

【环境与能源 / Environment and Energy】

基于数值模拟的海上低渗油藏压驱选井选层标准

汤明光¹, 魏峰¹, 马帅¹, 邓玄¹, 张玉立¹, 王飞^{2,3}, 王金伟^{2,3}, 乔润伟^{2,3}, 邢天戈^{2,3}

1) 中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 广东湛江 524057; 2) 中海油田服务股份有限公司, 天津 300459; 3) 海洋油气高效开发全国重点实验室, 北京 102209

摘要:为解决压驱技术在海上推广应用中存在选井选层标准不明确的问题,通过建立压驱增产精细数值模拟方法,定量表征了岩石高压破裂增渗、表面活性剂作用和焖井渗吸等作用,分析了选井选层的关键指标对压驱增油效果的影响程度。结果发现,压驱选井选层时,含油状况的重要性大于原始储量和储层物性,如压力保持水平在0.4以上且含油饱和度大于40%是压驱选井选层标准的下限。优选的目标井及目标层位经压驱作业后,初期日增油速率为50 m³/d,目标层的产能由1.2 m³/(d·MPa)增至9.2 m³/(d·MPa),半年累计增油1.01 × 10⁴ m³,压驱效果达到方案设计要求。矿场实践表明,考虑地层补能、增孔增渗、压驱致裂、驱油剂洗油机理和渗吸置换机理的压驱增产精细数值模拟方法和压驱选井选层方法可为海上低渗油藏压驱选井选层作业提供技术支撑。

关键词: 油田开发; 低渗油藏; 海上油藏; 压驱工艺; 数值模拟; 选井选层

中图分类号: TE377; TE357

文献标志码: A

DOI: 10.3724/SP.J.1249.2026.03253

Numerical-simulation-based criteria for well and layer selection in fracturing-flooding of offshore low-permeability reservoirs

TANG Mingguang¹, WEI Feng¹, MA Shuai¹, DENG Xuan¹, ZHANG Yuli¹,
WANG Fei^{2,3}, WANG Jinwei^{2,3}, QIAO Runwei^{2,3}, and XING Tiange^{2,3}

1) Zhanjiang Branch of CNOOC Ltd., Zhanjiang 524057, Guangdong Province, P. R. China

2) China Oilfield Services Limited, Tianjin 300459, P. R. China

3) National Key Laboratory of Highly Efficient Offshore Oil and Gas Exploitation, Beijing 102209, P. R. China

Abstract: To address the lack of clear criteria for well and layer selection in the offshore applications of fracturing-flooding technology, this study develops a refined numerical simulation method to quantitatively characterize the oil enhancement mechanisms associated with high-pressure fracture-induced permeability improvement, surfactant-assisted oil displacement, and soak-imbibition processes. Based on numerical simulations, selection criteria for wells and layers suitable for fracturing-flooding are systematically investigated, and the relative influence of key selection indicators on incremental oil production is analyzed. Results show that the oil-saturation condition play a more critical role than original reserves and physical properties of the reservoir in well and layer selection. Specifically, a pressure maintenance level greater than 0.4 and an oil saturation of exceeding 40% are identified as the lower limits for candidate wells and layers. After fracturing-flooding treatment of the optimized target wells and layers, the

Received: 2025-07-22; **Accepted:** 2025-11-07; **Online (CNKI):** 2025-12-24

Foundation: National Science and Technology Major Special Project of China (2025ZD1407405)

Corresponding author: Senior engineer WANG Fei (79340025@qq.com)

Citation: TANG Mingguang, WEI Feng, MA Shuai, et al. Numerical-simulation-based criteria for well and layer selection in fracturing-flooding of offshore low-permeability reservoirs [J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2026, 43(3): 253-261. (in Chinese)

Open access: This article is licensed under the CC BY 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).



initial incremental oil production reaches $50 \text{ m}^3/\text{d}$, and the productivity index of the target layer increases from $1.2 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$ to $9.2 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$, and the cumulative incremental oil production reaches $1.01 \times 10^4 \text{ m}^3$ within six months, indicating that the fracturing-flooding performance meets the design requirements. Field practice shows that the proposed refined numerical simulation approach—which incorporates formation energy replenishment, pore and permeability enhancement, pressure-induced fracturing, surfactant-assisted washing oil, and imbibition displacement mechanisms—together with the established well and layer selection criteria, provides effective technical support for fracturing-flooding operations in offshore low-permeability reservoirs.

Key words: oilfield development; low-permeability reservoir; offshore reservoir; fracturing-flooding technology; numerical simulation; well and layer selection

针对陆地及海上各油田低渗油藏储集层物性差、剩余油分布零散, 以及水注不进, 油采不出等问题, 提出以大规模压裂为基础的压驱技术, 通过水力压裂设备向地层高压、高速注入清水和驱油剂, 短时间内快速补充油藏能量, 提高油藏压力, 取得了良好的实践效果^[1-5], 其增产机理涵盖地层补能、增孔增渗、压驱致裂、驱油剂洗油和渗吸置换等^[6-8].

选井选层是压驱作业取得增产效果的重要前提. 常用的选井选层方法包括基于矿场实践经验的类比优选方法、基于数学分析手段的评价方法和基于数值模拟的优选方法. 考虑到各油田的矿场实践情况, 往往选择目的层厚、井组储量动用程度低、含水率低, 且无注采关系或注采关系十分不完善的井作为油井压驱目标井^[1,5-8], 优选地层能量高、剩余油富集的油层为压驱目标层^[6], 其选井选层过程依赖现场经验. 在选井选层方面, 综合评价方法^[9-11]大多脱离了油藏本身, 无法科学解释压驱增产机理. 学者们开展了广泛研究, 从不同角度解释了压驱技术应用到的增产机理^[12-17], 但受室内实验尺度限制, 所取得的研究成果不能直接用于指导海上低渗油藏压驱工艺的选层选井作业.

