

文章编号:1673-5005(2021)02-0104-07 doi:10.3969/j.issn.1673-5005.2021.02.012

超深巨厚油藏顶部注烃气提高采收率调控机制

韩海水^{1,2}, 周代余³, 王 丽⁴, 俞宏伟^{1,2}, 范 坤³, 周 炜^{1,2}, 张 可^{1,2}

(1. 提高石油采收率国家重点实验室, 北京 100083; 2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083;
3. 中国石油塔里木油田分公司, 新疆库车 841000; 4. 中国石油新疆油田分公司风城油田作业区, 新疆克拉玛依 834000)

摘要:以超深巨厚 D 油藏顶部注烃气开发为背景, 针对注入气气源不稳定、甲烷物质的量分数增加的现场情况, 开展细管实验和长岩心驱替实验, 研究多种烃气/地层油混相能力、驱替特征及产出流体组分变化规律。根据 5 种不同组成注入气/地层油的混相能力实验, 得到最小混相压力与注入气中甲烷物质的量分数的对数计算关系式。通过长岩心驱替实验中产出端多次取样, 分析不同驱替阶段的产出流体组分变化规律。结果表明: D 油藏目前注入气与地层油的最低混相压力为 38.9 MPa, 在目前地层压力 42 MPa 下可以实现混相驱, 且最终驱油效率达 81.35%; 注入烃气中甲烷物质的量分数小于 92.38% 时能确保 D 油藏实现烃气混相驱; 注入气突破后产出流体中轻质组分物质的量分数增加, 重质组分物质的量分数降低。

关键词:超深巨厚油藏; 烃气驱; 混相能力; 注入气突破; 提高采收率

中图分类号:TE 327 **文献标志码:**A

引用格式:韩海水, 周代余, 王丽, 等. 超深巨厚油藏顶部注烃气提高采收率调控机制[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2021, 45(2): 104-110.

HAN Haishui, ZHOU Daiyu, WANG Li, et al. Regulation mechanism of EOR for natural gas crestal injection in super deep and thick reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2021, 45(2): 104-110.

Regulation mechanism of EOR for natural gas crestal injection in super deep and thick reservoir

HAN Haishui^{1,2}, ZHOU Daiyu³, WANG Li⁴, YU Hongwei^{1,2}, FAN Kun³,
ZHOU Wei^{1,2}, ZHANG Ke^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery, Beijing 100083, China;
2. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China;
3. Tarim Oilfield Company, CNPC, Korla 841000, China;
4. Fengcheng Oilfield Operating Area, Xinjiang Oilfield Company, CNPC, Karamay 834000, China)

Abstract: Considering natural gas crestal injection in super deep and thick reservoir and in view of the instability of injected gas source and the increase of methane content, a series of slim tube experiments and longcore flooding experiments were conducted. The miscibility evaluation of various natural gas, formation oil, as well as the change regulation of production fluid components were investigated. Based on miscibility experiments of five different compositions natural gas and formation oil, the logarithmic relationship between the MMP (minimum miscible pressure) and the methane content in the injected gas were obtained. Through the longcore displacement experiment, many production samples were taken to analyze the variation law of produced fluid components in different displacement stages. It is found that the MMP of D reservoir is 38.9 MPa for current injection natural gas, and the driving efficiency is 81.35% at the formation pressure of 42 MPa. The maximum content of methane is 92.38% in the injected gas to ensure natural gas miscible flooding. According to the longcore flooding ex-

收稿日期: 2020-11-15

基金项目:国家重点研发计划项目(2018YFB0605501); 国家科技重大专项(2016ZX05016-001); 中国石油天然气股份有限公司重大科技专项(2018E-1805); 中国石油天然气股份有限公司科学研究与技术开发项目(2019B-1111)

第一作者:韩海水(1985-), 男, 博士, 研究方向为提高石油采收率。E-mail: hanhaishui@petrochina.com.cn。

perimental results, after the breakthrough of injected gas, the content of light components in the produced fluid increases and heavy components decreases.

