

文章编号:1009-9603(2023)02-0168-06

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.202211013

CCUS-EOR 开发同步埋存阶段长度的确定方法

王高峰¹,曹亚明²,解志薇³,刘媛³

(1.中国石油勘探开发研究院,北京 100083; 2.中国石油冀东油田分公司,河北唐山 063000; 3.中国石油华北油田公司,河北沧州 062550)

摘要:CCUS-EOR 开发周期分为同步埋存和深度埋存两大阶段,确定同步埋存阶段长度是 CCUS-EOR 开发方案设计的一项重要内容。根据 CO₂ 驱产油量变化情况,可将同步埋存阶段进一步划分为上产期、稳产期和递减期。上产期的时间长度由见气见效时的累积注入量与年注气速度计算,稳产期的时间长度即稳产年限借助气驱“油墙”集中采出时间测算,递减期内的阶段采出程度变化情况则利用典型产量递减规律研究,气驱产量递减率和稳产期采油速度需根据气驱增产倍数概念确定,从而建立了 CO₂ 驱阶段采出程度评价数学模型,提出将阶段采出程度逼近最终采收率的时刻作为同步埋存阶段与深度埋存阶段的转换点并引入阶段转换判据;同步埋存阶段长度扣除上产期和稳产年限即为递减期的时间长度。

关键词:CCUS-EOR 开发;同步埋存;深度埋存;阶段采出程度评价模型;阶段转换判据;CO₂ 驱
中图分类号:TE311 **文献标识码:**A

Method for determining time length of simultaneous sequestration phase of CCUS-EOR development

WANG Gaofeng¹, CAO Yaming², XIE Zhiwei³, LIU Yuan³

(1. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing City, 100083, China; 2. Jidong Oilfield of PetroChina, Tangshan City, Hebei Province, 063000, China; 3. Huabei Oilfield of PetroChina, Cangzhou City, Hebei Province, 062550, China)

Abstract: The life cycle of CCUS-EOR development can be divided into two parts. One is the simultaneous sequestration phase (SSP), and the other is the deep burial phase (DBP) of CCS. Determining the time length of SSP is an important part of CCUS-EOR development scheme design. According to the change trend of oil production under CO₂ flooding, SSP can be further divided into an oil production rising period, a stable oil production period, and an oil production declining period. The time length of the oil production rising period is calculated from the annual gas injection rate and the cumulative injection amount at the gas emergence time. The time length of the stable oil production period under gas flooding is calculated by means of “centralized recovery time of oil bank”. The change of stage recovery during the oil production declining period is studied by using the representative decline curves. The oil recovery rate during the stable oil production period and oil production decline rate under gas flooding are measured based on the concept of “oil production multiplier due to gas flooding”. Thus, a mathematical model for evaluating stage recovery in the case of CO₂ flooding is established. The moment when the stage recovery under CO₂ flooding approaches the estimated ultimate recovery is proposed as the transition point between SSP and DBP. On this basis, a phase transition criterion is introduced. The time length of SSP minus those of the oil production rising period and the stable oil production period is the time length of the oil production declining period.

Key words: CCUS-EOR development; simultaneous sequestration; deep burial; evaluation model of stage recovery; phase transition criterion; CO₂ flooding

全球范围内通过 CCUS 方式注入地下的二氧化碳 碳达到 10 亿吨级,其大规模碳埋存能力已被证

收稿日期:2022-11-20。

作者简介:王高峰(1980—),男,河南许昌人,高级工程师,硕士,从事注气技术研究工作。E-mail:wanggaofeng@petrochina.com.cn。

基金项目:中国石油上游科技项目“碳驱油碳埋存一体化协同技术研究”(kt2022-8-20)和“冀东高深北区高 66X1 断块 E_{s3}³II 油组碳驱油碳埋存先导试验”(2022ZS0806)。

实^[1-2],被视为石油企业碳中和的托底技术。目前,CO₂驱油过程仍为CCUS-EOR项目产生的唯一环节,承载了碳捕集和管道输送投资成本;相同井口碳价下,全流程项目的效益显著低于单纯的CO₂驱油项目。双碳背景下,已注入油藏并被埋存的CO₂不能被再次采出排放,CCUS-EOR开发应为最后一次提高原油采收率的机会。在资源品质劣质化、开发对象复杂化形势下,保障供给趋紧,需要更加珍惜已动用储量,充分采掘探明资源,最大程度提高采收率。

