低渗砂岩油藏压驱增产关键指标协同优化方法

田小川[1] 王宏涛[2] 赵玉芝[2] 曹杰锋[1] 史晓颖[2] 邵敏敏[2] 余思龙[3] 高明伟[3]

1. 中国石油天然气股份有限公司华北油田分公司开发事业部， 河北 沧州 062552；
2. 中国石油天然气股份有限公司华北油田分公司勘探开发研究院， 河北 沧州 062552；
3. 中国石油大学(华东)石油工程学院， 山东 青岛 266580

摘 要：低渗砂岩油藏储层物性差、渗流能力弱，压驱技术是实现其高效开发的核心手段，但压驱增产全生命周期管理中压裂造缝—增孔增渗—焖井渗吸—扩波强驱(“压—增—渗—驱”)关键指标的协同优化决策方法有待明确。通过构建考虑储层能量补充、储层增孔增渗、压驱造缝及焖井渗吸作用的多机理精细数值模型，系统开展压驱井网形式、开发模式及生产制度的协同优化研究。研究结果表明：反七点井网形式、反向压驱方式的开发效果分别优于正七点井网、正向压驱方式；注入量与注入时机对开发效果的影响权重高于注入速率与焖井时间的影响权重，注入量需控制至地层压力系数不再显著上升时为宜。将优化方法应用于华北油田路46区块Y井组的压驱方案设计中，现场应用后取得了明显的日增油效果。研究构建的“井网形式—压驱方式—注入参数”关键指标协同优化方法为同类低渗砂岩油藏压驱增产设计提供科学依据与工程实践参考。

关键词：低渗油藏；压驱；数值模拟；增产指标；协同优化

DOI：10.3969/j.issn.1006-5539.2026.04.008

Synergistic optimization method for key production enhancement parameters in pressure drive of low-permeability sandstone reservoirs

Tian Xiaochuan[1], Wang Hongtao[2], Zhao Yuzhi[2], Cao Jiefeng[1], Shi Xiaoying[2], Shao Minmin[2], Yu Silong[3], Gao Mingwei[3]

1. Development Division, CNPC Huabei Oilfield Company, Cangzhou, Hebei, 062552, China;
2. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, CNPC Huabei Oilfield Company, Cangzhou, Hebei, 062552, China;
3. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum(East China), Qingdao, Shandong, 266580, China

Abstract: Low-permeability sandstone reservoirs exhibit poor reservoir properties and weak flow capacity, making pressure drive technology a core approach for efficient development. However, the synergistic optimization decision-making method for key indicators throughout the full life cycle management of pressure drive production enhancement—specifically “fracturing-permeability enhancement-soaking-displacement”(fracture-enhance-soak-drive)—remains unclear. By constructing a multi-mechanism refined numerical model that considers reservoir energy replenishment, pore expansion and permeability enhancement, pressure-driven fracturing, and shut-in imbibition effects, this study systematically

收稿日期：2026-02-26

基金项目：国家自然科学基金“页岩油活性硅点强化清洁压裂液界面调控及原油动用机制”(52304061)；国家科技重大专项“多功能高性能支撑剂研发”(2024ZD1404702-05)；青岛市博士后基金“页岩油硅量子点活性纳米流体界面调控及渗吸排驱机制研究”(QDBSH20240201005)

作者简介：田小川(1970-)，男，教授级高级工程师，硕士，主要从事油气田开发的工作。E-mail：kfb_txc@petrochina.com.cn

通信作者：高明伟(1993-)，男，讲师，博士，主要从事提高采收率与采油化学的研究。E-mail：gaomingwei93@163.com

investigates the synergistic optimization of pressure drive well patterns, development modes, and production schemes. Results indicate that the inverted seven-spot well pattern and reverse pressure drive respectively outperform the seven-spot well pattern and forward pressure drive. The influence weights of injection volume and injection timing on development effectiveness exceed those of injection rate and shut-in duration; injection volume should be controlled until the formation pressure coefficient no longer increases significantly. The optimized methodology was applied to the pressure drive scheme design for Well Group Y in Block Lu 46 of Huabei Oilfield, yielding significant daily oil production increases after field implementation. The established synergistic optimization method for key indicators of "well pattern configuration-pressure drive mode-injection parameters" provides scientific basis and engineering practice reference for pressure drive production enhancement design in similar low-permeability sandstone reservoirs.

Keywords: Low-permeability reservoirs; Pressure drive; Numerical simulation; Production enhancement indicators; Synergistic optimization

0　前言

低渗与特低渗油藏已成为全球油气增储上产的核心接替资源,中国此类油藏储量占比逐年提升,其高效开发对保障能源安全具有重要意义[1-3]。华北油田低渗油藏占砂岩地质储量的 42.6%,这类油藏普遍具有孔喉细小、微观孔隙结构复杂的地质特征,导致地层能量补充困难、有效驱替系统难以建立,呈现低液、低能、低采收率的开发现状[4-6]。尽管已在此类油藏尝试了高压注水、酸化改造、压裂后转注等多种技术手段,但均因储层渗流能力极差而面临"注不进、采不出"的瓶颈,常规开发技术已无法适配其开发需求,亟需创新高效的提高采收率技术与量化设计方法。