Keywords: super deep and thick reservoir; natural gas flooding; miscibility; gas breakthrough; EOR

注气提高油田采收率技术现被广泛应用^[1-9]。深层高压是确保混相气驱的有利条件。厚油藏顶部注气形成的人工气顶,可推进气油界面稳定下行,一定程度改善了平面气驱的超覆、指进导致的波及效率低的状态。D 油藏开展顶部注烃气辅助重力驱重大开发后,综合含水下降,油井持续增油,开发效果显著。但随着总注入气量的不断增加,油井逐渐见气;同时由于气源井的生产变化,注入烃气组成不够稳定,表现为甲烷物质的量分数增加。笔者以超深巨厚 D 油藏顶部注烃气为背景,开展细管实验和长岩心驱替实验,研究多种注入气-地层油混相能力评价和长岩心驱替特征及产出流体组分变化规律,利用最小混相压力与注入气组分的工程计算公式,预测不同地层压力下确保烃气混相驱的注入气组成,分析渗流阻力、产出端组分物质的量分数、气油比、采出程度等变化规律。

1 储层及原油特征

1.1 油藏基本情况

D 油藏是受北东-南西走向的短轴背斜控制的原始块状油藏,其埋深约 5 800 m,含油高度 120 m,平均有效厚度达 43.5 m,属典型超深巨厚油藏。原始地层压力为 62 MPa,地层温度为 140 ℃,平均孔隙度为 13.5%,平均渗透率为 $64.8\times10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$,属超高压、超高温低孔中渗储层。

1.2 开发现状

D 油藏在开发初期以弹性驱动为主,随着注采井网日趋完善,人工注水驱动能量上升,弹性驱动能量相对下降,但受注采层位不对应影响,注水效果不好,地层能量下降明显。经过 2001 年和 2006 年 2 次调整,强化了注采层位对应关系,完善了注采井网,提升了注水开发效果。至 2011 年,弹性驱动指数基本不变,但注水驱动能力持续下降,油藏合注合采的纵向矛盾突出,采出程度已达 34.65%。

在埋藏深(大于 5 700 m)、温度高(140 ℃)、矿化度高(大于 200 g/L)等不利因素下,改善水驱技术(分层注水、深部调驱、堵水)还不成熟,继续提高水驱采收率的潜力有限。注气提高采收率不受油藏高温、高盐等不利条件的限制,同时考虑到 D 油藏厚度大、纵向非均质性强的特点,注入气的膨胀、超

覆作用使气体向顶部聚集。因此顶部注气重力稳定驱是 D 油藏水驱后提高采收率的现实途径。

综合考虑储层流体条件、驱油效率、气源、工程条件等情况,2014 年起 D 油藏持续开展顶部注烃气辅助重力驱重大开发试验。实施注气开发后,综合含水率下降,油井持续增油,开发效果显著。截至 2018 年初,D 油藏综合含水率下降 30%,提高采收率 2.3%。随着总注入气量的不断增加,油井开始逐渐见气;同时由于气源井的生产变化,注入烃气组成在不断发生变化,亟待研究 D 油藏顶部注气提高采收率试验调整机制。

1.3 地层原油特征

D 油藏属典型轻质油藏,目前地层压力 42 MPa,地层温度为 140 ℃,地层油饱和压力为 4.23 MPa,气油比为 15.3,地层油密度为 0.7838 g/cm^3 ,黏度为 $3.45\text{ mPa}\cdot\text{s}$,现注入气源烃气的组分构成如表 1 所示。

表 1 现气源烃气组分构成

Table 1 Composition of present natural gas

气体组分	物质的量分数/%	气体组分	物质的量分数/%
二氧化碳	2.28	异丁烷	0.25
甲烷	86.03	正丁烷	0.35
乙烷	8.60	异戊烷	0.07
丙烷	2.35	正戊烷	0.07