CCUS-EOR开发可以分为4个阶段:第1个阶段是从注气到见气,第2个阶段是从见气到气窜,第3个阶段是气窜到废弃,第4个阶段为油藏废弃后的CCUS深度埋存阶段。前3个阶段由于注入、驱替、采油、埋存往往同步发生,统称为同步埋存阶段^[3],该阶段要考虑基于扩大波及体积的大体积注入方案设计,以逼近极限采收率^[4-6]。因此,确定同步埋存阶段即CO₂驱油阶段的时间跨度或累积注入量,对于CCUS-EOR开发阶段转换以追求最高采收率及准确确定合理注气时间为供气合同签订均有实际指导作用,也是CCUS-EOR开发方案设计的关键指标。

目前注气方案设计依赖的多组分数值模拟技术涉及相渗曲线测量、三维地质模型建立、复杂相态变化和相渗流行为表征等工作,研究过程比较繁琐且准确性难以保障^[4,7-11],有必要开展气驱油藏工程方法研究,为确定气驱生产指标提供实用可靠的方法。目前已建立了气驱注采比和单井日注气量的确定方法^[12-13],但累积注入量或者同步埋存阶段长度的确定方法尚未明确地提出。为此,建立CO₂驱阶段采出程度评价模型,提出同步埋存阶段向深度埋存阶段转换时机的判别方法,为确定同步埋存阶段长度提供方法,以期完善CCUS-EOR开发理论,对CCUS-EOR开发方案编制和全周期开发管理提供借鉴。

1 方法原理

1.1 CCUS-EOR同步埋存阶段长度

一般地,可以把某一油田区块开始整体注气的时刻作为转入CO₂驱的时间,CCUS-EOR项目同步埋存阶段为上产期(从注气到整体见气)、稳产期(从整体见气到气窜)和递减期3个阶段的时间长度之和,即:

$$T_{ss} = T_e + T_s + T_{dec} \quad (1)$$

确定了以上3个阶段的时间长度,即可计算同步埋存阶段长度。下面分别给出3个阶段时间长度的确定方法。

1.2 上产期时间长度的确定

理论分析和实践经验表明^[6],中国正常注气开发油藏从注气到见气见效阶段累积注入量约为0.08 HCPV(基于转驱时烃类孔隙体积),见气见效时的累积注气量详细计算方法可以参考文献^[6]。气驱上产期时间长度表达式为:

$$T_e = \frac{G_{injcum-c}}{V_{inG}} \quad (2)$$

根据单井注入量,可以计算基于转驱时烃类孔隙体积的年注气速度,其表达式为:

$$V_{inG} = \frac{365n_{in}q_{ing}}{N_o(1-R_{e0})\frac{B_o}{\rho_o}} \quad (3)$$

1.3 稳产期时间长度的确定

“油墙”主体的采出时间对应于气驱稳产期(见效高峰期)。笔者将气驱“油墙”的形成机制概括为差异化运移和加速凝析加积^[14-15],并提出了“油墙”集中采出时间的概念,为气驱稳产年限计算和气驱开发阶段定量划分提供了理论依据^[15]。CO₂驱稳产年限(“油墙”集中采出时间)的具体计算方法为^[15]:

$$\left\{ \begin{array}{l} T_s = \frac{E_{Rw}}{E_{Dwi}} \times \frac{a_{wp}L^2}{a_{wp}L^2 - A_{ob}} \times \frac{A_{ob}h_e\phi\Delta S_{ob}\rho_o}{365r_{ow}F_{gw}q_{ow0}B_{ob}} \\ \frac{L}{W_{ob}} = 1 + \frac{0.001K_a + 0.1}{0.15\frac{p_R}{p_{MM}}\left(1 - \frac{0.3}{\mu_o^{0.25}}\frac{p_R}{p_{MM}}\right)} \\ \Delta S_{ob} = (0.001K_a + 0.1)\frac{p_R}{p_{MM}}S_o \\ A_{ob} = m_{Aob}\left[a_{wp} - \pi\left(1 - \frac{W_{ob}}{L}\right)^2\right]L^2 \end{array} \right. \quad (4)$$

