

低渗透碳酸盐岩稠油油藏热复合化学方法 提高采收率实验

曹立迎,刘传喜,孙建芳,林长志,徐 婷

(中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083)

摘要:针对叙利亚O油田低渗透碳酸盐岩稠油油藏热采过程中存在的“注不进、难采出”的技术难题,利用O油田岩心分别开展自吸实验和驱替实验,研究50和150℃下地层水、薄膜扩展剂溶液的渗吸规律及其驱替效果。自吸实验结果表明:原始条件下(地层水渗吸),O油田碳酸盐岩岩心呈明显的亲油或弱亲油的润湿特征;而薄膜扩展剂溶液渗吸后,岩石润湿性向亲水或弱亲水转变,实现了润湿反转。驱替实验结果表明:对比150℃下注蒸汽,伴蒸汽注入耐高温薄膜扩展剂可明显降低注汽压力,约为2 MPa;驱替效率提高约10%。岩石润湿性反转后,毛管压力变为水驱油的动力,水易渗吸入岩石孔隙内,从而解决“注不进”的难题;而高温降低原油粘度可提高原油渗流能力,从而解决“难采出”的技术难题。因此,伴蒸汽注耐高温薄膜扩展剂的热复合化学方法是针对叙利亚O油田及类似低渗透碳酸盐岩稠油油藏提高采收率的有效方法。

关键词:低渗透 碳酸盐岩 稠油 润湿性 薄膜扩展剂 热复合化学方法

中图分类号:TE345

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2016)03-0101-05

EOR experiment of thermal compound chemical technology in low permeability carbonate heavy oil reservoir

Cao Liying, Liu Chuanxi, Sun Jianfang, Lin Changzhi, Xu Ting

(Petroleum Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing City, 100083, China)

Abstract: In order to solve the problem of “difficult to inject, difficult to produce” under the condition of thermal recovery in low permeability carbonate heavy oil reservoir of Syria O oilfield, experiments of self-imbibition and oil displacement were conducted for the cores in O oilfield. Imbibitions rule and displacement effect of formation water and thin film spreading agent (TFSA) solution were researched under 50 and 150 °C. The self-imbibition experiment result shows that the wettability of the carbonate cores in O oilfield turns from obvious oil-wet or weak oil-wet under original conditions to water-wet or weak water-wet after TFSA imbibition, and thus wettability inversion is realized. The displacement experiment result shows that compared with steam injection at 150 °C, the thermal compound chemical technology, steam injection with TFSA, can significantly reduce steam injection pressure by about 2 MPa and the displacement efficiency is increased by about 10%. After wettability inversion of the rocks, water is easy to enter the pore of the rocks under capillary force which is a driving force during water displacing oil and the difficulty of “difficult to inject” may be solved. High temperature can reduce crude oil viscosity and the percolation ability of crude oil is improved, and the difficulty of “difficult to produce” may be solved. Therefore, the thermal compound chemical technology is a feasible method for enhancing oil recovery in O oilfield and similar low permeability carbonate heavy oil reservoirs.

Key words: low permeability; carbonate rock; heavy oil; wettability; thin film spreading agent; thermal compound chemical technology

收稿日期:2016-03-14。

作者简介:曹立迎(1986—),男,山东聊城人,工程师,硕士,从事稠油油藏开发方面的研究。联系电话:13811726918, E-mail: caoly.syky@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项“裂缝-孔隙型碳酸盐岩稠油油藏开发关键技术”(2011ZX05031-002)。

叙利亚O油田储层渗透率为 $6.3 \times 10^{-3} \sim 159.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,埋深为1400~1700 m,地层原油粘度为200~10000 mPa·s,天然能量开发采收率低,仅为2.7%~4.5%。自2006年以来,叙利亚O油田开展多次蒸汽吞吐先导试验,但因储层渗透率低,吸汽能力差,导致井口压力过高,套损严重,热采效果不甚理想。

