【环境与能源 / Environment and Energy】

吉木萨尔页岩油自喷生产井转抽时机优化

祝健，王飞

中国石油大学(北京)石油工程学院，北京 102249

摘　要：为了降低页岩油井生产后期由储层压力逐渐亏空导致的基质应力敏感伤害，优化水平井体积压裂后转抽开发策略，以最大化释放基质原油开发潜力，针对吉木萨尔页岩油藏的压裂、关井、生产和转抽全过程采用数值模拟的方法，对自喷期不同时间节点的压力和渗透率进行定量描述．研究表明，当油井井口压力下降至10.0 MPa时，上、下甜点储层因应力敏感发生严重的渗透率伤害，其中，上甜点储层改造区基质平均渗透率下降62.5%，下甜点伤害程度更严重，改造区基质平均渗透率下降76.0%．提高转抽时刻井口压力、降低转抽速度均有助于减缓储层伤害，提高单井的最终可采储量．以油井井口压力作为选择转抽时机的指标并确定转抽后的采液速度，当上甜点井口压力降至4.0～6.0 MPa时开始转抽，转抽制度选定抽液速度15～25 m^3/d；下甜点井口压力降至2.0～4.0 MPa时开始转抽，抽液速度选择20～25 m^3/d．研究成果对该地区及类似的页岩油井区自喷转抽时机优选具有指导意义．

关键词：石油工程；吉木萨尔；页岩油；裂缝导流能力；基质应力敏感；数值模拟；自喷转抽；转抽时机；转抽速度；压裂

中图分类号：TE34　　**文献标志码：**A　　**DOI：**10.3724/SP.J.1249.2026.01083

Optimization of the transition timing from natural flow to artificial lift in Jimusar shale oil wells

ZHU Jian and WANG Fei

College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, P. R. China

Abstract: To mitigate the matrix stress-sensitive damage induced by gradual reservoir pressure depletion during the late production stage of shale oil wells, and to optimize the post-fracturing development strategy for horizontal wells transitioning from natural flow to artificial lift, a numerical simulation approach was employed to maximize the development potential of matrix oil in Jimsar shale oil reservoir. The entire production process including hydraulic fracturing, well shut-in, natural flowing production, and the transition to artificial lift was simulated. The pressure and permeability evolution at different time points during the natural flowing stage were quantitatively characterized. Results indicate that when the wellhead pressure of an oil well declines to 10.0 MPa, severe stress-sensitive permeability damage occurs in both the upper and lower sweet spot reservoirs. Specifically, the average permeability of the substrate within the stimulated reservoir volume of the upper sweet spot reservoir decreases by 62.5%, while the lower sweet spot reservoir experiences more pronounced damage, with an average permeability reduction of 76%. Increasing the wellhead pressure at the transition point and reducing the pumping rate during the transition are both effective in alleviating reservoir damage and enhancing the estimated ultimate recovery (EUR) of a single well. Wellhead pressure is selected as the key indicator for determining the optimal transition timing, and the post-

Received: 2024-09-12; **Accepted:** 2025-04-12; **Online** (CNKI)**:** 2025-10-21
Foundation: National Natural Science Foundation of China (51974332)
Corresponding author: Professor WANG Fei (wangfei@cup.edu.cn)
Citation: ZHU Jian, WANG Fei. Optimization of the transition timing from natural flow to artificial lift in Jimusar shale oil wells [J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2026, 43(1): 83-92. (in Chinese)
Open access: This article is licensed under the CC BY 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

http://journal.szu.edu.cn

transition production rate. For wells targeting the upper sweet spot, artificial lift is recommended when the wellhead pressure declines to 4.0–6.0 MPa, with a pumping rate of 15–25 m^3/d. For wells targeting the lower sweet spot, the transition should occur at a wellhead pressure of 2.0–4.0 MPa, with a pumping rate of 20–25 m^3/d. The findings provide practical guidance for optimizing the transition from natural flow to artificial lift in shale oil wells in the Jimusar area and similar reservoirs.

Key words: petroleum engineering; Jimsar; shale oil; fracture conductivity; matrix stress sensitivity; numerical simulation; flowing well swictch to pumping well; transition timing; convert to the pumping speed of the oil pump; hydraulic fracturing

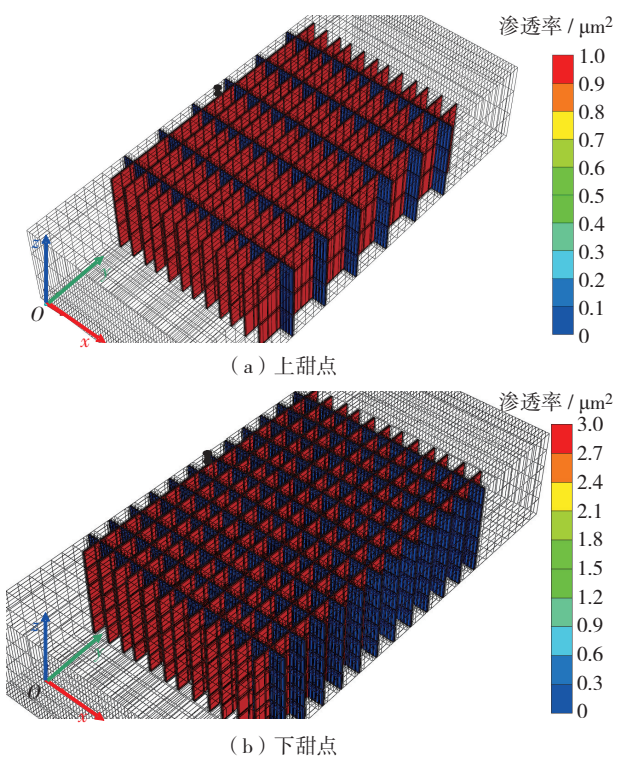
目前，吉木萨尔页岩油压裂水平井转抽时机的选择主要取决于施工经验，转抽时机及转抽速度的选择缺乏科学依据. 统计研究区部分水平井长期生产后转抽时机，大部分油井的转抽时间为 300～400 d，转抽时间不规律，不同转抽时间下自喷期产油、产水量关系不明确. 基于以上对于吉木萨尔页岩油压裂水平井生产现状的研究，为防止页岩应力敏感带来的储层伤害，最大化利用油井转抽后的开发潜力，提高页岩油压裂水平井的开发效果，有必要开展对页岩油自喷生产井转抽时机优化研究. 研究区块位于准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组(P_2l)，总勘探面积约 1.3×10^4 km^2[1-3]. 研究区平均覆压孔隙度为 6%～16%，覆压渗透率小于 0.1×10^{-3} μm^2，具有中/低孔和低/特低渗透特征. 研究区内发育储层物性差异较大的上、下两个甜点，上甜点弱水湿，下甜点弱油湿[4-7]. 本研究结合吉木萨尔页岩储层压后多尺度渗流特点，建立三重介质油水两相数值模型，模拟压裂、关井、生产和转抽全过程，还原油井生产过程中的压力和渗透率分布，明确不同转抽压力下的储层伤害. 分析吉木萨尔页岩油田自喷生产井转抽生产特征，明确自喷转抽生产的潜力，从而确定合理的转抽制度.