目前, 针对压驱技术的矿场尺度数值模拟方法仍不能系统性阐述压驱增产机理, 在压驱选井选层时缺乏理论支撑. 为此, 本研究从渗流力学和地质力学原理出发, 基于室内实验结果, 明确压驱技术实现增产效果的物理原理与过程, 提出一种精细数值模拟方法, 用以描述压驱增产机理. 并在此基础上进行多项选层指标的敏感性研究, 提出压驱选井选层优选方法.

1 压驱增产数值模拟表征方法

压驱增产的主要机理可以总结为地层补能、增

孔增渗、压驱致裂、驱油剂洗油和渗吸置换. 其中, 压驱致裂是提高注入流体压力, 迫使岩石破坏形成裂缝; 增孔增渗是岩心的有效应力降低导致孔隙度和渗透率提升; 驱油剂洗油、渗吸置换是注入流体与原油间的驱替压力和润湿性变化导致的洗油效率提高.

1.1 压驱增产机理

1.1.1 地应力变化及压驱致裂

开展压驱致裂机理模拟研究时, 需考虑地应力场时变特征. 采用地质力学模型描述岩石的弹性变形和计算地应力, 采用完全耦合方法来建立地应力与渗流的耦合模型, 即在每一时间步中, 同时求解渗流方程和地应力方程. 求解步骤如图 1: 首先, 通过有限体积法进行油藏数值模拟计算, 保留时间步长上的压力场与体积变化; 然后, 将该时间步上得到的压力输入到基于有限元方法的地质力学求解器, 计算该时间步的地应力场, 基于地应力场计算物理场(孔隙度和渗透率); 最后, 使用修改后的物理场重新启动模型进行后续时间步计算. 同时, 当满足岩石破坏准则时形成水力裂缝, 采用动态的嵌

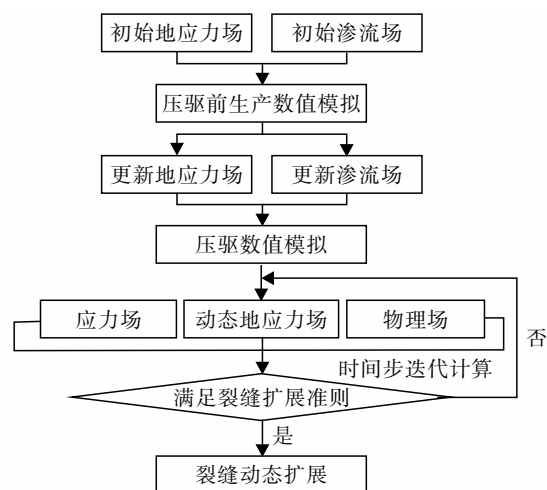


图 1 地应力与渗流的耦合模型求解流程

Fig. 1 Solution procedure for coupled geostress-seepage.

入式离散裂缝表征水力裂缝形成过程。

1.1.2 增孔增渗

为定量描述低渗透储层的渗透性因压驱注水而改善的这一现象,对研究区3块直径为2.5 cm的低渗岩心样品(A₁、A₂和A₃)进行了压驱增渗实验。通过在岩心截面钻取深度为1.5 cm的孔以模拟压驱井口周围储层,在岩心夹持器中进行压驱测试;通过记录驱替压差和流量来计算岩心渗透率;通过定围压改变驱替压力来模拟不同的净水平应力条件。3块岩心的岩心渗透率(K ,单位: μm^2)和岩心有效应力为0时的初始渗透率(K_0 ,单位: μm^2)进行归一化处理(图2)。由图2可见,在岩心渗透率上升趋势中存在拐点,表明微裂缝开启并逐渐扩展,形成有效的渗流通道。基于渗透率变化幅度与应力呈指数关系的假设,可拟合得到微裂缝开启前后的渗透率受应力控制模型,

$$\begin{cases} K/K_0 = 0.982e^{-0.035\Delta\sigma}, & \Delta\sigma < 0 \\ K/K_0 = 1.004e^{-0.010\Delta\sigma}, & \Delta\sigma > 0 \end{cases} \quad (1)$$

其中, $\Delta\sigma$ 为净水平应力,等于岩石水平最小主应力与油藏流体压力的差值(单位:MPa)。

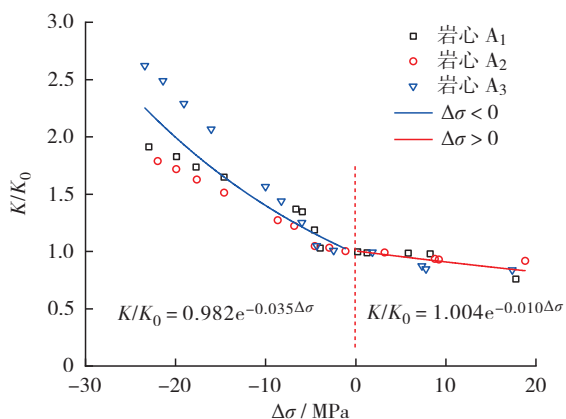


图2 不同净水平应力下岩心渗透率

Fig. 2 Normalized permeability under different net horizontal stress conditions for core A₁ (hollow black squares), core A₂ (hollow red circles), core A₃ (hollow blue inverted triangles), and solid curves are for fitted regression curves.

