



DOI:10.12404/j.issn.1671-1815.2405391

引用格式:王栋,田东旭,唐庆,等. 沧东凹陷页岩油闷井返排制度优化[J]. 科学技术与工程, 2025, 25(20): 8463-8473.

Wang Dong, Tian Dongxu, Tang Qing, et al. Soaking time and flowback system optimization of shale oil wells in Cangdong Sag[J]. Science Technology and Engineering, 2025, 25(20): 8463-8473.

石油、天然气工业

沧东凹陷页岩油闷井返排制度优化

王栋¹, 田东旭^{2*}, 唐庆¹, 郑宏林², 陈锐¹, 祝健², 王淼迪¹

(1. 中国石油大港油田分公司, 天津 300280; 2. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 101137)

摘要 针对沧东凹陷页岩油渗吸置换规律与排采制度不明确问题,考虑“渗吸-返排-产能协同化”,建立的模型能够动态地反映渗吸置换作用与返排速度、闷井时间等工程参数相互制约和协同。通过进行全生命周期地质工程一体化数值模拟,明确了沧东凹陷孔二段主力开发层系 C1、C3 两个甜点层的渗吸置换规律与最佳返排制度。结果表明:返排过程仍然存在渗吸置换作用;C1、C3 甜点的合理闷井时间为 37~42 d,合理返排速度 20~40 t/d。研究成果为深层页岩油气的渗吸机理研究与合理排采制度研究提供理论基础。

关键词 沧东凹陷;页岩油;地质工程一体化;压裂;返排制度

中图分类号 TE121.1; **文献标志码** A

Soaking Time and Flowback System Optimization of Shale Oil Wells in Cangdong Sag

WANG Dong¹, TIAN Dong-xu^{2*}, TANG Qing¹, ZHENG Hong-lin², CHEN Rui¹, ZHU Jian², WANG Miao-di¹

(1. PetroChina Dagang Oilfield Company, Tianjin 300280, China;

2. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 101137, China)

[Abstract] Addressing the lack of clarity regarding spontaneous imbibition displacement mechanisms and production management strategies for shale oil in the Cangdong Sag, a model was established that considered the “synergy of imbibition, flowback, and productivity”. The model was designed to dynamically reflect the mutual constraints and synergies between spontaneous imbibition displacement and engineering parameters such as flowback rates and soaking durations. Through comprehensive numerical simulations integrating geology and engineering across the entire lifecycle, the spontaneous imbibition displacement patterns and optimal flowback regimes for the C1 and C3 sweet spots in the Kong-2 Member, which served as the main development interval in the Cangdong Sag, were elucidated. The results indicate that spontaneous imbibition displacement continues to occur during the flowback process. The optimal soaking durations for the C1 and C3 sweet spots are determined to be between 37 and 42 days, with a reasonable flowback rate ranging from 20 to 40 tons per day. The research findings provide a theoretical foundation for studies on spontaneous imbibition mechanisms and reasonable production management strategies for deep shale oil and gas reservoirs.

[Keywords] Cangdong Sag; shale oil; integration of geology and engineering; fracturing; flowback system

页岩油源储一体,微纳米孔隙发育,低孔低渗^[1-3],通常以体积压裂为手段,以实现最大的储量动用^[4-7]。渤海盆地处于中国东部,是一个新生代富油气超级盆地,蕴藏着丰富的油气资源^[8],其页岩油资源尤为丰富^[9-10]。沧东凹陷是渤海湾盆地中部的一个构造单元,位于徐黑凸起和沧县隆起间,拥有 1 800 km²的开发面积,是一个“小而肥”的

富油构造^[11],C1、C3 甜点正处于开发“青壮年期”,科学严谨的闷井返排制度对于其增产改造效果的落地具有重要意义。

廖凯等^[12]基于储层压后压裂液返排动态进行理论分析,反演压裂参数,优化排采制度。余杨康^[13]通过用计算油嘴系数的方法选择油嘴切换时机,但该方法对数据的要求较高。Shaibu 等^[14]通

收稿日期:2024-07-17; 修订日期:2025-04-12

基金项目:国家重点研发计划(2022YFF0801204);中国石油天然气股份有限公司重大科技专项(2023ZZ15)

第一作者:王栋(1988—),男,汉族,山东滨州人,硕士,高级工程师。研究方向:油气田开发。E-mail:dg_wdong@petrochina.com.cn。

*通信作者:田东旭(1999—),男,汉族,河北保定人,硕士。研究方向:油气储层改造。E-mail:13241789588@163.com。

过岩心实验模拟了最佳返排时机,并推导闷井返排数学模型,取得了良好的效果。苗国晶^[15]通过对现场排采制度的统计分析,得出了适用于采油九厂的页岩油排采制度。韩慧芬等^[16]通过实验的方法获得了返排过程中的储层损害机理,对返排参数优化具有一定的指导作用。郑继明^[17]基于返排数据评价有效体积,评价压裂效果。薛敬豪^[18]通过理论研究对油井自喷油嘴进行了探索,确定了两口井合理的生产油嘴和生产压差。Eltahan等^[19]采用地质力学建模方法,研究了渗吸对关井潜力的影响,以提高最终采收率。翁定为等^[20]研究得出页岩气闷井时间的影响因素,为优化闷井时间提供了新思路。蒋廷学等^[21]基于流体力学方法,选择了压裂后合理的油嘴尺寸。目前针对页岩油储层的返排制度优化理论研究较少,现场施工基本采用经验方法^[3,22-25],针对渗吸置换的研究局限于单段模拟与机理模型,未能充分考虑地质因素与现场实际情况,研究的结果与现场差异较大,无法指导现场生产。大部分学者认为产能最优为闷井渗吸置换平衡时间,但忽略了返排过程的渗吸置换^[26]。

鉴于此,结合沧东凹陷孔二段 C1、C3 甜点实际地质参数与压裂施工参数,建立地质工程一体化页岩油闷井返排数值模型,通过实验结果校正模型参数,考虑闷井与返排全过程的渗吸置换作用,定量描述区块的渗吸置换机理并优化返排制度。研究成果可指导现场生产,并为深层页岩油气的渗吸机理研究与合理排采制度研究提供理论基础。

1 闷井返排数学模型

1.1 模型假设条件

根据储层地质情况与现场实际压裂施工情况,对所建模型进行如下假定。

(1) 研究区块储层由页岩基质、人工压裂裂缝与次生天然裂缝组成,流体均可在其间流动。

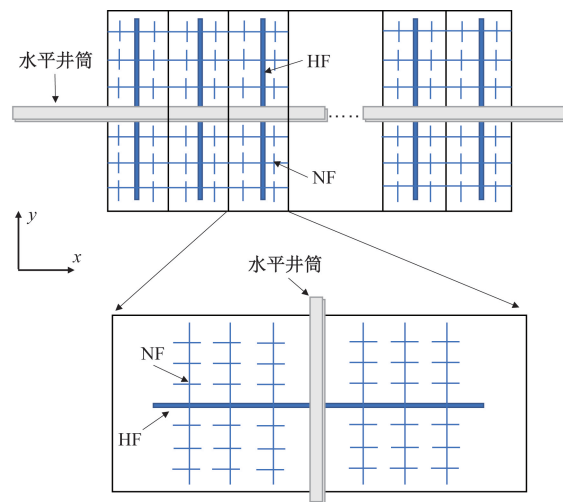
(2) 主裂缝为离散垂直裂缝,其双翼在水平井筒两端对称分布,缝高方向缝高等于储层厚度^[27]。

(3) 次生天然裂缝与人工压裂裂缝正交。

(4) 储层中流体微可压缩,流动状态为油水两相流。

(5) 忽略流体渗流过程的热交换^[28],假设其流动为等温渗流。

油水两相页岩油压裂水平井闷井返排模型示意图如图 1 所示。



HF 为人工裂缝;NF 为次生天然裂缝

图 1 油水两相页岩油压裂水平井闷井返排模型
Fig. 1 Flowback model of stunted wells in oil-water two-phase shale oil fracturing horizontal wells

