

引用格式: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 Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(6): 61-71.

胜利油田低渗透油藏压驱开发技术实践与认识

杨勇¹,张世明²,曹小鹏²,吕琦²,王建²,刘海成²,于春磊²,孙红霞²

(1.中国石化胜利油田分公司,山东东营257000; 2.中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院,山东东营257015)

摘要:胜利油田低渗透油藏资源量丰富,已动用地质储量 9.4×10^8 t,采出程度为13.3%,未动用储量 2.1×10^8 t,提高采收率及效益动用面临注不进、驱不动、波及差等诸多难题。为了提高低渗透油藏开发效果,胜利油田攻关创新压驱技术。综合运用地质学、渗流力学和油藏工程等理论和方法,采用物理模拟和数值模拟相结合的技术手段,形成了压驱油藏适应性评价标准、室内实验技术体系、油藏工程方案优化设计方法等技术系列,配套了分层压驱、组合缝网体积压裂、调驱等工艺技术。矿场试验表明,压驱能够快速补充地层能量,大幅度提高油井产能及采收率,2020年3月以来,低渗透油藏累积实施450个井组,累积注水量为 $1\ 384\times 10^4$ m³,累积增油量为 55.7×10^4 t,压驱开发技术正逐步成为低渗透油藏主导开发新技术。

关键词:低渗透油藏;提高注水能力;压驱开发技术;能量补充;高压注水;压裂裂缝

文章编号:1009-9603(2023)06-0061-11

DOI:10.13673/j.pgre.202206036

中图分类号:TE319

文献标识码:A

Practice and understanding of pressure drive development technology for low-permeability reservoirs in Shengli Oilfield

YANG Yong¹, ZHANG Shiming², CAO Xiaopeng², LÜ Qi², WANG Jian², LIU Haicheng²,
YU Chunlei², SUN Hongxia²

(1. Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257000, China; 2. Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

Abstract: The low-permeability reservoirs in Shengli Oilfield are rich in resources, with produced geological reserves of 9.4×10^8 t, recovery of 13.3%, and unproduced reserves of 2.1×10^8 t. Enhanced oil recovery and benefit development face many challenges, such as injection failure, displacement failure, and poor swept volume. In order to improve the development effect of low-permeability reservoirs, Shengli Oilfield has innovated the pressure drive technology to tackle these problems. A series of technologies have been developed, including the evaluation criteria for the adaptability of pressure drive technology, the laboratory experimental technology system, and the optimization design method for reservoir engineering schemes by comprehensively applying theories and methods of geology, fluid flow mechanics in porous medium, and reservoir engineering as well as combining physical and numerical simulation. These technologies are supported by zonal pressure drive, combined network volume fracturing, and profile control and drive processes. Field tests showed that pressure drive can quickly replenish formation energy and dramatically improve oil well productivity and recovery. Since March 2020, 450 well groups have been implemented in low-permeability reservoirs, with a cumulative injection of $1\ 384\times 10^4$ m³ and a cumulative oil increase of 55.7×10^4 t. Pressure drive development technology is gradually becoming a new leading development technology for low-permeability reservoirs.

Key words: low-permeability reservoir; water injection improvement; pressure drive development technology; energy replenishment; high-pressure water injection; hydraulic fracture

收稿日期:2022-06-20。

作者简介:杨勇(1971—),男,河南遂平人,正高级工程师,博士,从事油气田开发研究及管理工作。E-mail:yangyong.slyt@sinopec.com。

基金项目:中国石化科技攻关项目“压驱提速提效开发优化设计技术研究”(P21072-2)。

胜利油田低渗透油藏具有丰富的储量资源,已动用地质储量 9.4×10^8 t,未动用储量 2.1×10^8 t。受到储层条件和工程技术的限制,其开发效果差,低能、低液特征突出^[1-3],平均采出程度仅为13.3%,主要原因是储层渗流困难导致压力传导慢、液量供给差,同时岩石孔隙及喉道狭窄,容易受到伤害造成注采难题更加显著^[4-8],亟需寻求新的能量补充方式和提高采收率方法。

2017年大庆油田首次提出了大液量注水吞吐技术^[9-10],主要机理是在补充地层能量的情况下,利用毛细管压力在亲水性油藏中的吸水排油作用,使注入水吸入到基质中并滞留,从而把原油驱替到高渗透层,实现油水重新分布,最终渗吸置换出的原油与注入水一起被采出,该项技术应用包括“注”“闷”“采”3个阶段。在注入阶段大液量注入,注入压力达到油藏破裂压力,通过“多注少闷”的工作制度,达到“强度大、周期短、见效快”的目的,实现致密油藏地层能量有效提升。矿场实施3 a后取得了显著的增油效果和经济效益。统计83口井,阶段累积增油量为 12.42×10^4 t,投入产出比为1:1.5,提高采收率2.5%。

新疆三塘湖盆地马中致密油藏针对地层压力下降大、自然递减大的问题,开展压驱吞吐试验7口井,平均单井日增油量为10.3 t/d,单井累积增油量为805 t,取得良好效果。分析发现,单井累积增油量与吞吐水量呈正相关性,当注入压力达到48 MPa(超地层破裂压力)以上时,单井增产量均超过800 t。

压驱开发技术是利用水力压裂设备注水,通过高压(井口注入压力一般大于35 MPa)、高速(单井日注水量一般大于 $1\ 000\ \text{m}^3/\text{d}$),实现短时间内快速补充油藏能量、提高油藏压力,进而提高油井生产压差及产液量、产油量^[10-13]。2020年3月以来,通过室内评价、技术攻关和先导试验,初步形成了压驱实验技术系列、油藏工程优化设计方法、压驱工艺管柱、动态监测及调控等技术系列^[14-17]。该技术矿场试验已取得良好效果,为胜利油田低渗透油藏有效开发提供了有利技术支撑。

1 压驱油藏适应性评价标准

为确定胜利油田低渗透油藏是否适合开展压驱,需要建立压驱油藏适应性评价标准。

根据室内实验研究以及矿场实践总结,确定了

2个关键评价参数。第1个关键评价参数是渗透率下限,根据室内实验研究,水井压驱后近井地带会形成一个裂缝区,裂缝区的规模与储层渗透率呈负相关。储层渗透率越低,裂缝区规模越大。与基质区相比,裂缝区驱油效率和波及系数降低(图1),导致采收率下降(图2),压驱渗透率下限为1.5 mD,对应采收率为15%。第2个关键评价参数是区块的油藏条件。在压驱形成裂缝区以及建立高压驱动体系的情况下,能够大幅提高技术井距。在扩大注采井距的同时,需要保证较高的储层连通率,以提高水驱储量控制程度。一般要求油水井间储层连通率达到70%以上。另外,沉积方向、地应力方向需要落实清楚,压驱裂缝扩展方向一般受到地应力方向和沉积方向影响,压驱方案设计需要落实地应力方向和沉积方向,井网部署时合理规避,可有效防止水窜。

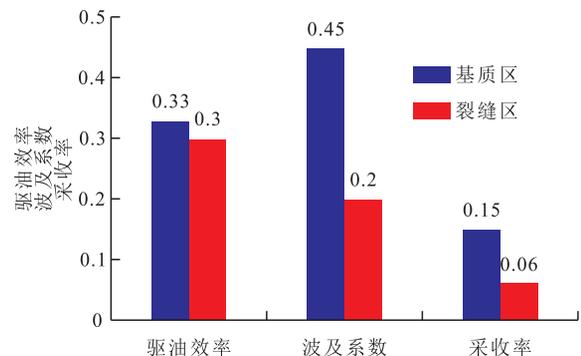


图1 裂缝区与基质区驱油效率、波及系数、采收率柱状图

Fig.1 Histogram of oil displacement efficiency, sweep efficiency, and recovery in fracture and matrix areas