压驱技术是近年来油田专家针对低渗—致密油藏注采开发问题提出的"压—注—采"一体化的压裂驱油技术,它是将单井压裂、水驱技术及化学剂驱油技术三者相结合而形成的一项开发技术[7-8]。压驱技术自提出以来在多个油田得到应用,现场试验表明压驱开发效果优于常规化学驱与传统压裂[9-12],但由于压驱技术发展较晚,目前矿场试验较少,而室内试验与实际生产相差较大,因此数值模拟方法对研究压驱技术尤为重要,众多学者基于数值模拟方法围绕压驱技术开展了大量研究[13-16]。张华丽等人[17]明确了不同类型油藏注入排量、总量、压驱时机等参数对增产效果的影响规律。孙新浩等人[18]发现驱—增—渗范围呈以最大主应力方向为长轴的"椭圆状"。吴效运等人[19]聚焦裂缝扩展规律与开发优化,探究了注入参数对裂缝形态的影响,实现了压驱开发制度优化与产能预测。徐永辉等人[20]提出一种压驱井注水量设计方法。王强等人[21]建立了以产能最大化为目标的分段多簇压裂后焖井时间优化方法。Wang Junkang 等人[22]提出流固耦合算法,集成多方法模拟裂缝扩展与流体渗流,为优化压裂—驱油响应时间提供支持;Lu Cong 等人[23]建立基质—裂缝油—水两相流模型,提出不同应力方向下的注水优化策略。樊超等人[24]以胜利油田 N 区块为对象,提出"压驱 + 异步注水"模式,发现相同工作制度下注水量越小生产效果越好。Zhi Jiqiang 等人[25]则针对大庆油田低渗薄差储层,建立机理模型并评估了地质与施工参数对压驱效果的影响。然而,压驱效果对井网形式、注入参数的敏感性极强,不同地质条件下参数匹配性差异显著,现有研究多聚焦于单一井网或压驱模式的分析,缺乏针对低渗储层的"井网形式—压驱方式—注入参数"一体化优化研究,同时关键参数技术界限与主控因素尚不明确,严重制约了压驱技术的规模化应用与效果最大化。

针对上述研究缺口与工程需求,本研究以华北油田路 46 区块低渗油藏为研究载体,基于压驱增产机理和低渗岩心实验,构建压驱高精度数值模拟模型,提出关键指标参数优化方法,并在此基础上得出多种开发方式主控因素及技术界限,旨在为同类油藏突破开发瓶颈、提高采收率提供理论支撑与工程范例。

1　压驱概念模型构建

压驱技术突破传统注水压力不超地层破裂压力的限制,通过超高压注入实现油藏高效开发,可达成储层物性改善、能量补充与驱替效率提升的协同效应。其核心机理为压裂造缝—增孔增渗—焖井渗吸—扩波强驱,可提升储层渗流能力、提高原油动用程度,强化驱替动力,最终显著提高油藏采收率。

1.1　压驱模型构建

针对低渗透油藏压驱过程中基质—裂缝协同渗流、压力场动态演化的复杂特征,本研究选用 tNavigator 油藏数值模拟软件作为核心建模工具。基于路 46 区块的井网布局与储层展布特征,构建三维双重介质数值模型。模型几何尺寸设计为长 500 m × 宽 500 m × 高 100 m,垂向覆盖目标油藏有效厚度(3 450 ~ 3 550 m);网格划分采用非结构化网格技术,平面网格数为 100 × 100,垂向划分为

10 层。核心地质参数均基于路 46 区块实际地质资料确定，包括岩心实验分析、测井解释及试井数据，参数取值见表 1。

表 1　概念模型地质参数统计表

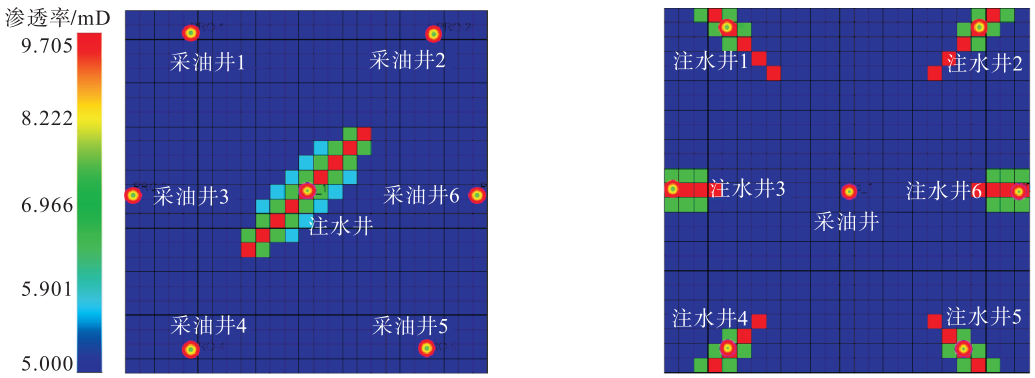
Tab. 1　Statistical summary of geological parameters in the conceptual model

参数	数值
模型深度 /m	3 450 ~ 3 550
地层当前压力 /MPa	31. 4
地层压力系数	0. 9
孔隙度	14%
渗透率 /mD	3. 5
含油饱和度	64%

为精准表征压驱诱导微裂缝的渗流特性，注采井周围及潜在裂缝发育区域采用局部网格加密处理，网格步长最小为 0. 5 m，同时采用等效渗透率法 + 局部网格加密技术，保证裂缝—基质界面渗流的计算精度的同时降低计算复杂度。实际压驱过程中微裂缝随开发阶段变化，故考虑微裂缝时变属性，分未压驱、压驱、焖井、后续水驱 4 个阶段设置不同缝网特征，实际值依据历史拟合和生产数据敏感性分析所得。

井网形式作为压驱开发中流体运移路径与驱替效率的关键调控因素，其布局合理性直接影响压力场分布、波及体积及原油动用程度。反七点井网采用“一注六采”的布井模式，具有注采井距均匀、能量补充效率高、经济成本可控等优势，已在国内外低渗透油藏开发中得到广泛应用。考虑到华北油田路 46 区块主力开发井网为反七点井网，本研究将其作为核心研究对象，并选取正七点井网作为对比方案，通过差异化模拟揭示井网形式对压驱效果的影响机制，为井网优化选型提供量化依据，不同压驱井网模型平面图见图 1。

为了准确模拟压驱焖井过程渗吸采油机理，测试了实际储层条件下的相渗曲线和毛管力曲线。相渗曲线由基于行业标准开展的非稳态法的油水两相相对渗透率测试所得，毛管力曲线基于目标区块的 3 块岩心高压压汞实验测试所得。岩石基质的相渗曲线和毛管力曲线见图 2。