1.2 数学模型建立

1.2.1 油藏双重介质数学模型

(1) 基质渗流微分方程。油藏内部基质系统未被压裂,由于其为页岩储层,考虑其前期渗流为低渗非达西渗流,启动压力梯度不可忽略^[29],渗流方程如式(1)、式(2)所示。

油相:

$$\nabla \left[\rho_o \frac{K_m K_{ro}}{\mu_o} (\nabla P_m - G_o) \right] + \frac{\alpha \rho_o K_m K_o}{\mu_o} (P_{sf} - P_m) = \frac{\partial(\rho_o s_o \varphi)}{\partial t} \quad (1)$$

水相:

$$\nabla \left[\rho_w \frac{K_m K_{rw}}{\mu_w} (\nabla P_m - G_w) \right] + \frac{\alpha \rho_w K_m K_{rw}}{\mu_w} (P_{sf} - P_m) = \frac{\partial(\rho_w s_w \varphi)}{\partial t} \quad (2)$$

式中: G_o 为油相重力,MPa; G_w 为水相重力,MPa; φ 为孔隙度,无因次; t 为时间,s; s_o 为含油饱和度,%; s_w 为含水饱和度,%; K_{rw} 为水相相对渗透率; K_{ro} 为油相相对渗透率; μ_o 为油相黏度,mPa·s; μ_w 为水相黏度,mPa·s; ρ_o 为油相密度,kg/m³; ρ_w 为水相密度,kg/m³; K_m 为基质渗透率,mD; P_{sf} 为启动压力梯度,MPa/m; P_m 为基质压力,MPa; ∇ 为梯度算子; α 为非达西渗流系数,无因次。

(2) 天然裂缝渗流微分方程。微裂缝系统渗流符合达西定律,渗流方程如式(3)、式(4)所示。

油相:

$$\nabla \left[\rho_o \frac{K_m K_{ro}}{\mu_o} \nabla P_{sf} \right] + \frac{\alpha \rho_o K_m K_o}{\mu_o} (P_m - P_{sf}) = \frac{\partial(\rho_o s_o \varphi)}{\partial t} \quad (3)$$

水相:

$$\nabla \left[\rho_w \frac{K_m K_{rw}}{\mu_w} \nabla P_{sf} \right] + \frac{\alpha \rho_w K_m K_{rw}}{\mu_w} (P_m - P_{sf}) = \frac{\partial (\rho_w s_w \varphi)}{\partial t} \quad (4)$$

(3) 水力裂缝渗流微分方程。油水在人工压裂裂缝中的流动视为线性流动, 不考虑在渗流过程的径向节流损失, 认为流体仅在缝长方向流动, 其渗流微分方程为

$$-\frac{\partial}{\partial x} (\rho_o v_o) - 2 \frac{\rho_o V_{y,o}}{W} = \frac{\partial}{\partial t} (\rho_o S_o \varphi) \quad (5)$$

式(5)中: x 为位移, m; v_o 为油相窜流速度, m^3/s ; $V_{y,o}$ 为油相在裂缝中的渗流速度, m/s ; W 为水力裂缝宽度, m; S_o 为裂缝内油相饱和度, 无因次。

1.2.2 辅助方程

(1) 毛管力方程。

$$p_c^F(S_{ro}^F) = p_o^F - p_{ro}^F \quad (6)$$

$$p_c^m(S_{ro}^m) = p_o^m - p_{ro}^m \quad (7)$$

式中: p_c^F 为裂缝系统毛管压力, MPa; p_c^m 为基质系统毛管压力, MPa; S_{ro}^F 为裂缝系统残余油饱和度, 无因次; S_{ro}^m 为基质系统残余油饱和度, 无因次; p_o^F 为裂缝系统油相压力, MPa; p_o^m 为基质系统油相压力, MPa; p_{ro}^F 为裂缝系统残余油状态下的毛管压力, MPa; p_{ro}^m 为基质系统残余油状态下的毛管压力, MPa。

(2) 饱和度方程。

$$S_o^F + S_w^F = 1 \quad (8)$$

$$S_o^f + S_w^f = 1 \quad (9)$$

$$S_o^m + S_w^m = 1 \quad (10)$$

式中: S_o^F 为水力裂缝系统油相饱和度, 无因次; S_o^f 为天然裂缝系统油相饱和度, 无因次; S_o^m 为基质系统油相饱和度, 无因次; S_w^F 为水力裂缝系统水相饱和度, 无因次; S_w^f 为天然裂缝系统水相饱和度, 无因次; S_w^m 为基质系统水相饱和度, 无因次。

(3) 应力敏感方程^[26]。

$$\varphi^F = \varphi_0^F e^{-C_r^F(p_o^F - p_0^F)} \quad (11)$$

$$\varphi^f = \varphi_0^f e^{-C_r^f(p_o^f - p_0^f)} \quad (12)$$

$$\varphi^m = (\varphi_0^m - \varphi_{sw}^m) e^{-C_r^m(p_o^m - p_0^m)} \quad (13)$$

式中: φ^F 为水力裂缝孔隙度, 无因次; φ^f 为天然裂缝孔隙度, 无因次; φ^m 为基质孔隙度, 无因次; 上标“F、f、m”分别代表水力裂缝、天然裂缝、基质系统; φ_0^F 为水力裂缝初始孔隙度, 无因次; φ_0^f 为天然裂缝初始孔隙度, 无因次; φ_0^m 为基质初始孔隙度, 无因次; φ_{sw}^m 为基质束缚水孔隙度, 无因次; C_r^F 为水力裂缝压缩系数, MPa^{-1} ; C_r^f 为天然裂缝压缩系数, MPa^{-1} ; C_r^m 为基质系统压缩系数, MPa^{-1} ; p_0^F 为水力裂缝当前

有效应力, MPa; p_0^F 为水力裂缝初始有效应力, MPa; p_0^f 为天然裂缝当前有效应力, MPa; p_0^f 为天然裂缝初始有效应力, MPa; p_0^m 为基质系统当前有效应力, MPa; p_0^m 为基质系统初始有效应力, MPa。

(4) 压缩方程。

$$\rho_w = \rho_{w0} e^{C_w(p_w^{F,f,m} - p_{w0}^{F,f,m})} \quad (14)$$

$$\rho_o^{-1} = \rho_{o0}^{-1} [1 + C_o(p_o^{F,f,m} - p_{o0}^{F,f,m})] \quad (15)$$

式中: ρ_{w0} 为当前水相密度, kg/m^3 ; ρ_{o0} 为当前油相密度, kg/m^3 ; C_w 为水相压缩系数; C_o 为油相压缩系数; $p_w^{F,f,m}$ 为水相在不同介质中的当前压力, MPa, 上标 F、f、m 分别代表水力裂缝、天然裂缝、基质系统; $p_{w0}^{F,f,m}$ 为水相在不同介质中的初始压力, MPa; $p_o^{F,f,m}$ 为油相在不同介质中的当前压力, MPa; $p_{o0}^{F,f,m}$ 为油相在不同介质中的初始压力, MPa。

1.2.3 初始条件和边界条件

(1) 初始条件。闷井及返排模拟的初始时刻为压裂结束的时刻^[30]。

$$p_{w,i}(x, y, z, t) \Big|_{t=0} = p_{wi,i}, \quad i = F, f, m \quad (16)$$

$$S_{w,i}(x, y, z, t) \Big|_{t=0} = S_{wi,i}, \quad i = F, f, m \quad (17)$$

式中: $p_{w,i}$ 为第 i 类介质的压力, MPa; $p_{wi,i}$ 为第 i 类介质的初始压力, MPa; $S_{w,i}$ 为第 i 类介质的含水饱和度, %; $S_{wi,i}$ 为第 i 类介质的初始含水饱和度, %; F、f、m 分别为水力裂缝、天然裂缝、基质系统。