低渗透油藏气驱增产倍数表达式为^[16-19]:

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_{og} = F_{gw}Q_{ow} \\ F_{gw} = \frac{R_1 - R_2}{1 - R_2} \end{array} \right. \quad (5)$$

需指出,适合CO₂驱油藏的渗透率下限取0.5 mD^[18-20], (4)式适于0.5 mD以上水气交替注入油藏。在应用(4)式时,对于能够正常水驱却直接采用注气开发的区块,可参考同类型油藏对其水驱采收率和水驱油效率进行标定或测量;对于强水敏等难以

实施注水开发的区块,需不考虑水敏伤害因素,借鉴与原始渗透率和地层油黏度相似的砂岩油藏对其水驱采收率和驱油效率进行标定。

1.4 递减期时间长度的确定

1.4.1 CCUS-EOR 开发阶段转换时间

笔者提出,将同步埋存阶段的气驱阶段采出程度与气驱最终采收率的相对偏差小于某个数值(比如5%)的时刻(年份)作为CCUS-EOR项目同步埋存阶段向纯粹CCS深度埋存阶段的转折点,即:

$$1 - \frac{E_{Rg}}{E_{Rgu}} < \delta \quad (6)$$

1.4.2 同步埋存阶段采出程度评价模型

将试验区整体注气时间作为转入CO₂驱时间,气驱采出程度可以表示为上产期、稳产期和递减期3个气驱阶段的采出程度之和:

$$E_{Rg} = \Delta E_{Rge} + \Delta E_{Rgs} + \Delta E_{Rgd}(T_{dec}) \quad (7)$$

3个阶段的采出程度与采油速度存在以下关系:

$$\Delta E_{Rge} = T_e R_{vge} \quad (8)$$

$$\Delta E_{Rgs} = T_s R_{vgs} \quad (9)$$

$$\Delta E_{Rgd}(T_{dec}) = \sum_{j=1}^{T_{dec}} R_{vgdecj} \quad (10)$$

将气驱上产期的平均采油速度记为稳产期采油速度的 r_{co} 倍,则有:

$$R_{vge} = r_{co} R_{vgs} \quad (11)$$

通常以指数递减、调和递减、双曲递减等数学关系描述产油量随时间的递减变化特征。通过引入递减规律函数 $f(j)$,从开始递减起算第 j 年的采油速度与稳产期采油速度的关系可写作:

$$R_{vgdecj} = R_{vgs} f(j) \quad (12)$$

其中:

$$f(j) = \begin{cases} e^{-D_{og}j} & \text{指数递减} \\ \left(1 + nD_{og}j\right)^{\frac{1}{n}} & \text{双曲递减} \\ \frac{1}{1 + D_{og}j} & \text{调和递减} \end{cases} \quad (13)$$

将(12)–(13)式代入(10)式,根据微积分方法,可得到从产量递减起算到第 T_{dec} 年这一阶段的气驱采出程度:

$$\Delta E_{Rgd} = R_{vgs} \sum_{j=1}^{T_{dec}} f(j) = R_{vgs} \gamma(T_{dec}) \quad (14)$$

(14)式中的 $\gamma(T_{dec})$ 可称为等效延长稳产时间函数,在数值上等于递减期前 T_{dec} 年的阶段采出程度除以稳产期采油速度,其具体算法为:

$$\gamma(T_{dec}) = \begin{cases} \frac{1 - e^{-D_{og}T_{dec}}}{e^{D_{og}} - 1} & \text{指数递减} \\ \frac{1 - \left(1 + nD_{og}T_{dec}\right)^{\frac{n-1}{n}}}{(1-n)D_{og}} & \text{双曲递减} \\ \frac{\ln(1 + D_{og}T_{dec})}{D_{og}} & \text{调和递减} \end{cases} \quad (15)$$

将(8),(9),(11),(14)式代入(7)式可得到气驱上产期采出程度计算模型:

$$E_{Rg}(T_{dec}) = R_{vgs} \left[T_e r_{co} + T_s + \gamma(T_{dec}) \right] \quad (16)$$