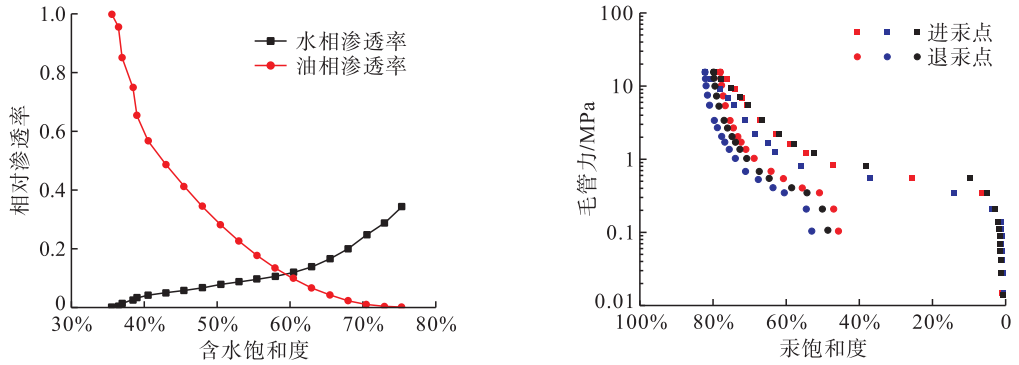


a) 反七点井网　　b) 正七点井网

a) Reverse-seven-point well pattern　　b) Forward-seven-point pattern

图 1　不同压驱井网基质—裂缝模型平面图

Fig. 1　Plan views of different pressure-driven well network matrix-fracture models



a) 油水相渗曲线　　b) 毛管力曲线

a) Oil-water permeability curve　　b) Capillary force curve

图 2　目标区块岩样油水相渗及高压压汞毛管力曲线图

Fig. 2　Oil-water permeability and high-pressure mercury capillary force curves for target formation rock samples

2　压驱增产关键指标协同优化

2.1　压驱增效协同优化方法

注入量是能量补充的基础，直接决定补充地层亏空的总能量；注入量不足，其他参数优化效果有限，故在参数优化时优先单独确定注入量，在此基础上优化其他参数。注入速度影响工作液在储层中的推进状态和波及范围。合理的焖井时间促进渗吸置换作用，从而更有效地动用原油。注水时机深刻影响着储层能量的保持、驱替效率的提升和经济效益的开发。

基于以上思路，本研究构建的压驱增产关键技术优化方法流程如下：1）基于目标区块地质参数及施工现状，优选出主力井网，在上述井网上搭配正反压驱模式，形成井网形式与开发方式协同优化组合；2）优选注入量，以地层压力系数不再明显上升对应的注入量为最佳注入量；3）在最佳注入量下设置多水平梯度优选其他注入参数，以提高采收率为目标得出每个注入参数最优范围；4）基于上述优化结果，系统梳理不同开发组合的关键指标界限，识别压驱主控因素；5）结合目标区块历史生产数据，进行油藏数值模拟与产量拟合，验证优选结果。压驱增效协同优化流程见图 3。

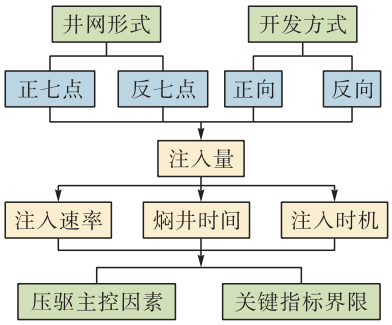


图 3　压驱增效协同优化流程图

Fig. 3　Pressure drive stimulation collaborative optimization methodology process

2.2　压驱技术注入参数优选

为精准制定油藏压驱的合理工作制度，充分发挥压驱技术对低渗储层的改造与提产作用，基于前期建立的机理模型及协同优化方法，针对压驱过程中的关键参数开展多水平生产数值模拟研究，变量水平设置依据见表 2，优化水平梯度设置见表 3，其中注入量用单位储层厚度注入体积（m^3/m）表示，注入时机以原始地层压力的百分比（% Pi）表示。得出数值模拟结果后，系统梳理并量化不同开发模式下的压驱注入参数技术界限及主控因素，旨在系统分析各参数及其交互作用对压驱开发效果的影响，明确参数适配规律与采收率提升机制，为低渗油藏压驱工程设计提供量化依据。

表 2　关键指标水平设置依据表

Tab. 2　Basis for setting key indicator levels

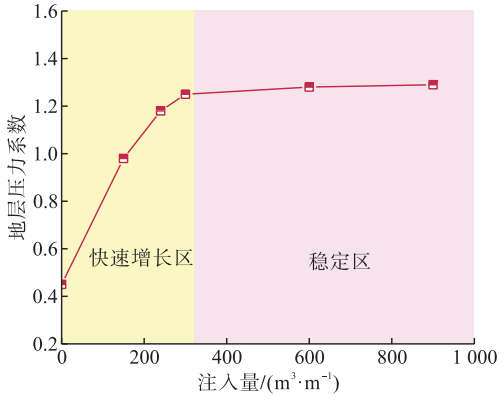
井组（井区）	注入量 / 10^4 m^3	注入速率 / （$m^3 \cdot d^{-1}$）	焖井时间 /d
胜利油田 E184-X6 井区	1 ~ 8	200 ~ 1 100	—
胜利油田 BN1 区块	3 ~ 3. 5	1 000 ~ 1 200	20 ~ 30
渤南油田义 7-6 区块	2. 6	1 100	—
江汉油田严 7 斜-10 井	2. 3	—	—
华北油田路 46-80X 井组	2. 81	96 ~ 696	—

表 3　关键指标优化水平梯度设置表

Tab. 3　Key metric optimization level gradient configuration

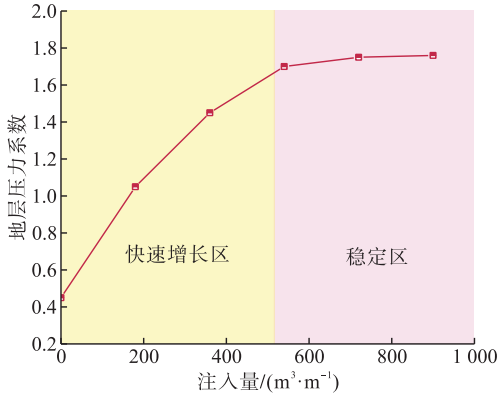
井网类型	注入总量 / （$m^3 \cdot m^{-1}$）	注入速率 / （$m^3 \cdot d^{-1}$）	焖井时间 /d	注入时机 /Pi
反七点	150、240、300、600、900	450、600、900、1 800	5、10、15、20、25、30	30%、50%、70%、90%
正七点	180、360、540、720、900	135、180、270、540	5、10、15、20、25、30	30%、50%、70%、90%