水平井多级压裂技术是页岩油获得商业油流的关键技术. 通过大规模分段多簇压裂，水力裂缝得以沟通、扩展天然裂缝，或者诱导微裂缝产生次生微裂缝，进而形成相互连通的复杂裂缝网络，增大储层改造体积，极大地提高单井产能. 但随着油井自喷生产时间的延长，地层压力不断降低，地层流体压力不足以将原油举升至井口. 故需要将抽油泵下至动液面以下使用人工举升的方式将原油举升至井口. 不同于常规低渗储层，页岩富含有机质，在热演化过程中会产生有机孔隙及大量微纳米级的微裂缝，该部分孔隙空间缺乏有效支撑，故页岩储层具有较强的压缩性[8-9]. 随着储层能量的消耗，孔隙流体压力不断降低，储层在有效应力的作用下孔喉受力被压缩，储层的渗流能力变差[10-12].

1 数值模拟模型建立与基本参数

1.1 模型网格的建立

利用商业油气藏数值模拟软件 CMG(computer modeling group)中黑油模拟器(implicit-explicit，IMEX)建立单孔模型，采用局部对数网格加密技术对基质网格进行加密进而设置水力裂缝和次级裂缝. 由于研究区域不同甜点储层物性及含油性差异较大，故根据不同甜点储层物性建立的上、下甜点两套模型裂缝单元网格模型如图 1. 其中，水平井



(a) 上甜点

(b) 下甜点

图 1 模型网格划分示意图

Fig. 1 Schematic diagrams of the grid structures. (a) The numerical model for upper sweet spot and (b) the numerical model for lower sweet spot.

http://journal.szu.edu.cn

筒沿x轴方向；水力裂缝沿y轴方向；红色代表导流能力较高的水力主缝；蓝色代表导流能力较低的次级裂缝.

1.2　模型基本参数

针对目标区块根据上甜点和下甜点两口井建立两套模型，还原注入、关井和生产期间的压力分布规律. 其中，模型的储层参数、裂缝参数、工程参数及高压物性参数等通过室内实验[4,13]和现场数据[13]获得(表1).

表1　模型参数设置

Table 1　Parameter setting for the numerical model

位置	储层参数		裂缝参数		工程参数	
	参数名称	取值	参数名称	取值	参数名称	取值
上甜点	基质渗透率	0.012×10^{-3} μm²	主缝半长	130 m	压裂段数	25
	基质孔隙度	0.125	主缝宽度	0.1 cm	压裂段长	45 m
	基质初始含水饱和度	0.29	主缝导流能力	7 μm²·cm	簇数	3簇
	模型边界	1 400 m × 500 m × 13 m	次缝密度	0.46 条/m²	注入速度	12 m³/min
	原油黏度	9 mPa·s	次缝宽度	0.01 cm	压裂液黏度	3 mPa·s
	地层压力	38.0 MPa	次缝孔隙度	0.25	最大压力	80.0 MPa
	闭合压力	57.0 MPa	次缝导流能力	0.1 μm²·cm	注入时间	120 min
下甜点	基质渗透率	0.011×10^{-3} μm²	主缝半长	130 m	压裂段数	30
	基质孔隙度	0.12	主缝宽度	0.1 cm	压裂段长	45 m
	基质初始含水饱和度	0.22	主缝导流能力	15 μm²·cm	簇数	3簇
	模型边界	1 400 m × 500 m × 18 m	次缝密度	1.08 条/m²	注入速度	12 m³/min
	原油黏度	20 mPa·s	次缝宽度	0.01 cm	压裂液黏度	3 mPa·s
	地层压力	44.0 MPa	次缝孔隙度	0.25	最大压力	80.0 MPa
	闭合压力	57.0 MPa	次缝导流能力	0.1 μm²·cm	注入时间	120 min

1.3　毛细管力及相对渗透率曲线

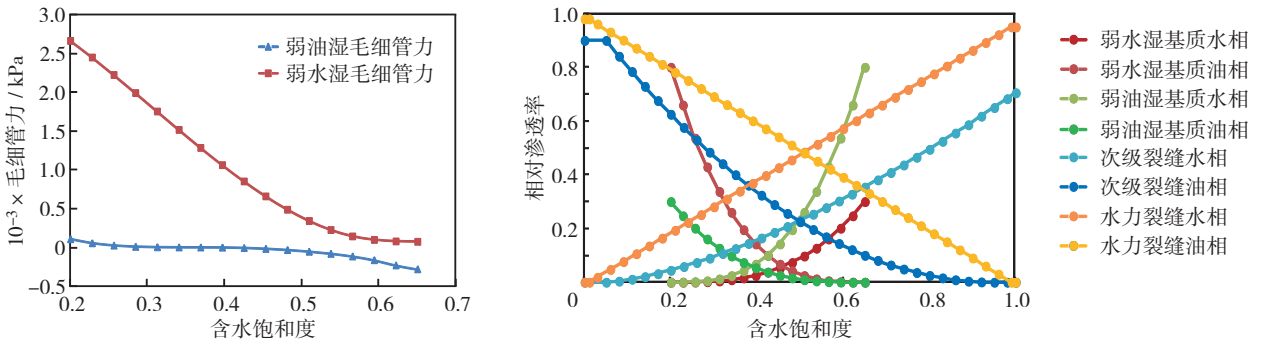
由于吉木萨尔页岩储层具有低孔、特低渗特征，微纳米孔隙广泛发育，孔隙内部毛细管力较高[14]. 毛细管力作为滑溜水进入基质的主要动力，影响压裂液及原油在基质及裂缝系统的分布[15]. 根据压汞法测量获取岩心毛细管力曲线；并根据非稳态法测量获取岩心基质相对渗透率曲线(以下简称相渗曲线). 弱水湿由于其基质亲水性特征，在低含水饱和度条件下具有较高的毛细管力，随着含水饱和度的增加，毛细管力逐步降低，但始终高于0. 弱油湿由于其亲油的特征，低含水饱和度下有较小的正毛细管力，随着含水饱和度的增加，毛细管力逐渐降为0，继而降低为负值，如图2(a)所示. 弱水湿水相相对渗透率显著高于弱油湿水相相对渗透率，油相渗透率则相反. 弱水湿相渗曲线交点含水饱和度值大于弱油湿相渗曲线，其交点更靠右. 根据实验测得基质油水毛细管力曲线以及相对渗透率曲线输入至上、下甜点模型，上甜点输入弱水湿相渗曲线及毛细管力曲线，下甜点输入弱油湿相渗曲线及毛细管力曲线，裂缝系统使用经典相渗设置[14]，不同系统输入的相渗曲线如图2(a).

