

文章编号:1009-9603(2019)04-0077-05

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2019.04.011

中国石化新区不同类型油藏开发指标 快速评价模型的构建

赵庆飞,凡哲元,郑祥克,徐卿莲,张中华
(中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083)

摘要:为了快速评价或优选原油产能建设项目,采用统计分析方法,深入剖析2007—2015年中国石化新区产能建设项目,得到了普通稠油、热采稠油、一般低渗透、特低渗透、一般断块、复杂断块、缝洞型碳酸盐岩和海上等8类油藏影响开发方案油藏工程关键参数设计的主控因素,包括油藏类型、地质储量、含油面积、油藏埋深、渗透率和原油黏度等,建立了对应8类油藏的油藏参数与单井产能开发指标的评价模型。针对2016—2017年新区部署实例,应用8类油藏模型,快速评价106个产能建设单元的日产油能力,结果表明,快速评价模型对产能优选具有较好的预判性。通过模型应用,发现在应用前必须注意合理的适用范围,否则存在较大误差;在应用中,油藏平均参数选取必须谨慎,否则也将导致较大的误差。

关键词:开发指标;油藏类型;新区产能建设项目;主控因素;统计分析
中图分类号:TE319 **文献标识码:**A

Rapid development indexes evaluation models on different reservoirs of new development blocks, SINOPEC oilfields

ZHAO Qingfei, FAN Zheyuan, ZHENG Xiangke, XU Qinglian, ZHANG Zhonghua
(Petroleum Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing City, 100083, China)

Abstract: In order to rapidly evaluate or select oil productivity development projects, statistical analysis method was applied to thoroughly analyze the productivity development projects of new blocks, SINOPEC in 2007–2015. The main control factors of key reservoir engineering parameters influencing the development plans design were obtained for eight types of reservoirs including common heavy oil reservoirs, thermal recovery heavy oil reservoirs, low-permeability reservoirs, ultra-low permeability reservoirs, fault-block reservoirs, complex fault-block reservoirs, fractured-vuggy carbonate reservoirs, and offshore reservoirs. These factors include reservoir type, geological reserves, oil-bearing area, reservoir depth, permeability, and oil viscosity, etc. Statistic models of reservoir parameters in eight types of reservoirs and productivity development indexes of single well were proposed as well. Daily oil production capacity of 106 productivity development units was evaluated rapidly according to the new deployed development blocks in 2016–2017 with 8 reservoir models. The results show that the rapid evaluation model can be used to judge the selection of productivity. The application of the model indicates that the reasonable application range should be known before the application and reservoir parameters should be selected carefully during the application to keep away to produce large errors.

Key words: development indexes; reservoir types; productivity development projects of new block; main control factors; statistical analysis

截至2017年底,中国石化约五分之一的原油探明储量尚未开发,这些未开发储量已成为油田开发

年度部署及中长期规划不可忽视的资源基础^[1]。受油价暴跌和低油价下可供经济有效动用储量及调

收稿日期:2019-03-22。

作者简介:赵庆飞(1972—),男,山东临沂人,高级工程师,硕士,从事油藏工程研究。联系电话:(010)82316485, E-mail:zhaqf.syky@sinopec.com。

基金项目:中国石化油田部先导项目“2017年油田开发部署编制”(G5800-16-ZS-YTB010)。

整工作量大幅减少的影响,中国石化2015年和2016年石油储量替代率连续2 a为负^[2],资源接替困难。因此,未开发储量优选动用成为中国石化原油稳产的重要阵地。其评价需要根据最新资料、新的技术方法和新的市场经济环境等变化条件,科学、高效、快速编制保有储量的开发概念方案,实现快速评价其开发效果、合理优选其开发顺序^[3-5]。

单井产能评价可以根据试油试采资料、解析公式或经验公式确定^[4-6],而区块产能评价或优选通常是基于油田开发可行性研究,一般从油藏开发地质出发,构建油藏地质模型和油藏数值模拟模型,按照油藏工程方案进行多因素模拟,进而进行方案优选^[7-8]。通常此类评价研究从数据准备到方案预测,少则2个月,多则半年以上。因此有必要构建一套快速评价模型,实现油田开发规划和年度部署的快速优选。