胜利油田自1995年以来开始探索如何将热同化学方法相结合,从而达到改善稠油油藏热采开发效果的目的,并形成了同蒸汽相配套的耐高温驱油剂体系^[1-5]。孙建芳等以热复合化学理论研究为指导,建立完善了HDCS, HDNS, SGS等一系列技术^[2-3];曹嫣嫔等针对石油磺酸盐复配体系在胜利油田砂岩稠油油藏热采中的应用展开研究,认为石油磺酸盐体系可有效降低蒸汽注入压力,提高驱替效率^[4-5];公言杰等通过室内实验研究了砂岩油藏润湿性变化对采收率及相对渗透率的影响^[6-7]。国外针对表面活性剂改变润湿性也开展了相关研究,Alveskog等研究认为十二烷基苯磺酸钠能够改善油水相之间的吸附性和界面张力,从而影响Amott润湿性指数和剩余油饱和度^[8];Holbrook等测量了油藏开发过程中的润湿性指数的变化,认为该指数随开采过程中饱和度的变化而变化^[9-10]。尽管热复合化学方法在中国砂岩稠油油藏中应用较为广泛,但是针对低渗透碳酸盐岩稠油油藏,该方法的适用性尚未得以验证。

针对O油田开发过程中存在的“注不进、难采出”等问题,借鉴胜利油田低渗透砂岩稠油油藏的开发经验,提出了伴蒸汽注入耐高温薄膜扩展剂的热复合化学开采技术。为评价该方法的可行性,笔者通过润湿性评价室内实验,利用自吸法研究薄膜扩展剂溶液的注入对碳酸盐岩岩石润湿性的影响;并通过驱替实验,研究薄膜扩展剂溶液对注汽压力、驱替效果的影响。以期对低渗透碳酸盐岩稠油油藏的应用可行性提供理论依据。

1 润湿性评价室内实验

1.1 实验方案

实验岩心 实验选用O油田碳酸盐岩岩心2块:O-1-1号岩心长度为7.34 cm,直径为2.5 cm,孔隙度为19.15%,气测渗透率为 $6.33 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;O-1-2号岩心长度为5.92 cm,直径为2.56 cm,孔隙度为26.56%,气测渗透率为 $60.96 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

实验流体 实验用油为O油田原油,地面脱气

原油粘度为2000 mPa·s,实验用水为氯化钾溶液,其质量浓度为6000 mg/L。薄膜扩展剂溶液主要成分为石油磺酸盐,溶液质量分数为0.5%,呈棕褐色,由胜利油田石油工程技术研究院提供。

实验仪器 实验仪器为PQ-2型高温高压全自动驱替装置。

实验方法 实验方法为自吸法。在毛管压力作用下,润湿流体具有自发吸入岩石孔隙中并驱替其中非润湿流体的特性。通过测量并比较油藏岩石在束缚水状态下岩心水润湿指数和油润湿指数,可以判别储层岩石对油(水)的润湿性。

实验步骤 实验步骤及润湿指数的计算参考SY/T 5153—2007^[11]。通过测量每块岩心的自吸排油量、驱替排油量、自吸排水量和驱替排水量,计算可得各岩心相对润湿指数,根据润湿性评价标准^[11]判断各岩心的润湿性。

1.2 润湿性测定

1.2.1 原始润湿性测定

实验所用岩心为非新鲜岩样,若想测定出原始样品的润湿性,首先要对岩心进行老化,老化时间为12 h,岩心老化后,在油藏温度为50℃条件下,利用地层水渗吸测定2块碳酸盐岩岩心的自吸排油量、驱替排油量、自吸排水量和驱替排水量,并计算出相对润湿指数(表1)。由表1可以看出,在地层水渗吸条件下,2块碳酸盐岩岩心相对润湿指数均小于-0.1^[11],呈弱亲油—亲油特征;该润湿性为油藏原始状态下岩石的润湿特征。

表1 碳酸盐岩岩心原始润湿性评价结果
Table1 Initial results of wettability evaluation for carbonate rock

岩心 编号	自吸排 油量/mL	驱替排 油量/mL	自吸排 水量/mL	驱替排 水量/mL	相对润 湿指数	润湿性
O-1-1	0.10	1.1	0.2	0.4	-0.25	弱亲油
O-1-2	0.04	0.4	0.2	0.12	-0.53	亲油