固定注入时间（30 d）、焖井时间（10 d）与注入时机（70% Pi），改变注入速率，得出不同注入量与压力系数的关系曲线，见图 4。



a）反七点井网

a）Reverse-seven-point well pattern



b）正七点井网

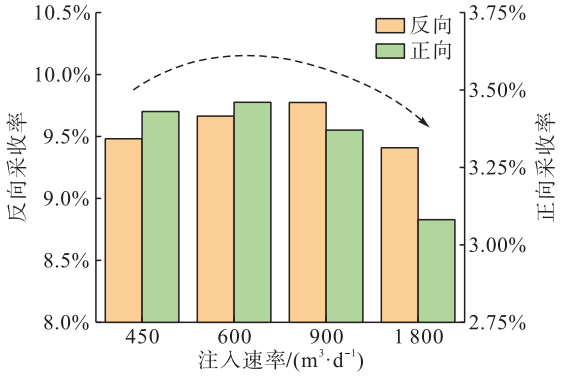
b）Forward-seven-point well pattern

图 4　不同注入量下地层压力系数图

Fig. 4　Formation pressure coefficient at different injection volumes

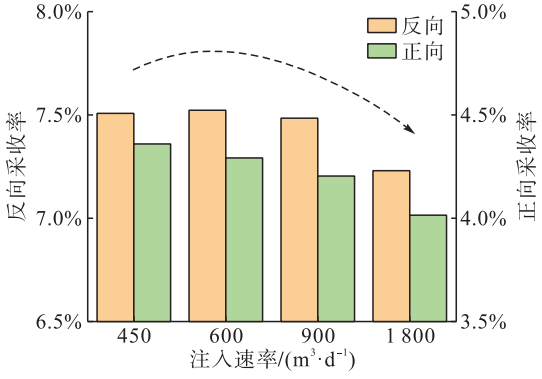
地层压力系数随注入总量的增加，呈现出明显的非线性正相关关系。当注入量从较低水平增加至一定值时，地层压力系数显著提升。当注入总量超过该值后，增速均明显放缓，曲线趋于平缓。正、反七点井网最佳的注入量分别为480 m^3 /m 和 270 m^3 /m，对应的地层压力系数分别为1.60 和1.25，这一差异源于正七点井网单位注水井承担的控制油藏体积更小，注水井对油藏的能量覆盖密度更高，可以承受更高的注入量，且地层压力上升更快。

在最优注入量（反七点井网为 270 m^3 /m、正七点井网为 480 m^3 /m）下研究注入速率、焖井时间、注入时机对压驱效果的影响，基于控制变量思想，在注入速率（反七点井网 900 m^3 /d，正七点井网 270 m^3 /d）、焖井时间（10 d）及注入时机（70% Pi）的基础上分别改变研究的参数水平，开展对应参数的数值模拟研究，重点分析各注入参数对采收率的作用规律，见图 5。不同开发组合下采收率均随注入速率、焖井时间、注入时机先增大后减小。



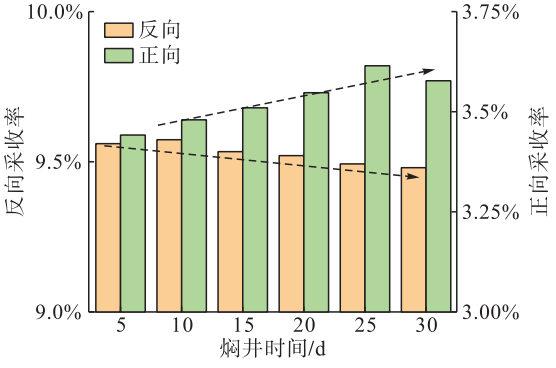
a）反七点井网不同注入速率采收率

a) Recovery rates for different injection rates in a reverse-seven-point well pattern



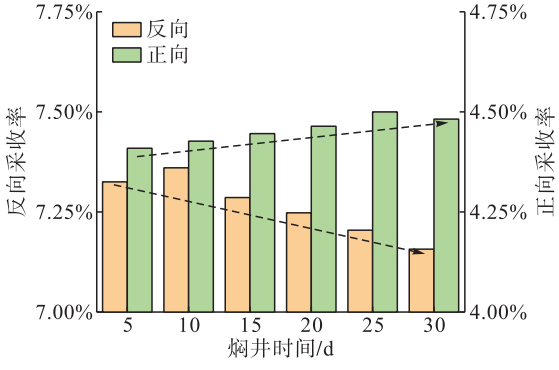
b）正七点井网不同注入速率采收率

b) Recovery rates for different injection rates in a forward-seven-point well pattern



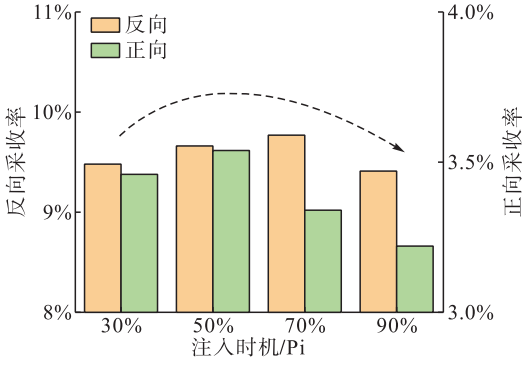
c）反七点井网不同焖井时间采收率

c) Recovery rates for different well-sealing durations in a reverse-seven-point well pattern



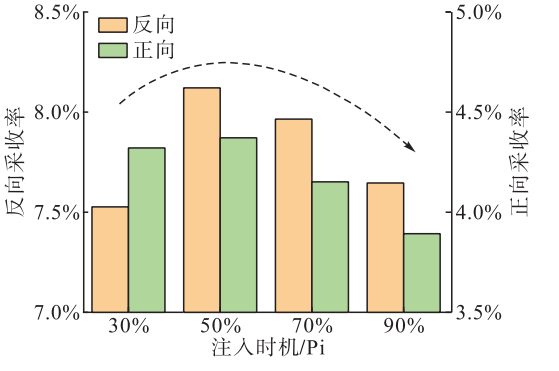
d）正七点井网不同焖井时间采收率

d) Recovery rates for different well-sealing durations in a forward-seven-point well pattern



e）反七点井网不同注入时机采收率

e) Recovery rates for different injection timing in a reverse-seven-point well pattern



f）正七点井网不同注入时机采收率

f) Recovery rates for different injection timing in a forward-seven-point well pattern

