

巨厚变质岩潜山油藏注气开发驱油机理及方案优化

陈妍, 张玉

(长江大学 地球科学学院, 湖北 武汉 430100)

摘要: 兴古潜山油藏为巨厚变质岩潜山油藏, 由于储层非均质性强、裂缝发育、含油高度达2 300 m, 天然能量开发造成产量递减快, 而注水开发难以有效补充地层能量, 因此合理开发方式优选难度大。针对该油藏双重介质特征, 改进实验流程, 建立双重介质储层变压焖井实验方法, 量化研究基质渗析驱油作用, 结合数值模拟研究和现场试验分析, 深化注气开发驱油机理认识。研究结果表明, 巨厚变质岩潜山油藏注气开发能够发挥重力驱替、气体上浮驱油及基质渗析等作用, 可大幅度提高波及体积, 并以此为指导开展兴古潜山油藏立体注气开发方案设计, 采用顶部注气为主、中下部注气为辅的立体注气方式, 在形成重力驱的同时发挥气体上浮驱油的作用, 较天然能量开发提高采收率15%。

关键词: 重力驱 基质渗析驱油 变质岩潜山 双重介质储层 气驱机理 立体注气

中图分类号: TE357.7

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2016)01-0119-05

Oil displacement mechanism and scheme optimization of gas injection development in giant thick metamorphic rock buried hill reservoir

Chen Yan, Zhang Yu

(College of Geoscience, Yangtze University, Wuhan City, Hubei Province, 430100, China)

Abstract: Xinggu buried hill reservoir is a one with giant thick metamorphic rock. It has the characteristics of strong reservoir heterogeneity, developed fractures, up to 2 300 m of oil column, development through natural energy and rapid decline of oil production. It is difficult to optimize reasonable development mode for insufficient formation energy supply by water flooding. In view of dual media characteristics of the oil reservoir, the experiment process was improved, and an experiment method of soaking under various pressures for the dual media reservoir was put forward. Oil displacement by osmosis in matrix was quantified, and oil displacement mechanism of gas injection flooding was studied thoroughly according to numerical simulation research and field test analysis. The research result shows that gas injection flooding in the giant thick metamorphic rock buried hill reservoir can play a role in gravitationally flooding, gas floatation oil displacement and matrix osmosis, and greatly improve the sweep volume, which can act as a guidance for three-dimensional gas injection development design in Xinggu buried hill reservoir. The gas was mainly injected at the top with supplementary injection at the middle-low part. The role of gas floatation oil displacement can be played during gravity drive, and oil recovery efficiency has been enhanced by 15% compared with that of natural energy production.

Key words: gravity drive; matrix displacement by osmosis; metamorphic rock buried hill; dual media reservoir; mechanism of gas drive; three-dimensional gas injection

注气开发作为一项提高采收率的主要技术在油田开发中得到广泛应用^[1-2], 但受气驱机理认识不

清的制约, 在巨厚变质岩潜山油藏应用较少。兴古潜山油藏为巨厚变质岩潜山油藏, 含油高度达

收稿日期: 2015-11-13。

作者简介: 陈妍(1991—), 女, 辽宁抚顺人, 在读硕士研究生, 从事油藏地质方面的研究工作。联系电话: 13704044375, E-mail: 903647565@qq.com。

基金项目: 中国石油重大科技专项“辽河油田原油千万吨持续稳产关键技术研究”(2012E-3005)。

2 300 m,岩性复杂,发育2大类6亚类25种岩石,储层非均质性强,开发初期利用以水平井为主的纵叠平错立体开发井网来实现高速开发,最高采油速度为2%。但是由于储层巨厚,难以有效补充地层能量,天然能量开发,产量递减快,油藏年综合递减率达18%,压力系数降至0.7,亟需探索有效的能量补充方式。通过对天然能量、注水、注气、蒸汽驱和化学驱等多种开发方式进行对比论证,确定采用注气开发补充地层能量。针对巨厚变质岩潜山油藏气驱机理认识不清的现状,通过开展物理模拟研究,结合数值模拟对比验证,明确巨厚变质岩潜山油藏注气开发驱油机理,并建立了巨厚变质岩潜山油藏注气立体开发设计新方法,以期优化设计兴古潜山油藏注气方案提供依据。