1 分类油藏评价思路

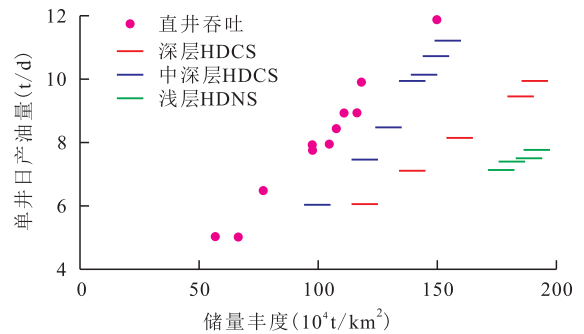
未开发储量快速评价方法,一般是利用类比法或经验统计关系式来完成。文献[9-10]从不同类型油藏特性出发,分别分析了水驱采收率和单井可采储量的主控因素,利用胜利油田大量样本数据建立了不同类型油藏的预测模型,取得了较好的应用效果;文献[11]根据相似油藏进行稠油类比确定了油藏生产能力及采收率。笔者统计分析了中国石化近年来的新区产能建设资料,确定不同类型油藏产能的主控因素,从而利用已建产能区块的油藏类型、地质储量、含油面积、油藏埋深、渗透率和原油黏度等简单参数建立开发方案概念设计模型库,从而快速确定待建产能区块的采油速度^[12]、产能规模、油水井数和井网井距等方案关键参数,实现项目快速评价和筛选排队。

2 分类油藏模型的构建

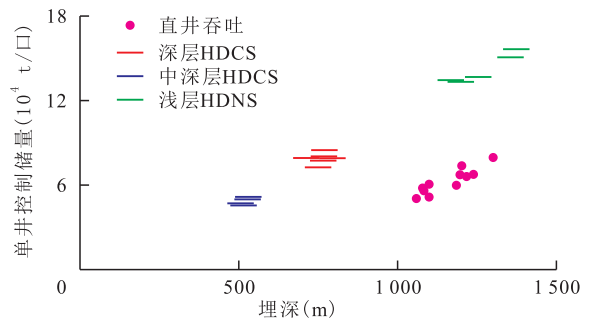
一般开发方案模型库的建立可基于实际油藏开发实例构建,此时典型样本的筛选和特征参数的确定决定了模型的成败。根据中国石化2007—2015年新区开发建设项目,覆盖中国石化所属的胜利、西北、中原、河南、江苏、江汉、华东和华北油田等分公司,合计石油地质储量为 4.6×10^8 t,产能规模为 802×10^4 t,占同期新建产能的三分之一,所应用的技术基本代表了当前中国石化各油田的技术水平,例如CO₂和降黏剂辅助水平井蒸汽吞吐技术(简

称HDCS)、N₂和降黏剂辅助水平井蒸汽吞吐技术(HDNS)。这些新区开发建设项目涉及的油藏类型包括普通稠油、热采稠油、一般低渗透、特低渗透、一般断块、复杂断块、缝洞型碳酸盐岩和海上等8类油藏,基本覆盖了常见的油藏类型并确保了样本的代表性。

以热采稠油油藏为例,通过对样本的系统分析得出了油藏埋深、井型(直井、水平井)、热采方式(HDCS,HDNS)是决定该类油藏开发效果的主控因素。然后,针对上述因素,采用单一因素进行统计分析(图1),分别获得直井吞吐模型和水平井热采模型。



a—单井日产油量与储量丰度的评价模型



b—单井控制储量与埋深的评价模型

图1 热采稠油油藏直井吞吐和水平井热采模型

Fig.1 Cyclic stream stimulation (CSS) models of both vertical and horizontal wells for thermal recovery of heavy oil reservoirs

直井吞吐模型中单井控制储量模型和单井日产油量模型分别为:

$$\begin{cases} I_w = 0.010 3D - 5.608 2 \\ R^2 = 0.813 5 \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} q_o = 0.078 I_o + 0.230 9 \\ R^2 = 0.977 4 \end{cases} \quad (2)$$

水平井模型中单井控制储量模型为:

$$\begin{cases} I_w = 0.012 4D - 1.512 6 \\ R^2 = 0.995 1 \end{cases} \quad (3)$$