压驱注水过程中,孔隙度随有效应力降低而升高,结合地质力学模型,采用岩体质量守恒方程描述孔隙度变化,

1.1.3 渗吸置换及驱油剂洗油

为模拟压驱后焖井过程中油水渗吸置换及驱油剂洗油机理,基于压驱条件下油水相对渗透率测试实验、渗吸排驱毛管力测试实验及驱油剂-原油界面张力实验,构建了基于时变毛管力曲线和相渗曲

线的渗吸置换及驱油剂洗油机理表征方法。

1) 相渗曲线时变

开展非稳态法的油水两相相对渗透率测试。对比水驱和表活剂驱(质量分数为0.3%的驱油剂、质量分数为0.1%的减阻剂和质量分数为0.3%的黏土稳定剂),同时通过提高驱替压差对比常规水驱和压驱。测试得到油和水两相的相对渗透率(K_{ro} 和 K_{rw})曲线如图3。结果显示,高压表活剂驱的油水相渗曲线等渗点最高,残余油饱和度最低,表明高压表活剂驱可大幅提高洗油效率。

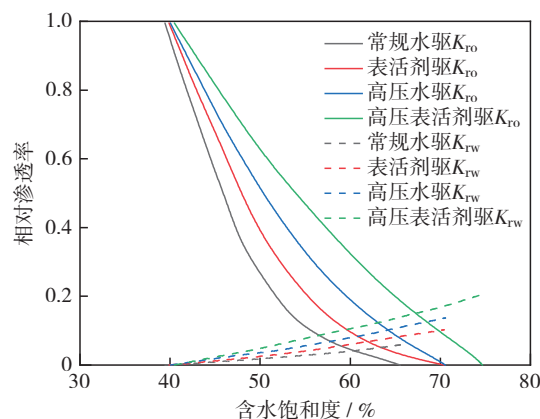


图3 不同驱替条件下的油水相渗曲线

Fig. 3 Oil-water relative permeability curves under different displacement conditions fabricated by conventional water flooding (black solid and dashed lines), surfactant flooding (red solid and dashed lines), high-pressure water flooding (blue solid and dashed lines) and high-pressure surfactant flooding (green solid and dashed lines).

构建以压力和表活剂浓度为双自变量的插值函数。给定某压力及某表活剂浓度,确定对应油水相渗值的具体步骤为:基于压驱及水驱的相渗曲线,经插值确定某压力下的表活剂及水驱的油水相渗值;再基于目前的表活剂浓度,经插值确定该表活剂浓度下的油水相渗值。基于A和B两套相渗曲线进行插值的基本公式为

$$\begin{cases} \omega = \frac{X - X^A}{X^B - X^A}, & X = S_o, K_{ro}, K_{rw} \\ S_{or} = (1 - \omega)S_{or}^A + \omega S_{or}^B \\ K_{ro} = (1 - \omega)K_{ro}^A + \omega K_{ro}^B \\ K_{rw} = (1 - \omega)K_{rw}^A + \omega K_{rw}^B \end{cases} \quad (2)$$

其中, ω 为插值的权重因子; S_o 为含油饱和度; S_{or} 为残余油饱和度。

2) 毛管力曲线时变

参照行业标准对南海西部某区块的7块岩心开

展了高压压汞实验, 压退汞及归一化曲线如图 4, 此外, 测试了不同驱油剂浓度下的油水界面张力, 通过 J 函数转换方法, 建立起表面活性剂浓度-界面张力-毛细管力的关系, 构建了渗吸排驱过程毛细管力随表面活性剂浓度的时变模型。

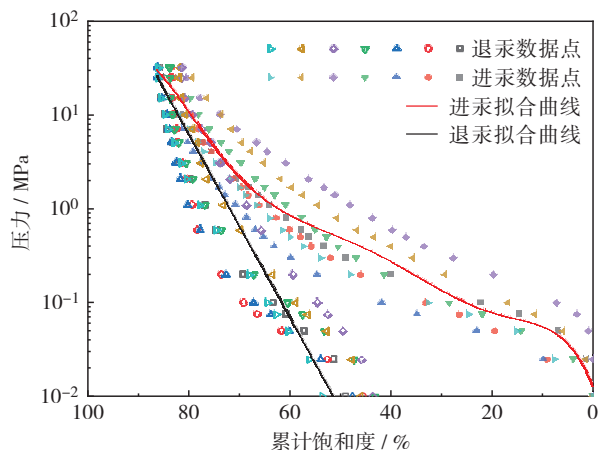


图 4 压退汞曲线

Fig. 4 Mercury intrusion porosimetry curves fabricated by cores data (scatter points), fitted regression mercury intrusion curve (red solid line) and mercury extrusion curve (black solid line).

1.2 数值模型构建与求解

基于对商业油藏数值模拟软件 tNavigator 功能的充分挖掘和二次开发, 定量表征了压驱增产的内在作用。为得到压驱前油藏的渗流模型和地质力学模型属性场, 需开展历史拟合模拟工作。油井压驱作业的流程是压裂后压驱, 压驱注入压力高导致岩石应力增加, 因此, 在压驱模拟中, 考虑渗流模型和地质力学模型耦合求解。压驱后的生产阶段中, 尽管地应力场仍在改变, 但对生产特征模拟结果影响较小。考虑到计算效率, 压驱后的生产阶段不再做渗流模型和地质力学模型耦合求解。

上述构建的压驱增产数值模拟表征方法与常规油藏数值模型相比, 其特征为: ① 耦合地应力变化和裂缝扩展过程; ② 揭示了压驱增孔增渗、渗吸置换和驱油剂洗油机理。

2 压驱选井选层方法

2.1 选井选层机理模型

为开展压驱选井选层优选研究, 基于所述低渗油藏压驱增产数值模拟表征方法, 建立了均质油藏数值模型。模拟低渗储层面积为 $1\,005\text{ m} \times 1\,005\text{ m}$,