图 5　压驱增效关键指标协同优化结果图

Fig. 5　Key performance indicators for synergistic optimization of pressure drive stimulation

反七点井网正、反向压驱分别在注入速率为 600 m^3 /d 和 900 m^3 /d 时取得最大采收率，分别为 3.46% 和 9.77%；正七点井网正、反压驱分别在 135 m^3 /d 和 180 m^3 /d 取得最大采收率，分别为 4.36% 和 7.52%。适当的注入速率有助于控制驱替前沿的稳定性，速率过低可能导致驱动压力不足，难以有效克服原油流动阻力；而速率过高则易引起注入流体在高渗通道中水窜或指进，形成优势流道，降低波及体积，甚至可能对储层微观结构产生不利影响。

正向压驱最优焖井时间区间为 5 ~ 10 d，反向压驱最佳焖井时间为 25 ~ 30 d。反七点井网正、反压驱分别在 10 d 和 25 d 取得最大采收率，分别为 3.43% 和 9.82%；正七点井网正、反压驱分别在 10 d 和 25 d 取得最大采收率，分别为 4.36% 和 7.50%。合理的焖井时间有利于提高原油置换效率与保持地层能量，焖井时间过短，能量与置换均不充分，导致高产期延迟且效果不佳；时间过长，宝贵的弹性能量无端耗散，即便原油置换充分也无力将其有效采出。

反七点井网正、反压驱当注入时机分别为 50% Pi 和 70% Pi 时取得最大采收率，分别为 3.54% 和 9.77%，正七点井网正、反压驱均在 50% Pi 时取得最大采收率，分别为 4.37% 和 8.12%。合理的注入时机有利于及时补充地层能量，维持合理地层压力水平，过早注水，地层能量充足但驱动压差不足，难以有效启动中小孔隙中的原油；过晚注水，虽然能量补充效率高，但地层可能已出现脱气或渗流通道闭合，导致原油流动性下降。

2.3　压驱注入参数技术界限

参数技术界限的核心数据与特征分析见表 4。正七点井网的注入量高于反七点井网注入量，注入速率却低于反七点井网注入速率。这一差异源于正七点井网为维持有效的驱替压力场，确保注入流体能均匀推向中心采油井，通过多口注水井协同注入，因此需更大的总注入量才能支撑这种密集注采关系下的驱替效果，但每口注水井仅需覆盖采油井周围的局部区域，故注入速率无需过高即可与相邻注水井形成协同驱替，避免局部注入过快导致的水窜；而反七点井网总注入量由单井承担，无需像正七点井网那样通过多井叠加实现大规模驱替，但需覆盖更大的驱替范围，因此对注入量要求低，而对注入速率却要求高。

正向压驱的最优焖井周期均为 5 ~ 10 d，而反向压驱则需延长至 20 ~ 30 d。其核心机理在于：正向压驱过长焖井易导致注入水沿裂缝重力分异或窜流，引发无效循环并降低驱油效率；反向压驱依赖毛细管渗吸作用实现原油置换，需通过延长焖井周期保障驱油剂与基质原油的充分接触，促进地层弹性能量积蓄，为开井生产阶段的原油驱替提供动力支撑。注入速率区间同样受压驱方式调控：反向压驱因驱替路径阻力大、需建立新压力场及加速剩余油运移，对注入速率的要求显著高于正向压驱。

表 4　不同开发模式下压驱注入参数的技术界限表

Tab. 4　Technical boundaries of pressure drive injection parameters under different development models

井网类型	压驱方式	注入总量 / ($m^3 \cdot m^{-1}$)	注入速率 / ($m^3 \cdot d^{-1}$)	焖井时间 / d	注入时机 / Pi	最佳注入条件采收率增幅
反七点	正向	270	400 ~ 600	5 ~ 10	50%	42.74%
反七点	反向	270	800 ~ 1 000	20 ~ 30	70%	295.97%
正七点	正向	480	150 ~ 200	5 ~ 10	50%	76.21%
正七点	反向	480	200 ~ 250	20 ~ 30	30%	227.42%

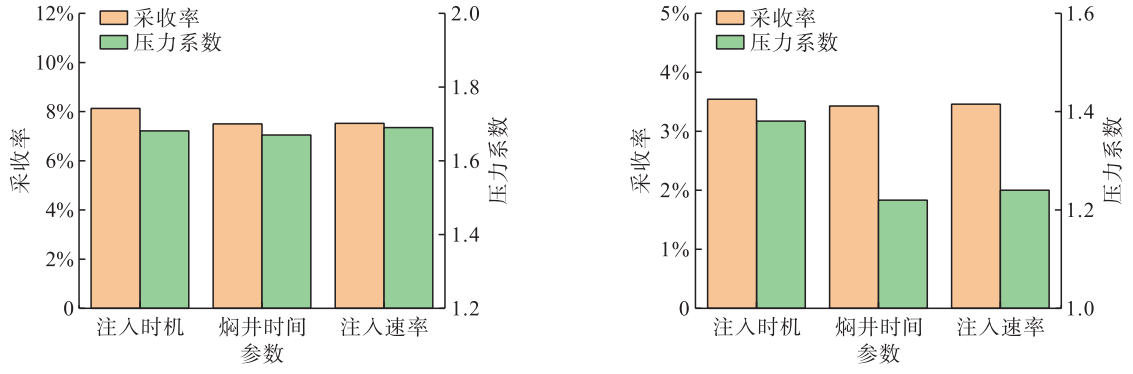
2.4　压驱技术注入参数主控因素

本节旨在筛选出每种压驱方式下各参数最优梯度对应的采收率及地层压力系数，同时结合平面 /剖面波及情况，对比分析同一方式中不同参数对开发效果影响的相对重要性，以识别其主控因素。