水平井模型中单井日产油量可根据热采方式进一步细分为HDCS($D \leq 1\ 000$ m), HDNS($D > 1\ 000$ m)和HDNS,模型分别为:

$$\begin{cases} q_o = 0.099 5I_o - 4.169 5 \\ R^2 = 0.988 5 \end{cases} \quad (4)$$

$$\begin{cases} q_o = 0.054 7I_o - 0.562 4 \\ R^2 = 0.998 6 \end{cases} \quad (5)$$

$$\begin{cases} q_o = 0.038 5I_o + 0.368 5 \\ R^2 = 0.992 \end{cases} \quad (6)$$

对于直井吞吐热采稠油油藏,首先根据油藏平均渗透率和地下原油黏度确定流度,然后根据流度分别由(1)式确定单井控制储量,由(2)式确定单井日产油量,然后根据地质储量计算总井数,根据含油面积确定井距,并确定油藏新建产能,获得采油速度数据。

对于水平井吞吐热采稠油油藏,首先根据油藏

埋深由(3)式确定单井控制储量,然后根据储量计算总井数,根据含油面积确定井距;其次根据油藏含油面积和储量确定储量丰度,随后根据吞吐模式和油藏埋深,分别由(4)—(6)式确定单井日产油能力,然后根据总井数,确定油藏新建产能,从而获得采油速度数据。

上述类似方法可获得普通稠油、一般低渗透、特低渗透、一般断块、复杂断块、缝洞型碳酸盐岩和海上等各类油藏开发方案的主控因素,确定其开发指标快速评价模型(表1)。由表1可知,受统计样本的参数范围和单一因素统计方法的限制,部分模型相关系数低于0.9,因此,模型应用时要注意所对应的适用范围。

表1 中国石化新区不同类型油藏开发指标快速评价模型

Table1 Rapid development indexes evaluation models on different reservoirs of new development blocks, SINOPEC oilfields

油藏类型	油藏分类依据	主控因素	单井控制储量模型	单井日产油量模型	应用范围
普通稠油	μ 为50~1 000 mPa·s	井型、原油黏度	$I_w=0.110 1K/\mu+5.629 2$ $R^2=0.915 2$	$q_o=0.182 6K/\mu+0.585 8$ $R^2=0.876 8$	直井
			$I_w=0.495 6K/\mu+4.501 1$ $R^2=0.926 5$	$q_o=0.363 3K/\mu+5.511 9$ $R^2=0.972 6$	水平井
热采稠油	$\mu>10 000$ mPa·s	井型、埋深、储量丰度、注入气体及化学剂	$I_w=0.010 3D-5.608 2$ $R^2=0.813 5$	$q_o=0.078I_o+0.230 9$ $R^2=0.977 4$	直井吞吐
			$I_w=0.012 4D-1.512 6$ $R^2=0.995 1$	$q_o=0.099 5I_o-4.169 5$ $R^2=0.988 5$	HDCS($D\leq 1 000$ m)
				$q_o=0.054 7I_o-0.562 4$ $R^2=0.998 6$	HDCS($D > 1 000$ m)
一般低渗透	K 为10~50 mD	流度、埋深、储量丰度	$I_w=0.008 8D-16.35$ $R^2=0.927 2$	$q_o=0.003 2K/\mu\times I_o+2.469 1$ $R^2=0.960 1$	$K/\mu < 10$
			$I_w=0.007 2D-14.811 5$ $R^2=0.964 1$	$q_o=0.003 6K/\mu\times I_o+4.27$ $R^2=0.973$	$K/\mu\geq 10$
特低渗透	$K<10$ mD	埋深、渗透率、井型、储层压裂改造	$I_w=0.019 6D-42.452 7$ $R^2=0.931 6$	$q_o=0.004 1D-7.846 1$ $R^2=0.852 1$	D 为2 300~3 500 m
一般断块	单个油藏含油面积大于0.5 km ²	埋深、储量丰度	$I_w=0.038 9I_o+1.709 9$ $R^2=0.958 7$	$q_o=0.061 5I_o-1.224 2$ $R^2=0.924$	$I_o > 50\times 10^4$ t/km ²
复杂断块	单个油藏含油面积大于0.5 km ²	井型、埋深	$I_w=0.004 1D+0.508 6$ $R^2=0.850 6$	$q_o=0.004D-2.027 4$ $R^2=0.890 3$	$D < 3 000$ m
缝洞型碳酸盐岩油藏	缝洞孔隙占70%以上	储集体规模	$I_w=1.316 8I_o-2.856 8$ $R^2=0.850 5$	$q_o=0.612 1I_o-2.003 1$ $R^2=0.830 4$	$I_o > 20\times 10^4$ t/km ²
海上	位于滩海的中高渗透油藏	原油黏度、储量丰度、井型	$I_w=0.067 3I_o-0.442 8$ $R^2=0.979 8$	$q_o=0.079 2I_o-11.331 4$ $R^2=0.874 9$	$\mu < 50$ mPa·s, $I_o < 150\times 10^4$ t/km ²
			$I_w=0.303 8I_o-4.823 3$ $R^2=0.847 6$	$q_o=0.433 8I_o-14.674 7$ $R^2=0.836 3$	$\mu < 150$ mPa·s, $I_o > 190\times 10^4$ t/km ²