1.4　应力敏感设置

为了模拟压裂、关井和返排过程，本研究建立模型综合考虑裂缝孔隙度和渗透率的应力敏感效应，模拟注入阶段裂缝的开启和关井、返排阶段裂缝的闭合过程. 由于设置模型为预制裂缝模型，为了对压裂裂缝扩展过程进行还原，对裂缝网格设置压裂液注入阶段应力敏感模型，即随着网格孔隙压力的增大，网格孔隙度和渗透率指数型增长，采用经验公式计算孔隙度和渗透率随压力的变化曲线[16-17](图3)，其中，HF代表水力裂缝；NF代表次级裂缝；φ为不同孔隙压力条件下的孔隙度；φ_0为原始地层压力下的孔隙度；k为不同孔隙压力条件下的渗透率；k_0为原始地层压力下的渗透率.

使用真实岩板进行导流能力测试，回归获得关井和返排过程中裂缝的应力敏感曲线. 分别测试粒径为0.3～0.6 mm的石英砂(现场主加砂)及不铺砂条件下岩板导流能力随闭合压力增加的变化，实验

http://journal.szu.edu.cn



（a）毛细管力曲线 （b）相渗曲线

图2 相渗曲线和毛细管力曲线

Fig. 2 Relative permeability and capillary pressure. (a) Capillary pressure curve fabricated by water-wet matrix capillary pressure (red line), and oil-wet capillary pressure (blue line). (b) Relative permeability curve fabricated by hydraulic-fracture relative permeability curve (yellow line), secondary fracture relative permeability curve (blue line), water-wet matrix relative permeability curve (red line), and oil-wet matrix relative permeability curve (green line).

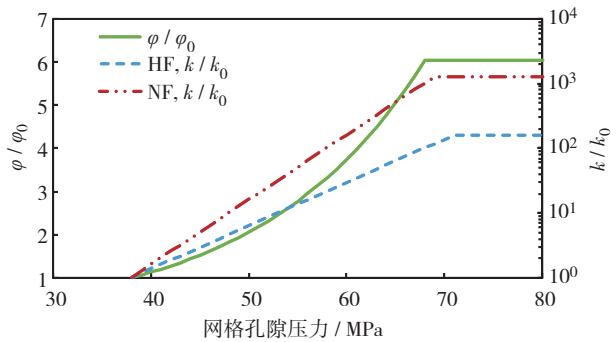


图3 注入阶段孔隙度和渗透率应力敏感曲线

Fig. 3 Stress sensitivity curves of porosity and permeability in injection stage fabricated by hydraulic-fracture and secondary-fracture porosity stress sensitivity (green line), hydraulic-fracture permeability stress sensitivity (bule line), and secondary-fracture permeability stress sensitivity (red line).



（a）实验前 （b）实验后

图4 粒径为0.3～0.6 mm支撑剂导流岩板实验前后对比

Fig. 4 Comparison of 0.3～0.6 mm proppant fracture rock (a) before and (b) after the experiment.

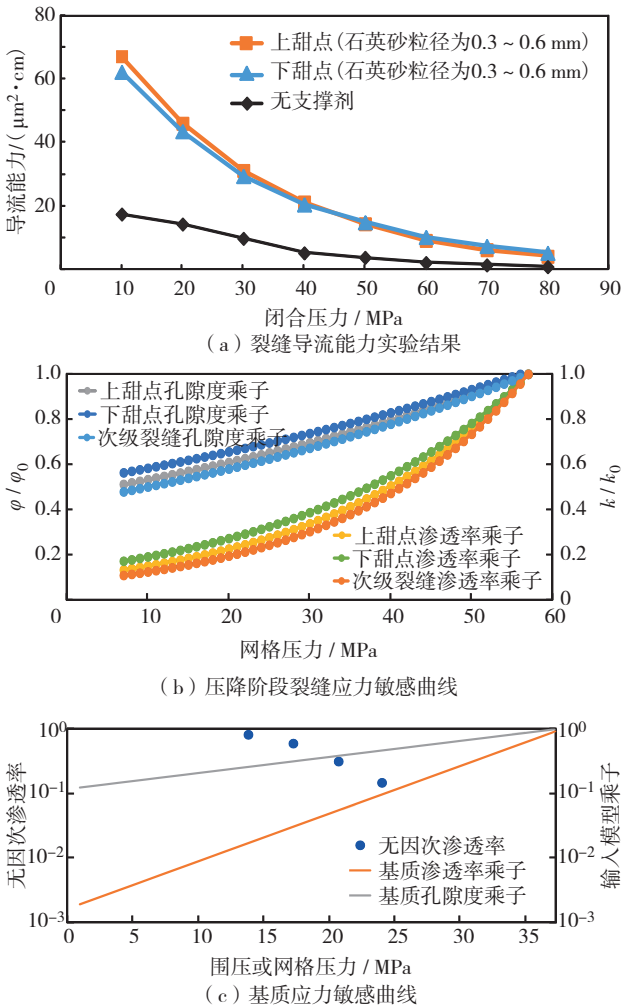
前后岩板对比如图4，测试结果如图5(a)所示．由图5(a)可见，随着闭合压力增加，粒径为0.3～0.6 mm的石英砂支撑裂缝导流能力逐渐减小；当闭合压力从10.0 MPa增至80.0 MPa时，裂缝导流能力下降了86.5%；无支撑剂支撑时，裂缝初始导流能力较小．在闭合压力较小时导流能力保持较为理想，但随着闭合压力的增加，裂缝导流能力下降较快，从10.0～80.0 MPa，裂缝导流能力下降了95%．