反七点井网采收率及地层压力系数对比见图 6。反向压驱参数重要性排序为：焖井时间 > 注入时机 > 注入速率，焖井时间是该模式下的主控因素，在优化的焖井时间（25 d）条件下，采收率可达 9.82%，地层压力系数提升至 1.26。正向压驱重要性排序为：注入时机 > 注入速率 > 焖井时间，注入时机是该模式下的主控因素，在优化的注入时机（50% Pi）条件下，采收率可达 3.54%，地层压力系数提升至 1.38。平面波及和剖面波及可观察到在主控因素最佳注入条件下最大。

正七点井网采收率及地层压力系数对比见图 7。正反向压驱重要性排序均为注入时机 > 注入速率 > 焖井时间，注入时机是该模式下的主控因素，在优化的注入时机（50% Pi）条件下，正向压驱采收率可达 4.37%，地层压力系数提升至 1.48。反向压驱采收率可达 8.12%，地层压力系数提升至 1.68。平面波及和剖面波及变化规律进一步验证了注入时机为其主控因素。

总体而言，压驱技术注入参数主控因素受井网形式

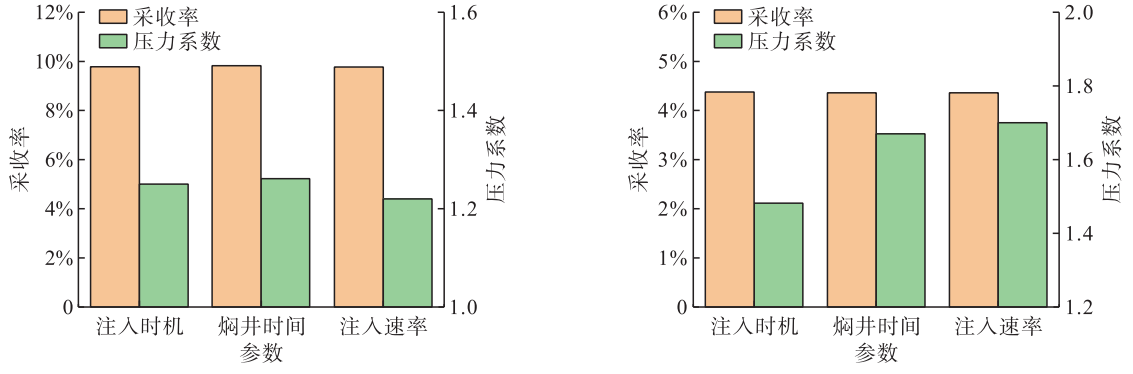


a) 反向压驱　　b) 正向压驱

a) Reverse pressure drive　　b) Forward pressure drive

图 6　反七点井网采收率及压力系数对比图

Fig. 6　Comparison of recovery rates and pressure coefficients for reverse-seven-point well grids



a) 反向压驱　　b) 正向压驱

a) Reverse pressure drive　　b) Forward pressure drive

图 7　正七点井网采收率及压力系数对比图

Fig. 7　Comparison of recovery rates and formation pressure coefficients for a forward-seven-point well pattern

及压驱方式影响差异较大。4 种开发模式中，注入时机均为重要影响因素，反映出低渗透油藏压驱开发中地层能量状态直接决定驱替压差与原油流动性，是实现高效开发的前提条件；注入速率的影响权重相对稳定，其作用主要体现在控制驱替前沿稳定性，避免流体窜流或驱动压力不足。

3　华北油田路 46 的实际区块的验证

为验证本研究中注入参数协同优化方法的效果，选取华北油田低渗的路 46 区块西区的 Y 井组进行压驱方案设计，Y 井组处于中心井组的位置，该井组与周围油井相连通，井组参数见表 5。

整体井网布局为反七点井网，压驱前井组日产液 0.2 t，日产油 0.1 t，含水 50%，累产油 15 048 t，累产水 8 831 m^3，目前储层压力约为原始储层压力 74%，适合进行反七点井网反向压驱。在本研究建立的机理模型基础上，充分融入目标区块的实际地质参数以表征储层非均质性，同时以裂缝渗透率随开发进程的时变演化规律，构建了考虑裂缝时变属性的储层非均质数值模型。模型的核心定量化参数均通过目标区块的实际生产动态数据开展历史拟合，经多轮反演校正与参数优化后最终确定，有效提升了模型与现场实际开发特征的匹配精度。

表 5　路 46 区块 Y 井组水驱连通井参数表

Tab. 5　Water drive communication well parameters for Well Group Y in Block Lu 46

井号	渗透率 /mD	井距 /m	层厚 /m	渗流压力 /MPa
X1	3.94	305	28.8	14.88
X2	1.36	185	18.0	28.63
X3	1.60	287	22.6	23.53
X4	0.98	164	27.2	19.47
X5	3.01	150	18.4	23.05
X6	12.09	160	29.4	7.89

按照压驱施工设计方案，Y 井组于 2023 年 4 月 23 日实施压驱，2023 年 12 月完成对 Y 井组目标层系的压驱作业，累计注入 35 573 m^3，初期油压 42.5 MPa，日注水 432 m^3，后期油压 45 MPa，日注水 96 m^3，一线油井静液面上升速度为 50 m^3/d，二线油井静液面上升速度为 10 m^3/d。压驱结束后，井口压力 42.7 MPa，停注 274 d 后井口压力 8 MPa，水井压力递减式扩散，反应井间形成有效驱替关系。

其中 X3、X4、X5 受效井增效明显，压驱前后生产动态图见图 8～10，初期日产油分别达到 6.8、16.0、9.3 t，目前日增油 1.3、1.7、6.2 t，稳产时间久，达到方案设计要求，为下一步全生命周期的压驱设计奠定了基础，为同类低渗透砂岩油藏的压驱高效开发提供重要的设计指导与工程实践参考。