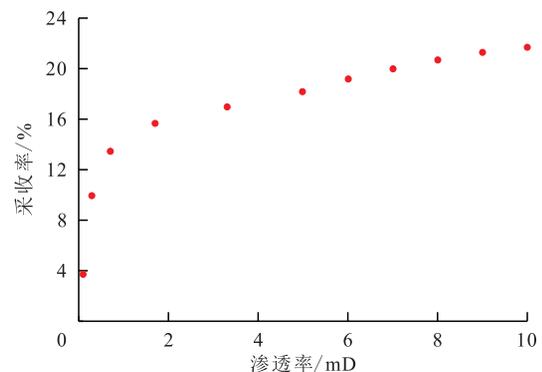


图2 渗透率与采收率的关系

Fig.2 Relationship between permeability and recovery

此外压驱技术应用还需完备的地面配套。压驱日注水量达到千方以上,单井组注水量达 $2 \times 10^4 \sim 4 \times 10^4\ \text{m}^3$,对地面供水能力有较高要求。采用电驱设备进行压驱还需要保证地面供电系统配套完善。

2 压驱机理室内实验

压驱物理模拟实验是认识压驱破岩机制的重要手段。开展模拟地层条件下的压驱物理模拟实验,可以对裂缝起裂和扩展的实际物理过程进行监测,并且对形成的裂缝进行直接观察。

2.1 压驱造缝增渗规律

选取胜利油田樊121-斜80井样品开展压驱室内实验模拟,通过保持围压不变来模拟储层恒定的上覆压力,通过逐步增加孔隙压力来模拟现场压驱注水过程中注入压力变化。围压与孔隙压力的差值为净水平应力(图3),当孔隙压力超过围压时,净水平应力为负值。实验过程中,围压为66 MPa保持不变,初始孔隙压力为60 MPa,初始净水平应力为6 MPa,初始渗透率为13.2 mD。逐渐增加孔隙压力,则储层岩石所受的净水平应力逐渐减小,储层应力敏感性影响逐渐被减弱,渗透率缓慢增加。当净水平应力达到-4 MPa时,渗透率曲线出现拐点,此时储层岩石出现微损伤,对应的孔隙压力70 MPa即为储层岩石的损伤压力点,储层岩石的渗透率增加到29.5 mD。继续增加孔隙压力,当孔隙压力达到72 MPa时,净水平应力为-6 MPa,此时从样品的CT扫描图像中可以看出,样品中注入点周围产生了裂缝开启,裂缝的宽度为56 μm ,所对应的孔隙压力72 MPa即为储层岩石的破裂压力点,储层岩石的渗透率增加到65.1 mD。再继续增加孔隙压力,则裂缝开度进一步提高,当净水平压力达到-7 MPa时,裂缝的开度为185 μm ,储层岩石的渗透率增加到160 mD;当净水平压力达到-7.5 MPa时,裂缝的开度为281 μm ,储层岩石的渗透率增加到650 mD。从上述室内实验模拟可以看出,随着压驱注水过程孔隙压力增大,裂缝开度从几十微米增大到几百微米,压驱通过逐步提高现场注入压力即可达到削弱储层应力敏感性不利影响、开启储层裂缝从而大幅提高储层渗流能力的目的。

2.2 压驱提高采收率规律

压驱过程中较高的驱替压力,使得注水井周围产生了微裂缝改造区,而远离注水井的区域由于压力未达到破裂压力点,没有微裂缝生成,仍为基质区。选取胜利油田樊121-斜80井的样品分别开展了基质区和微裂缝区的油水相对渗透率实验,分析压驱过程油水渗流能力和驱油效率变化规律。

基质区域低压差相对渗透率实验(图4a)采用

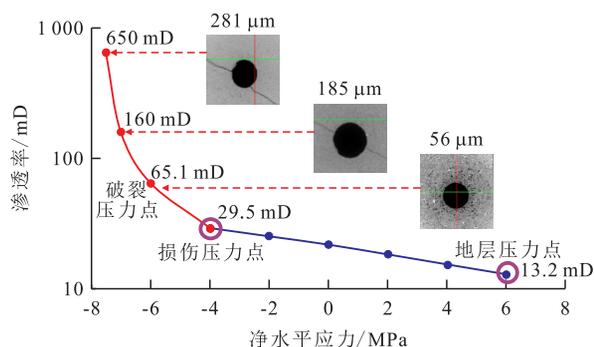


图3 孔隙压力增大对压驱储层渗透率和裂缝开度的影响
Fig.3 Effect of increasing pore pressure on permeability and fracture opening of pressure drive reservoirs

恒压法,实验过程中的驱替压差为0.32 MPa;基质区高压差相对渗透率实验(图4b)过程中的驱替压差为15.2 MPa。从图4a和图4b对比可以看出,压驱过程中基质区压力梯度倍增之后,最终的残余油饱和度由39.8%降低至29.6%,驱油效率提高16.8%;克服低速非达西效应之后水相渗流能力由0.019 1提高至0.190,提高了近10倍,油井产液量大幅增加。微裂缝区低压差相对渗透率实验(图4c)采用恒压法,实验过程中的驱替压差为0.32 MPa;从图4a和图4c对比可以看出,压驱过程中产生微裂缝后,微裂缝区最终的残余油饱和度几乎不变,然而水相渗流能力由0.019 1提高至0.873,提高了45.7倍。从上述室内实验模拟可以看出,压驱高驱替压力注水大幅提高了基质区的驱油效率,同时大幅改善了裂缝区域的水相渗流能力,油井产能大幅增加。

3 压驱数值模拟方法

压驱注水及生产过程与常规注水及传统压裂均不同,一是注入过程中会产生岩石破裂及裂缝的扩展,其裂缝扩展规律受注入时间长、总量大及无支撑剂等因素的复合影响,比压裂更加复杂;二是注入及生产过程中压力变化幅度及影响范围均较大,需要同时考虑基质区以及裂缝区范围的物性动态变化规律;三是“压”和“驱”的过程同步发生,相互影响,“压”的过程引起有效应力的变化,产生了裂缝改造带及物性的变化,继而影响了“驱”的过程;“驱”反过来又对地应力产生影响,从而影响裂缝及储层物性的变化。