显然,(16)式是递减时间的函数,将其中的等效延长稳产时间函数的递减年限取值为无穷大,即可得到气驱最终采收率。

由于气驱上产期采出程度对气驱采收率的贡献较小,CO₂驱稳产年限的确定方法由(4)式计算。下面主要介绍气驱产量递减率和稳产期采油速度的计算方法。

1.4.3 CO₂驱产量递减率的确定

将(5)式的产量对时间求导数得到:

$$\frac{dQ_{og}}{dt} = F_{gw} \frac{dQ_{ow}}{dt} \quad (17)$$

(17)式表明,气驱产量递减特征类似于水驱,并且气驱产量随时间绝对递减率为水驱产量绝对递减率的常数倍,该倍数即气驱增产倍数。

产量递减率为相对递减率,其定义式如下:

$$D_{og} = -\frac{dQ_{og}}{Q_{og}dt} \quad (18)$$

$$D_{ow} = -\frac{dQ_{ow}}{Q_{ow}dt} \quad (19)$$

联合(17)–(19)式,整理得到:

$$D_{og} = D_{ow} \quad (20)$$

(20)式表明,气驱产量递减率可以用水驱产量递减率估算,气驱产量递减特征类似于水驱。当然,递减率也可根据矿场注气的经验得到。

1.4.4 CO₂驱稳产期采油速度计算

借助气驱增产倍数概念,可以得到气驱稳产期(见效高峰期)采油速度的计算方法:

$$R_{vgs} = \frac{365n_o F_{gw} q_{ow0}}{N_o} \quad (21)$$

1.5 方法应用步骤

在应用本文方法时,先根据文献[6]计算见气见效时的累积注入量,并根据(3)式计算年注气速度,两者代入(2)式计算上产期的时间长度,根据(4)式计算CO₂驱稳产年限。

递减期的时间长度需间接计算,其步骤包括:

①先研究、判断试验区产油量递减所服从的递减规律(指数递减、调和递减或双曲递减)。②在(15)式中选择等效延长稳产时间函数的具体形式,将(20)一(21)式代入(16)式,可研究气驱采出程度随着注气时间的变化情况。③根据(6)式可知,如果某一时刻的气驱采出程度与气驱最终采收率的相对偏差小于转换判据 δ (通常可取值为5%),则将这一时刻作为同步埋存阶段与深度埋存阶段的转换点,从而确定同步埋存阶段的长度。同步埋存阶段长度扣除上产期的时间长度和稳产年限后,即可得到递减期的时间长度。

2 实例应用分析

以吉林油田实施CO₂驱开发的H区块为例,验证CCUS-EOR开发同步埋存阶段长度的确定方法的可行性。该区块的原始地质储量为 80×10^4 t,共有CO₂注入井5口,有效厚度为10 m,转驱时的采出程度为3.5%,注入气的地下密度为0.6 t/m³,地层原油密度为0.75 t/m³,原油体积系数为1.16,设计单井日注气量为34 t/d。该区块采用反七点井网注气,能够实现CO₂混相驱开发,注采井距为285 m,气驱稳产期单井日产气量为3.5 t/d,有效厚度为10 m,“油墙”面积修正系数为0.95。地层原油黏度为2.0 mPa·s,CO₂驱的“油墙油”密度取0.75 kg/m³、体积系数取1.25。该区块的同类型油田产量递减类型可按指数递减进行研究,低渗透油藏气驱产量递减率与水驱的相当,约为13%。

根据文献[6]可以计算出见气见效时需累积注气量为0.076 HCPV,根据(3)式计算年注气速度约为0.1 HCPV,代入(2)式计算上产期的时间长度约为0.75 a。H区块在上产期采取低速采油方式,上产期与稳产期采油速度之比为0.2,以快速抬高地层压力,促进混相。根据(21)式计算出稳产采油速度为2.8%。将上述参数代入(4)式可计算出“油墙”集中采出时间为2.6 a。

根据(15)式计算结果可以绘制出同步埋存阶段不同注气时间的阶段采出程度(图1)。由图1可知,累积注气时间约为23 a时的气驱采出程度为28.88%,与气驱最终采收率(30.3%)的相对偏差为4.7%(转换判据 δ 取值5%),据此可以认为此时采出程度已接近混相气驱的采收率极限。故同步埋存阶段23 a后即可转入纯粹的CCS深度埋存阶段。