储层厚度为 60 m 。模型中心设置 1 口压驱油井, 基于实际压驱井措施及生产资料, 设置压驱注入液为 $4 \times 10^{-3}\text{ m}^3$, 压裂液为 450 m^3 , 压驱后焖井 1 d, 再开始生产。裂缝扩展模拟生成了对称双翼垂直裂缝, 其特征由储层地质力学特征控制。模型基础物性参数参考南海西部油田地质油藏资料^[18], 压力系数为 1.46 (原始地层压力 39 MPa), 原油黏度为 $5\text{ mPa}\cdot\text{s}$, 密度为 0.85 g/cm^3 , 饱和压力为 18.6 MPa 。

参考大庆和江苏等油田相关研究^[1-8], 将孔隙度、渗透率、有效厚度、含水饱和度、压力保持水平和断层距离作为选井选层优化指标。根据区块实际地质资料确定指标变化范围。基于拉丁超立方采样构建 100 个组合参数模拟方案, 模拟对比压驱及未压驱时油井累积产油差异。其中, 孔隙度 ($8\% \sim 24\%$)、渗透率 ($0.5 \times 10^{-3} \sim 50 \times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$) 和含油饱和度 ($0.400 \sim 0.774$) 通过改变模型预设参数直接模拟; 有效厚度 ($10 \sim 50\text{ m}$) 通过改变储层净毛比模拟; 断层距离 ($12 \sim 400\text{ m}$) 通过改变油井位置模拟; 压力保持水平 ($0.1 \sim 0.9$) 定义为压驱作业时的平均地层压力与原始地层压力之比。

2.2 压驱选井选层关键指标优选

定义增油量为压驱前后 5 a 的油井累积产油量之差。绘制增油量与 6 个特征参数的关系曲线 (图 5)。由于多因素同时改变, 单因素对增油量的影响特征有整体性规律, 但影响机制不明确。

2.2.1 孔隙度和有效厚度

如图 5(a) 和 (c) 所示, 多因素干扰下孔隙度和有效厚度与增油量的关系不明确。以孔隙度 (Φ) 和有效厚度 (H) 乘积 (ΦH) 大小表征原始地质储量 (original oil in place, OOIP), 绘制增油量与 ΦH 的关系曲线如图 6。发现 OOIP 越大, 增油幅度越高。表明压驱工艺选井选层时应首先考虑储层仍有一定的地质储量, 考虑压驱成本及油田产量需求, 优选增油量大于 $1.00 \times 10^4\text{ m}^3$ 作为压驱工艺增产目标, 选取 $\Phi H = 1.5\text{ m}$ 作为压驱选井选层标准的下限。

2.2.2 渗透率

如图 5(b) 所示, 在多因素影响时渗透率与增油量的关系不明确, 为消除由孔隙度和有效厚度改变引起的储层原始储量变化, 进一步探讨压驱工艺对渗透率的适用性, 在优选了地质储量的基础上 ($\Phi H > 1.5\text{ m}$), 定义增油量/ (ΦH) 和增油量/ (ΦH^2) 为单位增油能力。绘制单位增油能力与渗透率的关系曲线如图 7。由图 7 可见, 在渗透率小于 5×10^{-3}

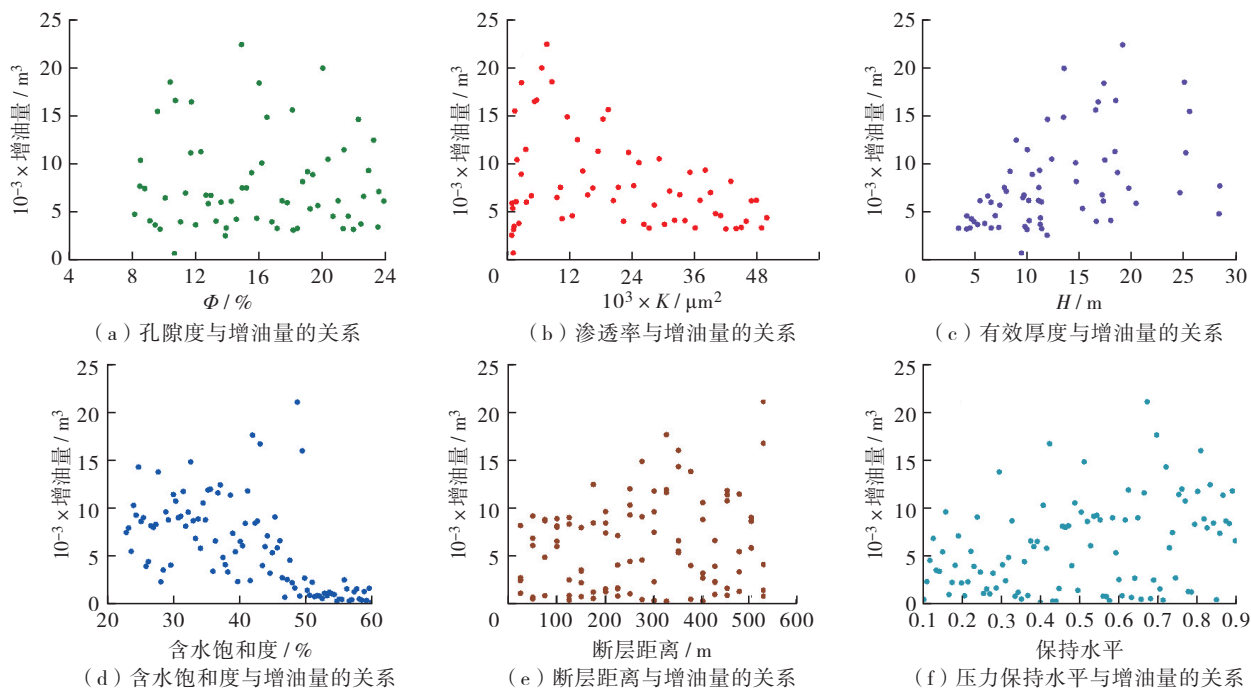


图5 增油量与特征参数的关系

Fig. 5 Relationship between increment oil production and characteristic parameters. Relationship between (a) porosity and oil increment, (b) permeability and oil increment, (c) effective thickness and oil increment, (d) water saturation and oil increment, (e) fault distance and oil increment, and (f) pressure maintenance level and oil increment.