本次研究形成的压驱数值模拟方法以地应力模拟为纽带,建立了应力场、裂缝区和流体场三场耦合的压驱数值模拟方法,实现裂缝扩展和压力、

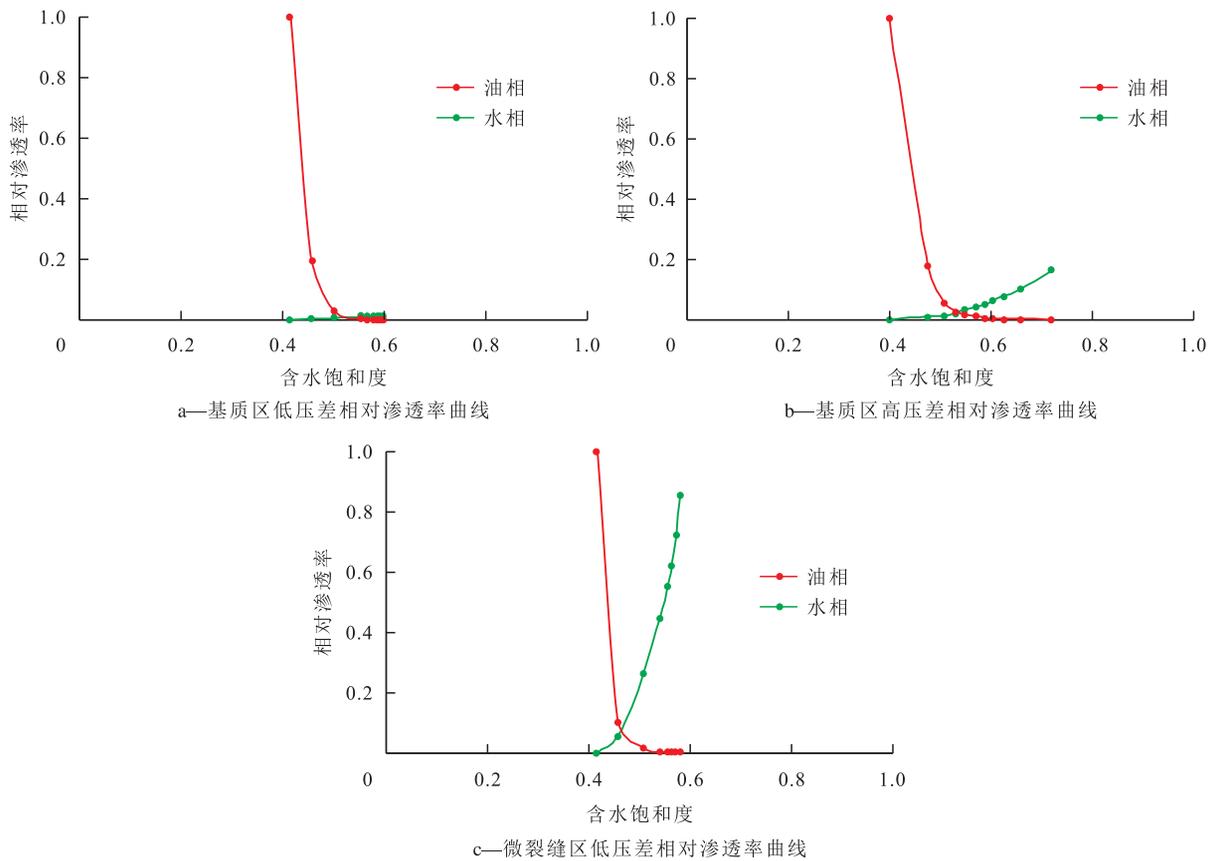


图4 基质区和微裂缝区不同压差相对渗透率曲线

Fig.4 Relative permeability curves under different pressure differences in matrix and micro-fracture areas

饱和度变化的同步模拟。

3.1 地应力模型建立

首先将三维地质模型中的层面数据、单井数据、单井分层数据及纵向网格划分数据导入模型中,基于地震解释的高精度层速度体,使用序贯高斯模拟方法,建立三维密度属性模型,从地面到储层通过密度积分得到上覆岩层压力,然后根据伊顿模型和密度趋势线,结合上覆岩层压力计算三维孔隙压力;基于单井岩石力学参数,通过反距离加权平均的插值方法,计算三维岩石力学参数场,最后通过组合弹簧模型计算最大、最小水平主应力,建立三维初始地应力模型。

3.2 离散缝网模型建立

复杂裂缝扩展模拟可以充分考虑天然裂缝和应力弱面对水力裂缝扩展的影响,通过地质工程一体化模拟可以实现人工水力复杂缝网扩展过程的模拟,并建立可以精细表征复杂缝网空间展布的离散缝网模型,该项技术在压裂模拟过程中得到了广泛应用。商业模拟软件在模拟裂缝扩展的功能上并不能完全满足对无支撑剂清水压驱注入过程中裂缝扩展过程的模拟,通过对软件的模拟机制进行分析,结合不同注入参数模拟结果,发现压裂模拟

软件仅能考虑简单的滤失,并不能考虑滤失量对储层基质的影响,因此优化目前已经成熟应用于压裂工程的裂缝扩展模拟方法,形成能充分体现以压驱排量小、周期长、累积注入量大为注入特点的压驱裂缝扩展模拟方法。需要注意此模型并不是压驱后的缝网模型,而是为数值模拟器中的裂缝扩展路径做预测。

3.3 压驱分区渗流模型建立

微地震监测和物理模拟实验表明,储层破裂后可划分为3种渗流模式区,即基质区、微缝区、主缝区。实验结果显示3个区具有不同的孔渗物性、岩石力学性质以及应力敏感性,参考物理模拟实验结果,将压驱离散缝网预测模型按照基质区、微缝区、主缝区进行网格分区,并建立分区孔渗压敏模型以表征不同分区的储层物性应力敏感性(图5)。

压驱增注、造缝过程模拟结果显示,增加排量会促进裂缝扩展,超过 1 m³/min 后裂缝扩展不明显。当排量为 0.5 ~ 2 m³/min 时,裂缝半长为 150 ~ 200 m。

基于缝网改造带的压驱动态模拟方法,认识了增压起裂扩展、泄压均衡流动、缓流持续供能3个阶段的压力变化规律。由图6可见,在增压起裂扩展

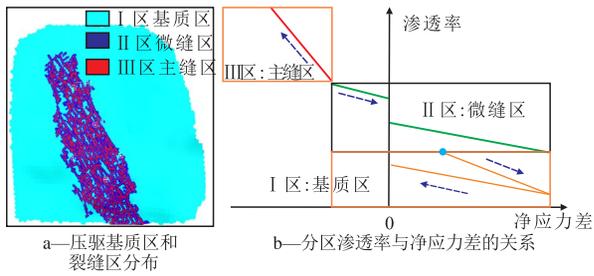


图5 离散缝网模型网格划分基质区、主缝区、微缝区示意图

Fig.5 Division of matrix, major fracture, and microfracture areas by discrete seam network model

阶段,裂缝不断扩展,流体前缘与缝网前缘接近,注入水主要集中在压裂裂缝改造带内,压力前缘速度>流体前缘速度>缝网前缘速度,缝网扩展速度为5.4 m/d,压力传导速度平均为14 m/d。在泄压均衡流动阶段,缝网带基本不再扩展,流体压裂改造带外流动,运移距离为146 m,运移速度为0.5 m/d,压力快速均衡,推进距离为228~495 m,推进速度为4.5 m/d,压力与流体前缘在注采井间,是压力引效及流体引效的重要时期。在缓流持续供能阶段,压力场基本均衡,流体前缘持续缓慢向油井推进,受基质物性影响推进速度慢,平均为0.2 m/d。

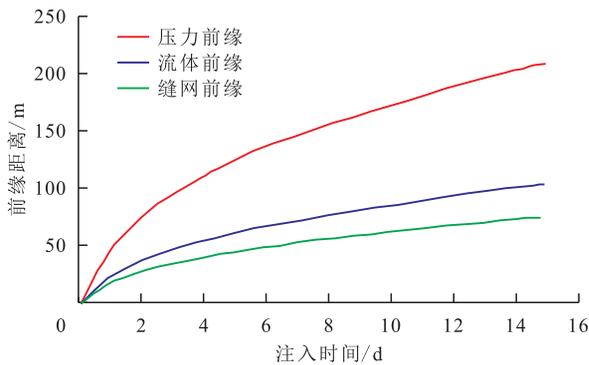


图6 前缘动态扩展模拟结果

Fig.6 Simulation results of dynamic leading edge expansion

4 压驱油藏工程优化设计技术

压驱方案实施之前,需要开展油藏工程优化设计,编制油藏工程方案,以指导压驱方案的有效实施。胜利油田初步形成了一套压驱油藏工程优化

设计技术。针对压驱主应力方向易水窜、井组内部受效不均等问题,一方面从初期井网井距设计入手,确保井网井距与地应力方向及储层物性等相适应,另一方面优化压驱注水量及注入速度,构建有效驱动压差,水井裂缝区适配井网井距,最终实现防水窜和均衡受效的目标。