1 气驱机理

巨厚变质岩潜山油藏属于双重介质储层,难以像砂岩油藏一样建立三维比例模型进行物理模拟实验研究,为深入认识该类油藏注气开发驱油机理,首先利用油藏真实岩心开展一系列驱替实验,然后利用数值模拟对长岩心物理模拟实验结果进行拟合,拓展到油藏规模,并与现场试验结果对比验证,明确注气开发驱油机理。

1.1 混相驱作用

混相驱就是将气体与油藏中的原油混合成为一相,使气、油之间的表面张力完全消失,残余油饱和度降至最低,因此能够大幅度提高注气驱油效率。最小混相压力是确定注气能否达到混相驱的重要指标,细管实验是中外公认的测定最小混相压力的准确方法。通过实验得到注天然气的最小混相压力为44 MPa。而目前兴古潜山油藏地层压力仅为28 MPa,因此,注天然气开发只能实现非混相驱,通过分析天然气驱相渗及驱油效率的测定结果(表1)可知,天然气驱较水驱驱油效率提高了14.4%。

表1 水驱及天然气驱相渗及驱油效率实验关键参数对比
Table1 Key parameters of relative permeability and oil displacement efficiency experiment for water flooding and natural gas flooding %

驱替方式	束缚水饱和度	残余油饱和度	两相共渗驱	驱油效率
水驱		32.89	32.90	50.3
天然气驱	34.21	23.20	42.59	64.7

1.2 重力驱替作用

重力驱油的实质是由于油气密度差异引起储

层流体运动规律和空间分布形式的改变,气体在油藏顶部不断膨胀的过程中推动油气界面下移,从而达到重力泄油的目的。建立含油高度为2 300 m的反韵律模型,顶、底部渗透率分别为 1×10^{-3} 和 $200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,渗透率级差为200倍,在注水开发底部形成优势通道的情况下进行转注天然气开发。对比注水开发和注天然气开发末期含油饱和度场(图1)可见,注天然气开发优先驱替油藏顶部的剩余油,可见注天然气开发重力分异作用远大于高渗透条带的运移作用,能够形成重力驱替,提高波及体积。

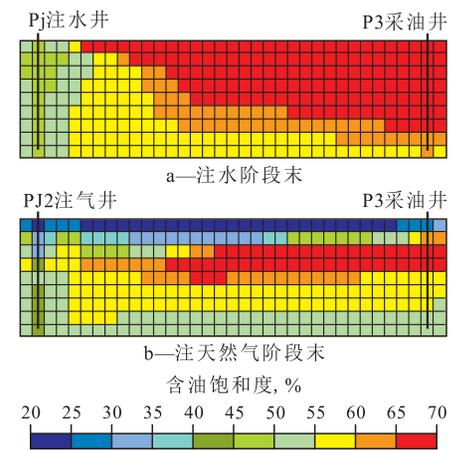


图1 反韵律模型注水开发和注气开发末期含油饱和度场对比

Fig.1 Comparison of oil saturation fields at the end of water injection and gas injection for inverted rhythm model

为确定重力驱的驱油效率,将兴古潜山油藏天然岩心经造缝后组合成长度为101.532 cm的岩心,造缝前平均孔隙度为0.55%,总孔隙体积为2.529 cm^3 ,平均渗透率为 $0.247 6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,造缝后岩心孔隙度为2.40%,渗透率为 $191.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,与储层条件基本吻合。利用该岩心进行纵向及水平天然气驱实验,结果表明,顶部天然气驱驱油效率为78.3%,较水平天然气驱提高17.1%(图2)。依据该实验结果,设计油藏顶部注气、腰部注气和底部注

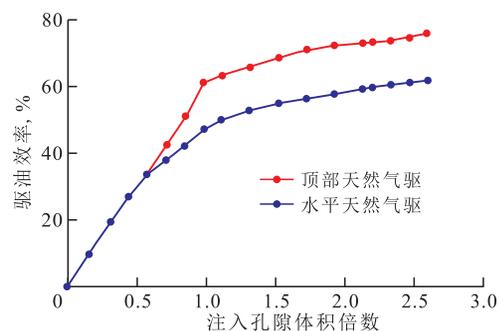


图2 兴古潜山油藏长岩心驱替实验驱油效率对比
Fig.2 Oil displacement efficiency contrast of long core displacement experiment for Xinggu buried hill reservoir