D 油藏地饱压差大、注入烃气后体积膨胀幅度大,是注气提高采收率的有利条件。根据地层油注气膨胀实验结果(图 1),饱和压力和体积膨胀系数

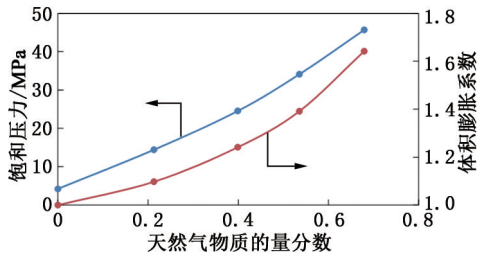


图 1 注入烃气后地层油饱和压力和体积膨胀变化
Fig. 1 Saturation pressure and volume expansion factor of formation oil after natural gas injection

均随注入气量增加而增大,当地层油饱和压力升至 42.675 MPa(接近地层压力 42 MPa)时,1 mol 地层油中含注入烃气 0.679 1 mol,同时地层油体积可膨胀为原来的 1.641 9 倍,有效地提升了地层油的

弹性能量。

随注入气量增加,地层原油密度和黏度显著降低,增强了其在地层中流动能力,有利于提高采油速度和采收率。如图 2 所示,当烃气物质的量分数达 0.6791 时,地层油黏度从 3.45 mPa·s 降至 0.882 mPa·s,流动性能大大提高。

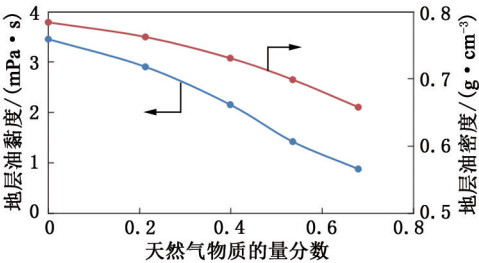


图 2 注入烃气后地层油黏度和密度变化
Fig. 2 Viscosity and density of formation oil after natural gas injection

2 实验设计

2.1 实验方案

(1)混相能力调控实验。根据现场可能的气源气资料,设计 5 种烃气组成,如表 2 所示,分别与 D 油藏地层油在地层温度 140 ℃下进行不同压力的细管驱替实验。各驱替体系的实验压力如表 3 所示。

表 2 5 种注入烃气的组分构成

编号	各组份物质的量分数/%			
	C ₁	C ₂	CO ₂	C ₃
烃气 1	82.52	10.76	2.85	2.94
烃气 2*	86.03	8.60	2.28	2.35
烃气 3	88.63	6.62	2.08	2.08
烃气 4	92.60	4.56	1.25	1.25
烃气 5	95.43	2.21	1.03	1.03

编号	各组份物质的量分数/%			
	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅
烃气 1	0.31	0.44	0.08	0.08
烃气 2*	0.25	0.35	0.07	0.07
烃气 3	0.22	0.31	0.06	0.06
烃气 4	0.13	0.18	0.04	0.03
烃气 5	0.11	0.15	0.03	0.03

注: * 为现有气源烃气。

表 3 各组实验设计压力

编号	设计实验压力/MPa					
烃气 1	28	31	34	38	40	42
烃气 2	30	33	36	42	44	47
烃气 3	33	35	38	42	44	47
烃气 4	36	38	40	44	46	48
烃气 5	38	40	42	44	46	48

(2)长岩心驱替实验。在地层温度 140 ℃和地层压力 42 MPa 下对长岩心模型饱和地层水地层油后直接进行垂向顶部注烃气驱替实验,注入烃气按照表 1 现有气源烃气组分构成配气。考虑顶部注气尽可能控制气体推进速度,设计驱替速度为 0.05 cm³/min。实验过程中每注入 0.1V_{P-HC}(V_{P-HC}为烃类孔隙体积倍数)收集并计量产出油、气量,记录泵读数、注入压力、围压和回压的变化,实验至不再产油结束。在注入气突破前后采集数次产出油、气样品,分别做组分构成分析。