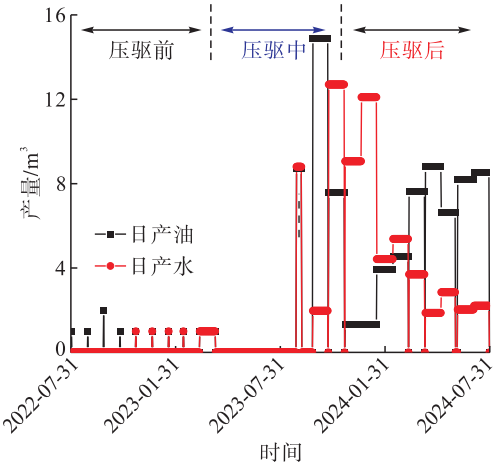


图 8　X3 单井压驱前后生产数据对比图

Fig. 8　Comparison of production data before and after pressure drive in Well X3

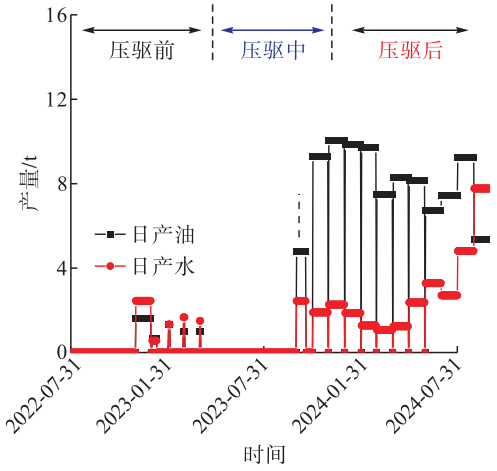


图 9　X4 单井压驱前后生产数据对比图

Fig. 9　Comparison of production data before and after pressure drive in Well X4

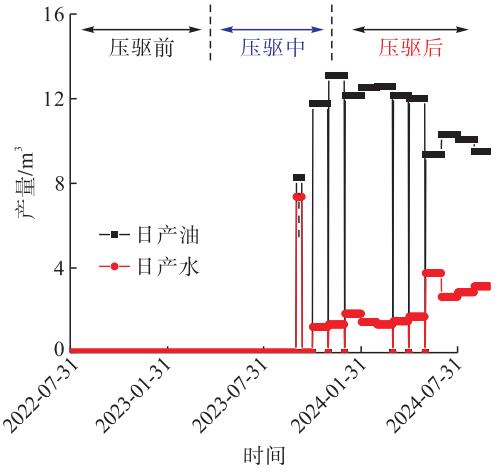


图 10　X5 单井压驱前后生产数据对比图

Fig. 10　Comparison of production data before and after pressure drive in Well X5

4　结论

1）本文基于华北低渗岩心的物模实验数据和压驱“压—增—渗—驱”机理，融合华北路 46 区块地质参数，建立了考虑缝网时变属性的基质—裂缝机理模型，该模型更贴近压驱生产实际，提高了模拟精度。

2）整合油藏地质特征分析、数值模拟、室内实验及动态反馈调控等技术手段，提出了压驱井网形式—压驱方式—注入参数关键指标协同优化方法，为压驱生产方式选择、注入参数设计及主控因素识别提供技术指导。

3）利用上述模型和方法进行了多种开发组合方式的注入参数优化，在反七点井网反向压驱最优，采收率由 2.48% 提高到 9.82%；同时可以得出注入参数中注入量和注入时机较注入速率及焖井时间更为重要。

4）现场应用表明，以华北油田路 46 区块 Y 井组为例，利用上述模型和方法进行了压驱方案设计，施工后井组增油效果明显，验证了该方法可行性。

参考文献：

[1] 胡文瑞，魏　漪，鲍敬伟. 中国低渗透油气藏开发理论与技术进展[J]. 石油勘探与开发，2018，45(4)：646-656.
Hu Wenrui, Wei Yi, Bao Jingwei. Development of the theory and technology for low permeability reservoirs in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 646-656.

[2] Ji Bingyu, Fang Jichao. An overview of efficient development practices at low permeability sandstone reservoirs in China [J]. Energy Geoscience, 2023, 4(3): 100179.

[3] Zhang Dongxu, Zhang Liehui, Tang Huiying, et al. Fully coupled fluid-solid productivity numerical simulation of multistage fractured horizontal well in tight oil reservoirs [J].

Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(2): 382-393.

[4] 康毅力,田 键,罗平亚,等. 致密油藏提高采收率技术瓶颈与发展策略[J]. 石油学报,2020,41(4):467-477.
Kang Yili, Tian Jian, Luo Pingya, et al. Technical bottlenecks and development strategies of enhancing recovery for tight oil reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(4): 467-477.

[5] 王 哲,曹广胜,白玉杰,等. 低渗透油藏提高采收率技术现状及展望[J]. 特种油气藏,2023,30(1):1-13.
Wang Zhe, Cao Guangsheng, Bai Yujie, et al. Development status and prospect of EOR technology in low-permeability reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(1): 1-13.

[6] 孙龙德,邹才能,贾爱林,等. 中国致密油气发展特征与方向[J]. 石油勘探与开发,2019,46(6):1015-1026.
Sun Longde, Zou Caineng, Jia Ailin, et al. Development characteristics and orientation of tight oil and gas in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 1015-1026.

[7] 许冬进,吴应松,熊 齐,等. 低渗透油藏压驱技术现状及发展趋势[J]. 断块油气田,2024,31(3):533-540.
Xu Dongjin, Wu Yingsong, Xiong Qi, et al. Status and developmemt trend of fracturing-flooding technology in low pemeability reservoirs [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2024, 31(3): 533-540.

[8] 崔传智,李怀亮,吴忠维,等. 考虑压驱注水诱发裂缝影响的注水井压力分析[J]. 油气藏评价与开发,2023,13(5):686-694.
Cui Chuanzhi, Li Huailiang, Wu Zhongwei, et al. Analysis of pressures in water injection wells considering fracture influence induced by pressure-drive water injection [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(5): 686-694.

[9] 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 Oilfield [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2021, 40(2): 103-109.

[10] 林发枝,谭 畅,才 辉. 压裂驱油新工艺在三类油层上的应用[J]. 化学工程与装备,2019(1):139-140.
Lin Fazhi, Tan Chang, Cai Hui. Application of new fracturing oil displacement technology in three kinds of oil layers [J]. Chemical Engineering & Equipment, 2019(1): 139-140.