气3套数值模拟方案,模拟结果表明:顶部注气效果最好,采收率达40.1%;腰部注气效果次之,采收率为38.8%;底部注气效果最差,仅为28.7%。这是因为顶部气驱能充分发挥重力驱作用,所以驱油效果最好。

1.3 气体上浮驱油作用

从注气开发数值模拟结果可以看出,注入气体优先上浮,且在上浮过程中气体逐步横向扩张,对原油产生驱替作用(图3)。分析注气井组现场试验生产特征发现,下部注气井注气后,其上方油井优先见效,但上方易发生气窜,而侧上方油井见效较慢,同深度油井更难以见效。这也证实在注气开发过程中存在气体上浮驱油作用。因此,在设计注气方案时,在考虑气体上浮驱油作用的同时,还应采取合理的措施以避免气窜的发生。

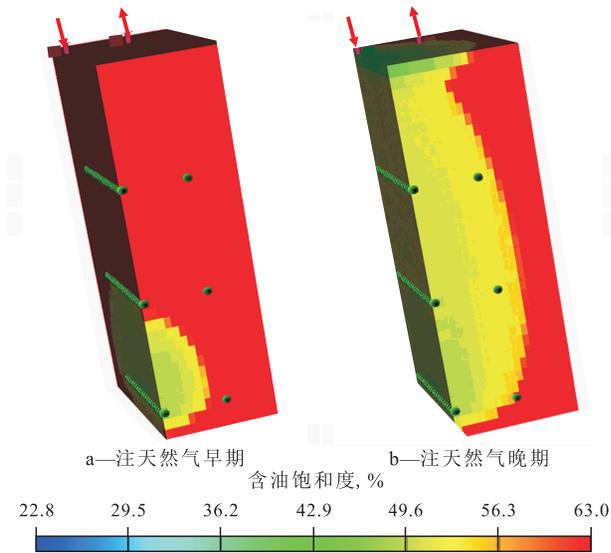


图3 兴古潜山油藏气体上浮驱油饱和度变化
Fig.3 Variation of oil saturation in gas floatation displacement in Xinggu buried hill reservoir

1.4 基质渗析作用

巨厚变质岩潜山油藏存在基质及裂缝2大系统,基质为主要的储积空间,裂缝为产油通道,而注水开发主要是驱替裂缝中的原油,波及体积较小,扩大注气非混相驱波及体积是提高油藏采收率的关键,而量化基质系统的驱油贡献率一直是室内研究中的难点。

气驱驱油效率主要采用长岩心驱替实验,实验过程中采用恒压连续驱替,整个实验过程持续时间短,原油难以进入微小裂缝及孔隙^[3]。而在油藏注气过程中,注入气在地层中的存留时间在数月以上,且地层压力随着注入气体的增多而增大,为此设计了变压焖井实验方法。具体实验流程为:①在长岩心驱替设备中,将饱和原油的长岩心首先进行

衰竭开发,模拟原油在弹性能量驱动下的开采过程;②当模拟压力降至油藏目前压力时,进行连续恒压注气开发,主要驱替大裂缝中的原油;③注气升压焖井3 d,使原油逐渐渗入基质和微裂缝,测定最终驱油效率,其中升压焖井驱替过程中驱替的原油即为基质渗析的贡献。

实验结果(图4)表明,通过变压焖井,天然气驱驱油效率可达到88.6%,其中升压焖井驱替阶段驱油效率为16.2%,说明注气具有基质渗析作用,能够有效提高波及体积。

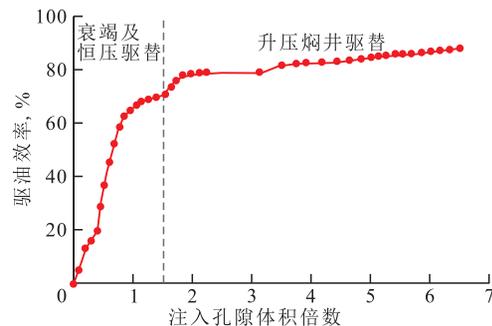


图4 兴古潜山油藏长岩心变压焖井天然气驱驱油效率

Fig.4 Oil displacement efficiency of soaking with various pressures for natural gas drive in long core of Xinggu buried hill reservoir