以初始裂缝导流能力为基础，计算不同闭合压力下导流能力与初始导流能力的比值得到不同闭合压力下裂缝渗透性变化，而后通过透率与孔隙度渗间3次方的关系，获得不同闭合应力条件下的孔隙度．总结孔隙度、渗透率对应曲线，将闭合应力转换为对应网格压力(网格压力等于地层闭合压力减裂缝流体承受的闭合压力)．将粒径为0.3～0.6 mm石英砂支撑得到的孔隙度、渗透率变化应用至主裂缝中；无支撑剂裂缝导流能力得到的孔隙度和渗透率变化应用至次级裂缝中，以模拟返排阶段随着缝内净压力的降低，裂缝闭合得到的网格相应孔隙度和渗透率的变化如图5(b)所示．基质应力敏感设置采用应力敏感实验[18]提取，基质应力敏感曲线如图5(c)．由图5(c)可见，实验曲线中闭合压力越大基质渗透率越小，根据上述闭合压力与网格压力的转换关系，对应输入模型曲线中网格压力越小，孔隙度和渗透率越小．

1.5 模拟方案

油井动液面深度决定了下泵深度，计算不同下

http://journal.szu.edu.cn



（a）裂缝导流能力实验结果

（b）压降阶段裂缝应力敏感曲线

（c）基质应力敏感曲线

图5　不同甜点和介质应力敏感设置

Fig. 5　Stress sensitivity settings for different media and different sweet spot in the model. (a) Experimental results of crack conductivity fabricated by fracture conductivity of upper sweet sopt (orange square), fracture conductivity of lower sweet sopt (blue triangle) and fracture conductivity of no proppant (black diamond). (b) Stress sensitivity curve of cracks during pressure drop stage fabricated by fracture porosity of upper sweet spot (gray dot), fracture porosity of lower sweet spot (dark blue dot), fracture porosity of no proppant (blue dot), fracture permeability of upper sweet spot (yellow dot), fracture permeability of lower sweet spot (green dot) and fracture permeability of no proppant (orange dot). (c) Matrix stress sensitivity curve fabricated by experiment permeability changes (blue dot), matrix permeability (orange line) and matrix porosity (gray line).

泵深度下井口压力与井底流压的关系，抽油泵下泵在动液面深度以下，即动液面处流压为0．根据伯努利方程可得

$$p_{wf,t} = p_h + p_H + p_{fr} + p_t \tag{1}$$

其中，h为下泵深度，单位：m；H为动液面深度，单位：m；$p_{wf,t}$为t时刻井底流压，单位：MPa；p_t为t时刻井口流压，单位：MPa；p_h为下泵深度为h时的压力，本研究中p_h = 0 MPa；$p_H = \rho g H$为动液面深度为H时的井筒中净液柱压力，单位：MPa；$p_{fr} = \lambda \dfrac{\gamma H v^2}{2Dg}$为垂直井筒摩擦压降，单位：MPa；$\lambda$为流动阻力系数；$D$为管柱直径，单位：m；$\gamma$为液体比重，单位：kg/m^3；$v$为液体流速，单位：m/s；$g$为重力加速度，单位：m^2/s；$\rho$为液体密度，单位：kg/m^3.

求解式(1)可得到不同下泵深度井口和井底流压关系式为

$$p_t = p_{wf,t} - \rho g H - \lambda \frac{\gamma H v^2}{2Dg} \tag{2}$$

根据现场使用的抽油机类型，上甜点储层极限下泵深度为1 500 m，下甜点储层极限下泵深度为2 500 m．分别模拟不同井口转抽压力(0 ~ 10 MPa，根据式(5)计算出井底压力后输入数值模型内)和不同转抽速度(10 ~ 40 m^3/d)的油井单井评估最终可采储量(estimated ultimate recovery，EUR)．模拟不同转抽方案，分析模拟结果优选吉木萨尔地区页岩油转抽时机及转抽速度．

2　模拟结果

2.1　压力场变化特征

上、下甜点两套模型模拟结果压力分布如图6所示．从图6(a)和(b)中可知，上甜点泵注结束时刻主缝中心的网格压力为66.5 MPa，距裂缝5 m及以上的基质区域的网格压力为38.0 MPa；焖井200 d后主缝中心压力降至43.2 MPa，距裂缝5 m及以上的基质区域压力升至40.9 MPa．从图6(c)和(d)中可知，下甜点泵注结束时刻主缝中心压力为71.5 MPa，距裂缝5 m及以上的基质区域压力为44.0 MPa；焖井200 d后，主缝中心压力下降至46.3 MPa，距裂缝5 m及以上的基质区域压力升至45.4 MPa．结合上甜点储层弱亲水、下甜点储层弱亲油特征[7]，可以得出：焖井期间，上甜点在压力与毛细管力的双重作用下压力不断向次级裂缝及基质中传递，毛细管力作为动力促进了裂缝系统与基质系统的渗吸置换．由图6(b)可见：焖井45 d地层压力分布较为平均；下甜点主裂缝内的流体压力不断向次级裂缝传递，毛细管力作为排斥力阻碍了裂