(2) 边界条件。

以封闭条件作为储层外边界, 即

$$\frac{\partial P}{\partial n} \Big|_{\Gamma} = 0 \quad (18)$$

闷井期间未见产选取定排量为边界条件, 即

$$q_w^{FW}(t) = \frac{\rho_w k^l k_{rw} h}{\mu_w} (p_w^F - p_{wf}) = 0 \quad (19)$$

$$0 < t \leq t_{shutin} \quad (20)$$

返排期间选取定井底流压为边界条件, 即

$$p_{wf}(t) = p_{wf} \quad (21)$$

$$t > t_{shutin} \quad (22)$$

式中: P 为基岩上覆岩层压力, MPa; n 为储层外边界法线方向; Γ 为储层的外边界; q_w^{FW} 为井筒与水力裂缝之间的水相窜流量, m^3/s ; k^l 为总渗透率, mD; h 为储层厚度, m; p_{wf} 为井底流压, MPa; t_{shutin} 为闷井时间, d; ρ_w 为水的密度, kg/m^3 。

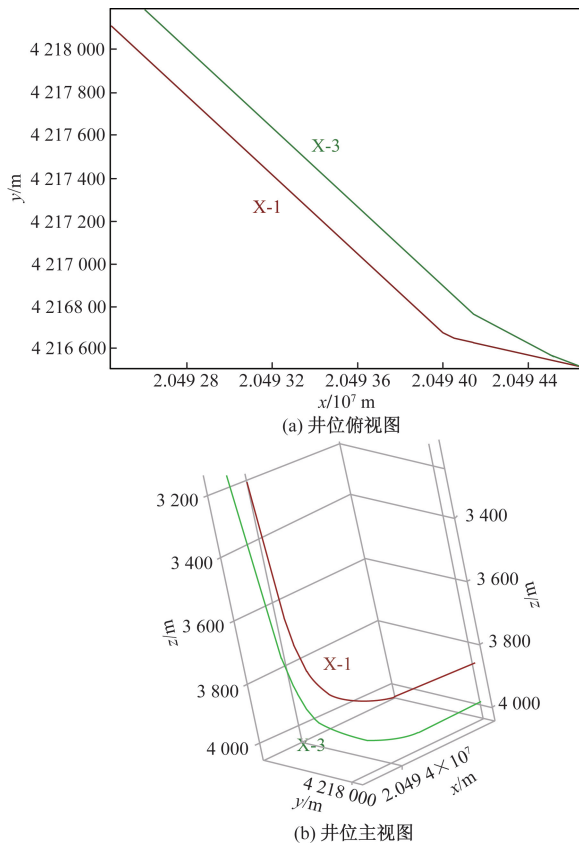
1.3 模型求解

将不同介质间的窜流量以及介质内部油水水两相运动方程式分别代入物质平衡方程式中, 得到水力裂缝、次级裂缝、页岩基质内的油水两相的连续性方程, 采用有限差分方法对闷井返排数学模型的非线性偏微分方程组进行差分离散, 得到非线性差分方程组, 结合辅助方程, 边界条件和初

始条件,再应用半隐式方法对非线性系数项进行线性化,可得线性方程组,利用 Gauss-Seidel 迭代法求解方程组,计算过程中,误差小于极小值(10^{-9})时,认为该计算过程达到收敛标准,进行下一步迭代计算。

1.4 模型输入参数

主要研究 C1、C3 甜点的返排制度,通过建立地质模型,并选取目标层位两口水平井作为研究对象,进行理论分析与数值模拟。井位图如图 2 所示。



X-1、X-3 为水平井编号

图 2 井位图

Fig. 2 Well location diagram

1.4.1 模型地质-工程参数

通过实际地质数据建立闷井返排数值模型,单个生产网格大小为 $10\text{ m} \times 10\text{ m} \times 10\text{ m}$,以现场流体 PVT 数据以及现场施工数据为基础,使模型尽可能符合现场实际,其中数值区间的取值范围为不同甜点的取值,从左到右依次为 C1、C3 层参数。闷井返排数值模型流体 PVT 输入参数如表 1 所示。

闷井返排模型输入参数如表 2 所示,其中地质参数取值为闷井返排动态反演结果,工程参数与水平井参数为现场压裂施工参数的取值,裂缝参数为压裂施工参数反演结果,数值区间的取值范围为不同甜点的取值,从左到右依次为 C1、C3 层参数。

表 1 闷井返排数值模型流体 PVT 输入参数

Table 1 Fluid PVT input parameters for the numerical model of flowback in stuffy wells

类型	参数	数值区间
生产网格	横向网格尺寸/m	10
	纵向网格尺寸/m	10
	垂向网格尺寸/m	10
流体 PVT	地层压力/MPa	51.8 ~ 53.0
	地层温度/°C	110 ~ 142
	原油压缩系数/MPa ⁻¹	12.4×10^{-4}
	原油密度/(g·cm ⁻³)	0.887 4 ~ 0.926 3
	原油黏度(80 °C)/(mPa·s)	23 ~ 60

表 2 闷井返排数值模型地质工程输入参数

Table 2 Geoenvironment input parameters of the numerical model of flowback of stuffy wells

分类	参数	设置
地质参数	孔隙度 $\varphi/\%$	1.2 ~ 1.4
	渗透率 K/mD	0.037 ~ 0.054
工程参数	压裂段数 N_s	35 ~ 40
	单段簇数 N_c	4 ~ 6
	簇间距 S_c/m	8 ~ 12
	布井模式	立体交错
	布缝模式	交错布缝
水平井参数	水平井段长 L/m	1 853 ~ 1 910
	水平井间距 S_h/m	500
	裂缝半长 L_f/m	76 ~ 89
	裂缝缝高 H_f/m	25
裂缝参数	裂缝导流能力 $F_{CD}/(\text{m}^2 \cdot \text{m})$	$5.92 \times 10^{-14} \sim 8.09 \times 10^{-14}$
	次级裂缝密度 $\rho_{st}/(\text{条} \cdot \text{m}^{-2})$	0.66 ~ 0.98
	次级裂缝导流能力 $f_{CD}/(\text{m}^2 \cdot \text{m})$	1.97×10^{-14}

1.4.2 模型毛管力拟合

通过 C1、C3 层岩心渗吸实验得到渗吸采收率,建立岩心尺度三维数值模型,模型尺寸为: $35 \times 35 \times 70$, x, y, z 的网格步长均为 0.001 m,拟合渗吸实验岩心的渗吸采收率,校正毛管力,使其符合现场特征。岩心模型如图 3 所示,毛管力修正过程如图 4 所示。

1.5 模型验证

基于上文建立的数值模型,将 C1 层与 C3 层的井进行实际生产制度验证,以确保模型的适用性,验证过程如图 5 所示。

2 闷井返排制度优化

2.1 渗吸置换规律

2.1.1 闷井基质增压规律

基于闷井返排数学模型模拟 C1、C3 层压后关井期间压力动态分布特征如图 6 所示。模拟结果显示:随闷井时间增加,压裂液不断滤失,基质压力有所提高,其中以压裂段的一段为例进行展示。