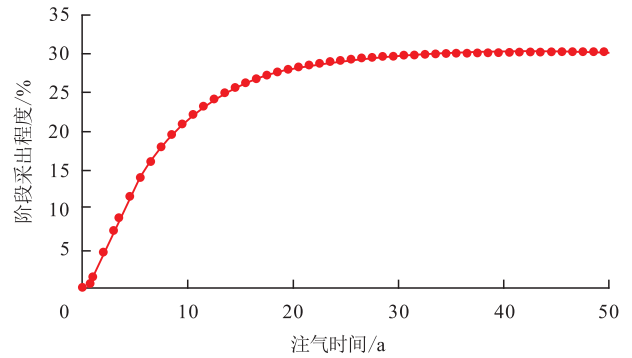


图1 H区块CO₂驱阶段采出程度变化

Fig.1 Recovery under CO₂ flooding in Pilot H

一般地,对于气源充足稳定的低渗透油藏CO₂驱项目,年注气速度通常为0.05~0.1 HCPV,同步埋存阶段若按20 a计算,累积注入量为1.0~2.0 HCPV,考虑混合水气交替联合周期生产(HWAG-PP)油藏管理模式后期采用锥形段塞,用气量减少,累积注入量约为1.5 HCPV;加上转CO₂驱之前往往已注水开发10~20 a,油藏服役年限达到30~50 a是可以接受的。综合考虑,对于条件具备的油藏,推荐CCUS-EOR开发同步埋存阶段注入量为1.5 HCPV时可转入纯粹CCS的深度埋存阶段。

3 结论

CCUS开发阶段可以划分为同步埋存阶段和深度埋存阶段,同步埋存阶段可进一步划分为上产期、稳产期和递减期,提出了上产期、稳产期和递减期的时间长度和阶段采出程度的研究方法。建立的同步埋存阶段的CO₂驱采出程度评价模型,可用于确定同步埋存阶段与深度埋存阶段的转换点。对于条件具备的油藏,CCUS-EOR开发同步埋存阶段注入量约为1.5 HCPV时可转入纯粹的CCS深度埋存阶段。

符号解释

- a_{wp} ——与井网类型有关的系数,规则反七点井网取2.6,方形反五点井网取2.0,菱形反九点井网取3.4;
- A_{ob} ——“油墙”面积,m²;
- B_{ob} ——“油墙”区域地层油体积系数;
- B_o ——原油体积系数;
- D_{og} ——气驱产量递减率,a⁻¹;
- D_{ow} ——水驱产量递减率,a⁻¹;
- E_{Dwi} ——水驱油效率,%;
- E_{Rg} ——气驱阶段采出程度,%;
- E_{Rgu} ——气驱采收率,%;
- E_{Rw} ——标定水驱采收率,%;

$\Delta E_{R_{ge}}$ ——见气前阶段的气驱采出程度, %;
 $\Delta E_{R_{gs}}$ ——稳产阶段的气驱采出程度, %;
 $\Delta E_{R_{gd}}$ ——递减阶段气驱采出程度, %;
 $f(j)$ ——递减规律函数;
 F_{gw} ——低渗透油藏气驱增产倍数;
 $G_{injecum-c}$ ——整体见气见效时的累积注入烃类孔隙体积^[6], HCPV;
 h_c ——地层有效厚度, m;
 j ——从递减期起算的年份, a;
 K_a ——油藏平均渗透率, mD;
 L ——平均注采井距, m;
 m_{Aob} ——受井网井组完善程度影响的“油墙”面积修正系数, 井网完善且规则时取 0.95, 井网完善但不规则时取 0.9, 井网不完善时取 0.75, 裂缝型油藏菱形反九点井网取 0.75;
 n ——递减关系式中的参数;
 n_{in} ——注气井数, 口;
 n_o ——气驱生产井数, 口;
 N_o ——原始地质储量, t;
 p_{MM} ——最小混相压力, MPa;
 p_R ——从注气到见气阶段的平均地层压力, MPa;
 q_{ing} ——单井平均日注气量, t/d;
 q_{ow0} ——注气前一年内的水驱平均单井日产量, t/d;
 Q_{og} ——某时间气驱产量, m³/d;
 Q_{ow} ——同期的水驱产量, m³/d;
 r_{co} ——气驱上产阶段的平均采油速度与稳产期采油速度的比值(产能贡献率);
 r_{ow} ——单井组油水井数之比;
 R_1 ——气和水驱油效率之比;
 R_2 ——开始注气时采出程度与水驱油效率之比;
 R_{c0} ——开始注气时的采出程度;
 R_{vge} ——上产阶段平均气驱采油速度, %;
 R_{vgdec} ——递减期气驱采油速度, %;
 R_{vgs} ——稳产期气驱采油速度, %;
 S_o ——转气驱时平均剩余油饱和度;
 ΔS_{ob} ——“油墙”高度;
 t ——时间, a;
 T_{dec} ——从产量递减开始计算的时间, a;
 T_c ——上产期时间长度, a;
 T_s ——稳产期时间长度, a;
 T_{ss} ——CCUS-EOR 项目同步埋存阶段长度, a;
 V_{inG} ——年注气速度, HCPV;
 W_{ob} ——“油墙”宽度, m;
 $\gamma(T_{dec})$ ——等效延长稳产时间函数;
 δ ——阶段转换判据, 通常取值 0.05;
 μ_o ——地层原油黏度, mPa·s;
 ρ_g ——注入气地下密度, t/m³;
 ρ_o ——地层原油密度, kg/m³;
 ϕ ——储层孔隙度。

