, R 代表极差,为每一列最大 M 减去最小 M ,极差越大表示对采出程度的影响越大,由表 5 的结果可知,各因素对采出程度影响为:垂向与水平渗透率比值 > 水平井段长度 > 储层倾角 > 注气速度 > 储层渗透率 > 注气井射孔厚度 > 渗透率级差。

表 3 正交设计表

Table 3 Orthogonal design table

水平	储层倾角/(°)	K_v/K_h	储层渗透率/mD	渗透率级差/mD	水平段长度/m	注气井射孔厚度/m	注气速度/($m^3 \cdot d^{-1}$)
1	0	1	10	1	250	10	11 000
2	5	0.50	20	2	300	30	13 000
3	10	0.33	30	3	350	50	14 000
4	15	0.25	40	4	400	60	15 000

表 4 正交实验设计表及实验结果

Table 4 Orthogonal experimental design table and experimental results

编号	储层倾角/(°)	K_v/K_h	储层渗透率/mD	渗透率级差	水平段长度/m	注气井射孔厚度/m	注气速度/($m^3 \cdot d^{-1}$)	采出程度/%
1	0	1	10	1	250	10	11 000	13.64
2	0	1	20	2	400	60	14 000	14.93
3	0	0.5	30	4	250	30	14 000	15.97
4	0	0.5	40	3	400	50	11 000	17.90
5	0	0.33	10	3	300	60	13 000	17.67
6	0	0.33	20	4	350	10	15 000	19.57
7	0	0.25	30	2	300	50	15 000	19.53
8	0	0.25	40	1	350	30	13 000	20.47
9	5	1	30	4	350	60	13 000	14.17
10	5	1	40	3	300	10	15 000	19.51
11	5	0.5	10	1	350	50	15 000	15.73
12	5	0.5	20	2	300	30	13 000	16.73
13	5	0.33	30	2	400	10	11 000	19.74
14	5	0.33	40	1	250	60	14 000	17.60
15	5	0.25	10	3	400	30	14 000	16.52
16	5	0.25	20	4	250	50	11 000	15.16
17	10	1	30	1	400	30	15 000	21.11
18	10	1	40	2	250	50	13 000	17.63
19	10	0.5	10	4	400	10	13 000	22.31
20	10	0.5	20	3	250	60	15 000	18.03
21	10	0.33	30	3	350	50	14 000	20.59
22	10	0.33	40	4	300	30	11 000	19.03
23	10	0.25	10	2	350	60	11 000	18.95
24	10	0.25	20	1	300	10	14 000	18.26
25	15	1	10	4	300	50	1 4000	14.74
26	15	1	20	3	350	30	11 000	14.92
27	15	0.5	30	1	300	60	11 000	15.80
28	15	0.5	40	2	350	10	14 000	17.66
29	15	0.33	10	2	250	30	15 000	16.76
30	15	0.33	20	1	400	50	13 000	20.38
31	15	0.25	30	3	250	10	13 000	17.89
32	15	0.25	40	4	400	60	15 000	24.27

表 5 正交实验结果分析

Table 5 Analysis of orthogonal experiment result

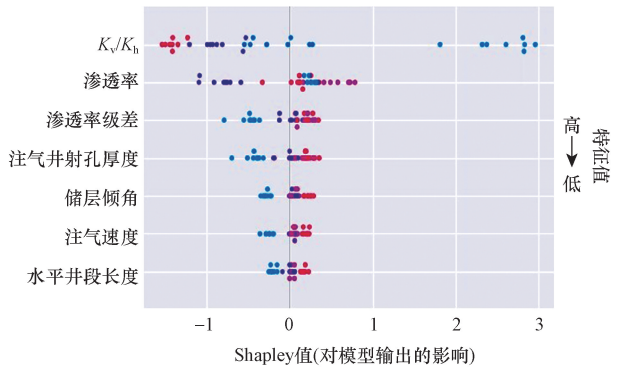
计算参数	储层倾角/(°)	K_v/K_h	储层渗透率/mD	渗透率级差	水平井段长度/m	注气井射孔厚度/m	注气速度/($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)
K_1	139.68	130.65	136.32	143.00	132.69	148.59	135.15
K_2	135.17	140.13	137.99	141.94	141.27	141.51	147.26
K_3	155.92	151.35	144.81	143.02	142.06	141.66	136.28
K_4	142.43	168.73	154.08	145.23	157.17	141.43	154.51
M_1	34.92	32.66	34.08	35.75	33.17	37.15	33.79
M_2	33.79	35.03	34.50	35.49	35.32	35.38	36.82
M_3	38.98	37.84	36.20	35.76	35.52	35.42	34.07
M_4	35.61	42.18	38.52	36.31	39.29	35.36	38.63
极差 R	5.19	9.52	4.44	0.82	6.12	1.79	4.84