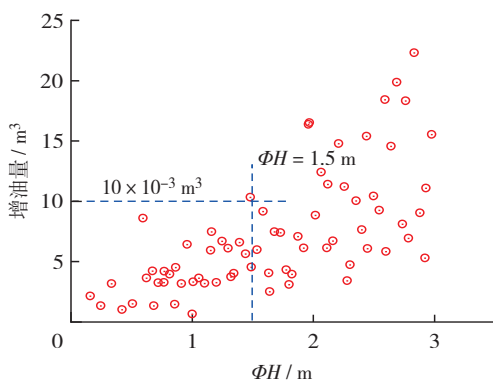


图6 增油量与OOIP的关系

Fig. 6 Relationship between oil increment and OOIP fabricated by model data (red circles with a centered dot) and supplementary indicator line (blue dashed line).

μm^2 时, 增油量/ (ΦH^2) 与渗透率呈负相关 ($R^2 = 0.9128$), 在渗透率大于 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时, 与渗透率有较好的正相关性 (对数相关, $R^2 = 0.8907$), 拟合公式如下:

$$\begin{cases} \frac{\Delta Q}{\Phi H^2} = 0.025K + 0.011, & K < 5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \\ \frac{\Delta Q}{\Phi H} = -0.507 \ln K + 2.474, & K \geq 5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \end{cases} \quad (3)$$

对以上2套相关性数据进行曲线拟合, 代表增油量为 $1.00 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的界限, 曲线下方为压驱有利

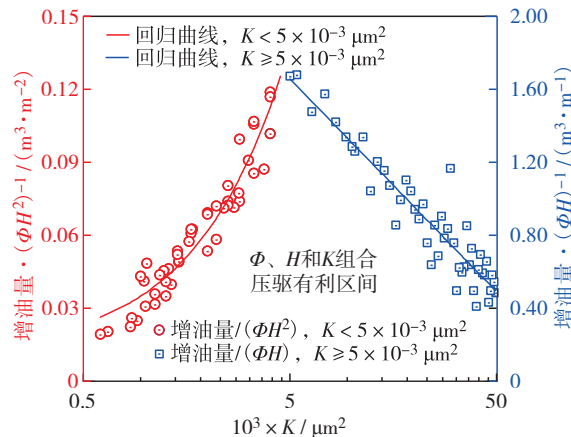


图7 单位增油量与渗透率的关系

Fig. 7 Relationship between permeability and oil increment normalized by ΦH^2 and ΦH . Red dot-centered hollow circles with a red fitted line show oil increment normalized by ΦH^2 for permeability $< 5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (left y-axis), whereas blue dot-centered hollow squares with a blue fitted line represent oil increment normalized by ΦH for permeability $> 5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (right y-axis).

区间。结果表明, 在已知孔隙度和有效厚度的前提下, 针对目标储层开展压驱工艺时, 渗透率存在一定的优选范围。

分析认为, 在渗透率较低时, 常规开采方式剩余油饱和度相对更高, 压驱洗油效率的增产作用表

现更明显,在渗透率较高时,流体流动性好,压驱增渗作用相对较弱,且储层剩余油含量低,造成了随渗透率增加,单位增油量与渗透率呈负相关性。

2.2.3 含油性

如图5(d)所示,整体上,含水饱和度越高,增油量越低。含油饱和度一方面直接影响了目前储层含油性,另一方面影响了油水两相渗流能力。当含油饱和度小于40%时,储层含油性差,且油相流动性差,几乎没有增油效果,因此,优选含油饱和度大于40%是压驱选井选层标准的下限。

2.2.4 断层距离

如图5(e),断层距离与增油量的数据点较为离散,通过对断层距离敏感性的单因素分析发现,断层距离与增油量呈负相关,但影响程度很小。从工程安全角度考虑,确定断层距离60 m作为压驱选井选层标准的下限。

2.2.5 压力保持水平

如图5(f),多因素模拟条件下,虽然压力保持水平与增油量的数据点较为离散,无直接线性关系,但考虑到压驱工艺中注水补充能量的重要机理,基于原模拟方案,开展注入总量 $0.50 \times 10^4 \sim 2.50 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的模拟研究,将增油量与压驱注入总液量的比值定义为换油率,分析换油率与不同压力保持水平的关系如图8。发现换油率与压力保持水平呈现明显的正相关。根据换油率下限为0.8,选取压力保持水平0.4(地层压力系数为0.5)作为压驱选井选层标准的下限。根据压驱增产机理分析可知,流体压力提高时,洗油效率提高,这也是提高注入压力的重要原因。

2.2.6 隔夹层厚度

考虑到开展压驱作业时,大量压驱液进入储层后可能突破隔夹层,进而造成注入损失。基于原模拟方案,开展了不同隔夹层厚度条件下的数值模拟研究。设置隔层厚度变化范围为0.1~5.0 m,发现隔层厚度大于1.5 m后,压驱液不能穿透隔层。出于安全和压驱有效性考虑,选取隔夹层厚度1.5 m作为压驱选井选层标准的下限。

2.2.7 多参数综合分析

基于前文讨论,将指标分为3个维度:①以含油饱和度和残余油饱和度构成的体现含油性的特征参数;②以孔隙度和有效厚度构成的表征原始储量的特征参数;③以断层距离和渗透率构成的表征储层物性的特征参数。从模拟结果发现,含油性