参考文献

- [1] 生态环境部环境规划院, 中国科学院武汉岩土力学研究所, 中国 21 世纪议程管理中心. 中国二氧化碳捕集利用与封存 (CCUS) 年度报告 (2021)—中国 CCUS 路径研究 [R]. 北京: 中国生态环境部, 2021.
Chinese Academy of Environmental Planning, Institute of Rock and Soil Mechanics, Chinese Academy of Sciences, The Administrative Center for China's Agenda 21. China Carbon Dioxide Capture, Utilization and Storage (CCUS) annual report (2021)—China CCUS path study [R]. Beijing: Ministry of Ecology and Environment of the People's Republic of China, 2021.
- [2] 王高峰, 秦积舜, 孙伟善. 碳捕集、利用与封存案例分析及产业发展建议 [M]. 北京: 化学工业出版社, 2020.
WANG Gaofeng, QIN Jishun, SUN Weishan. CCUS cases analysis and industrial development suggestions [M]. Beijing: Chemical Industry Press, 2020.
- [3] 王高峰, 秦积舜, 黄春霞, 等. 低渗透油藏二氧化碳驱同步埋存量计算 [J]. 科学技术与工程, 2019, 19(27): 148-154.
WANG Gaofeng, QIN Jishun, HUANG Chunxia, et al. Calculation of carbon dioxide simultaneous sequestration potential in low permeable reservoirs [J]. Science Technology and Engineering, 2019, 19(27): 148-154.
- [4] 王高峰, 祝孝华, 潘若生, 等. CCUS-EOR 实用技术 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2022.
WANG Gaofeng, ZHU Xiaohua, PAN Ruosheng, et al. Practical technology of CCUS-EOR [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2022.
- [5] 李士伦, 孙雷, 陈祖华, 等. 再论 CO₂ 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.
LI Shilun, SUN Lei, CHEN Zuhua, et al. Further discussion on reservoir engineering concept and development mode of CO₂ flooding-EOR technology. [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(3): 1-14.
- [6] 廖广志, 何东博, 王高峰, 等. 终极埋存情景下二氧化碳驱油极限采收率探讨 [J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(6): 1 262-1 268.
LIAO Guangzhi, HE Dongbo, WANG Gaofeng, et al. Discussion on the limit recovery factor of carbon dioxide flooding in a permanent sequestration scenario [J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(6): 1 262-1 268.
- [7] 王高峰. 注气开发低渗透油藏见气见效时间预报方法 [J]. 科学技术与工程, 2014, 14(34): 18-23.
WANG Gaofeng. New theory of gas emergence time prediction in gas flooding tight reservoirs [J]. Science Technology and Engineering, 2014, 14(34): 18-23.
- [8] 高冉, 吕成远, 伦增珉, 等. 二氧化碳驱替与埋存一体化数值模拟 [J]. 特种油气藏, 2021, 28(2): 102-107.
GAO Ran, LÜ Chengyuan, LUN Zengmin, et al. Integrated numerical simulation of carbon dioxide displacement and sequestration [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2021, 28(2): 102-107.
- [9] 白玉杰, 曹广胜, 侯玉花, 等. 超临界二氧化碳+水交替驱注入