2.2 实验材料

(1)岩心。实验所用岩心均为 D 油藏现场油井目的层段所取的真实岩心,选取破损相对较少的岩心进行编号、修整,按调和平均方式排列顺序拼接成长岩心组,岩心之间用滤纸连接,用特富龙热缩管封装后,装入氟橡胶筒。各段岩心长度和气测渗透率见表 4,拼接岩心总长 62.04 cm,岩心组的气测渗透率为 1.77×10⁻³ μm²。

表 4 长岩心组中各段岩心的长度和气测渗透率
Table 4 Length and permeability of each core

岩心编号	长度/cm	气测渗透率/10 ⁻³ μm ²	岩心编号	长度/cm	气测渗透率/10 ⁻³ μm ²
1	7.07	1.91	6	5.25	13.70
2	6.75	1.94	7	7.23	12.20
3	7.45	2.00	8	6.90	13.40
4	7.96	1.40	9	6.05	15.60
5	7.38	1.30	岩心组	62.04	1.77

对岩心组进行饱和地层水、饱和原油等实验,确定岩心组孔隙度、含油饱和度、水测渗透率等参数。测得饱和地层水体积为 66.59 mL,饱和油过程中产出水 43.5 mL,初始含油饱和度为 65.33%。

(2)模拟地层油和注入烃气。采用 D 油藏复配地层油。D 油藏注入烃气来自目标油藏附近联合站,其主要组分构成见表 1,实验室根据表 1 组成进行复配,得到实验用注入气。

(3)模拟地层水。原始资料显示,地层水矿化度为 233.866 5 g/L,其中氯离子质量浓度为 142.656 3 g/L,钠离子和钾离子质量浓度为 79.890 88 g/L,钙离子和镁离子质量浓度为 10.616 94 g/L,碳酸氢根离子质量浓度为 0.784 87 g/L,硫酸根离子质量浓度为 0.310 g/L。

2.3 实验装置

(1)混相能力调控实验装置。实验设备为法国 ST 公司生产的高温高压细管驱替实验装置(图 3)。最高测试压力为 100 MPa、最高测试温度为 150 ℃。

实验装置主要包括高温高压驱替泵、高压容器、细管填砂模型、出口端流体可视窗、加热装置、计量装置等。实验用细管填砂模型采用直径 0.088~0.045 mm 的石英砂填充,孔隙度为 39%,渗透率为 $3.2\text{ }\mu\text{m}^2$ 。

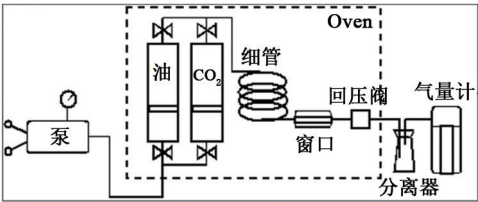


图 3 高温高压细管驱替实验流程

Fig. 3 Flow of high temperature and high pressure thin tube experiment

(2)长岩心驱替实验装置。实验装置为法国 ST 公司生产的高温高压双筒长岩心驱替系统(图 4),该装置最高承压 100 MPa、最高耐温 180 ℃、最大夹持岩心长度 1.2 m、最大夹持岩心直径 3.8 cm。装置由岩心夹持主体系统,高精度、高温、高压驱替泵

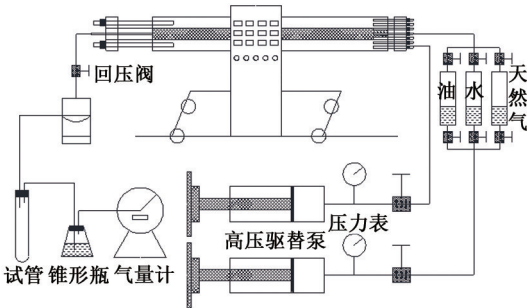


图 4 高温高压长岩心驱替实验装置示意图

Fig. 4 Flow chart of high temperature and high pressure longcore flooding experiment