2 注气开发方案设计

在明确驱油机理的基础上,借鉴已实施气驱油藏成功经验^[4-7],结合数值模拟研究优化兴古潜山油藏注气方案。

2.1 数值模拟模型的建立

兴古潜山油藏为巨厚变质岩潜山油藏,根据地质研究成果,利用Petrel建模软件建立油藏顶面构造平面网格系统,将多余网格进行无效化处理,形成一套变深度角点网格系统,建立双重介质储层组分模型。

应用数值模拟软件Eclipse PVTi模块,首先通过组分归并、流体重馏分特征化、实验室数据回归拟合等得到完整的原油高压物性拟合数据,确定油气藏流体组分的临界特征参数;再对相对渗透率和毛管压力曲线进行修正,从而为三维油藏数值模拟研究提供基本渗流数据^[8-10]。

根据原油高压物性实验得到井流物组成,通过重馏分特征化及拟组分划分,优化组分模型中状态方程参数,提高原油性质的预测精度,按组分相近原则,将原油井流物的11个组分划分为CO₂, N₂-C₂, C₃-C₆, C₇-C₁₁和C₁₂,共5个拟组分,各组分的摩尔分数分别为0, 39.566, 17.518, 21.818和21.098。

将兴古潜山油藏储量、油藏生产数据及单井生产情况进行拟合,单井生产情况拟合率为86%,可满足下一步开展数值模拟预测研究的要求。

2.2 油藏工程优化设计

2.2.1 注入介质优选

兴古潜山油藏目前地层压力为28 MPa,而细管实验测定注天然气、注二氧化碳和注氮气的最小混相压力分别为44,24和57 MPa,因此,在目前地层压力下,仅注二氧化碳易实现混相驱,注天然气和氮气均不能混相驱替。

二氧化碳与原油的混相压力较低,具有使原油体积膨胀、粘度降低和界面张力降低等优点,但由于资源有限,目前尚无满足要求的气源,且二氧化碳具有腐蚀性,对埋藏深、温度高的油藏腐蚀更严重,故目前不采用注二氧化碳开发。

天然气非混相驱能够较好地改善原油物性,且具有补充地层能量、保持生产压差、提高采收率等技术优势。据长岩心实验结果可知,天然气驱驱油效率为75.8%,较水驱提高了34.6%。另外,天然气驱油井采出气分离处理较简单,易于循环使用,经济效益好,气源较为充足,可作为主要注入介质。

氮气具有较易获取、价格较低且弹性能量大等优势,可依靠重力驱替上方剩余油及油藏顶部“阁楼油”,且气油界面张力较低,易进入微小裂缝驱替原油,改善原油物性,因此可采用注氮气开发。

氮气驱、天然气驱及氮气驱转天然气驱3套方案的数值模拟结果表明,天然气驱及氮气驱转天然气驱采收率分别提高了36%和32.5%,明显高于氮气驱的26.6%,这主要是由氮气和天然气对地层原油物性改善程度差异所致。因此,为保障及时注气补充能量,考虑目前气源准备、地面建设及钻采工艺配套情况,推荐前期注氮气先行试验,待天然气气源解决后再转向天然气驱。

2.2.2 注气方式优化

兴古潜山油藏目前采用的是以水平井为主的纵叠平错立体开发井网,考虑到储层巨厚,单纯依靠注气重力驱难以补充中、下部地层能量,且气体在上浮过程中具有横向驱油作用,因此设计顶部为主、中下部为辅的注气方案。对比顶部注气(方案I)和顶部为主、中下部为辅注气方案(方案II)预测结果(图5)可知,方案II可以在较长时期进一步提高原油产量。这是因为该方案能够发挥重力驱和气体上浮横向驱油的双重作用。