- 井极限关井时间计算[J].特种油气藏,2020,27(1):162-168.
BAI Yujie, CAO Guangsheng, HOU Yuhua, et al. Limit shut-in period calculation of CO₂+water alternating injection well[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(1): 162-168.
- [10] 周锋,高伟,李晓明,等.二维多孔介质CO₂混相驱油质量浓度分布[J].断块油气田,2021,28(1):120-123,128.
ZHOU Feng, GAO Wei, LI Xiaoming, et al. Mass concentration distribution of CO₂ miscible flooding in 2-D porous media [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2021, 28(1): 120-123, 128.
- [11] 孙焕泉,王海涛,吴光焕,等.稠油油藏注CO₂提高采收率影响因素研究[J].石油实验地质,2020,42(6):1 009-1 013,1 023.
SUN Huanquan, WANG Haitao, WU Guanghuan, et al. CO₂ EOR factors in heavy oil reservoirs [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(6): 1 009-1 013, 1 023.
- [12] 王高峰,雷友忠,谭俊领,等.低渗透油藏气驱注采比和注气量设计[J].油气地质与采收率,2020,27(1):134-139.
WANG Gaofeng, LEI Youzhong, TAN Junling, et al. Design of injection-production ratio and gas injection rate of gas flooding in low-permeability reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 134-139.
- [13] 张东,刘显太,刘彦东,等.CO₂驱合理注入量计算方法[J].油气地质与采收率,2020,27(1):107-112.
ZHANG Dong, LIU Xiantai, LIU Yandong, et al. Calculation method of reasonable injection amount of CO₂ flooding [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 107-112.
- [14] 王高峰,秦积舜,胡永乐,等.低渗透油藏气驱“油墙”物理性质描述[J].科学技术与工程,2017,17(1):29-35.
WANG Gaofeng, QIN Jishun, HU Yongle, et al. Physical property description of gas flooding “Oil Bank” in tight reservoirs [J]. Science Technology and Engineering, 2017, 17(1): 29-35.
- [15] 王高峰,张云海,郑国臣,等.低渗透油藏气驱“油墙”几何形态描述[J].科学技术与工程,2015,15(32):22-26,64.
WANG Gaofeng, ZHANG Yunhai, ZHENG Guochen, et al. Geometry description of gas flooding “Oil Bank” in tight reservoirs [J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15(32): 22-26, 64.
- [16] 王高峰,胡永乐,宋新民,等.低渗透油藏气驱产量预测新方法[J].科学技术与工程,2013,13(30):8 905-8 911.
WANG Gaofeng, HU Yongle, SONG Xinmin, et al. New theory of oil production prediction in gas flooding tight reservoirs [J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(30): 8 905-8 911.
- [17] 胡永乐,郝明强,陈国利,等.注二氧化碳提高石油采收率技术[M].北京:石油工业出版社,2018.
HU Yongle, HAO Mingqiang, CHEN Guoli, et al. Technology of enhanced oil recovery by carbon dioxide [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2018.
- [18] 王高峰,郑雄杰,张玉,等.适合二氧化碳驱的低渗透油藏筛选方法[J].石油勘探与开发,2015,42(3):358-363.
WANG Gaofeng, ZHENG Xiongjie, ZHANG Yu, et al. A new screening method of low permeability reservoirs suitable for CO₂ flooding [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(3): 358-363.
- [19] 中国石油天然气股份有限公司.中国石油天然气股份有限公司CCUS-EOR开发方案编制与管理指导意见[油气新能源(2022)490号][R].北京:中国石油天然气股份有限公司,2022.
PetroChina Oil & Gas and New Energy Company. Guideline for CCUS-EOR development planning and management of PetroChina Co Ltd. [oil, gas & new energy (2022) No. 490] [R]. Beijing: PetroChina Co., Ltd., 2022.
- [20] 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 application of CO₂ flooding technology in extra-low permeability reservoirs of Shengli Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 11-19.

编辑 单体珍