系统,回压控制和精确计量系统等 3 部分。该驱替装置通过多点控温、测温、加热实现岩心组在实验过

程中温度的稳定、均衡,温度误差小于 $\pm 0.1\text{ }\text{℃}$ 。高精度的回压控制系统和驱替泵组合可控制压力误差小于 $\pm 0.1\text{ MPa}$,体积误差小于 $\pm 0.01\text{ mL}$ 。驱替泵可实现恒压、恒速、定体积等多种工作模式。

2.4 实验步骤

细管驱替实验步骤参照行业标准《最低混相压力实验测定方法-细管法》(SY/T 6573-2016)执行。

在长岩心驱替实验开始实验前,首先将编号的岩心按顺序装配,岩心之间增加多层滤纸,尽量减小流体在岩心间堆积或不均匀分布对渗流的影响。岩心完成装配后,连接实验流程,试压 50 MPa,试温 140 ℃,确认模型无泄漏。在此基础上按照方案开展实验。

根据方案设计,具体步骤为:①先后使用甲醇和石油醚清洗岩心中的水和油,直至产出液再次清澈透明,最后用氮气吹干,抽真空;②在地层温度 140 ℃,地层压力 42 MPa 下,先进行饱和水再进行饱和油,饱和结束后静置老化 1 个月;③关闭模型入口,调整模型至垂直方向;④保持出口压力 42 MPa 实施烃气驱,驱替速度为 $0.05\text{ cm}^3/\text{min}$,至含气 100% 时(不再产油)结束驱替;⑤在注入气突破前后采集数次产出油、气样品,分别做组分构成分析。

3 实验结果

3.1 混相能力调控实验

按照方案设计实验,参考行业标准《最低混相压力实验测定方法-细管法》(SY/T 6573-2016)计算各压力点下的采收率,结果如表 5 所示。通过图线法可求得 5 种烃气组分与地层油的最低混相压力(p_{MM}),分别为 37.0、38.9、40.2、42.1、43.4 MPa,求解过程如图 5 所示。

表 5 各组细管驱替实验结果

Table 5 Results of thin experiments

烃气 1		烃气 2		烃气 3		烃气 4		烃气 5	
压力/ MPa	采收率/ %	压力/ MPa	采收率/ %	压力/ MPa	采收率/ %	压力/ MPa	采收率/ %	压力/ MPa	采收率/ %
28	75.51	30	73.37	33	72.87	36	72.21	38	69.62
31	81.95	33	80.50	35	78.71	38	79.15	40	77.88
34	88.82	36	87.57	38	87.92	40	84.97	42	85.12
38	94.81	42	94.80	42	94.14	44	92.33	44	91.12
40	95.28	44	95.10	44	94.31	46	93.32	46	92.25
42	95.65	47	95.41	47	94.58	48	94.11	48	93.21