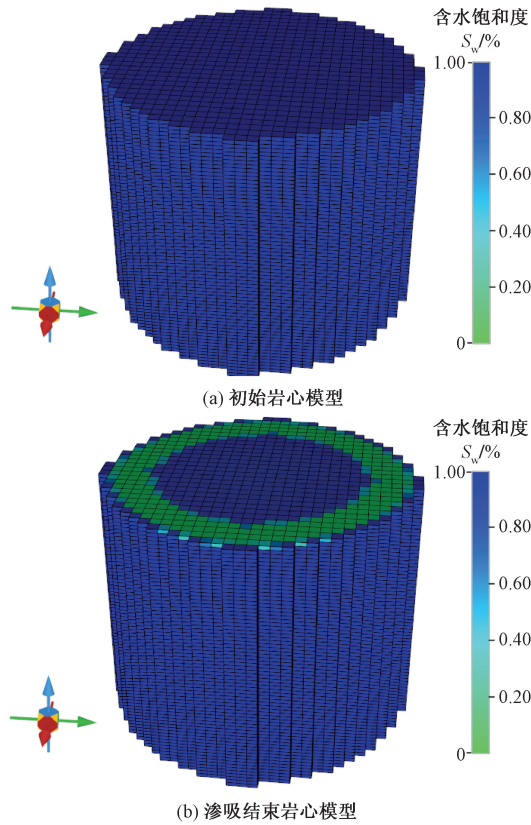


图3 岩心尺度数值模型

Fig. 3 Numerical model of core scale

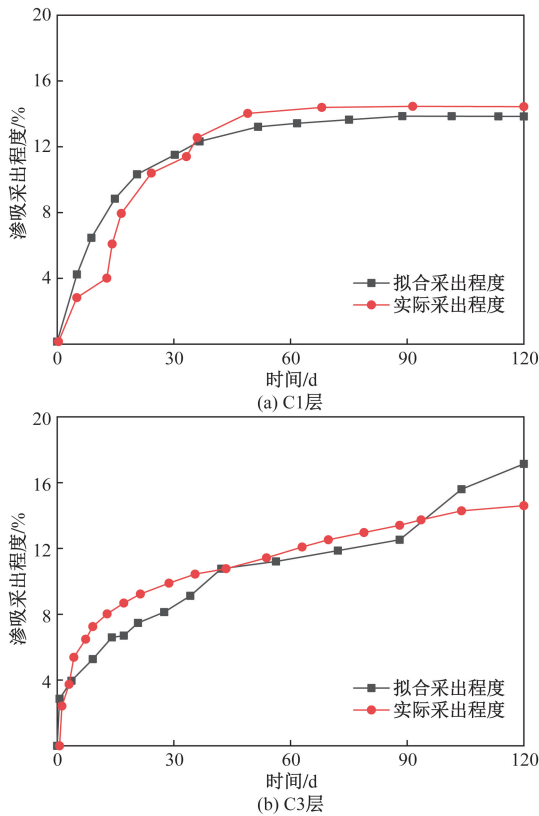


图4 C1、C3层渗吸采收率拟合

Fig. 4 Fitting of imbibition recovery in C1, C3 layer

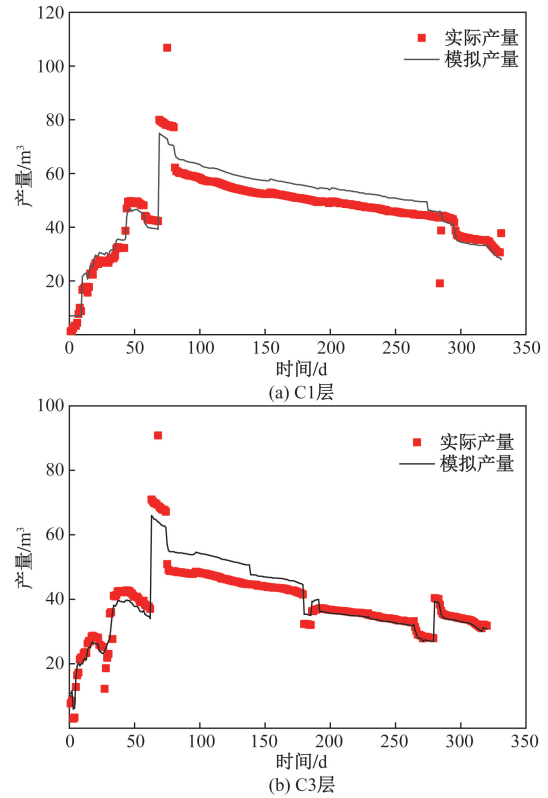


图5 C1、C3层生产验证

Fig. 5 C1, C3 layer production validation

C1层与C3层的基质压力变化过程如图7所示。闷井60 d后,C1层基质平均增压7.3 MPa;C3层基质增压7.1 MPa。C1、C3层闷井期间压裂液滤失入基质后抬高地层能量,压裂液增能效果明显;随闷井时间持续延长,增能效果减缓。

2.1.2 闷井压裂液渗吸换油规律

压后闷井期间滞留的压裂液与地层接触后,通过毛细管力对基质中原油进行渗吸置换^[31-33]。图8为裂缝系统饱和度变化过程。C1、C3层压裂完成后水力裂缝内压裂液开始向基质内滤失,随着闷井时间增加,主缝内含水饱和度降低,含油饱和度升高。地层中流体由于毛细管力与渗透压的作用不断进行交换^[34],在此过程中,裂缝系统的含油饱和度不断增加,基质系统的含水饱和度不断增加,闷井60 d后裂缝含油饱和度最高可达91%。

2.1.3 闷井压裂液渗吸前缘规律

页岩油储层在压裂后会进行压裂液渗吸置换,压裂液从裂缝系统进入基质,该过程可反映储层毛细管力的强弱,也可反映储层的润湿性^[35]。压裂液渗吸前缘是指压裂液在毛细管力的作用下自发渗吸致储层最远的位置,反映了压裂液的压裂效果^[36]。