3 实例分析

3.1 分类油藏

利用表1中的模型计算中国石化2016—2017

年原油新区产能106个单元,以单井日产油量指标为例(表2)。研究发现,误差较大的主要为热采稠油和特低渗透油藏,平均误差均超过2%,但总体上误差低于5%,因此上述模型具有较好的可应用性。

以普通稠油油藏为例,2016—2017年新区产能

建设单元17个,根据产能建设单元基本及采用的井型,根据表1的关系式可确定上述单元平均单井日产油量和单井控制储量(图2)。预测平均单井日产油量为5.0 t/d,相对误差为-1.2%;预测平均单井控制储量为 6.5×10^4 t/口,相对误差为-1.8%;预测结果基本可信,但个别单元误差较大,主要是由于统计公式未考虑注水开发方式等其他因素影响。

表2 中国石化2016—2017年原油新区产能建设单元平均单井日产油量预测

Table2 Comparison between predicted and actual daily oil production of single well in different reservoirs of new development blocks, SINOPEC oilfields in 2016-2017

油藏类型	单元数(个)	平均单井日产油量(t/d)		相对误差(%)
		实际值	预测值	
普通稠油	17	5.06	5.00	-1.2
热采稠油	4	5.25	5.47	4.2
一般低渗透	12	4.70	4.71	0.1
特低渗透	8	4.58	4.43	-3.3
一般断块	2	5.00	4.96	-0.8
复杂断块	29	4.73	4.75	0.5
缝洞型碳酸盐岩油藏	32	26.05	25.85	-0.8
海上	2	22.53	22.50	-0.1
合计	106	9.74	9.71	-0.3

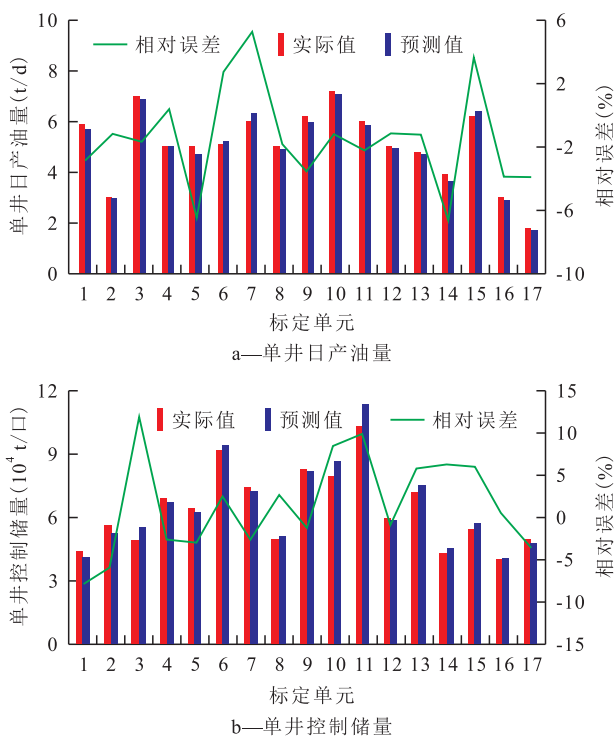


图2 普通稠油油藏单井日产油量和单井控制储量的预测值与实际值对比

Fig.2 Comparison between predicted and actual daily oil production and controlled reserves of single well in heavy oil reservoir