2.2.3 注入速度优化

分析国外6个气驱油田主要气驱指标(表2)发

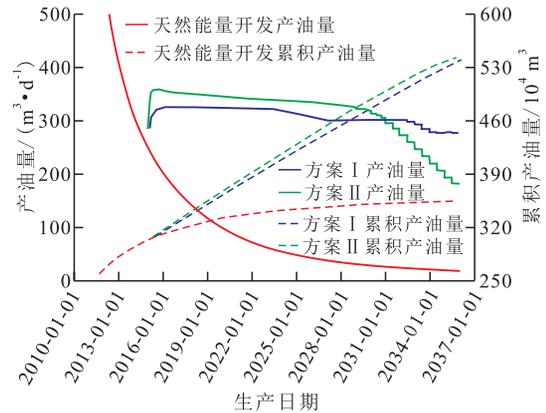


图5 不同注气方式开发效果预测结果

Fig.5 Predicted results of development effect for different modes of gas injection

表2 国外气驱油田主要气驱指标
Table2 Main gas drive indexes of foreign gas drive oilfields

油田	油藏类型	注入介质	注气速度/ (HCPV·a ⁻¹)	预测采收率/%	注采比
埃及AEIT BAY	裂缝性基岩	氮气	0.101	54	
墨西哥湾 Akal	碳酸盐裂缝性	氮气	0.028		1.29:1△
Handil	倾斜砂岩	天然气	0.008	58	1:1
Hawkins	砂岩	天然气	0.012	60	1:1
Talco	砂岩	天然气	0.011	35	1:1
Braes	砂岩	天然气	0.05	>37*	1.4:1△

注:*为采出程度;△为最高值。

现,油藏类型包括裂缝性基岩油藏、碳酸盐裂缝性油藏、倾斜砂岩油藏和砂岩油藏,其中2个注氮气、4个注天然气,注气速度为0.008~0.05 HCPV/a,基本维持注采平衡,预测采收率均大于或等于35%,其中Braes油田气驱后采出程度已达37%。

由不同注采比下的油藏采收率数值模拟结果可知:当注采比为1:1、先1.3:1后1:1和1.5:1时,油藏采收率分别为33.2%,36.3%和34.8%,注采比先1.3:1后1:1采收率最高。考虑目前油藏地层压力系数仅为0.67,为保障油井生产能力,方案设计初期注采比为1.3:1,以弥补地层能量亏空,待地层压力恢复至压力系数为0.8左右后,再将注采比改为1:1,这样既可满足保持地层能量的需要,又可获得最佳的开发效果。当注采比为1.3:1时,标况下初期注气速度为0.016 HCPV/a,较为合理。

2.2.4 注入时机

通过细管实验模拟不同地层压力下的气驱开发效果,结果表明,在相同注入倍数下,随着地层压力下降,驱油效率随之降低。反之,保持越高的地层压力,注入气与原油相似相溶效果就越好,则气体突破时间越晚,驱油效果越好。注入时机敏感性数值模拟结果表明,随着注气时间的延迟,注气开

发提高采收率程度逐渐降低,因此应立即转入注气开发。

综上所述,设计采用顶部为主、中下部为辅的注气方式,初期注采比为1.3:1,先氮气驱适时转入天然气驱的开发方案,预计提高采收率15%。

3 先导试验实施效果

兴古潜山油藏于2014年10月开展注气先导试验,截至2015年5月,已开展5个井组,顶部注气井3口,中下部注气井2口,累积注气量为 $4\ 000\times 10^4\text{ m}^3$ 。相比注气前,地层压力趋于稳定(图6),压力系数保持在0.75左右,油藏产量递减趋势明显减缓,年递减率由注气前的21%降至15%,按递减法计算阶段增油量为 $0.8\times 10^4\text{ m}^3$,见到明显的气驱效果。