http://journal.szu.edu.cn

缝系统与基质系统渗吸置换，滞留在裂缝系统的压裂液在压差的驱替作用下少量的进入到基质中．由图6(d)可知，焖井45 d后，水力主缝及次级裂缝周围形成明显的“高压区”，远缝基质压力仅上升2%，压力变化较小．图6(e)和(f)分别为上甜点不同转抽时刻储层压力分布．当井口压力降至10.0 MPa时，统计裂缝改造区的平均压力，改造区平均压力由初始压后(图6(a))的54.1 MPa下降至图6(e)的33.1 MPa，近缝基质渗透率下降至6.1×10^{-6} μm²；当井口压力降至0 MPa时，改造区平均压力下降至图6(f)26.5 MPa，近缝基质(垂直裂缝1 m处)渗透率下降至1.9×10^{-6} μm²．从图6(g)和(h)可以得到，当下甜点油井井口压力降至10.0 MPa时，统计裂缝改造区的平均压力，改造区平均压力由初始泵注结束后(图6(b))的66.2 MPa下降至图6(g)的44.7 MPa，近缝基质(垂直裂缝1 m处)渗透率下降至3.4×10^{-6} μm²；当井口压力降至0 MPa时，改造区平均压力下降至图6(h)的37.9 MPa，近缝基质渗透率下降至2.0×10^{-6} μm²．随着生产时间的延长，储层改造区压力持续亏空，基质应力敏感导致的储层伤害逐渐加剧，上甜点储层平均渗透率下降50%～75%，下甜点储层平均渗透率下降70%～82%．

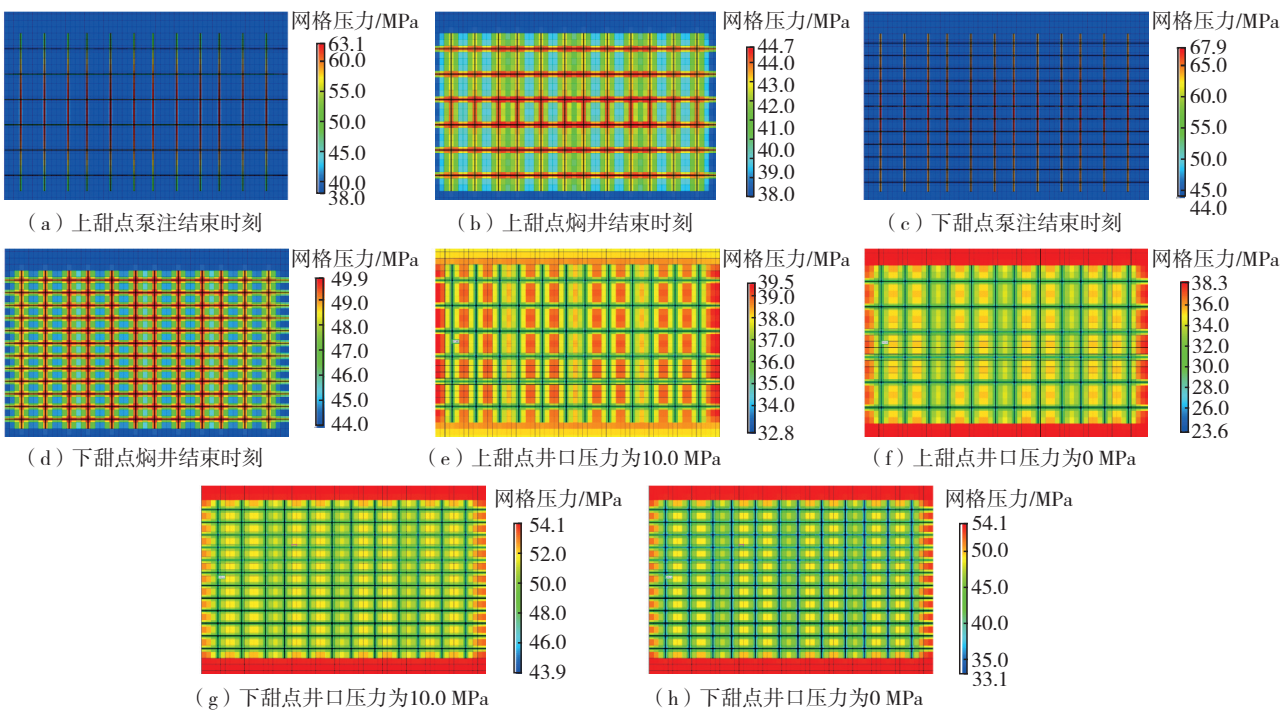


图6 上、下甜点不同生产时刻压力分布

Fig. 6 Pressure distribution of upper and lower sweet spots at different times. (a) Pressure distribution at the end of pumping in the upper sweet spot, (b) pressure distribution after well shut-in days shut-in in the upper sweet spot, (c) pressure distribution at the end of pumping in the lower sweet spot, (d) pressure distribution after well shut-in days shut-in in the lower sweet spot, (e) pressure distribution in the upper sweet spot at 10 MPa wellhead pressure, (f) pressure distribution in the upper sweet spot at 0 MPa wellhead pressure, (g) pressure distribution in the lower sweet spot at 10 MPa wellhead pressure, and (h) pressure distribution in the lower sweet spot at 0 MPa wellhead pressure.

2.2 不同转抽时机产量特征

根据1.6节模拟方案，分别模拟上、下甜点井口压力0～10 MPa时转抽，转抽速度模拟10～40 m³/d，模拟结果如图7．统计上、下甜点不同转抽速度和转抽压力条件下的油井废弃时间及单井EUR．由图7(a)可以得到，以上甜点模型40 m³/d、0 MPa模拟方案为基础，上甜点转抽时刻井口压力越大，转抽后选用转抽速度越小，EUR提高程度越大．转抽压力的选择可使单井EUR提高0.4%～3.9%；转抽速度的选择可使单井EUR提高0.1%～1.6%．提前转抽及保压转抽可以有效防止因基质应力敏感导致的储层渗流能力下降，从而获得更高的单井EUR．但保守的转抽制度(高井口压力和小转抽速度)会延长油井的生产周期，根据新疆油田

http://journal.szu.edu.cn

油井废弃标准：当油井井底流压低于 1.5 MPa 时，油井的日产量低于维持运营的最小经济产量（如维修、人工和抽油机能源消耗等成本超过收入），即认为单井达到最大经济可采储量．由图 7(b)可知，上甜点单井废弃时间由 617 d 延长至 2 895 d，废弃时间的延长增加了单井的维护成本．