3.2 典型区块

以具体单元应用为例,分别对2017年胜利油区宁海油田坨90块扩产能单元和2016—2017年胜利油区埕岛油田西北区新区产能单元具体参数,介绍模型应用步骤与具体状况。

坨90块复杂断块油藏产能单元处于东营凹陷坨-胜-永断裂带西端、宁海油田西南部,2016年通过构造精细解释和单砂体精细描述分别在2个断块部署滚动井坨90-斜12和坨90-斜16,在沙二段钻遇5.4和11.6 m油层,油层平均孔隙度为27.0%,渗透率为1368.5 mD。编制坨90块扩产能单元建设方案,方案设计动用面积为1.0 km²,动用储量为 60×10^4 t,采用一套井网开发、面积注采井网,共6口油井及2口注水井,设计单井日产油量为5.3 t/d,新建产能为 0.79×10^4 t。截至2017年底,实际新完钻投产井4口,待钻井2口,平均单井日产油量为6.8 t/d,新建产能为 0.85×10^4 t。采用复杂断块单井日产油量模型,根据平均油藏埋深为2150 m,可获得平均单井日产油量为6.6 t/d,相对误差为3%;而根据单井控制储量模型,获得平均单井控制储量为 9.3×10^4 t/口,从而确定油水井井数为6口,与实施井数接近。

埕岛油田西北区新区产能单元位于埕岛油田西北部,水深为10~15 m,距离东部4D平台3~7 km;主要含油气层系为明化镇组和馆上段,油层平均厚度为16.1 m,孔隙度为34.4%,渗透率为2019.75 mD。待建单元包括胜海2块和胜海201块,设计动用面积为7.93 km²,动用储量为 676×10^4 t,采用注水开发,新钻井34口(其中采油井25口、注水井9口),新建产能为 15.1×10^4 t。2016年完钻6口,2017年完钻29口,完成方案钻井。根据馆陶组试油结果标定单井日产油量为20.5 t/d,油井数为25口,新建产能为 23.3×10^4 t。根据油藏参数可确定该单元储量丰度为 85.25×10^4 t/km²,采用海上($\mu < 50$ mPa·s)单井日产油量模型,计算确定平均单井能力为22.2 t/d,相对误差为9%;而根据海上($\mu < 50$ mPa·s)单井控制储量模型,获得平均单井控制储量为 21.0×10^4 t,从而确定油水井井数33口,较实施井数35口少2口。

通过以上2个典型区块实例发现,油藏平均参数取值和选择合适的模型对结果影响较大。例如实例二,从地面原油黏度来看,其黏度为486~2287 mPa·s,归类于普通稠油油藏。若采用海上($\mu < 150$ mPa·s)模型,则确定单井日产油量超过60 t/d,其储量丰度小于 150×10^4 t/km²,应选用海上($\mu < 50$ mPa·s)模型。

4 结论

通过上述分析表明,中国石化原油新区产能方案主要指标如采油速度、产能、油水井数等参数主要受控于油藏埋深、渗透率、井型、原油黏度、储量丰度等因素,不同类型油藏主控因素不同、规律不同。文中建立的8类油藏的开发方案概念设计模型库可以在已知较少的、容易获得的参数情况下快速确定单井控制储量、采油速度、产能规模、油水井数、井网井距等方案关键参数,为油田年度开发部署、中长期规划计划编制提供支撑。

在模型建立时,部分油藏受资料和统计方法限制,应用时需要注意适用条件,否则存在较大的误差。通过2016—2017年新区产能单元的应用,发现选择合适的模型和采用合理的油藏平均参数是模型应用成功的关键。随着新技术新工艺不断推陈出新,后续应利用新实例以及虚拟油藏模拟开发技术补充模型库,从而保障油藏可行性快速评价结果可靠。