C1、C3层渗吸前缘距主裂缝距离变化规律模拟结果如图9所示。C1储层初始渗吸前缘约为

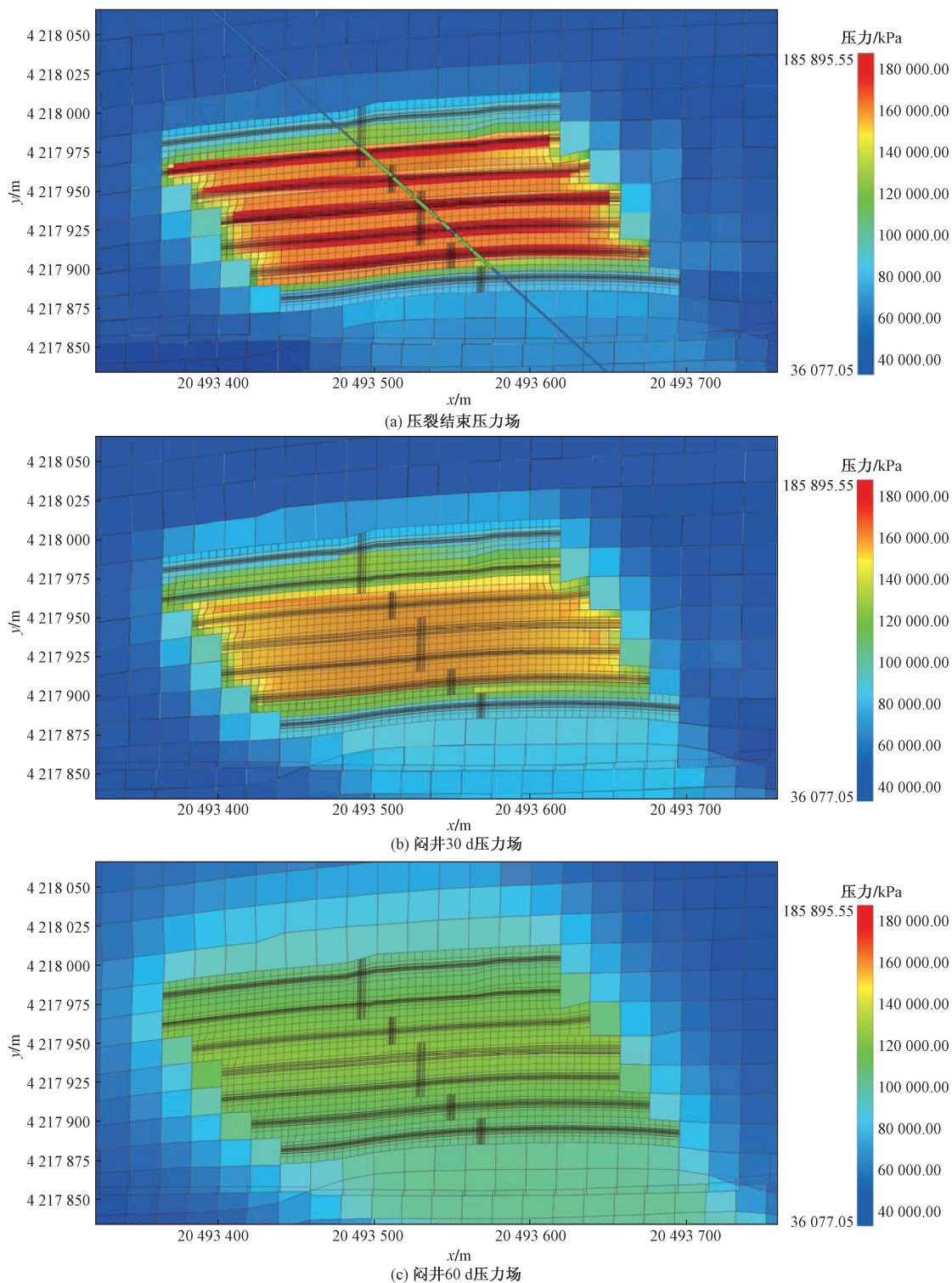


图6 不同闷井时间压力场图

Fig. 6 Pressure field diagram of different stuffy wells

2.2 m,随闷井时间延长,渗吸前缘增加至9.82 m,反映出C1层润湿性为水湿的特征。C3储层初始渗吸前缘约为3.6 m,随闷井时间延长,渗吸前缘推进至12.45 m,反映出C3层润湿性为强水湿的特征。

2.1.4 闷井压裂液渗吸平衡规律

图10为C1、C3层压裂液渗吸换油量模拟结

果。C1储层渗吸平衡时间约为37 d,人工压裂裂缝换油量高于天然次级裂缝,达到渗吸平衡时,主裂缝累计进油量为4 178.12 m³,天然次级裂缝累计进油量为355.2 m³。C3储层渗吸平衡时间为42 d,人工压裂裂缝换油量高于天然次级裂缝,达到渗吸平衡时,主裂缝累计进油量为5 606.2 m³,天然裂缝累

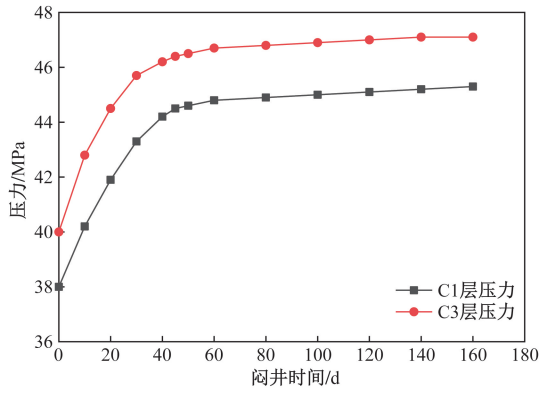


图7 C1、C3层基质孔压随闷井时间变化规律
Fig. 7 Variation law of matrix pore pressure in C1 and C3 layers with stuffing time

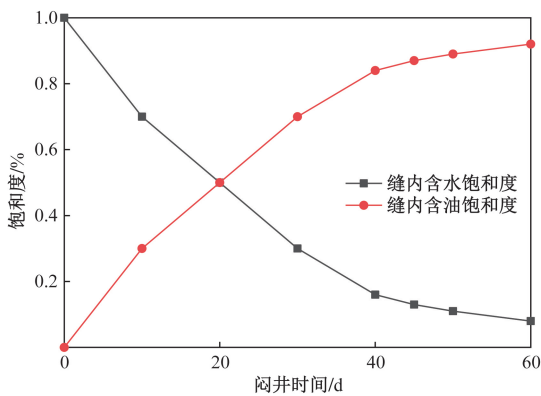


图8 裂缝内 S_w 和 S_o 随闷井时间变化规律
Fig. 8 Variation law of S_w and S_o in fractures with the time of stuffing

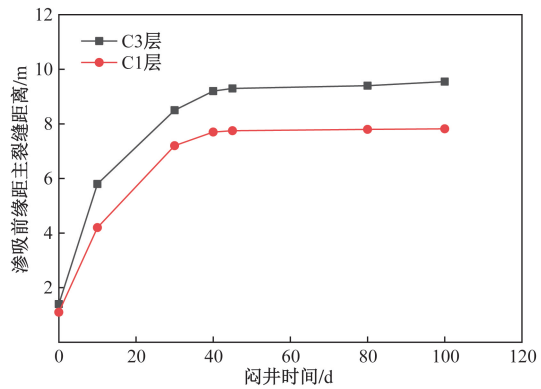


图9 C1、C3 渗透前缘距主裂缝距离变化规律
Fig. 9 Variation law of the distance between the leading edges of C1 and C3 imbibition and the main fracture

计进油量为 552.1 m³。

2.1.5 返排压裂液渗吸规律

模拟不同返排速度条件下缝内含油饱和度随闷井时间变化关系, 模拟结果如图 11 所示。模拟结果显示: C1 甜点以返排流量 20 t/d 返排时, 渗吸前缘的位置不断向地层深部延伸, 30 d 渗吸前缘为 1.55 m, 返排流量为 80 t/d 时, 30 d 渗吸前缘为 0.85 m, C3 甜

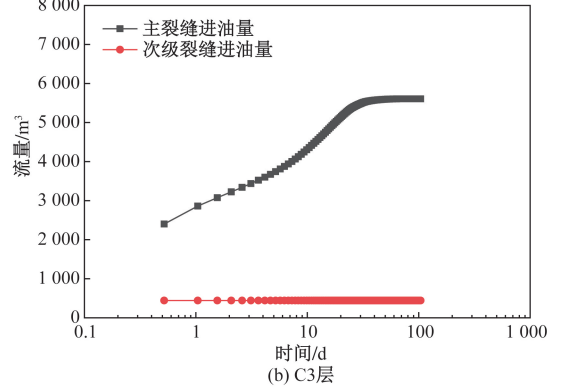
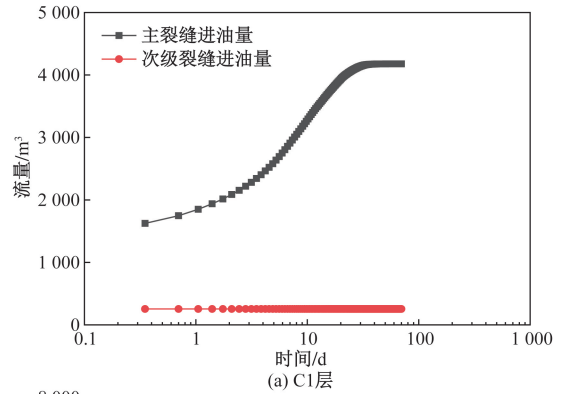


图10 C1、C3层压裂液渗吸换油量
Fig. 10 Amount of oil change by fracturing fluid in the C1, C3 layer

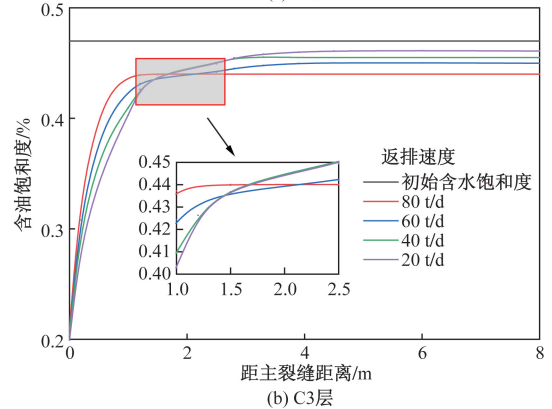
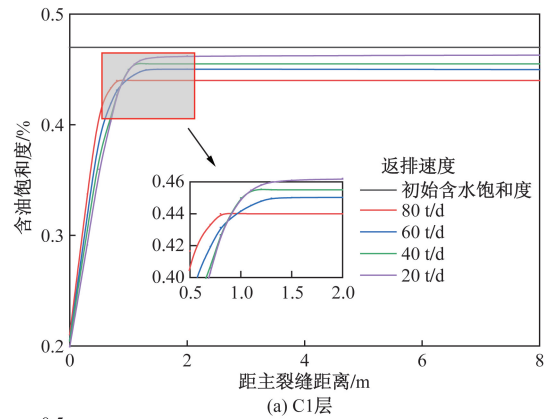