由图 7(c)可知，以下甜点模型 40 m^3/d、0 MPa 模拟方案为基础，下甜点转抽时刻井口压力越大，转抽后生产速度越小，单井 EUR 越大．转抽时机的优选可使单井 EUR 提高 0.1% ~ 2.9%；转抽速度的优选可使单井 EUR 提高 0.7% ~ 5.2%．相较于上甜点储层，下甜点储层埋深大，储层压力大，储层压力的下降造成基质应力敏感导致的储层伤害更为严重．高转抽速度条件下，提高转抽压力可显著提高单井的 EUR．同时，保守的转抽制度会延长油井的生产周期，随着转抽压力的增大及转抽速度的减小，下甜点废弃时间将由最短的 1 033 d 延长至 5 012 d．

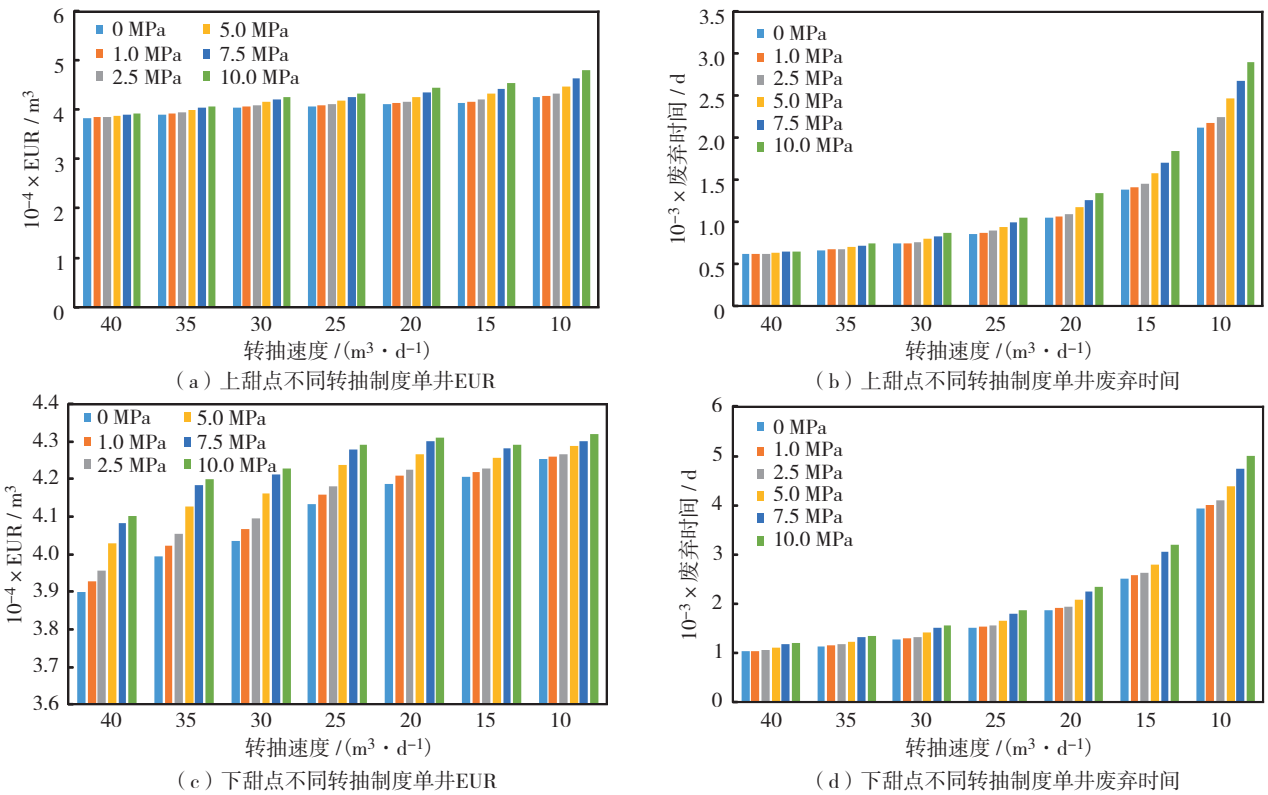


图 7　上、下甜点不同转抽制度下的单井 EUR 及废弃时间

Fig. 7　EUR and waste time of different transfer systems of upper and lower sweet spot. (a) Single well EUR of different pumping systems on upper sweet spot, (b) abandonment time of single well with different pumping systems on upper sweet spot, (c) EUR of single well with different pumping system of lower sweet spot, and (d) the abandonment time of single well under different pumping system of lower sweet spot.

为选出最优的转抽制度，保证产量的同时尽快回收成本，参考新疆油田抽油机井单井维护成本，单井维护及电费成本为 9 万元/a[19]．以上、下甜点模型 40 m^3/d、0 MPa 模拟方案为基础，计算不同转抽制度下经济效益增幅，

$$E_b = \frac{E_{p,q} - E_{0,40}}{E_{0,40}} \tag{3}$$

其中，$E_{p,q}$ 是转抽压力为 p、流量为 q 时的经济效益，如 $E_{0,40}$ 为 0 MPa 和 40 m^3/d 转抽时经济效益．为了优选出最佳的转抽制度，对比不同转抽制度条件下油井的经济效益，定义 E_b 不同转抽制度相对于 $E_{0,40}$ 的增长幅度．

计算结果如图 8，其中，上、下甜点油井随着转抽压力的增加及转抽速度的减小，经济效益不断增加，但当转抽速度低于 15 m^3/d 时，过低的转抽速度导致达到废弃时间所需要的时间过长，对于抽油机井的单机维护成本大大增加，导致其经济效益呈下降的趋势，当经济效益增幅小于 0 后，表明在该种转抽制度下，其 E_b 小于 $E_{0,40}$．当上甜点转抽速度小于 15 m^3/d，下甜点转抽速度小于 20 m^3/d 时，

http://journal.szu.edu.cn

减小转抽速度会导致E_b的下降，在此基础上转抽压力大于3.0 MPa时，随转抽压力的提高E_b快速下降．过长的生产周期导致E_b低于基础模型．故为了最大化经济利益，优选上甜点转抽压力为4.0～6.0 MPa，转抽速度为15～25 m³/d；下甜点转抽压力为2.0～4.0 MPa，转抽速度为20～25 m³/d．