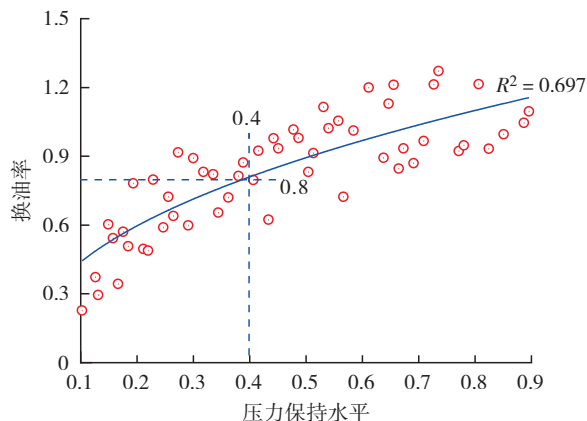


图8 增油量与压力保持水平的关系

Fig. 8 Relationship between increment oil production and pressure maintenance level fabricated by model data (red cricles with a centered dot), correlation curve (blue solid line) and supplementary indicator line (blue dashed line).

的重要性大于原始储量和储层物性,如压力保持水平 ≥ 0.4 ,含油饱和度大于40%是压驱选井选层标准的下限。

2.3 压驱选井选层方法

本研究构建的选井选层方法具体应用步骤如下:①油田优选。优选中低渗稀油油田,且目标区块/平台应满足压驱作业需求。②目标井初选。低产低效油井、定向井、非稠油井、无套管损坏或大修等复杂井况,固井质量优良。③目标井详选。对比参考大庆和江苏等油田压驱工艺的选层指标,形成适应于目标区块的选层指标如表1。其中,压力保持水平和孔隙度由油藏数值模拟确定;以压驱后累产 $1.00 \times 10^4 \text{ m}^3$ 为增产界限, ΦH 需大于1.5 m,含油饱和度需大于60%,渗透率由图7优选下限;井控剩余储量是按400 m井距、压力保持水平为0.4时的机理模型剩余储量;综合含水和采出程度是考虑治理成本考虑;出于安全目的,断层距离大于60 m。④选井施工效果预测。若有目标井的地质模型及油藏生产动态,可进行油藏数值模拟和产量历史拟合,并基于本研究所提供的压驱增产数值模拟表征方法进行压驱增产措施效果预测,进一步验证上述选井选层结果的可靠性。

3 实例应用与效果对比

3.1 压驱井优选

为验证本研究所选的选井选层方法的效果,对所研究区块内生产油井进行筛选,各井基础储层物

表1 选层指标对比

Table 1 Comparison of layer selection indicators

区块	压力保持水平	$\Phi / \%$	H / m	采出程度 / %	综合含水 / %	$S_o / \%$	$10^{-4} \times$ 井控 剩余储量 / t	$10^3 \times$ 渗透率 / μm^2	隔层厚度 / m	断层距离 / m
长垣	—	23.2	> 0.2	< 30	< 90	—	—	10.0 ~ 50.0	> 2.0	> 70
庆城	0.7 ~ 0.8	6.0 ~ 11.0	> 5.0	低于平均	—	> 67.7	—	0.1	—	—
华庆	> 0.6	10.0 ~ 12.0	—	低于平均	—	—	—	0.3 ~ 0.4	—	—
本研究	> 0.4	$\Phi H > 1.5 \text{ m}$	—	低于平均	< 90	> 40.0	> 38	> 2.0	> 1.5	> 60

注: “—”表示对应油田选井选层标准不考虑该因素

性参数见表2。其中, X1井有套变风险, X2井的压力保持水平太低、井控剩余储量太低, 压驱收益不高。A21井于2018年底投产, 投产初期日产油为 $70 \text{ m}^3/\text{d}$, 产能指数为 $9.7 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$, 稳产期短、产量递减快, 进行压驱措施前日产油为 $20 \text{ m}^3/\text{d}$,

产能指数为 $3.2 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$, 属于低水平生产, 存在物性差、地层能量亏空和产量递减快的问题。基于以上分析, 优选A1井作为压驱目标井。对照机理模型分析结果, 初步预测压驱总计增油量为 $3.00 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

表2 压驱目标井分析筛选

Table 2 Analysis and screening table for fracturing-flooding target wells

井号	注采完善性	套固质量	压力保持水平	采出程度 / %	$\Phi / \%$	H / m	$S_o / \%$	$10^3 \times$ 渗透率 / μm^2	断层距离 / m	隔层厚度 / m
X1	好	差	0.60	8.7	18	30	70	30	400	> 1.5
X2	好	好	0.40	9.2	18	35	50	20	400	> 1.5
A21	差	好	0.77	7.6	12	30	70	5	100	> 1.5

按照压驱施工设计方案, 于2023年9月份完成对A21井目标层系的压驱作业, 对目标层位注入 $3\,700 \text{ m}^3$ 压驱液, 436 m^3 压裂液, 闷井3 d后返排投产, 初期日增油速率为 $50 \text{ m}^3/\text{d}$, 目标油组的产能由 $1.2 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$ 增至 $9.2 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$, 半年累增油 $1.01 \times 10^4 \text{ m}^3$, 压驱效果达到方案设计要求。A21井的压驱前后生产动态对比如图9。

3.2 压驱技术可行性评估验证

为进一步验证该选井选层方法的可行性, 将该井区所有压驱作业井的基本参数投影到本方法的单位增油能力与渗透率的关系曲线中(图10)。由图10可见, 4口已作业井的数据均落在边界下方。注意到B44井的渗透率较高($44.30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$), 数据点略靠近拟合边界, 且增产效果较差, 这表明高渗透层不适合开展压驱作业, 回报率较低。