图11 C1、C3层不同返排时间含油饱和度分布
Fig. 11 Distribution of oil saturation in C1, C3 layer at different flowback times

点以返排流量 20 t/d 返排时,渗吸前缘的位置不断向地层深部延伸,30 d 渗吸前缘为 4.05 m,返排流量为 80 t/d 时,30 d 渗吸前缘为 1.52 m,基质中仍有渗吸换油作用。20 t/d 返排制度下泄油范围最大,小返排液量的使用有助于油水渗吸过程,加大了泄油区原油的动用程度。

2.2 闷井时间优化

根据油田现场需求与实际情况,返排阶段设置相同的井底流压,分别设置闷井时间 0、10、30、40、45、60、100 d,比较其总产量。

闷井对提升短期产量有显著作用,但是闷井渗吸置换平衡时间并非产能最优时间,返排过程的渗吸置换也会影响产能。C1、C3 层不同闷井时间条件下的初期产量模拟结果如图 12 所示。C1 层短期产量在 0~40 d 时增速较大,在 37 d 时出现峰值,之后涨幅放缓,故闷井时间最优为 37 d。C3 层短期产量在 42 d 出现明显峰值,45 d 之后趋于平稳,故闷井时间最优为 42 d。

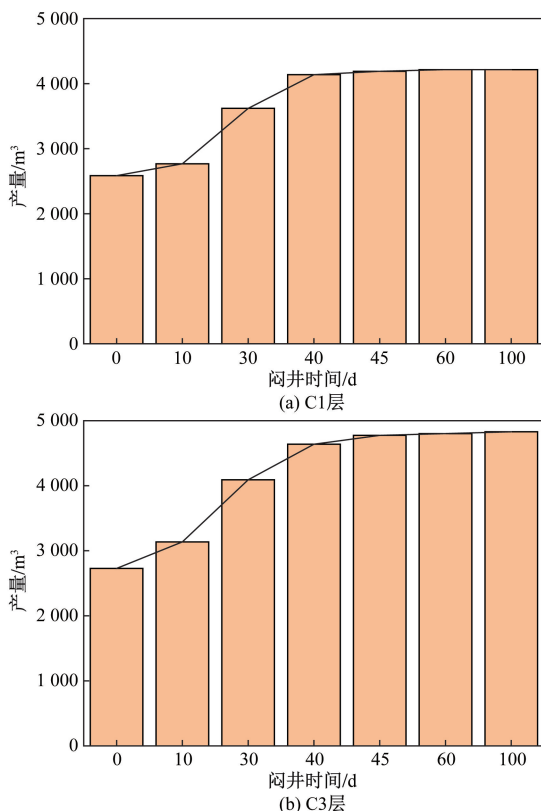


图 12 C1、C3 不同闷井时间 60 d 产量
Fig. 12 60-day production of C1, C3 with different stuffing times

2.3 返排速度优化

对闷井返排数值模型进行裂缝闭合模拟,以保持人工压裂裂缝有效保留体积最大为目的优化最佳返排速度。模拟结果如图 13 所示。相同返排时间下,

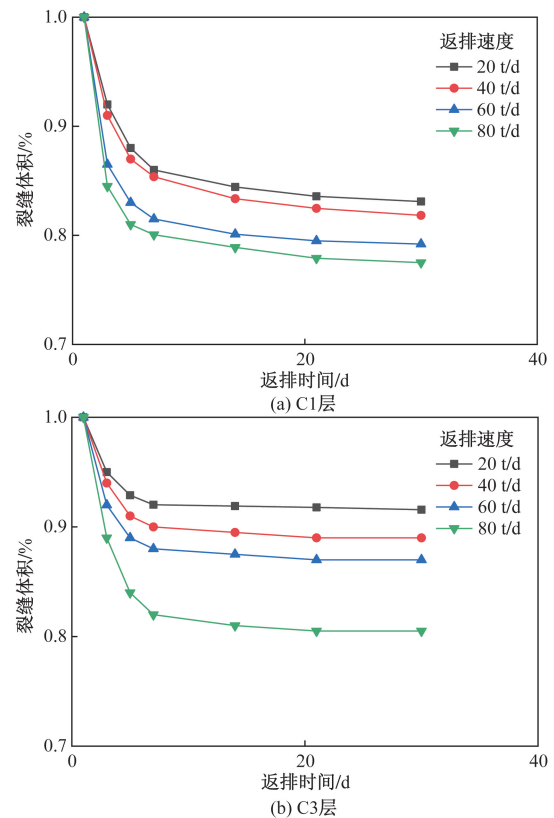


图 13 C1、C3 层支撑裂缝闭合动态
Fig. 13 Dynamics of crack closure of C1, C3 layer

返排速度越大,裂缝体积下降越大,压降梯度越大(图 14)。返排初期裂缝闭合快,后来逐渐变慢。返排速度由 20 t/d 增至 80 t/d 时,返排 30 d C1 层裂缝体积下降 22.5%;返排速度由 20 t/d 增至 80 t/d 时,返排 30 d C3 层裂缝体积下降 19.6%。C1 返排速度 20~40 t/d 时,裂缝闭合程度为 15.5%~16.9%,压降梯度 0.15~0.17,60 t/d 时,闭合程度 20.2%,压降梯度 0.27,C3 返排速度 20~40 t/d 时,裂缝闭合程度为 7.3%~9.5%,压降梯度 0.06~0.13,80 t/d 时,闭合程度 19.5%,压降梯度 0.28。C1 压降梯度整体低于 C3,C1、C3 层返排速度优化为 20~40 t/d。

3 矿场应用

沧东凹陷官东地区 C1、C3 甜点页岩油已投产 30 口,其中优化闷井 37~42 d 的井 5 口,生产当天见油,含水降至 95% 时的返排率低于 0.33%,实现见油时间较短、见油时返排率较低。见油时间较平均水平缩短 15 d,见油返排率较平均降低 3.5 个百分点,取得了非常好的效果。

C1 甜点 GY5-1-3H 井闷井 37 d,GY5-1-5H 井闷井 28 d。该两井地层甜点相同,压裂规模和排采制度相似,360 d 千米累计产油量 GY5-1-3H 较

GY5-1-5H 高 1 048 t(图 15);GY5-1-3H 含水下降快,且稳定含水率较 GY5-1-5H 低 2.97 个百分点(图 16),说明 GY5-1-3H 渗吸置换充分、闷井时间适宜。

C3 甜点 GY5-3-6H 井闷井 42 d,GY5-3-7H 井闷井 28 d。该两井地层甜点相同,压裂规模和排采制度相似,360 d 千米累计产油量 GY5-3-6H 较 GY5-3-7H 高 1 557 t(图 17),稳定含水率 GY5-3-6H 较 GY5-3-7H 低 8.74 个百分点(图 18),说明 GY5-3-6H 渗吸置换充分,闷井时间适宜。

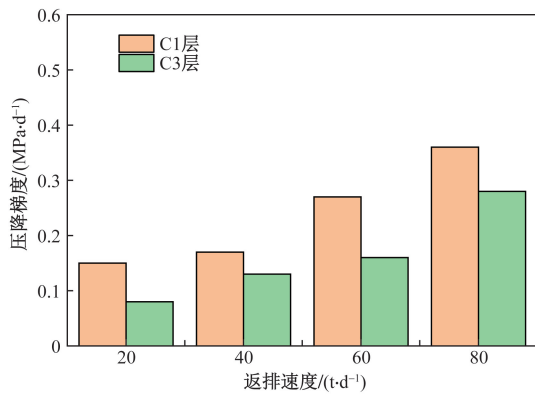


图 14 不同返排速度下的压降梯度
Fig. 14 Pressure drop gradient at different flowback speeds

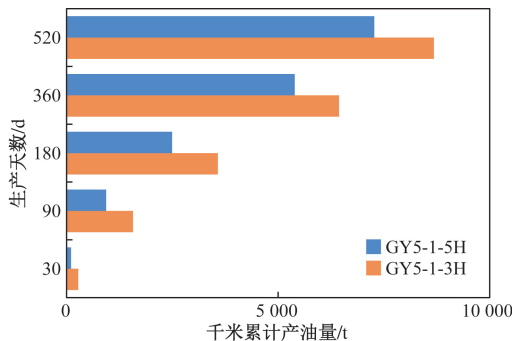


图 15 GY5-1-3H 和 GY5-1-5H 井千米累产油
Fig. 15 Oil production per kilometer of GY5-1-3H and GY5-1-5H wells