1.2.2 薄膜扩展剂溶液渗吸润湿性测定

利用自吸法,通过室内实验研究薄膜扩展剂溶液的注入对碳酸盐岩岩石渗吸规律和润湿性的影响。该实验中润湿性测定方法与原始润湿性测定方法相同,但实验条件不同,岩心O-1-1所需实验温度为50℃,岩心O-1-2所需实验温度为150℃。实验结果(表2)表明,与原始状态下岩石润湿性相比,薄膜扩展剂溶液渗吸后,2块碳酸盐岩岩心相对润湿指数明显上升,均大于0.1,呈亲水性^[11]。注入薄膜扩展剂溶液实现了碳酸盐岩岩石润湿性的反转。

表2 岩心注入薄膜扩展剂溶液后的润湿性测定结果
Table2 Rock wettability evaluation results after thin film spreading agent solution injection

岩心编号	实验温度/℃	自吸排油量/mL	驱替排油量/mL	自吸排水量/mL	驱替排水量/mL	相对润湿指数	润湿性
0-1-1	50	0.4	1.2	0.1	3.2	0.22	弱亲水
0-1-2	150	0.49	0.17	0.08	0.17	0.42	亲水

2 对岩石润湿性的影响

2.1 高温

前人对高温蒸汽改变岩石润湿性已开展了一系列的研究^[12-15]。研究认为在油藏温度下,地层原油与岩石表面充分接触后,原油中存在的环烷酸等酸性物质通过降低固体和原油之间的界面张力可增强固体的亲油性。沥青质是原油中相对分子量最大、极性最强的非烃类组分,当沥青质与油藏岩石接触时,其极性端吸附在岩石表面,非极性端裸露在岩石外面,从而加强了岩石表面的亲油性(图1)。但是极性物质的吸附受温度影响较明显,温度的升高,极性物质的吸附能力降低,导致岩石表面沥青质的剥离,从而改变油藏岩石的润湿性(图2)。

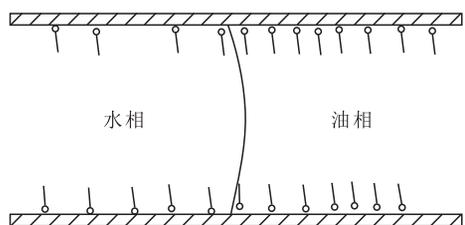


图1 油藏温度下沥青质吸附岩石表面的示意

Fig.1 Diagram of asphaltene adsorption on rock surface under reservoir temperature

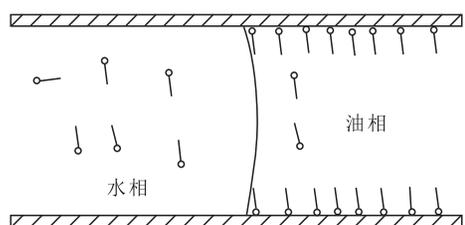


图2 高温下沥青质剥离岩石表面的示意

Fig.2 Diagram of asphaltene stripping from rock surface under high temperature

2.2 薄膜扩展剂溶液

为进一步研究注入薄膜扩展剂溶液对碳酸盐岩岩心润湿性的影响,在实验温度为50℃条件下,对2块碳酸盐岩岩心样品进行注剂实验,扫描电镜分析结果(图3)表明,在注剂后的岩心中可直观地观察到薄膜扩展剂溶液的展布状况。在放大1万倍的照片里,可清楚见到扩展剂呈带状、膜状展布,包