符号解释

I_w ——新区产能建设单元平均单井控制储量, 10^4 t/口;
 D ——油藏平均埋深, m; R ——相关系数; q_0 ——新区产能建设单元平均单井日产量, t/d; I_0 ——新区产能建设单元平均储量丰度, 10^4 t/km²; μ ——地层原油黏度, mPa·s;
 K ——油藏平均有效渗透率, mD。

参考文献

- [1] 袁庆峰, 陈鲁含, 任玉林, 等. 油田开发规划方案编制方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 2005: 275-276.
YUAN Qingfeng, CHEN Luhan, REN Yulin, et al. Programming method of oilfield development plan [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2005: 275-276.
- [2] 金之钧, 蔡勋育, 刘金连, 等. 中国石油化工股份有限公司近期勘探进展与资源发展战略[J]. 中国石油勘探, 2018, 23(1): 14-25.
JIN Zhijun, CAI Xunyu, LIU Jinlian, et al. The recent exploration progress and resource development strategy of China Petroleum and Chemical Corporation [J]. China Petroleum Exploration, 2018, 23(1): 14-25.
- [3] 范智慧, 李阳. 用系统动力学方法研究油藏管理[J]. 石油实验地质, 2017, 39(3): 390-396.
FAN Zhihui, LI Yang. Reservoir management using system dynamics method [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2017, 39(3): 390-396.
- [4] 罗波, 王兴明, 赵敏, 等. 已探明未开发储量评价动用优选研究[J]. 西南石油大学学报: 社会科学版, 2013, 15(2): 5-9.
LUO Bo, WANG Xingming, ZHAO Min, et al. Research on optimizing proven undeveloped reserves [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Social Sciences Edition, 2013, 15(2): 5-9.
- [5] 牛彦良, 吴畏. 未动用储量优选评价分析方法[J]. 石油学报, 2006, 27(增刊): 115-118.
NIU Yanliang, WU Wei. Optimized selection and evaluation method for nonproducing reserves [J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27 (Supplement): 115-118.
- [6] 赵习, 刘波, 郭荣涛, 等. 储层表征技术及应用进展[J]. 石油实验地质, 2017, 39(2): 287-294.
ZHAO Xi, LIU Bo, GUO Rongtao, et al. Reservoir characterization and its application to development [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2017, 39(2): 287-294.
- [7] 张瑾琳, 吴向红, 晋剑利, 等. 缝洞型潜山稠油油藏合理单井产能计算方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2017, 36(6): 80-85.
ZHANG Jinlin, WU Xianghong, JIN Jianli, et al. Computing method of the single well productivity in fractured-vuggy buried-hill heavy oil reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2017, 36(6): 80-85.
- [8] 贾晓飞, 雷光伦, 孙召勃. 不同泄油模式边水油藏水平井产能及见水规律研究进展[J]. 特种油气藏, 2018, 25(5): 1-7.
JIA Xiaofei, LEI Guanglun, SUN Zhaobo. Review of horizontal well productivity water breakthrough in edge-aquifer oil reservoir with different drainage patterns [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(5): 1-7.
- [9] 邴绍献. 油田单井可采储量定量预测模型[J]. 油气地质与采收率, 2013, 20(1): 85-88.
BING Shaoxian. Quantitative forecasting model for recoverable reserves of single well [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(1): 85-88.
- [10] 孙焕泉. 胜利油田不同类型油藏水驱采收率潜力分析[J]. 油气采收率技术, 2000, 7(1): 33-37.
SUN Huangquan. Potential analyses on water drive recovery of different reservoir in Shengli oil field [J]. Oil & Gas Recovery Technology, 2000, 7(1): 33-37.
- [11] 丁祖鹏, 田冀, 张晓亮. 稠油油藏类比方法研究[J]. 特种油气藏, 2013, 20(4): 102-105.
DING Zupeng, TIAN Ji, ZHANG Xiaoliang. Analogy method for heavy oil reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2013, 20(4): 102-105.
- [12] 王小林, 匡明, 窦宏恩. 采油速度与产能建设关键指标匹配关系[J]. 新疆石油地质, 2017, 38(1): 72-75.
WANG Xiaolin, KUANG Ming, DOU Hongen. Matching relationship among key indices of production rate and productivity construction [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2017, 38(1): 72-75.

编辑 王星