4.1 井网形式优化

同时考虑正方形反五点、等边反七点、正方形反九点及同等面积条件下井网压扁形式下的矩形反五点和菱形反九点井网形式(图7),开展不同井网形式下的低渗透油藏压驱数值模拟研究。研究发现,矩形反五点井网最终采出程度最高,菱形反九点井网次之,正方形反九点井网采出程度最低,分别为19.5%,17.2%和14.6%(图8)。反九点井网油水井数比为3:1,高于反五点井网(1:1),开采初期可保持较多的采油井,便于提高采油速度。同时,采用沿主应力方向部署的菱形反九点井网,拉大了裂缝方向的井距,缩小了侧向排距,延缓了裂缝方向采油井水淹,有利于注入水均匀推进。另外,该井网调整具有较大的灵活性,开发中后期,可根据需要将角井转注,形成沿裂缝线性注水,即矩形反五点井网。综合考量最终采出程度和采油速度,压驱注采井网推荐初期采用菱形反九点井网,中后期采用矩形反五点井网,井网方向沿地层最大主应力方向。

在实际油藏工程设计中,由于工区构造、断裂系统、含油面积展布形态等多种因素的限制,存在难以部署规则井网的情况。此时,可根据油藏展布形态,结合储层物性、厚度、连通性、裂缝方向等因素,以油井均匀见效为目标,进行矢量化井网设计。

4.2 井距优化

井网形式明确后,需进一步确定压驱注采井距。新区注采井距的确定,需同时考虑技术井距和经济井距。老区压驱由于井网形式和井距已定,往往需要开展注采井别优化及技术井距适应性评价。经济井距可根据经济合理井网密度进行计算,这里主要针对压驱技术井距计算方法进行论述。

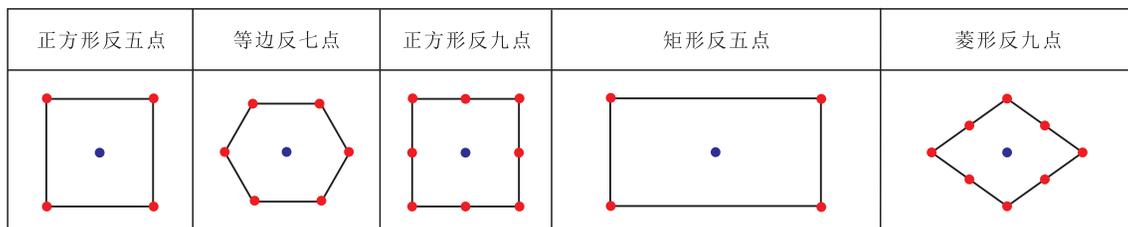


图7 不同压驱井网形式示意

Fig.7 Different well patterns for pressure drive development

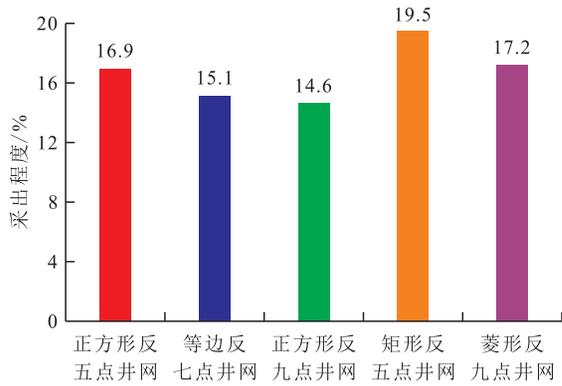


图8 不同井网形式下的最终采出程度
Fig.8 Final recoveries under different well patterns

以菱形反九点井网中的一线井为主要研究对象,注采井距按不同注采方向分为2种井网形式(图9)。平行井网方向,注采井距为水井半缝长、油井半缝长、井间基质段长度之和;垂直井网方向,注采井距(排距)为水井半带宽与井间基质段长度之和。

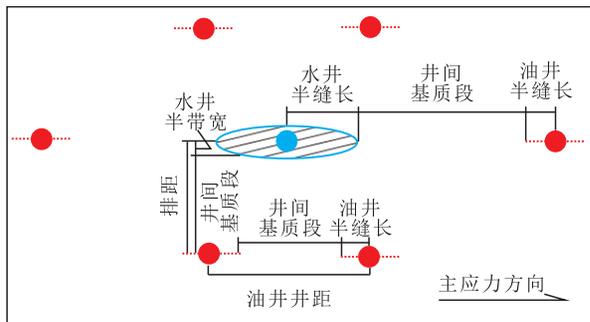


图9 压驱井距构成示意
Fig.9 Well spacing composition for pressure drive development

油水井间建立有效驱替,需要足够的驱动压差并克服油藏启动压力的影响,从而构建连续的井间压力剖面(图10)。油井裂缝段和水井微缝带由于裂缝的存在而具备高导流能力,该段内可近似认为压力传导无损耗。井间基质段为无裂缝导流的纯基质段,是井间压力损耗的主要区域。因此,井间基质段内各处的驱替压力梯度都需大于启动压力梯度,才能建立有效的连续驱替。满足驱替条件的极限井间基质段长度可通过油藏工程方法进行计算,方法有2种,一种是对区块启动压力梯度认识比较清楚时,计算公式为:

$$L_{\text{极限}} = (p_z - p_w) / G \quad (1)$$

另一种是对区块启动压力梯度缺乏资料和研究时,可采用极限泄油半径法,计算公式为:

$$L_{\text{极限}} = 2 \times 3.226 (p_e - p_w) (K/\mu)^{0.5992} \quad (2)$$

根据计算得到的极限井间基质段长度,结合油井压裂规模、水井压驱微缝带规模或水驱前缘监测

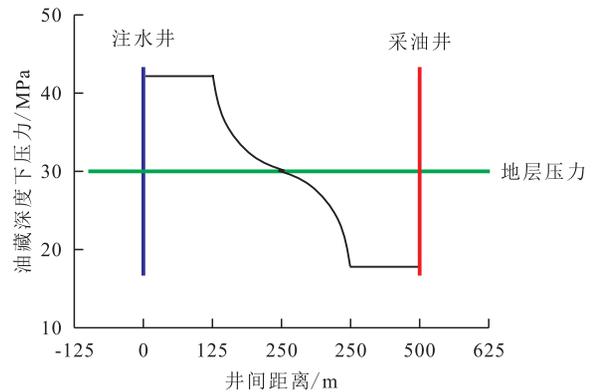


图10 压驱井间压力剖面示意
Fig.10 Pressure profile between wells for pressure drive development

等资料,即可确定合理的压驱注采技术井距,并根据井网形式确定最终的井距、排距。一般低渗透I类(渗透率>30 mD)油藏推荐井距和排距分别为500和200 m;一般低渗透II类(渗透率>15 mD)油藏推荐井距和排距分别为450和175 m;特低渗透油藏由于物性差、启动压力梯度高等因素的影响,井排距较小,推荐井距和排距分别为350和150 m。

4.3 合理地层压力系数优化

注水量设计是影响压驱效果的主要因素之一。注水量偏少,地层压力系数提升幅度小,油井产能偏低;注水量过高,压驱缝网扩展范围大,井组波及体积减小,从而影响采收率。因此有必要对压驱注水量进行优化。