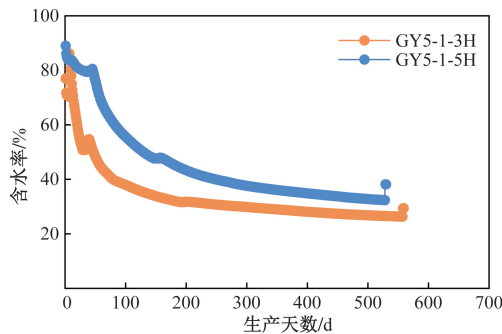


图 16 GY5-1-3H 和 GY5-1-5H 井含水率
Fig. 16 Water cut of GY5-1-3H and GY5-1-5H wells

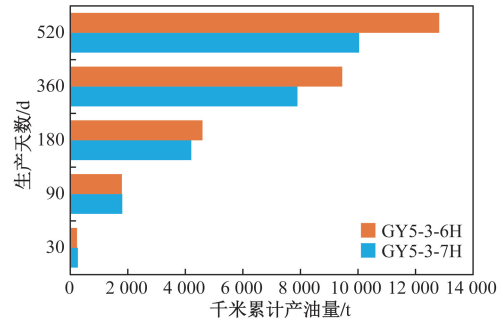


图 17 GY5-3-6H 和 GY5-3-7H 井千米累产油
Fig. 17 Oil production per kilometer of GY5-3-6H and GY5-3-7H wells

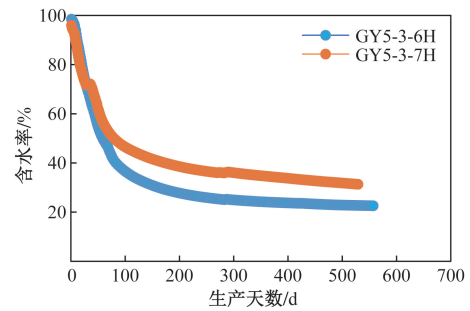


图 18 GY5-3-6H 和 GY5-3-7H 井含水率
Fig. 18 Water cut of GY5-3-6H and GY5-3-7H wells

4 结论

(1)孔二段 C1 甜点与 C3 甜点压后闷井,基质增压与渗吸置换效果显著,闷井效果明显。C1 层润湿性为水湿的特征,C3 层润湿性为强水湿的特征,与生产特征符合。

(2)返排过程中仍然存在渗吸置换现象,大油嘴放喷嘴泄油区剩余油饱和度更高,小油嘴放喷嘴储层原油动用半径更大。

(3)以闷井与返排全周期油水置换平衡为原则,推荐 C1、C3 甜点合理闷井时间 37 ~ 42 d;以裂缝有效体积最大为原则,推荐返排速度 20 ~ 40 t/d。

参 考 文 献

[1] 袁士义,雷征东,李军诗,等. 陆相页岩油开发技术进展及规模效益开发对策思考[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2023, 47(5): 13-24.
Yuan Shiyi, Lei Zhengdong, Li Junshi, et al. Continental shale oil development technology progress and scale benefit development countermeasures [J]. Journal of China University of Petroleum (Natural Science Edition), 2023, 47(5): 13-24.

[2] 陈小慧. 页岩油赋存状态与资源量评价方法研究进展[J]. 科学技术与工程, 2017, 17(3): 136-144.
Chen Xiaohui. Advances in the research on the occurrence state and resources assessment of shale oil [J]. Science Technology and Engineering, 2017, 17(3): 136-144.

- [3] 高占武, 屈雪峰, 黄天镜, 等. 鄂尔多斯盆地页岩油储层应力敏感性分析及水平井返排制度优化[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(12): 1867-1873.
Gao Zhanwu, Qu Xuefeng, Huang Tianjing, et al. Stress sensitivity analysis of shale oil reservoirs in Ordos Basin and optimization of flowback system of horizontal wells[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(12): 1867-1873.
- [4] 孙龙德, 王小军, 冯子辉, 等. 松辽盆地古龙页岩纳米孔缝形成机制与页岩油富集特征[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1350-1365.
Sun Longde, Wang Xiaojun, Feng Zihui, et al. Formation mechanism of nanoporous fractures and shale oil enrichment characteristics of Gulong shale in Songliao Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1350-1365.
- [5] 邹才能, 董大忠, 王社教, 等. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(6): 641-653.
Zou Caineng, Dong Dazhong, Wang Shejiao, et al. Formation mechanism, geological characteristics, and resource potential of shale gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(6): 641-653.
- [6] Madi J A, Belhadj E M. Unconventional shale play in Oman: preliminary assessment of the shale oil/shale gas potential of the silurian hot shale of the southern rub al-Khali Basin[C]//SPE Middle East Unconventional Resources Conference and Exhibition. Richardson: SPE, 2015; DOI: 10.2118/172966-MS.
- [7] Downey R, Venepalli K, Erdle J. Two superior shale oil enhanced recovery methods for the Utica shale[C]//SPE Eastern Regional Meeting. Richardson: SPE, 2022; DOI: 10.2118/211887-MS.
- [8] 赵贤正, 金凤鸣, 周立宏, 等. 渤海湾盆地风险探井歧页1H井沙河街组一段页岩油勘探突破及其意义[J]. 石油学报, 2022, 43(10): 1369-1382.
Zhao Xianzheng, Jin Fengming, Zhou Lihong, et al. Shahejie Formation of the 1H well in Bohai Bay Basin shale oil exploration breakthrough and its significance[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(10): 1369-1382.
- [9] 赵贤正, 周立宏, 蒲秀刚, 等. 断陷湖盆湖相页岩油形成有利条件及富集特征——以渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段为例[J]. 石油学报, 2019, 40(9): 1013-1029.
Zhao Xianzheng, Zhou Lihong, Pu Xiugang, et al. Favorable conditions and enrichment characteristics of lacustrine shale oil formation in faulted lake basins: a case study of the second member of Kongdian Formation in Cangdong Sag in Bohai Bay Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(9): 1013-1029.
- [10] 邓远, 蒲秀刚, 陈世悦, 等. 细粒混积岩储层特征与主控因素分析——以渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段为例[J]. 中国矿业大学学报, 2019, 48(6): 1301-1316.
Deng Yuan, Pu Xiugang, Chen Shiyue, et al. Reservoir characteristics and main controlling factors analysis of fine-grained mixed rocks: a case study of the second member of Cangdong Sag in Bohai Bay Basin[J]. Journal of China University of Mining and Technology, 2019, 48(6): 1301-1316.
- [11] 周立宏, 刘学伟, 付大其, 等. 陆相页岩油岩石可压裂性影响因素评价与应用——以沧东凹陷孔店组二段为例[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(5): 670-678.
Zhou Lihong, Liu Xuewei, Fu Daqi, et al. Evaluation and application of influencing factors of fracturing in continental shale oil rocks: a case study of the second member of Cangdong Sag hole [J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5): 670-678.
- [12] 廖凯, 陈绩, 谢勃勃, 等. 基于返排动态分析的页岩油井压后评估方法[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(24): 10273-10280.
Liao Kai, Chen Ji, Xie Bobo, et al. Post-pressure evaluation method of shale oil wells based on flowback dynamic analysis[J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(24): 10273-10280.
- [13] 余杨康. 页岩气水平井压后返排动态调整技术[J]. 天然气工业, 2022, 42(6): 192.
Yu Yangkang. Dynamic adjustment technology for backflow after horizontal well pressure of shale gas[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(6): 192.
- [14] Shaibu R, Guo B. A data-driven water-soaking model for optimizing shut-in time of shale gas/oil wells prior to flowback of fracturing fluids[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Richardson: SPE, 2020; DOI: 10.2118/201479-MS.
- [15] 苗国晶. 致密油水平井自喷阶段合理工作制度研究[J]. 石油石化节能, 2020, 10(5): 5-7, 19, 60-61.
Miao Guojing. Research on rational working system in self-blowout stage of tight oil horizontal wells[J]. Energy Conservation of Petroleum and Petrochemical Industry, 2020, 10(5): 5-7, 19, 60-61.
- [16] 韩慧芬, 马辉运, 王良, 等. 页岩气井压裂返排液损害实验评价及机理研究[J]. 钻采工艺, 2019, 42(3): 97-100, 12.
Han Huifen, Ma Huiyun, Wang Liang, et al. Experimental evaluation and mechanism study on fracturing flowback fluid damage in shale gas wells[J]. Drilling & Production Technology, 2019, 42(3): 97-100, 12.
- [17] 郑继明. 基于压裂返排数据的致密油有效改造体积计算方法[J]. 非常规油气, 2023, 10(4): 139-144.
Zheng Jiming. Calculation method of effective volume of tight oil based on fracturing flowback data[J]. Unconventional Oil and Gas, 2023, 10(4): 139-144.
- [18] 薛敬豪. F1自喷井生产参数的确定[J]. 化学工程与装备, 2021(5): 35-36, 38.
Xue Jinghao. Determination of production parameters for F1 spray well[J]. Chemical Engineering and Equipment, 2021(5): 35-36, 38.
- [19] Eltahan E, Rego F B, Yu W, et al. Impact of well shut-in after hydraulic-fracture treatments on productivity and recovery of tight oil reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 203: 108592.
- [20] 翁定为, 江昀, 易新斌, 等. 基于页岩气井返排特征的闷井时间优化方法[J]. 石油钻探技术, 2023, 51(5): 49-57.
Weng Dingwei, Jiang Yun, Yi Xinbin, et al. Optimization method for shut in time based on shale gas well flowback characteristics[J]. Petroleum Drilling Technology, 2023, 51(5): 49-57.
- [21] 蒋廷学, 胥云, 张绍礼, 等. 水力压裂后返排期间放喷油嘴尺寸的动态优选方法[J]. 石油钻探技术, 2008(2): 54-59.
Jiang Tingxue, Xu Yun, Zhang Shaoli, et al. Dynamic optimization method of injector sizeduring flowback after hydraulic fracturing[J]. Petroleum Drilling Technology, 2008(2): 54-59.
- [22] 贾承造, 郑民, 张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 129-136.