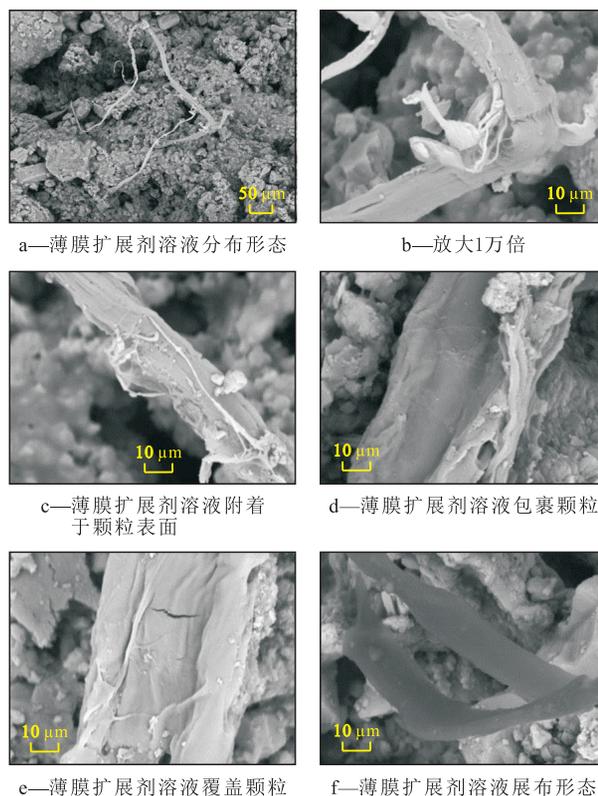


图3 注入薄膜扩展剂溶液后的岩心扫描电镜特征

Fig.3 SEM photos of cores after thin film spreading agent solution injection

裹在岩石粒屑表面。研究分析认为,薄膜扩展剂溶液包裹岩石后可改变岩石润湿性,使原先亲油的岩石转变为亲水岩石,进而提高原油在地层中的渗流能力;而注剂后岩石的粒屑结构无变化,溶蚀孔隙清晰、畅通,无颗粒堵塞,从而表明注入该薄膜扩展剂溶液后不会伤害油层。因此,热复合化学方法之所以能改变碳酸盐岩岩石的润湿性,是由于高温注蒸汽致使沥青质在岩石表面的剥离和注入薄膜扩展剂溶液包裹岩石粒屑表面的双重作用所致。

3 热复合化学方法对油藏开发效果的影响

为研究薄膜扩展剂溶液对注汽压力及驱替效率的影响,分别选用注蒸汽、蒸汽伴薄膜扩展剂溶液2种注入体系开展驱替实验,实验标准为SY/T 6315—2006^[12]。

驱替实验结果表明,注入薄膜扩展剂溶液后,前期注汽压力降低,从而有效改善了热采条件下的注入能力;而后期注剂可延缓蒸汽突破时间,扩大了蒸汽的波及范围,改善了注汽效果,提高驱替效率达10%(图4,图5)。研究分析可知,造成2种驱替体系驱替效果差异的根本原因是毛管压力,岩石

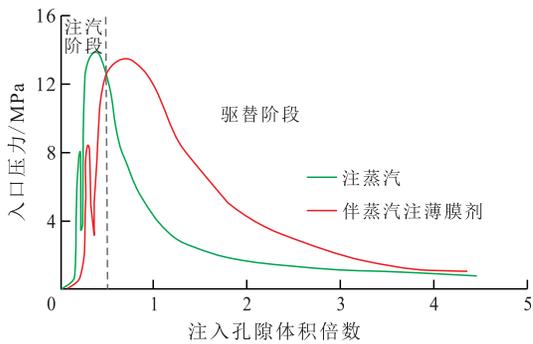


图4 注汽压力与注入孔隙体积倍数的关系

Fig.4 Relationship between steam injection pressure and pore volume

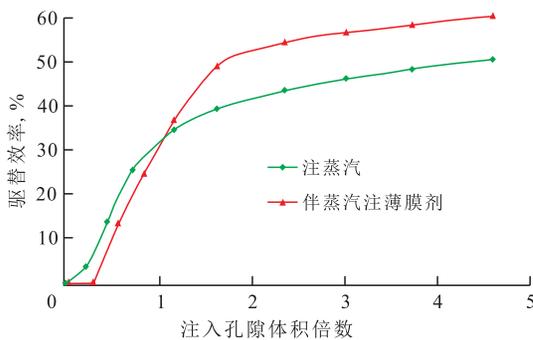


图5 驱替效率与注入孔隙体积倍数的关系

Fig.5 Relationship between displacement efficiency and pore volume

自动吸入流体的能力与毛管压力的大小、方向有关,而毛管压力的方向主要受控于流体对岩石的选择性润湿。对于水湿岩心,原油在孔隙中呈油滴状分布,地层水铺散在岩石表面^[13-15](图6a),毛管压力为水驱油的动力,水易渗吸进入岩石孔隙驱替出其中的原油,从而提高渗吸驱替效率;而对于油湿岩心,原油在孔隙中铺散于岩石表面^[13-17](图6b),毛管压力将阻止水进入孔隙,是水驱油的阻力,严重影响水或者蒸汽的注入能力。因此在蒸汽注入过程中,伴随注入少量薄膜扩展剂溶液,可以通过改变