[11] 郭建春,卢 聪,马 莅. 胜利油田低渗透油藏压驱工程方案优化及矿场应用[J]. 大庆石油地质与开发,2024,43(4):204-214.
Guo Jianchun, Lu Cong, Ma Li. Engineering scheme optimization and field application of fracturing-flooding for low-permeability reservoirs in Shengli Oilfield [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2024, 43(4): 204-214.

[12] 王 锋. 压驱工艺优化及现场应用[J]. 石化技术,2022,29(4):10-11.
Wang Feng. Optimization of pressure drive technology and its field application [J]. Petrochemical Industry Technology, 2022, 29(4): 10-11.

[13] 石 岩. 断块油藏剩余油分布及压驱数值模拟研究[D]. 北京:中国石油大学(北京),2022.
Shi Yan. Study on remaining oil distribution and pressure flooding numerical simulation of fault block reservoir [D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2022.

[14] 徐 冰. 中低渗储层压裂渗滤强化采油机理及数学模型研究[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 [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2019.

[15] 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.

[16] 韩 超. 苏北低渗油藏压驱工艺技术研究[C]//西安石油大学 2022 油气田勘探与开发国际会议论文集Ⅳ. 西安:西安石油大学,2022:556-563.
Han Chao. Study on fracturing-flooding technology of low-permeability reservoir in Northern Jiangsu [C]//Xi'an Shiyou University. Proceedings of the 2022 International Conference on Oil and Gas Field Exploration and Development Ⅳ. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2022: 556-563.

[17] 张华丽,金智荣,马 巍. 低渗储层压驱设计数值模拟研究[J]. 复杂油气藏,2023,16(3):347-351.
Zhang Huali, Jin Zhirong, Ma Wei. Numerical simulation of pressure flooding design for low-permeability reservoirs [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2023, 16(3): 347-351.

[18] 孙新浩,吴飞鹏,刘 静,等. 低渗岩石压驱过程中增渗特征数值模拟研究[C]//西安石油大学 2024 油气田勘探与开发国际会议论文集Ⅱ. 西安:西安石油大学,2024:980-989.

Sun Xinhao, Wu Feipeng, Liu Jing, et al. Numerical simulation study on enhanced permeability characteristics during low-permeability rock pressure drive process [C]// Xi'an Shiyou University. Proceedings of the 2024 International Conference on Oil and Gas Field Exploration and Development Ⅱ. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2024: 980-989.

[19] 吴效运,李晓文,刘方方. 深层特低渗油藏压驱开发技术机理及应用研究[J]. 内蒙古石油化工, 2021, 47(10):66-69.
Wu Xiaoyun, Li Xiaowen, Liu Fangfang. Mechanism of pressure flooding development technology in deep ultra-low permeability reservoir and its application research [J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2021, 47 (10): 66-69.

[20] 徐永辉,孟　阳,石世革. 低渗透油藏压驱注水量设计方法[J]. 内蒙古石油化工,2021,47(11):118-121.
Xu Yonghui, Meng Yang, Shi Shige. Design method of water injection rate for high-pressure water injection in low permeability reservoirs [J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2021, 47 (11): 118-121.

[21] 王　强,赵金洲,胡永全,等. 页岩油储集层压后焖井时间优化方法[J]. 石油勘探与开发,2022,49(3):586-596.
Wang Qiang, Zhao Jinzhou, Hu Yongquan, et al. Shut-in time optimization after fracturing in shale oil reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49 (3): 586-596.

[22] Wang Junkang, Cui Chuanzhi, Wu Zhongwei, et al. Optimization of well response times in fracturing-flooding using a coupled fluid-solid model for heterogeneous reservoirs [J]. Geoenergy Science and Engineering, 2025, 254: 214022.

[23] Lu Cong, Ma Li, Guo Jianchun, et al. Fracture parameters optimization and field application in low-permeability sandstone reservoirs under fracturing flooding conditions [J]. Processes, 2023, 11 (1): 285.

[24] 樊　超,李三山,李　璐,等. 低渗透油藏压驱注水开发技术研究[J]. 石油化工应用,2022,41(1):37-40.
Fan Chao, Li Sanshan, Li Lu, et al. Research on high-pressure water injection in low-permeability reservoirs [J]. Petrochemical Industry Application, 2022, 41 (1): 37-40.

[25] Zhi Jiqiang, Jiang Nan, Liu Yikun, et al. Numerical simulation of fracture-flooding in class Ⅲ oil reservoirs [J]. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2020, 526 (1): 012154.

中国石油工程建设有限公司西南分公司两项青年科技创新成果通过鉴定

近日,中国石油工程建设公司西南分公司(以下简称西南分公司)研发的“气田复杂介质流动安全保障及高效输送关键技术与应用”和“典型高蒸汽压介质管道输送关键技术研究与应用”分别通过中国石油和化工自动化应用协会、中国石油工程建设协会科技成果鉴定。

立足能源低碳转型、二氧化碳控排增效及高端化工产业延伸需求,西南分公司依托公司成立的“复杂非常规介质运输技术”青年创新工作室,开展了多品类、宽温域、超高压复杂介质输运技术攻关,累计取得百余项专利成果,积淀形成体系化核心技术谱系。此次通过鉴定的两项技术,分别聚焦气田复杂介质安全输送、高蒸汽压介质管道输送两大核心场景,攻克段塞流处理、低温安全防控、管道泄放回收、安全半径评价等多项行业技术难题。初步建立了适配复杂气体能源集输、CCUS 和高价值化工原料转输的复杂非常规介质运输技术体系。

目前,这两项成果已在多个重大工程中成功应用。“气田复杂介质流动安全保障及高效输送关键技术”支撑塔里木油田克拉 2 中央处理厂平稳承接千方级段塞流负荷,保障铁山坡、渡口河—七里北超高含硫气田复合管安全应用。“高蒸汽压介质管道输送关键技术”支撑塔里木油田 LPG、乙烷产品平稳转输和卧龙河 CCUS-EGR 稳定回注。两项成果还应用于西南油气田特高含硫气田内部集输、塔里木轻烃回收 LPG 转输、塔里木乙烷回收转输等工程,并支撑复兴气田四期超高温内输系统等重大工程设计。

(陈俊文　上官昌淮　供稿)