- Jia Chengzao, Zheng Min, Zhang Yongfeng. China's unconventional oil and gas resources and exploration and development prospects[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(2): 129-136.
- [23] 王梦雨, 杨胜来, 曹庚杰, 等. 牛东裂缝型火山岩致密油藏渗吸采油机理研究[J]. *科学技术与工程*, 2020, 20(2): 569-575.
- Wang Mengyu, Yang Shenglai, Cao Gengjie, et al. Study on the mechanism of imbibition and recovery in fractured volcanic reservoirs[J]. *Science Technology and Engineering*, 2020, 20(2): 569-575.
- [24] 金之钧, 白振瑞, 高波, 等. 中国迎来页岩油气革命了吗? [J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(3): 451-458.
- Jin Zhijun, Bai Zhenrui, Gao Bo, et al. Is China ushering in a shale oil and gas revolution? [J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(3): 451-458.
- [25] 贾承造. 中国石油工业上游发展面临的挑战与未来科技攻关方向[J]. *石油学报*, 2020, 41(12): 1445-1464.
- Jia Chengzao. Challenges and future scientific and technological research directions of China's petroleum industry[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(12): 1445-1464.
- [26] 乔润伟, 张士诚, 王飞, 等. 高含黏土页岩气储层闷井返排数值模拟[J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2024, 39(3): 82-93.
- Qiao Runwei, Zhang Shicheng, Wang Fei, et al. Numerical simulation of flowback from stuffy wells in high-clay shale gas reservoirs [J]. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 2024, 39(3): 82-93.
- [27] 马新仿, 樊凤玲, 张守良. 低渗气藏水平井压裂裂缝参数优化[J]. *天然气工业*, 2005(9): 61-63, 155.
- Ma Xinfang, Fan Fengling, Zhang Shouliang. Optimization of fracture parameters in horizontal wells of low permeability gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2005(9): 61-63, 155.
- [28] 张文静. 风西井区藻灰岩水平井整体压裂优化设计[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2021.
- Zhang Wenjing. Optimization design of overall fracturing of algal limestone horizontal well in Fengxi area[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2021.
- [29] 马新仿, Valko Peter. 裂缝非达西渗流对气井水力压裂设计的影响[J]. *油气地质与采收率*, 2010, 17(5): 83-85, 89, 116-117.
- Ma Xinfang, Valko Peter. Influence of fractured non-Darcy seepage on hydraulic fracturing design of gas wells[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2010, 17(5): 83-85, 89, 116-117.
- [30] 王飞, 阮颖琪, 陈巧韵, 等. 考虑压裂液渗吸换油效应的压裂闷井降压模型[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(6): 1250-1257.
- Wang Fei, Ruan Yingqi, Chen Qiaoyun, et al. Pressuredrop model of fracturing stew considering fracturing fluid imbibition and oil exchange effect [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(6): 1250-1257.
- [31] 李平, 樊平天, 孙敏, 等. 特低渗油田历史拟合和调整方案研究[J]. *中国石油和化工标准与质量*, 2021, 41(23): 93-95.
- Li Ping, Fan Pingtian, Sun Min, et al. Research on historical fitting and adjustment plan for ultra-low permeability oil fields[J]. *China Petroleum and Chemical Industry Standards and Quality*, 2021, 41(23): 93-95.
- [32] 马新仿, 郭子义, 王怡, 等. 青海油田乌101区块整体压裂数值模拟研究[J]. *科学技术与工程*, 2014, 14(2): 93-95, 99.
- Ma Xinfang, Guo Ziyi, Wang Yi, et al. Numerical simulation study on global fracturing in Wu 101 block of Qinghai Oilfield[J]. *Science Technology and Engineering*, 2014, 14(2): 93-95, 99.
- [33] 王浩栋, 展转盈, 安泽鹏. 低渗致密油藏开发技术的研究进展[J]. *当代化工研究*, 2023(20): 29-31.
- Wang Haodong, Zhan Zhuanying, An Zepeng. Research progress on development technology of low-permeability tight oil reservoirs [J]. *Contemporary Chemical Research*, 2023(20): 29-31.
- [34] 王飞, 潘子晴. 化学势差驱动下的页岩储集层压裂液返排数值模拟[J]. *石油勘探与开发*, 2016, 43(6): 971-977.
- Wang Fei, Pan Ziqing. Numerical simulation of fracturing fluid flowback in shale reservoir driven by chemical potential difference [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(6): 971-977.
- [35] 胡伟, 张蕾, 石立华, 等. 致密油藏动态渗吸实验及主控因素[J]. *科学技术与工程*, 2023, 23(10): 4157-4167.
- Hu Wei, Zhang Lei, Shi Lihua, et al. Dynamic imbibition experiment and main controlling factors in tight oil reservoir[J]. *Science Technology and Engineering*, 2023, 23(10): 4157-4167.
- [36] 石立华, 薛颖, 崔鹏兴, 等. 致密油藏自发静态渗吸实验及影响因素[J]. *科学技术与工程*, 2023, 23(29): 12494-12503.
- Shi Lihua, Xue Ying, Cui Pengxing, et al. Spontaneous static imbibition experiment of tight reservoir and its influencing factors [J]. *Science Technology and Engineering*, 2023, 23(29): 12494-12503.