4.3 Shapley 值多因素分析

Shapley 值是所有特征值的平均边际“贡献”。在一个多特征模型中,每个特征对最终预测结果都会产生一定的影响。而 Shapley 值就是根据每个特征对预测结果的影响程度进行分配^[26]。

通过表 4 模拟计算出各因素下的采出程度,利用决策树的特殊结构,计算每个特征的 Shapley 值,每个特征的 Shapley 值是该特征对预测结果的“贡献”,然后计算出整个特征集合的 Shapley 值。通过计算的 Shapley 值来解释模型中各个特征对预测结果的影响程度。

如图 13 所示,摘要图中的每个点代表一个特征值,在 y 轴方向上表示该特征的贡献大小,越靠上表示贡献越大。由图 13 可知,各因素对采出程度影响为:垂向与水平渗透率比值 > 储层渗透率 > 渗透率级差 > 注气井射孔厚度 > 储层倾角 > 注气速度 > 水平井段长度。



红色点表示特征正相关程度,有助于提高预测;蓝色点表示特征负相关程度,有助于降低预测;紫色为过渡色,由红色点和蓝色点堆积而形成

图 13 SHAP 摘要图

Fig. 13 SHAP summary diagram

5 矿场试验效果分析

油藏 H 区块为砂岩储层,砂岩厚度不稳定,储

层内部结构复杂,渗透率低,非均质性强,进行常规注水开发,注水开发期间累积产油 4 186.45 t,开发后期含水率高达 81.3%,平均日产油量为 0.63 m³/d,后期注水困难,开发效果不理想。结合油藏实际开发要求,以部分油藏区域进行 CO₂辅助重力驱油开发实验。采用反九点井网,顶部直井注气,底部水平井开采,与常规注水开发效果进行比较,由表 6 可知,相较于常规注水开发,注 CO₂辅助重力驱油开发方式增油效果显著,整个开发阶段,注 CO₂开发的日产油量提高,累积产油是注水开发的 2.1 倍,增产效果显著。因此,在该条件下,采用注 CO₂辅助重力驱油方式可以获得理想的开发效果。

表 6 两种开发方式开发效果对比数据表

Table 6 Comparative data table of development effects of the two development methods

开发方式	初期平均 日产油量/ ($\text{t} \cdot \text{d}^{-1}$)	平均日 产油量/ ($\text{t} \cdot \text{d}^{-1}$)	累积 产油量/t
注水开发	3.67	0.63	4 186.45
CO ₂ 辅助重力驱油	5.26	2.73	8 791.47

6 结论

(1)建立一注一采机理模型,得出 CO₂辅助重力驱油在正韵律储层开发效果更好;中部注气更适合 CO₂辅助重力驱油;无因次水平井段长度为 0.8 时效率最高;储层倾角、平均渗透率、注气速度与开发效果呈正相关;垂向渗透率与水平渗透率比值、渗透率级差与开发效果呈负相关。

(2)通过正交实验设计方法,得出各因素对 CO₂辅助重力驱油的影响程度为:垂向渗透率与水平渗透率比值 > 水平井段长度 > 储层倾角 > 注气速度 > 储层渗透率 > 注气井射孔厚度 > 渗透率级差。

(3)通过 Shapley 值分析,得出各因素对 CO_2 辅助重力驱油的影响程度为:垂向渗透率与水平渗透率比值 > 储层渗透率 > 渗透率级差 > 注气井射孔厚度 > 储层倾角 > 注气速度 > 水平井段长度。