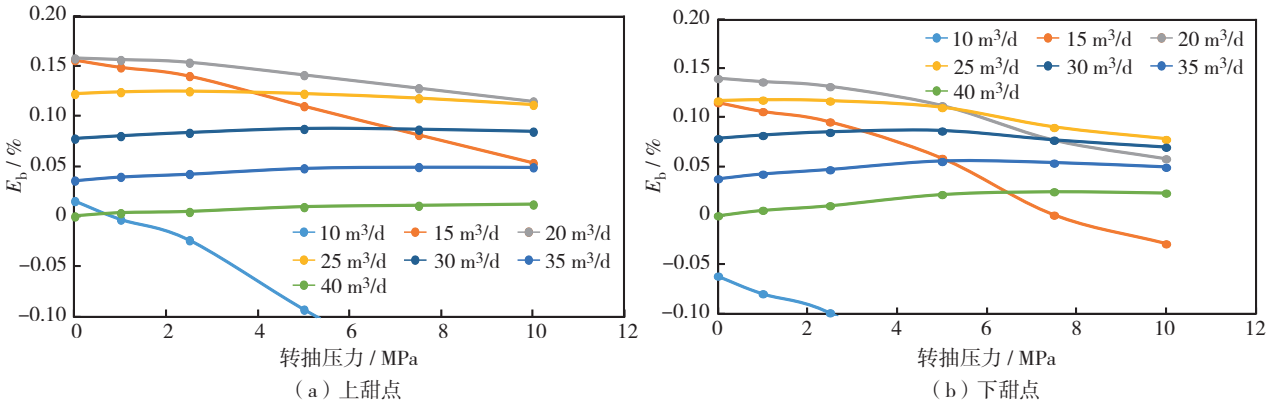


图8 上下甜点不同转抽制度经济效益增幅

Fig. 8 The increase of economic benefits of different transfer systems of (a) upper and (b) lower sweet spots with pumping rate of 10 m³/d (light blue line), 15 m³/d (red line), 20 m³/d (gray line), 25 m³/d (yellow line), 30 m³/d (dark blue line), 35 m³/d (blue line), and 40 m³/d (green line).

3 应用实例

吉木萨尔JH-W1井和JH-W2井为吉木萨尔凹陷A区块两口水平井，为同一平台的两口水平井．均采用相同水平井分段多簇压裂工艺，采用滑溜水压裂液和石英砂支撑剂，最大排量12 m³/d，自喷周期相近．两口井的主要差异在于转抽时机及转抽后抽液速度的选择，见表2．

表2 吉木萨尔JH-W1井、JH-W2井施工生产参数

Table 2 Construction and production parameters of Jimusar JH-W1 and JH-W2 wells

井号	水平段长/m	1类油层钻遇率/%	压裂液用量/m³	自喷期/d	油井转抽时井口压力/MPa	油井转抽后抽液速度/(m³·d⁻¹)
JH-W1	1 505	72.6	31 596.9	450	0.5	50
JH-W2	1 504	78.5	34 408.8	470	4.5	20

图9为吉木萨尔同平台不同井累计产油量．由图9累产曲线可知，两口井在自喷期产油量相近．当自喷期结束后，油井产油量快速下降，当井底压力下降至0.5 MPa时，JH-W1井进入转抽期；当井口压力下降至4.5 MPa时JH-W2进入转抽期．提前转抽可以有效保持地层的供液能力，EUR可提高12%．

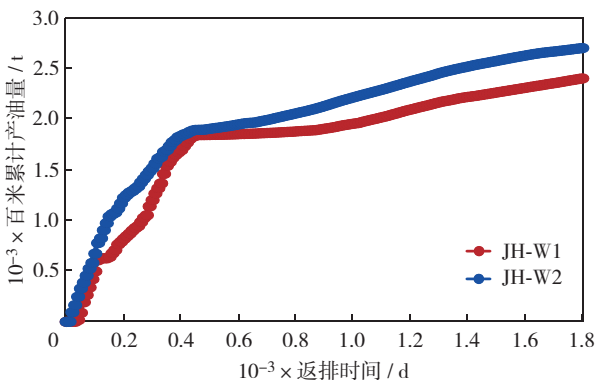


图9 吉木萨尔同平台不同井累计产油量

Fig. 9 Accumulated oil production of different wells on the same platform in Jimsar, JH-WI production (red line) and JH-W2 production (blue line)

4 结 论

1）吉木萨尔页岩油储层存在应力敏感，导致了显著的储层伤害．当油井井口压力下降至10 MPa时，上甜点储层改造区平均压力下降至改造后压力的55.2%，改造区基质平均渗透率下降

http://journal.szu.edu.cn

62.5%；下甜点储层改造区平均压力下降至改造后压力的55.2%，改造区基质平均渗透率下降76%．吉木萨尔页岩由于应力敏感导致了显著的储层伤害，下甜点伤害程度更大．

2）提高转抽时的井口压力并降低转抽速度有助于减缓储层伤害，增大单井的EUR．不同转抽制度可使上甜点单井EUR提高0.1%～3.9%，下甜点单井EUR提高0.1%～5.2%．

3）随着转抽压力的提高和转抽速度的降低，经济效益不断增加．推荐上甜点井口压力降至4.0～6.0 MPa时开始转抽，抽液速度选择15～25 m^3/d；下甜点井口压力降至2.0～4.0 MPa时开始转抽，抽液速度选择20～25 m^3/d．

研究成果对该地区及类似的页岩油井区自喷转抽时机的优选具有一定参考价值．

基金项目：国家自然科学基金资助项目(51974332)
作者简介：祝健（2021310156@student.cup.edu.cn），中国石油大学(北京)博士研究生，研究方向：非常规储层改造．
引　　文：祝健，王飞．吉木萨尔页岩油自喷生产井转抽时机优化[J]．深圳大学学报理工版，2026，43(1)：83-92.