3.3 压驱经济可行性界限评估

以目标油田4口压裂注水井为例, 假设单井运营成本为 $1\,400 \sim 1\,900$ 万元人民币, 平均成本 $1\,650$ 万元人民币。公开资料显示, 2023年中国海洋石油集团有限公司的平均采油成本为 28.83 美元/桶^[19]。假设原油单位销售价格为 80.55 美元/桶, 折现率

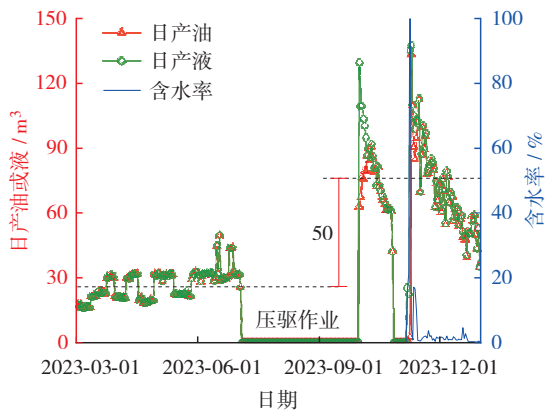


图9 目标井的压驱前后生产动态对比

Fig. 9 Production performance comparison of target wells pre and post fracturing-flooding fabricated by daily oil production (red solid line with hollow triangle), daily liquid production (green solid line with hollow cricle) and water cut (blue line).

10%, 以3个月为1个计算期, 压驱措施实现增产 $1.00 \times 10^4 \text{ m}^3$, 且有效期3 a的情况下, 该措施的净现值计算结果为 440 万元人民币, 投资回收期15个月, 内部收益率39.33%。当净现值为0时, 对应的原油价格为 69.66 美元/桶。

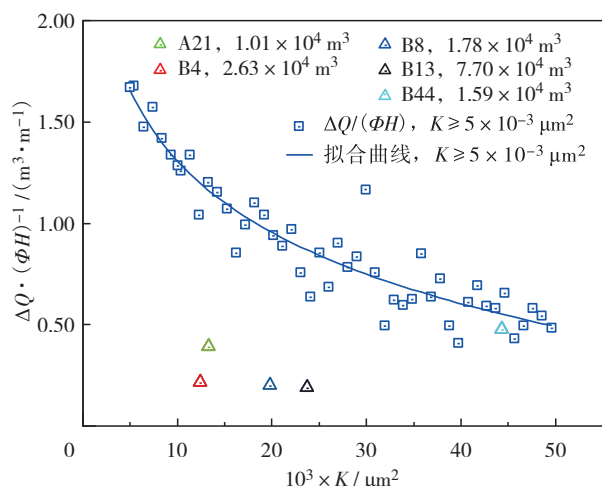


图 10 目标井区压驱可行性评估

Fig. 10 Technology feasibility evaluation of fracturing-flooding in target well blocks fabricated by model (blue squares with a centered dot) with its fitted regression curve (blue solid line) and target wells data (green, red, blue, black, cyan triangles with a centered dot).

4 结 论

1) 基于室内试验结果构建压驱增产机理模型, 提出兼顾地应力时变、孔渗时变、相渗时变和渗吸置换作用的精细数值模拟方法. 该方法可提高压驱后油藏数值模拟精度, 并为压驱选井选层和预测增产效果提供技术支撑.

2) 基于数值模拟开展海上低渗油藏压驱选井选层标准研究, 分析各项关键指标发现, 含油状况的重要性大于储层物性, 即首先要保证地层中有一定的剩余储量. 油井压驱适合有一定剩余储量、低孔低渗和注采不完善的油井.

3) 基于油藏数值模拟分析结果, 综合油藏因素、工程因素和井控因素, 构建了针对目标区块的选层标准. 利用选层指标能够快速对压驱井层进行筛选, 为后期进行单井压驱方案设计节省了大量时间, 提高了工作效率.

4) 矿场应用发现, 所选压驱井压驱方案顺利实施, 压驱效果达到方案设计要求. 压驱技术以压驱致裂及增压增渗为主要增油机理, 在今后的压驱作业中应优先考虑. 高渗储层不太适合开展压驱作业, 其回报率较低.

基金项目: 国家科技重大专项基金资助项目(2025ZD1407405)

作者简介: 汤明光(tangmg@cnooc.com.cn), 中海石油(中国)有限公司高级工程师. 研究方向: 海上油藏开发与管理.

引 文: 汤明光, 魏峰, 马帅, 等. 基于数值模拟的海上低渗油藏压驱选井选层标准[J]. 深圳大学学报理工版, 2026, 43(3): 253-261.

参考文献 / References:

- [1] 马玉娟. 大庆长垣油田三类油层压裂驱油提高采收率技术及其应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2021, 40(2): 103-109.
MA Yujuan. Application of fracturing-flooding EOR technique in type III oil reservoirs in Daqing Placanticline Oil-field [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2021, 40(2): 103-109. (in Chinese)
- [2] 张矿生, 唐梅荣, 陶亮, 等. 庆城油田页岩油水平井压增渗一体化体积压裂技术[J]. 石油钻探技术, 2022, 50(2): 9-15.
ZHANG Kuangsheng, TANG Meirong, TAO Liang, et al. Horizontal well volumetric fracturing technology integrating fracturing, energy enhancement, and imbibition for shale oil in Qingcheng Oilfield [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(2): 9-15. (in Chinese)
- [3] 杨勇, 张世明, 曹小鹏, 等. 胜利油田低渗透油藏压驱开发技术实践与认识[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(6): 61-71.
YANG Yong, ZHANG Shiming, CAO Xiaopeng, et al. Practice and understanding of pressure drive development technology for low-permeability reservoirs in Shengli Oil-field [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(6): 61-71. (in Chinese)
- [4] 马珍福, 邵现振, 李刚, 等. 低渗油藏扩容压驱工艺技术在渤南油田的应用[J]. 非常规油气, 2023, 10(4): 58-66.
MA Zhenfu, SHAO Xianzhen, LI Gang, et al. Application of dilatant pressure flooding technology in low permeability reservoir in Bonan Oilfield [J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(4): 58-66. (in Chinese)
- [5] 郭建春, 马莅, 卢聪. 中国致密油藏压裂驱油技术进展及发展方向[J]. 石油学报, 2022, 43(12): 1788-1797.
GUO Jianchun, MA Li, LU Cong. Progress and development directions of fracturing flooding technology for tight reservoirs in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(12): 1788-1797. (in Chinese)
- [6] 刘义坤, 王凤娇, 汪玉梅, 等. 中低渗透储集层压驱提高采收率机理[J]. 石油勘探与开发, 2022,