(4)矿场试验开发效果初步分析表明:H 区块油藏注 CO_2 辅助重力驱油开发效果较显著,累计产油量为常规注水开发的 2.1 倍以上,可以高效开发低渗透油藏。

参 考 文 献

- [1] 郭红强, 杜敏, 姚健, 等. 延长低渗透油藏 CO_2 驱油参数优化数值模拟研究[J]. 非常规油气, 2024, 11(1): 78-84.
Guo Hongqiang, Du Min, Yao Jian, et al. Numerical simulation of CO_2 displacement parameters optimization in Yanchang low permeability reservoir[J]. Unconventional Oil and Gas, 2024, 11(1): 78-84.
- [2] 李士伦, 孙雷, 陈祖华, 等. 再论 CO_2 驱提高采收率油藏工程理念和开发模式的发展[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(3): 1-14, 141.
Li Shilun, Sun Lei, Chen Zuhua, et al. Reservoir engineering concept and development model of enhanced oil recovery with CO_2 flooding[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(3): 1-14, 141.
- [3] 张成龙, 胡丽莎, 牛兆轩, 等. CO_2 -EOR 在低渗透滩坝砂油藏的应用初探——以高 89 为例[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(15): 6393-6401.
Zhang Chenglong, Hu Lisha, Niu Zhaoxuan, et al. Application of CO_2 -EOR in low permeability beach bar sand reservoir: a case study of Gao 89[J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(15): 6393-6401.
- [4] 何登辉, 屈亚光, 万翠蓉, 等. 低渗油藏 CO_2 驱井网优化调整及开发效果影响因素[J]. 科学技术与工程, 2022, 22(33): 14700-14706.
He Denghui, Qu Yaguang, Wan Cuirong, et al. Optimization and adjustment of CO_2 flooding pattern in low permeability reservoir and influencing factors of development effect[J]. Science Technology and Engineering, 2022, 22(33): 14700-14706.
- [5] 赵凤兰, 王雨, 黄世军, 等. 运移距离对 CO_2 混相驱重力超覆的影响规律及表征分析[J]. 科学技术与工程, 2024, 24(3): 1021-1028.
Zhao Fenglan, Wang Yu, Huang Shijun, et al. Effect and characterization of migration distance on gravity overlap in CO_2 miscible flooding[J]. Science Technology and Engineering, 2024, 24(3): 1021-1028.
- [6] 刘杨, 刘非凡, 孙肖, 等. 低渗油藏 CO_2 驱提高采收率模拟技术研究[J]. 云南化工, 2023, 50(11): 138-143.
Liu Yang, Liu Feifan, Sun Xiao, et al. Study on simulation technology of enhanced oil recovery by CO_2 flooding in low permeability reservoir[J]. Yunnan Chemical Industry, 2023, 50(11): 138-143.
- [7] Zhu D, Li B, Chen L, et al. Experimental investigation of CO_2 foam flooding-enhanced oil recovery in fractured low-permeability reservoirs: core-scale to pore-scale[J]. Fuel, 2024, 362: 130792.
- [8] Chen Z, Su Y L, Li L, et al. Characteristics and mechanisms of supercritical CO_2 flooding under different factors in low-permeability reservoirs[J]. Petroleum Science, 2022, 19(3): 1174-1184.
- [9] 罗冬阳, 乔聪颖, 谷悦, 等. tNavigator 基于现代 CPU 和 GPU 计算平台的精细油藏模拟器助力大型油气田高效开发[J]. 电脑知识与技术, 2020, 16(18): 205-206.
Luo Dongyang, Qiao Congying, Gu Yue, et al. tNavigator's fine reservoir simulator based on modern CPU and GPU computing platform helps efficient development of large oil and gas fields[J]. Computer Knowledge and Technology, 2019, 16(18): 205-206.
- [10] 李士伦, 汤勇, 侯承希. 注 CO_2 提高采收率技术现状及发展趋势[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(3): 1-8.
Li Shilun, Tang Yong, Hou Chengxi. Current situation and development trend of CO_2 injection technology for enhanced oil recovery[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(3): 1-8.
- [11] 孔凡顺, 李延军, 郭天娇, 等. 注 CO_2 重力驱技术在海拉尔油田高倾角断块油藏的适用性[J]. 大庆石油地质与开发, 2023, 42(6): 75-81.
Kong Fanshun, Li Yanjun, Guo Tianjiao, et al. Applicability of CO_2 injection gravity flooding technology in high dip fault block reservoir in Hailaer oilfield[J]. Daqing Petroleum Geology and Development, 2023, 42(6): 75-81.
- [12] 李政, 吕文峰, 王宏志, 等. 低渗透平面非均质油藏注采井布井方式对 CO_2 驱开发效果的影响[J]. 大庆石油地质与开发, 2024, 43(1): 149-157.
Li Zheng, Lü Wenfeng, Wang Hongzhi, et al. Effect of well layout of injection-production wells on CO_2 flooding development in low permeability planar heterogeneous reservoirs[J]. Daqing Petroleum Geology and Development, 2024, 43(1): 149-157.
- [13] 雷梦, 屈亚光, 万翠蓉, 等. CO_2 辅助重力驱油开发效果影响因素分析[J]. 特种油气藏, 2022, 29(6): 133-140.
Lei Meng, Qu Yaguang, Wan Cuirong, et al. Analysis of influencing factors of CO_2 -assisted gravity flooding[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2022, 29(6): 133-140.
- [14] 马英瑞, 陈晨, 刘祥, 等. CO_2 封存数值模拟研究——以西部某油田驱油为例[J]. 钻探工程, 2023, 50(S1): 498-501.
Ma Yingrui, Chen Chen, Liu Xiang, et al. Numerical simulation of CO_2 sequestration: a case study of oil flooding in a western oilfield[J]. Drilling Engineering, 2023, 50(S1): 498-501.
- [15] 刘德华. 油藏工程基础[M]. 北京: 石油工业出版社, 2011.
Liu Dehua. Fundamentals of reservoir engineering [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.
- [16] 李隆新, 吴锋, 张烈辉. 低渗透油藏 CO_2 混相驱对储层改造作用的实验研究[J]. 科学技术与工程, 2013, 13(13): 3588-3591, 3608.
Li Longxin, Wu Feng, Zhang Lihui. Experimental study on the effect of CO_2 miscible flooding on reservoir reconstruction in low permeability reservoir[J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(13): 3588-3591, 3608.
- [17] 陈祖华. ZJD 油田阜宁组大倾角油藏注 CO_2 方式探讨[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2014, 36(6): 83-87.
Chen Zuhua. Discussion on CO_2 injection method in large dip oil reservoir of Funing Formation, ZJD oilfield[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Natural Science Edition), 2014, 36(6): 83-87.