根据胜利油田滨435-斜15井组地质特征,建立井组模型,利用数值模拟手段研究不同地层压力系数对井组采收率的影响。结果表明,随着地层压力系数增大,井组累积产油量呈现先增加后减小趋势,最佳地层压力系数为1.5。当地层压力系数低于1.5时,油水井间驱替压力梯度低,导致驱油效率偏低;当地层压力系数高于1.5时,油水井间驱替压力梯度高,但是井组水驱波及系数偏低,导致采收率下降。

另外,在经济效益方面,随压驱注水量增加,成本投入随之增加,投入产出比呈现先提高后下降的趋势,最佳投入产出比为地层压力系数1.5。当地层压力系数低于1.5时,随着注水量增加,井组累积产油量增加,投入成本增加,整体投入产出比逐渐提高。当地层压力系数高于1.5时,井组累积产油量逐渐下降,而投入成本持续增加,投入产出比逐渐下降(图11)。

4.4 注水速度优化

针对低渗透油藏,压驱注水速度设计需要考虑

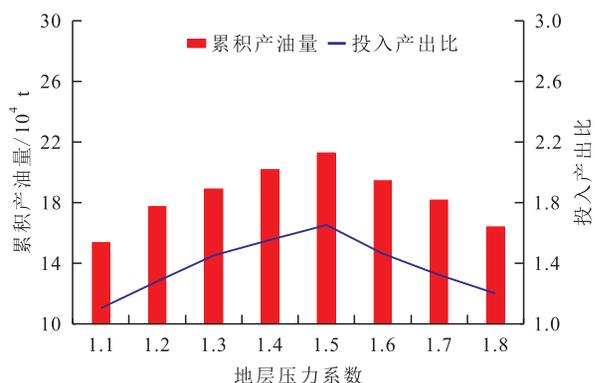


图11 滨435块压驱地层压力系数优化结果

Fig.11 Optimization results of formation pressure coefficient for pressure drive in Bin435 Block

储层物性和注采井距。在储层物性差,经济极限井距不能建立驱替的情况下,需要通过提高压驱注水速度来增加裂缝带展布范围,达到建立驱替的目的。当储层物性好,油水井间不需要通过压驱造缝就能够建立驱替,应降低压驱注水速度抑制造缝,提高采收率。

应用建立的压驱数值模拟方法,开展压驱注水速度优化研究。以胜利油田滨435区块为例,随着渗透率提高,最佳注水速度逐渐下降(图12)。在渗透率为3 mD的条件下,最佳注水速度为1 200 m³/d。在渗透率为10 mD的条件下,最佳注水速度为800 m³/d。在渗透率为30 mD的条件下,最佳注水速度为600 m³/d。

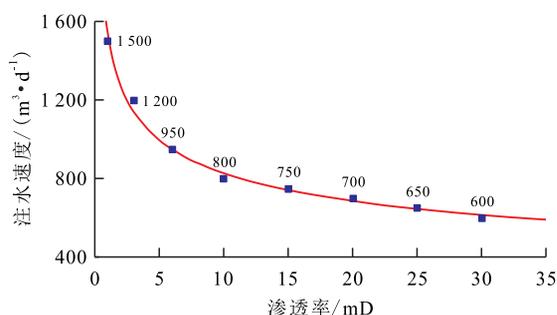


图12 滨435块压驱注水速度优化结果

Fig.12 Optimization results of water injection rate for pressure drive in Bin435 Block

5 压驱注采工艺

5.1 多轮次分层压驱工艺

胜利油田低渗透油藏埋深约为3 000 m,油藏温度超过120 ℃,压驱注水压力高,对压驱注水管柱稳定性要求高。另外,压驱注水管柱成本高,实现管柱重复利用是降低压驱成本的重要手段。通过管柱结构优化、高温分层密封技术攻关,形成最高四

层大通道多轮次分层压驱管柱(图13),耐压50 MPa,耐温150 ℃,实现高低压层均衡驱替,高压层有效动用。已在矿场实施101井次,密封有效率达91.7%。

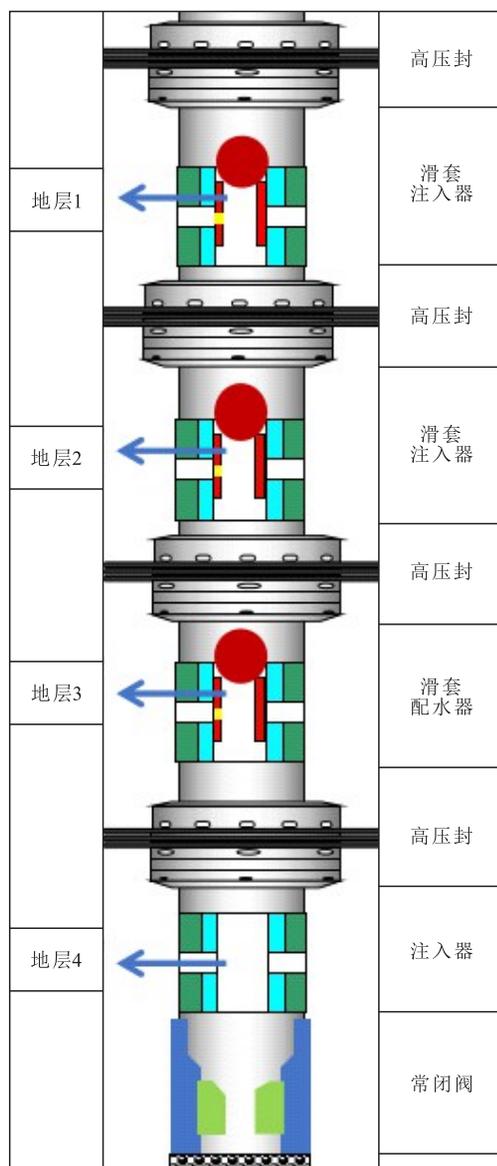


图13 多轮次分层压驱管柱

Fig.13 Multi-cycle and zonal pressure drive string

5.2 组合缝网体积压裂技术

针对低渗透储层渗透率低,极限泄油半径小,常规压裂改造体积有限的问题,攻关形成组合缝网体积压裂技术(图14),该技术通过提高排量、变黏度压裂液、缝内暂堵、多级支撑等手段使裂缝复杂化,由“单一主裂缝”变为“主缝+分支缝”,增大泄油体积,提高单井产能。截至2023年2月,组合缝网体积压裂技术已经在200余口井开展现场试验,与常规压裂相比产能提高2.1倍,裂缝监测评价压裂改造体积提高3.7倍。

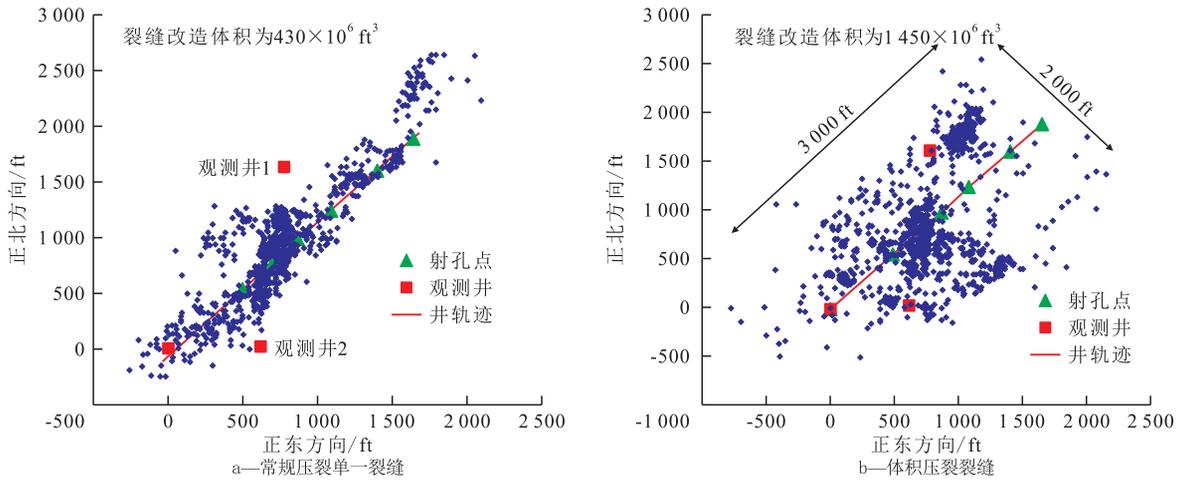


图14 常规压裂与体积压裂裂缝监测对比

Fig.14 Comparison of fracture monitoring between conventional fracturing and volume fracturing