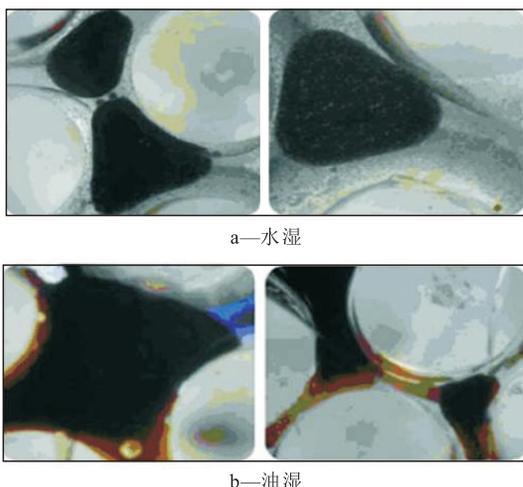


图6 水湿和油湿微模型中原油分布

Fig.6 Distribution of oil in water-wet and oil-wet micromodel

碳酸盐岩油藏的岩石润湿性,使水或者蒸汽易进入岩石孔隙内,进而提高蒸汽的注入能力;而注入的蒸汽可进一步改善岩石的润湿性,并通过降低原油粘度提高油相渗流能力来提高原油的驱替效率。

4 结论

对于低渗透碳酸盐岩稠油油藏,伴蒸汽注入耐高温薄膜扩展剂的热复合化学方法是一种可行的提高采收率方法。高温蒸汽可通过剥离岩石表面的沥青质改变岩石润湿性;薄膜扩展剂溶液可通过包裹在岩石粒屑表面改变岩石润湿性。热复合化学方法通过两者的双重作用使岩石润湿性变为亲水或弱亲水。岩石润湿性反转后,毛管力为水驱油动力,水或蒸汽易渗吸进入岩石孔隙驱替出其中的原油,从而改善储层的吸汽能力,进而降低注汽压力。并且热复合化学方法可通过降低原油粘度减小蒸汽与原油的流度比,从而延缓蒸汽突破时间,扩大蒸汽波及范围,进而提高驱替效率的作用。研究成果为热复合化学方法在低渗透碳酸盐岩稠油油藏中的应用提供了理论依据。

参考文献:

- [1] 林日亿,周广响,杨开,等.热水和表面活性剂驱室内实验[J].油气地质与采收率,2015,22(4):114-117.
Lin Riyi, Zhou Guangxiang, Yang Kai, et al.Laboratory experiment on hot water and surfactant flooding [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(4): 114-117.
- [2] 孙建芳.氮气及降粘剂辅助水平井热采开发浅薄层超稠油油藏[J].油气地质与采收率,2012,19(2):47-49,53.
Sun Jianfang.Study and application on HDNS technology to develop shallow and thin super heavy oil reservoirs [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(2): 47-49, 53.
- [3] 孙建芳,刘东,李丽,等.孤岛油田驱油剂辅助蒸汽驱对稠油性质的影响[J].油气地质与采收率,2014,21(3):55-57.
Sun Jianfang, Liu Dong, Li Li, et al.Study on interaction of displacement agent assisted steam flooding for Gudao viscous crude oil [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(3): 55-57.
- [4] 曹嫣缤,宋丹,刘冬青,等.石油磺酸盐复配体系在胜利油田稠油热采中的应用研究[J].石油天然气学报,2006,28(1):68-71.
Cao Yanbin, Song Dan, Liu Dongqing, et al.Application of petroleum sulfonate composition system in heavy oil thermal recovery in Shengli Oilfield [J].Journal of Oil and Gas Technology, 2006, 28(1): 68-71.
- [5] 曹嫣缤,于田田,林吉生,等.热复合化学方法改善极强敏感性稠油油藏开发效果机理[J].石油学报,2013,34(1):128-132.
Cao Yanbin, Yu Tiantian, Lin Jisheng, et al.A study on a thermal