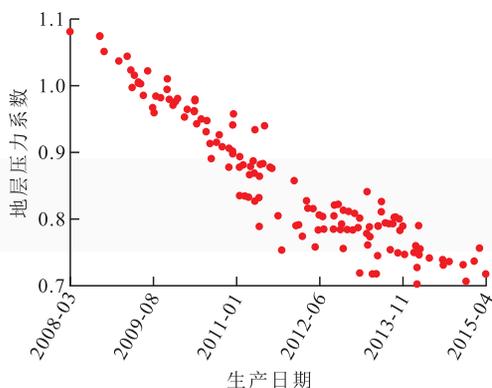


图6 兴古潜山油藏地层压力系数

Fig.6 Formation pressure coefficient of Xinggu buried hill reservoir

4 结论

研究表明,气驱在巨厚变质岩潜山油藏中作用机理表现为重力驱替作用、气体上浮驱油作用及基质渗析作用,并通过创新实验流程量化了基质渗析作用对驱油效率的贡献。顶部为主、中下部为辅的注气方案有效地发挥了多种作用机理,在现场应用见到良好效果,起到补充地层能量、减缓产量递减的作用,为巨厚变质岩潜山油藏实现高效开发探索出新的技术方法。但立体注气开发技术作为正在发展的技术,仍存在一定的不足,今后应加强气驱微裂缝界限的确定、气驱波及状况的评价及气窜预测与调控技术等方面的研究,在开发实践中不断完善。

参考文献:

[1] 李士伦,张正卿,冉新权,等.注气提高石油采收率技术[M].成

都:四川科学技术出版社,2001.

Li Shilun, Zhang Zhengqing, Ran Xinquan, et al. Enhanced oil recovery technology by gas injection [M]. Chengdu: Sichuan Science and Technology Press, 2001.

[2] 高振环.油田注气开采技术[M].北京:石油工业出版社,1994.

Gao Zhenhuan. Gas injection technology for oilfield development [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994.

[3] 李海波,侯吉瑞,李巍,等.碳酸盐岩缝洞型油藏氮气泡沫驱提高采收率机理可视化研究[J].油气地质与采收率,2014,21(4):93-96,106.

Li Haibo, Hou Jirui, Li Wei, et al. Laboratory research on nitrogen foam injection in fracture-vuggy reservoir for enhanced oil recovery [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(4): 93-96, 106.

[4] 杨胜来,陈浩,冯积累,等.塔里木油田改善注气开发效果的关键问题[J].油气地质与采收率,2014,21(1):40-44.

Yang Shenglai, Chen Hao, Feng Jilei, et al. A brief discussion on some scientific issues to improve oil displacement during gas injection, Tarim oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(1): 40-44.

[5] 白凤翰,申友青,孟庆春,等.雁翎油田注氮气提高采收率现场试验[J].石油学报,1998,19(4):61-68.

Bai Fenghan, Shen Youqing, Meng Qingchun, et al. Reservoir engineering research of the nitrogen injection pilot in Yanling oil field [J]. Acta Petrolei Sinica, 1998, 19(4): 61-68.

[6] 熊钰,孙良田,孙雷,等.倾斜多层油藏注 N_2 非混相驱合理注气速度研究[J].西南石油学院学报,2002,24(5):34-36.

Xiong Yu, Sun Liangtian, Sun Lei, et al. Reasonable velocity of N_2 injection immiscible flooding in tilting multilayer reservoir [J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2002, 24(5): 34-36.

[7] 张俊,刘滨,蒲玉娥,等.葡北油田注气混相驱开发机理研究[J].吐哈油气,2003,8(4):327-331.

Zhang Jun, Liu Bin, Pu Yu'e, et al. Study on the mechanism of miscible gas flooding in Pubei oilfield [J]. Tuha Oil & Gas, 2003, 8(4): 327-331.

[8] 乞迎安,汪小平,杨开,等.非常规岩性油藏氮气驱技术研究及试验[J].特种油气藏,2015,22(1):134-136.

Qi Ying'an, Wang Xiaoping, Yang Kai, et al. Research on and experiment of nitrogen gas drive technology in unconventional lithological reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(1): 134-136.

[9] 郑强,刘慧卿,高超,等.浅层特稠油油藏氮气泡沫驱主控因素分析[J].特种油气藏,2015,22(1):137-140.

Zheng Qiang, Liu Huiqing, Gao Chao, et al. Controlling factors for nitrogen foam flooding in shallow super-heavy oil reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(1): 137-140.

[10] 张艳玉,崔国亮,孙晓飞,等.考虑气相动态变化的泡沫油数值模拟研究[J].油气地质与采收率,2014,21(4):67-70.

Zhang Yanyu, Cui Guoliang, Sun Xiaofei, et al. Numerical simulation and analysis of foamy oil in consideration of the gas dynamic processes [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(4): 67-70.