- [18] 程海贺. 低渗透油藏 CO₂ 驱油开发模式分析[J]. 化工管理, 2021(26): 193-194.
Cheng Haihe. Analysis of CO₂ flooding development model in low permeability reservoir[J]. Chemical Management, 2021(26): 193-194.
- [19] 常元昊, 姜汉桥, 李俊键, 等. 高倾角低渗断块油藏顶部注气规律研究[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(33): 179-183.
Chang Yuanhao, Jiang Hanqiao, Li Junjian, et al. Research on gas injection law at the top of high dip and low permeability fault block reservoir[J]. Science Technology and Engineering, 2016, 16(33): 179-183.
- [20] 王国民, 高江取, 刘孔章, 等. 复杂断块油藏氮气驱提高采收率技术研究[J]. 特种油气藏, 2004(3): 46-48, 67-107.
Wang Guomin, Gao Jiangqu, Liu Kongzhang, et al. Study on enhanced oil recovery technology by nitrogen flooding in complex fault block reservoirs[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2004(3): 46-48, 67-107.
- [21] 杨勇. 胜利油田特低渗透油藏 CO₂ 驱技术研究与实践[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(1): 11-19.
Yang Yong. Research and practice of CO₂ flooding technology for ultra-low permeability reservoir in Shengli oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 11-19.
- [22] 孔凡群. 低渗透油藏 CO₂ 非混相驱气窜影响因素试验[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2021, 45(3): 97-103.
Kong Fanqun. Experiment on influencing factors of CO₂ immiscible gas channeling in low permeability reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum (Natural Science Edition), 2021, 45(3): 97-103.
- [23] 郑伟, 姜汉桥, 陈民锋, 等. 低渗透油藏混合井网系统合理注采井距确定[J]. 新疆石油地质, 2010, 31(6): 637-640.
Zheng Wei, Jiang Hanqiao, Chen Minfeng, et al. Determination of reasonable injection-production well spacing in mixed well pattern system of low permeability reservoir[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2010, 31(6): 637-640.
- [24] 陈禹欣, 杨胜来, 张小霞. 注气压力和注入气体对驱油效率影响的实验研究[J]. 复杂油气藏, 2011, 4(1): 63-65.
Chen Yuxin, Yang Shenglai, Zhang Xiaoxia. Experimental study on Effect of gas injection pressure and gas injection on oil displacement efficiency[J]. Complex Oil and Gas Reservoirs, 2011, 4(1): 63-65.
- [25] 张丽雅, 宋兆杰, 马平华, 等. 稠油油藏注超临界二氧化碳驱油影响因素分析[J]. 地质与勘探, 2017, 53(4): 801-806.
Zhang Liya, Song Zhaojie, Ma Pinghua, et al. Analysis of influencing factors of supercritical carbon dioxide flooding in heavy oil reservoirs[J]. Geology and Exploration, 2017, 53(4): 801-806.
- [26] Ye T R, Xiao Y T, Zhao Y, et al. Multi-modal data-assisted prediction and analysis of shale gas production performance at early production stage in Weirong shale gas field, Sichuan Basin, China [C]//SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. Denver: SPE, 2023: 1-18.