5.3 水驱油藏调驱技术

针对低渗透水驱油藏核部窜流、压驱水窜导致高产液量、高含水率的问题,研发远近结合封堵体系,形成“深部基质封堵(聚合醇丝凝胶)+裂缝近井封口(SG硅盐高温固化剂)”工艺技术(图15),封堵强度大于20 MPa,实现了井间窜流通道的有效封堵。

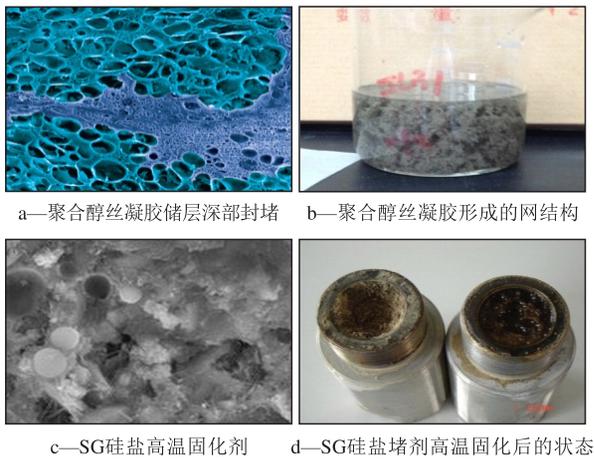


图15 远近结合封堵体系示意

Fig.15 Near-far combined sealing system

6 压驱矿场应用

2020年3月以来,胜利油田低渗透油藏累积实施压驱450个井组,累积注水量为1384×10⁴m³,累积增油量为55.7×10⁴t,压驱模式已由单井组压驱试验转变为区块多井组联动的整体试验,其中,特低渗透油藏老区义184-1块和致密油藏新区商558井区比较具有代表性。

6.1 义184-1块整体压驱

义184-1块位于渤南油田西南部,含油面积为

3.8 km²,地质储量为508×10⁴t,平均渗透率为5.5 mD,2018—2019年相继投产油井27口。采用大型压裂弹性开发,投产后地层无能量补充,产量递减大,年递减达48%。开展压驱试验的目的是探索区块内多井联动整体压驱的形式,实现油藏整体升压、减缓递减的可行性。试验设计压驱井8口,采用反五点井网(图16),注采井距为350~500 m。

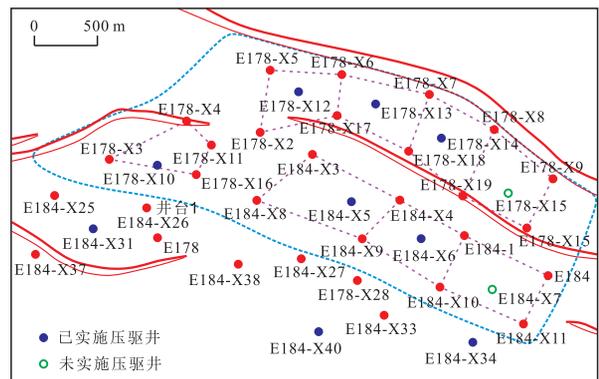


图16 义184-1块压驱井位部署

Fig.16 Well location of Y184-1 Block for pressure drive development

自2020年11月第一口井E184-X6井实施压驱注水,截至2022年3月共完成6口井压驱注水。合计累积注水量为21.6×10⁴m³,单井累积注水量为1×10⁴~8×10⁴m³不等,注入速度为200~1100 m³/d。6口压驱井对应油井18口,见效油井14口,见效率为77.7%。以E184-X9井见效最为明显,该井同时受E184-X6井和E184-X5井压驱注水的影响。压驱后该井井口油压由5 MPa升至投产初期水平22.5 MPa,日产油量由8 t/d升至18 t/d,已累积增油量为4050 t。整个区块的递减趋势得到有效逆转,区块日产油量由216 t/d升至峰值287 t/d(图17),累积增油量为2.9×10⁴t。

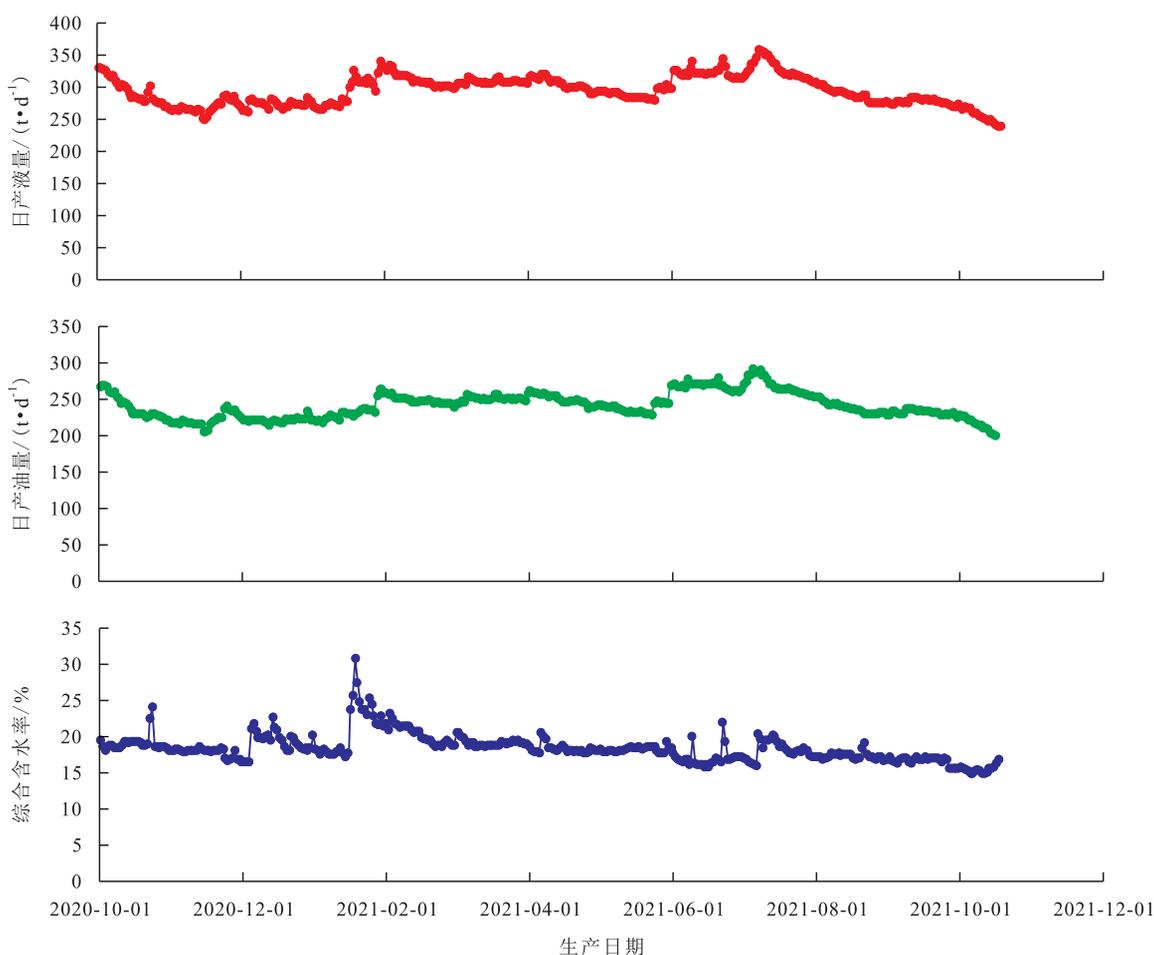


图17 义184-1块生产曲线(日度)
Fig.17 Production curves of Y184-1 Block (daily)