参考文献 / References：

[1] 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-fracturing evaluation of shale oil wells based on flowback performance analysis [J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(24): 10273-10280. (in Chinese)

[2] 张景臣，石善志，郭晓东，等．致密砾岩水力裂缝扩展大型矿场实验[J]．深圳大学学报理工版，2024，41(2)：173-182.
ZHANG Jingchen, SHI Shanzhi, GUO Xiaodong, et al. Large-scale mine experiments on hydraulic fracture expansion in dense conglomerates [J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2024, 41 (02): 173-182. (in Chinese)

[3] 王子强，唐勇，张代燕，等．润湿改性剂应用于页岩储层微纳米孔隙微观模型研究[J]．石油科学通报，2025，10(2)：256-268.
WANG Ziqiang, TANG Yong, ZHANG Daiyan, et al. Study on application of wetting modifier in micro-nano pore micromodel of shale reservoir [J]. Petroleum Science Bulletin, 2025, 10(2):256-268. (in Chinese)

[4] 齐洪岩，王振林，张艳宁，等．吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油藏甜点分类[J]．新疆石油地质，2025，46(2)：127-135.
QI Hongyan, WANG Zhenlin, ZHANG Yanning, et al. Classification of sweet spots in shale oil reservoir of Lucaogou formation in Jimsar sag, Jurggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2025, 46(2): 127-135. (in Chinese)

[5] 马聪，王剑，潘晓慧，等．准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储层方沸石成因与甜点意义[J]．石油实验地质，2020，42(4)：596-603.
MA Cong, WANG Jian, PAN Xiaohui, et al. Origin and significance of "sweet spots" of analcites in shale oil reservoirs in Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(4): 596-603. (in Chinese)

[6] 吕斌．基于数值模拟的页岩油压裂优化设计与方案评估［J］．化学工程与装备，2024(7)：54-55，79.
LÜ Bin. Optimization design and scheme evaluation of shale oil fracturing based on numerical simulation [J]. Chemical Engineering & Equipment, 2024 (7): 54-55, 79. (in Chinese)

[7] 马明伟，祝健，李嘉成，等．吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储集层渗吸规律[J]．新疆石油地质，2021，42(6)：702-708.
MA Mingwei, ZHU Jian, LI Jiacheng, et al. Imbibition law of shale oil reservoirs in the Lucaogou formation in Jimsar Sag [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(6): 702-708. (in Chinese)

[8] JAVADPOUR F, FISHER D, UNSWORTH M. Nanoscale gas flow in shale gas sediments [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2007, 46(10): 55-61.

[9] 桑树勋，袁亮，刘世奇，等．碳中和地质技术及其煤炭低碳化应用前瞻[J]．煤炭学报，2022，47(4)：1430-1451.
SANG Shuxun, YUAN Liang, LIU Shiqi, et al. Geological technology for carbon neutrality and its application prospect for low carbon coal exploitation and utilization [J]. Journal of China CoalSociety, 2022, 47(4): 1430-1451. (in Chinese)

[10] 徐田录，吴承美，陈依伟，等．吉木萨尔页岩油CO_2前置压裂数值模拟研究[C]// 2022油气田勘探与开发国际会议论文集Ⅱ，西安，2022：253-265.
XU Tianlu, WU Chengmei, CHEN Yiwei, et al. Numerical simulation study on CO_2 pre fracturing of Jimsar shale oil [C]// Proceedings of the 2022 International Conference on Oil and Gas Field Exploration and Development II, Xi'an, 2022: 253-265. (in Chinese)

http://journal.szu.edu.cn

[11] 孙晓，王海柱，李英杰，等. 超临界CO_2水平环空携砂试验研究[J]. 石油钻探技术，2022，50(3)：17-23.
SUN Xiao, WANG Haizhu, LI Yingjie, et al. Sand-carrying experiments with supercritical CO_2 in a horizontal annulus [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(3): 17-23. (in Chinese)

[12] 何小东，张景臣，王俊超，等. 考虑天然裂缝条件下水平井压裂簇间距优化——以吉木萨尔页岩油为例[J]. 深圳大学学报理工版，2022，39(2)：134-141.
HE Xiaodong, ZHANG Jingchen, WANG Junchao, et al. Optimization of fracturing cluster spacing of horizontal wells with natural fractures: taking Jimusar shale oil as an example [J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2022, 39(2): 134-141. (in Chinese)

[13] 张奎，刘敦卿，黄波，等. 吉木萨尔芦草沟组致密油储层渗吸驱油特性[J]. 科学技术与工程，2021，21(2)：538-545.
ZHANG Kui, LIU Dunqing, HUANG Bo, et al. Imbibition displacement characteristics in tight oil reservoir of Lucaogou formation, Jimsar [J]. Science Technology and Engineering, 2021, 21(2): 538-545. (in Chinese)

[14] ZHANG Tao, LI Xiangfang, LI Jing, et al. Numerical investigation of the well shut-in and fracture uncertainty on fluid-loss and production performance in gas-shale reservoirs [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2017, 46: 421-435.

[15] 李士奎，刘卫东，张海琴，等. 低渗透油藏自发渗吸驱油实验研究[J]. 石油学报，2007，28(2)：109-112.
LI Shikui, LIU Weidong, ZHANG Haiqin, et al. Experimental study of spontaneous imbibition in low-permeability reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(2): 109-112. (in Chinese)

[16] JURUS W J, WHITSON C H, GOLAN M. Modeling water flow in hydraulically-fractured shale wells [C]// SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Richardson, USA: OnePetro, 2013: D031S048R003.

[17] 邹雨时，石善志，张士诚，等. 致密砾岩加砂压裂与裂缝导流能力实验——以准噶尔盆地玛湖致密砾岩为例[J]. 石油勘探与开发，2021，48(6)：1202-1209.
ZOU Yushi, SHI Shanzhi, ZHANG Shicheng, et al. Experimental modeling of sanding fracturing and conductivity of propped fractures in conglomerate: a case study of tight conglomerate of Mahu Sag in Junggar Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(6): 1202-1209. (in Chinese)

[18] 李晶晶，孙国翔，刘琦，等. 吉木萨尔凹陷芦一段页岩储集层孔隙结构及敏感性[J]. 新疆石油地质，2021，42(5)：541-547.
LI Jingjing, SUN Guoxiang, LIU Qi, et al. Pore structure and sensitivity of shale reservoir in Lu 1 member of Jimsar Sag [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(5): 541-547. (in Chinese)

[19] 张旭华. 基于神经网络的抽油机节能算法研究[D]. 西安：西安石油大学，2014.
ZHANG Xuhua. Pumping unit energy-saving algorithm based on neural network [D]. Xi'an: Xi'an Petroleum University, 2014. (in Chinese)

【中文责编：晨兮；英文责编：天澜】

http://journal.szu.edu.cn