- compound chemical method for improving development efficiency of heavy-oil reservoirs with strong sensitivity[J].*Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(1): 128-132.
- [6] 公言杰,柳少波,刘可禹,等.致密油充注过程中储层润湿性变化对含油性影响——以川中侏罗系致密油为例[J].*石油实验地质*, 2015, 37(4): 423-429.
- Gong Yanjie, Liu Shaobo, Liu Keyu, et al. Influence of reservoir wettability changes on oil-bearing features during tight oil accumulation: A case study of Jurassic tight oils in Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2015, 37(4): 423-429.
- [7] 杨阳,刘慧卿,庞占喜,等.孤岛油田底水稠油油藏注氮气辅助蒸汽吞吐的选区新方法[J].*油气地质与采收率*, 2014, 21(3): 58-61.
- Yang Yang, Liu Huiqing, Pang Zhanxi, et al. A new method of selecting zone for nitrogen-assisted steam stimulation in heavy oil reservoir with bottom water in Gudao oilfield[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(3): 58-61.
- [8] Alveskog P L. The effect of surfactant concentration on the Amott wettability index and residual oil saturation[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1998, 20(3/4): 247-252.
- [9] Holbrook O C, Bernard G C. Determination of wettability by dye adsorption[J]. *Transactions AIME*, 1958, 213: 261-264.
- [10] Schmid C. The wettability of petroleum rocks and results of experiments to study effects of variations in wettability of core samples[J]. *Erdoel Kohle*, 1964, 17(8): 605.
- [11] 曲岩涛,王建,李奋. SY/T 5153—2007 油藏岩石润湿性测定方法[S]. 北京:石油工业出版社, 2007.
- Qu Yantao, Wang Jian, Li Feng. SY/T 5153—2007 Test method of reservoir rock wettability [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007.
- [12] 刘宝良,沈德煌,张勇,等. SY/T 6315—2006 稠油油藏高温相对渗透率及驱油效率测定方法[S]. 北京:石油工业出版社, 2006.
- Liu Baoliang, Shen Dehuang, Zhang Yong, et al. SY/T 6315—2006 Relative permeability and displacement efficiency test under the condition of high temperature for heavy oil reservoir [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006.
- [13] Roosta A, Kerman A, Escrochi M, et al. Investigating the mechanism of thermally induced wettability alteration [R]. SPE 120354, 2009.
- [14] 王所良,汪小宇,黄超,等. 改变低渗透油藏岩石润湿性提高采收率技术研究进展[J]. *断块油气田*, 2012, 19(4): 472-476.
- Wang Suoliang, Wang Xiaoyu, Huang Chao, et al. Research progress of EOR with alteration of rock wettability in low-permeability reservoir [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2012, 19(4): 472-476.
- [15] 曹立迎,孙建芳,徐婷,等. 碳酸盐岩油藏岩石润湿性评价实验研究[J]. *油气地质与采收率*, 2014, 21(4): 89-92.
- Cao Liying, Sun Jianfang, Xu Ting, et al. Experimental study of wettability evaluation on carbonate reservoir rock [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(4): 89-92.
- [16] 李颖颖,宣扬,蒋官澄,等. 气润湿性岩石吸附甲烷的实验和量子化学研究[J]. *特种油气藏*, 2014, 21(1): 98-101.
- Li Yingying, Xuan Yang, Jiang Guancheng, et al. Experimental and quantum chemical study of gas-wetting cores' adsorbability to CH₄ [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2014, 21(1): 98-101.
- [17] 王瑞飞,齐宏新,吕新华,等. 深层高压低渗砂岩储层可动流体赋存特征及控制因素:以东濮凹陷文东沙三中油藏为例[J]. *石油实验地质*, 2014, 36(1): 123-128.
- Wang Ruifei, Qi Hongxin, Lü Xinhua, et al. Characteristics and controlling factors of movable fluid in deep-buried high-pressure and low-permeability sandstone reservoirs: A case study of middle section of 3rd member of Shahejie Formation in Wendong Oil Field, Dongpu Sag [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2014, 36(1): 123-128.

编辑 王星