6.2 商558井区超前压驱

商558井区为基山砂岩沉积,含油面积为2.4 km²,油藏埋深为3 100 m,地质储量为284.2×10⁴t,平均渗透率为2 mD,地层压力系数为1.0。为实现基山砂岩体的有效动用,前期开展了压裂、注水试验,均未取得成功。常规压裂投产,单井产能只有3.6 t/d,初期年递减达39.6%。常规注水试验,试注半年后水井油压升至32 MPa,日注入量为10~20 m³/d,后期高压注不进关井。开展压驱试验的目的是探索水井超前注水补能,打造高压驱动系统,用高压换高产,实现基山砂岩体效益动用的可行性。试验设计压驱井3口,对应新油井10口,采用不规则反九点井网(图18),油井井距为320 m,注采井距为320~480 m。

3口压驱井于新井压裂投产前3个月实施压驱注水,累积注水量为12.2×10⁴ m³,单井压驱注水量分别为5.6×10⁴,4.0×10⁴和2.6×10⁴ m³,平均注入速度为1 400 m³/d。采用2段分层压驱的方式纵向均衡提压。注入端压力扩散后平均地层压力达到44.3 MPa,地层压力系数由1.0提升至1.4。油井投产后

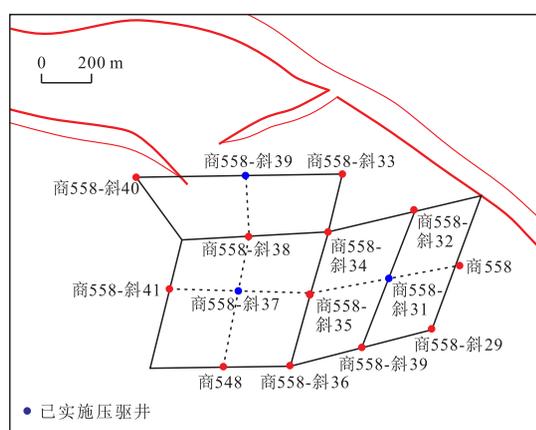


图18 商558井区压驱井位部署图
Fig.18 Well location of Shang558 Block for pressure drive development

均呈现受效特征,初期自喷,平均单井产能为13 t/d,较以往提高3倍以上。截止到2023年2月,生产状况基本稳定,平均单井日产油量为8 t/d(图19)。示踪剂监测资料显示,压驱井商558-斜31井对应油井商558-斜36井见到示踪剂显示,井间有效注采井距达470 m,说明高压驱动体系下,大井距压驱注采也能够建立有效驱替关系。

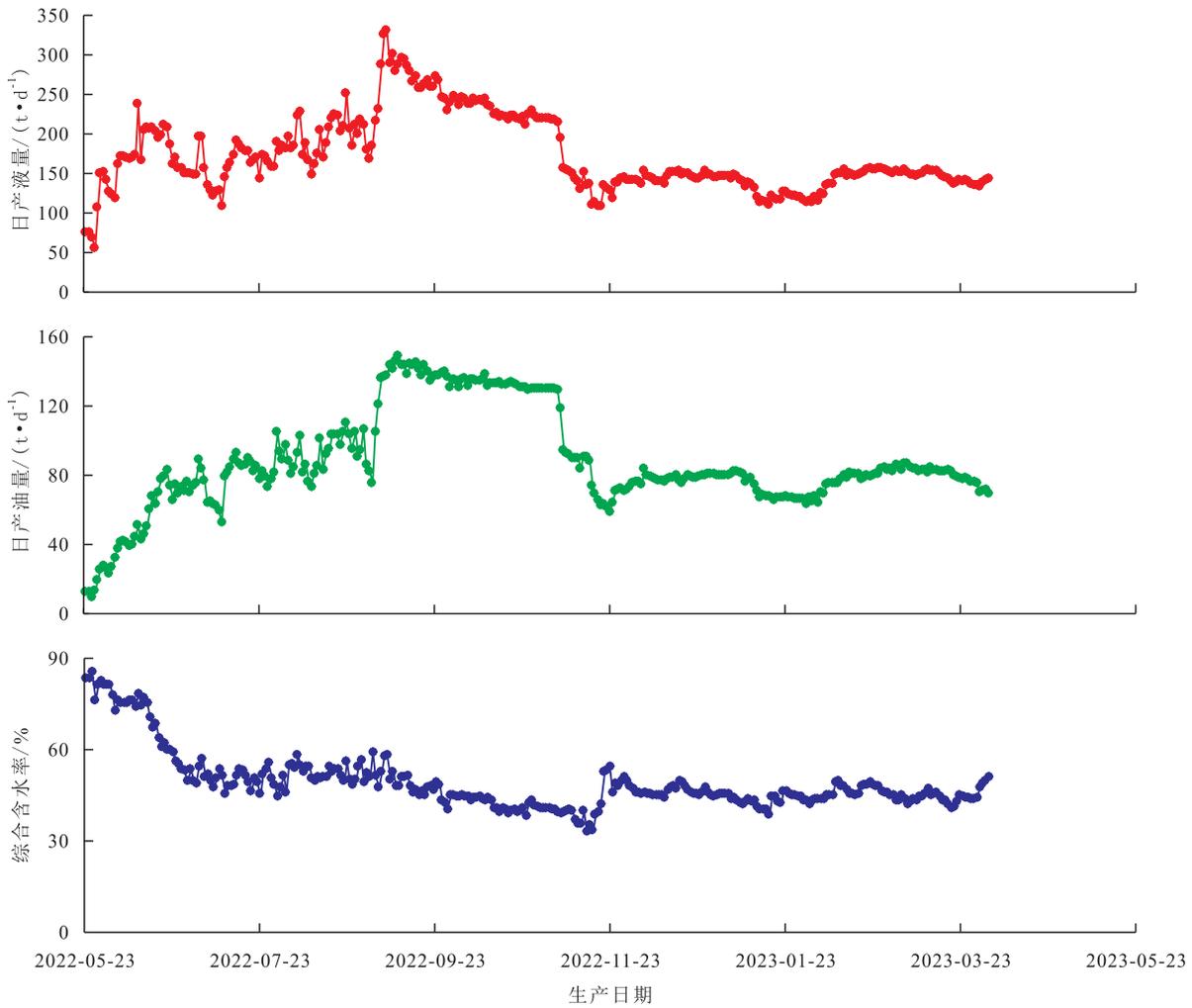


图 19 商 558 井区生产曲线(月度)
Fig.19 Production curves of Shang558 Block (monthly)