- 49(4): 752-759.
- LIU Yikun, WANG Fengjiao, WANG Yumei, et al. The mechanism of hydraulic fracturing assisted oil displacement to enhance oil recovery in low and medium permeability reservoirs [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(4): 752-759. (in Chinese)
- [7] LIN Renyi, LUO Pingya, SUN Lei, et al. Experimental study on optimization of water injection and gas injection before and after fracturing in low permeability buried hill reservoirs [J]. *Fresenius Environmental Bulletin*, 2020, 29(11): 10215-10223.
- [8] LI Nianyin, ZHU Shijie, LI Yue, et al. Fracturing-flooding technology for low permeability reservoirs: a review [J]. *Petroleum*, 2024, 10(2): 202-215.
- [9] 薛成龙. 基于多核学习的压驱井优选方法研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2021.
- XUE Chenglong. Research on selection method of fracturing oil wells based on multi-kernel learning [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2021. (in Chinese)
- [10] 解凤强. 基于模糊数学方法的压裂井优选[J]. *科学技术与工程*, 2010, 10(7): 1768-1771.
- XIE Fengqiang. Applying fuzzy evaluation decision mode to select fracture well [J]. *Science Technology and Engineering*, 2010, 10(7): 1768-1771. (in Chinese)
- [11] WANG Xiang, CHU Xianxiang, XIE Yixin, et al. Machine learning framework for evaluating fracturing-flooding effectiveness: from prediction to decision recommendations [J]. *Fuel*, 2025, 381, Part A: 133299.
- [12] 察鲁明, 冯其红, 王森, 等. 基于虚拟单元法及损伤模型压驱注水数值模拟方法[J]. *计算物理*, 2023, 40(1): 81-90.
- CHA Luming, FENG Qihong, WANG Sen, et al. Numerical simulation of fracture-flooding with virtual element method in a continuous damage model [J]. *Chinese Journal of Computational Physics*, 2023, 40(1): 81-90. (in Chinese)
- [13] 徐冰. 中低渗储层压裂渗滤强化采油机理及数学模型研究——以大庆油田杏北开发区为应用实例[D]. 大庆: 东北石油大学, 2019.
- XU Bing. Study on mechanism and mathematical model of fracturing and percolation enhanced oil recovery in medium and low permeability reservoirs: an example in the Xingbei development zone of Daqing Oilfield [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2019. (in Chinese)
- [14] WANG Xiang, YU Wenjie, XIE Yixin, et al. Numerical simulation of the dynamic behavior of low permeability reservoirs under fracturing-flooding based on a dual-porous and dual-permeable media model [J]. *Energies*, 2024, 17(23): 6203.
- [15] ZHAO Zitong, JIANG Shan, LEI Ting, et al. Optimization of key parameters of fracturing flooding development in offshore reservoirs with low permeability based on numerical modeling approach [J]. *Journal of Marine Science and Engineering*, 2025, 13(2): 282.
- [16] CUI Chuazhi, WANG Junkang, QIAN Yin, et al. Fracturing - flooding for low-permeability oil reservoirs: a coupled model integrating DDM and black-oil model [J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2025, 58(3): 4069-4089.
- [17] 达引朋, 薛小佳, 刘明, 等. 超低渗油田蓄能重复压裂增能机理[J]. *科学技术与工程*, 2021, 21(33): 14139-14146.
- DA Yinpeng, XUE Xiaojia, LIU Ming, et al. Energy enhancement mechanism of energy storage refracturing in ultra-low permeability oil fields [J]. *Science Technology and Engineering*, 2021, 21(33): 14139-14146. (in Chinese)
- [18] 魏峰, 汤明光, 马帅, 等. 海上低渗透油藏压驱精细数值模拟表征方法及其应用[J/OL]. *大庆石油地质与开发*, 2026: 1-8. (2026-04-27) [2026-05-08]. <https://link.cnki.net/urlid/23.1286>. TE. 20260424. 1656.001. DOI: 10.19597/J. ISSN. 1000-3754. 202511023.
- WEI Feng, TANG Mingguang, MA Shuai, et al. Fine characterization method for numerical simulation of fracture - flooding in offshore low - permeability reservoirs and its application [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2026: 1-8. (2026-04-27) [2026-05-08]. <https://link.cnki.net/urlid/23.1286>. TE. 20260424. 1656.001. DOI: 10.19597/J. ISSN. 1000-3754. 202511023. (in Chinese)
- [19] 中国海洋石油有限公司. 中国海洋石油有限公司2023年年度报告[EB/OL]. (2024-03-22) [2025-07-20]. <https://www.cnooltd.com/tzzgx/dqbg/nb/202405/P020241207605887980240.pdf>.
- China National Offshore Oil Corporation. 2023 annual report of China National Offshore Oil Corporation [EB/OL]. (2024-03-22)[2025-07-20]. <https://www.cnooltd.com/tzzgx/dqbg/nb/202405/P020241207605887980240.pdf>. (in Chinese)

【中文责编: 晨兮; 英文责编: 天澜】