7 结论

根据室内实验和矿场统计,开展了物性下限、油藏条件、地面配套 3 项关键评价参数研究,建立了压驱油藏适应性评价标准,实现压驱油藏适应性多因素定量评价。选取矿场实际区块样品,开展了模拟地层条件下的压驱物理模拟实验,形成了系统的压驱室内评价技术,明晰了压驱高压造缝增渗、高压驱替提高采收率机理。考虑地应力影响,建立了基于缝网改造带的压驱动态模拟方法,明确了增压起裂扩展、泄压均衡流动、缓流持续供能 3 个阶段的压力变化规律。开展了压驱井网、井距、合理地层压力系数、注水速度优化研究,初步形成了压驱油藏工程优化设计技术,指导压驱方案编制实施。开展了压驱配套工艺技术研究,形成了多轮次分层压驱、组合缝网体积压裂及水驱油藏调驱等技术,为实现安全高效压驱提供了保障。

义 184-1 块整体压驱有效逆转了区块的递减趋势,商 558 井区超前压驱大幅提升了新井的初期产能,区块实现了有效动用,验证了压驱开发技术的先进性和可靠性。

符号解释

- G ——油藏启动压力梯度,MPa/m;
- K ——储层渗透率,mD;
- $L_{\text{极限}}$ ——极限井间基质段长度,m;
- p_c ——供给边缘压力,MPa;
- p_w ——油井生产时的稳定井底流压,MPa;
- p_z ——水井压驱稳定井底压力,MPa;
- μ ——地层流体黏度,mPa·s。

参考文献

[1] 李阳.低渗透油藏CO₂驱提高采收率技术进展及展望[J].油气地质与采收率,2020,27(1):1-10.
LI Yang. Technical advancement and prospect for CO₂ flooding enhanced oil recovery in low permeability reservoirs [J]. Petro-

- leum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 1-10.
- [2] 吴忠宝,李莉,张家良,等.低渗透油藏转变注水开发方式研究——以大港油田孔南GD6X1区块为例[J].油气地质与采收率,2020,27(5):105-111.
WU Zhongbao, LI Li, ZHANG Jialiang, et al. Research on transformation of waterflooding development mode in low permeability oil reservoirs-Taking GD6X1 Block of Kongnan in Dagan Oilfield as an example [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(5): 105-111.
- [3] 苏海波,张世明,孙业恒,等.基于分形理论的低渗透油藏油水相对渗透率模型[J].油气地质与采收率,2020,27(4):67-78.
SU Haibo, ZHANG Shiming, SUN Yeheng, et al. Oil-water relative permeability model of low permeability reservoir based on fractal theory [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(4): 67-78.
- [4] 陶帅,郝永卯,周杰,等.透镜体低渗透岩性油藏合理井网井距研究[J].岩性油气藏,2018, 30(5):116-123.
TAO Shuai, HAO Yongmao, ZHOU Jie, et al. Reasonable pattern well spacing deployment of lens lithologic reservoirs with low permeability[J]. Lithologic Reservoirs, 2018, 30(5): 116-123.
- [5] 张合文,崔明月,张宝瑞,等.低渗透薄层难动用边际油藏地质工程一体化技术——以滨里海盆地Zanazour油田为例[J].中国石油勘探,2019, 24(2): 203-209.
ZHANG Hewen, CUI Mingyue, ZHANG Baorui, et al. Geology-engineering integration for low-permeability and thin marginal reservoirs: A case study on Zanazour oilfield, Pre-Caspian Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(2): 203-209.
- [6] 余海棠,何亚斌,刘艳梅,等.超低渗透油藏高温高压动态吞吐吸驱油实验[J].大庆石油地质与开发,2022,41(5):80-86.
YU Haitang, HE Yabin, LIU Yanmei, et al. Experiment of high-temperature and high-pressure dynamic huff-n-puff imbibition displacement in ultra-low permeability reservoir [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2022, 41(5): 80-86.
- [7] 黎明,廖晶,王肃,等.鄂尔多斯盆地超低渗透油藏渗吸特征及其影响因素——以渭北油田三叠系延长组三段储层为例[J].石油实验地质,2022,44(6):971-980.
LI Ming, LIAO Jing, WANG Su, et al. Imbibition characteristics and influencing factors of reservoirs with ultra-low permeability of Ordos Basin: a case study of third member of Triassic Yanchang Formation in Weibei Oil Field[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2022, 44(6): 971-980.
- [8] 张世明.基于边界层理论的低渗透油藏非线性渗流新模型[J].油气地质与采收率,2019,26(6):100-106.
ZHANG Shiming. A new nonlinear percolation model for low permeability reservoirs based on boundary-layer theory [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(6): 100-106.
- [9] 第五鹏祥,张潇,李彦闯,等.致密油藏水驱井间裂缝网络参数反演方法及应用[J].中国海上油气,2022,34(4):97-108.
DIWU Pengxiang, ZHANG Xiao, LI Yanyue, et al. Parametric inversion method and application of inter-well fracture network for water flooding tight oil reservoirs[J]. China Offshore Oil and Gas, 2022, 34(4): 97-108.
- [10] 陶登海,詹雪函,高敬文,等.三塘湖盆地马中致密油藏注水吞吐探索与实践[J].石油钻采工艺,2018,40(5):614-619.
TAO Denghai, ZHAN Xuehan, GAO Jingwen, et al. Study and practice of cyclic water injection in Mazhong tight oil reservoir in the Santanghu Basin [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40(5): 614-619.
- [11] 卢祥国,曹豹,谢坤,等.基于压裂液滤失驱油作用的油井压裂方法及实践效果[J].油田化学,2020, 37(4): 635-641.
LU Xiangguo, CAO Bao, XIE Kun, et al. Fracturing method for oil well based on the displacement of filtrated fracturing fluid and its practical effect[J]. Oilfield Chemistry, 2020, 37(4): 635-641.
- [12] 王静,蒋明,向洪,等.鄯善油田三类油层压驱新工艺的研究与应用[J].石油工业技术监督,2020,36(12):6-9.
WANG Jing, JIANG Ming, XIANG Hong, et al. Research and application of a new fracturing-flooding technology for III-type reservoirs in Shanshan Oilfield[J]. Technology Supervision in Petroleum Industry, 2020, 36(12): 6-9.
- [13] 张发强.超前注水流入动态模型在低渗透油藏开发中的应用[J].特种油气藏,2020,27(4): 92-97.
ZHANG Jiqiang. Application of advanced water injection inflow production relation model in low-permeability reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(4): 92-97.
- [14] 张金发,李亭,吴警宇,等.特低渗透砂岩储层敏感性评价与酸化增产液研制[J].特种油气藏,2022,29(5):166-175.
ZHANG Jinfa, LI Ting, WU Jingyu, et al. Sensitivity evaluation of ultra-low permeability sandstone reservoir and development of acidizing stimulation fluid[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(5): 166-175.
- [15] 张全胜,李明,张子麟,等.胜利油田致密油储层体积压裂技术及应用[J].中国石油勘探,2019,24(2):233-240.
ZHANG Quansheng, LI Ming, ZHANG Zilin, et al. Application of volume fracturing technology in tight oil reservoirs of Shengli oilfield[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(2): 233-240.
- [16] 张世明,杨勇.特高含水水驱油藏流场边界动态追踪模型研究[J].油气地质与采收率,2021,28(2):91-99.
ZHANG Shiming, YANG Yong. Study on the dynamic tracking model of flow field boundaries in water drive reservoirs at ultra-high water cut stage[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(2): 91-99.
- [17] 孙元伟,程远方,张卫防,等.致密储层应力敏感性分析及裂缝参数优化[J].断块油气田,2018,25(4):493-497.
SUN Yuanwei, CHENG Yuanfang, ZHANG Weifang, et al. Analysis of stress sensitivity and optimization of fracturing parameter for tight reservoirs[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2018, 25(4): 493-497.