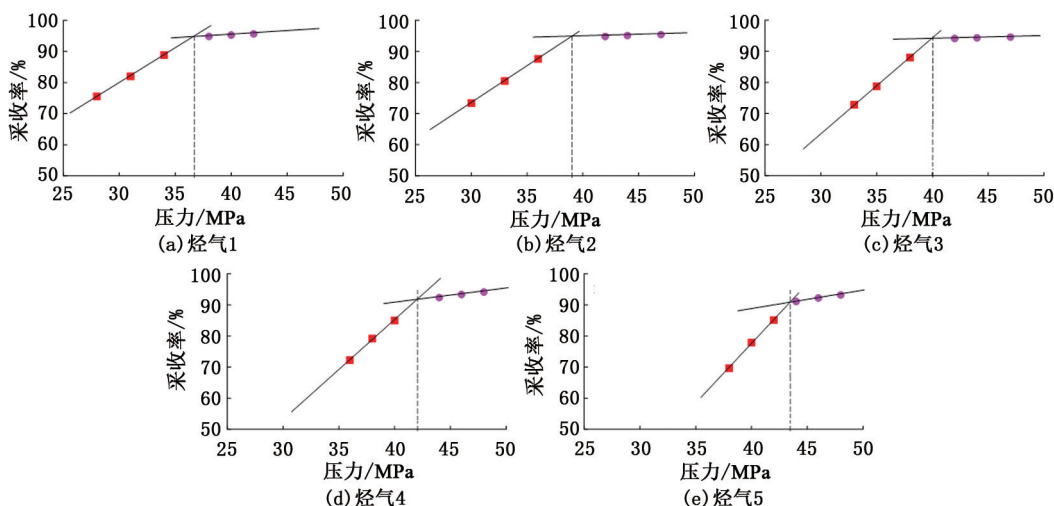


图 5 各种烃气与地层油的最低混相压力求解

Fig. 5 Solution of minimum miscible pressure between each natural gas and formation oil

3.2 长岩心实验的驱替特征及产出流体组分变化

图 6 为烃气驱长岩心实验过程中主要参数的变化特征。随注入烃类孔隙体积倍数增加,采出程度均匀增加、气油比不变、渗流阻力快速上升,当注入烃气达到 $0.18V_{P-HC}$,渗流阻力达到最大随后保持稳定,至 $0.27V_{P-HC}$ 时渗流阻力开始缓慢下降;当注入烃气达 $0.47V_{P-HC}$ 时,渗流阻力快速下降,预示注入气即将突破;当注入烃气达到 $0.64V_{P-HC}$ 时,气体发生突破,确定无气采出程度为 62.04%,此后驱油效率大幅降低,采出程度上升变缓、气油比快速上升;当注入量达到 $1.2V_{P-HC}$ 后基本不再产油,烃气驱最终驱油效率为 81.35%。

逐渐减低; CH_4 量逐渐升高,最终接近注入气甲烷物质的量分数。

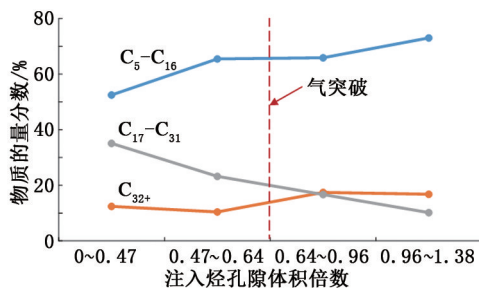


图 7 烃气驱过程中产出油的组分变化

Fig. 7 Composition variation of produced oil during natural gas displacement

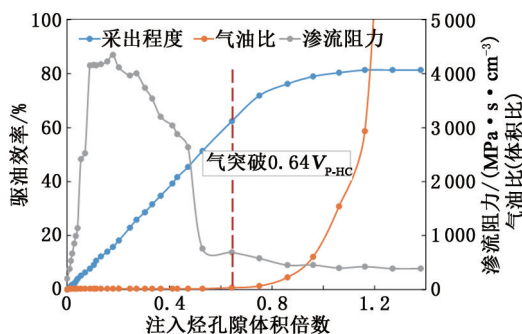


图 6 烃气驱过程中主要指标变化

Fig. 6 Variation of main indexes during natural gas displacement

图 7 和图 8 为烃气驱过程中产出的油、气组分变化。从产出油组分变化来看,产出油逐渐以轻组分为主, $C_5 \sim C_{16}$ 大幅增加 20.53%,中间组分 $C_{17} \sim C_{31}$ 小幅增加 4.35%,重组分 C_{32+} 大幅减少 24.88%,说明烃气对原油中轻组分的抽提作用明显。从产出气组分变化来看,注入气突破后,产出气 $C_2 \sim C_{10}$ 量

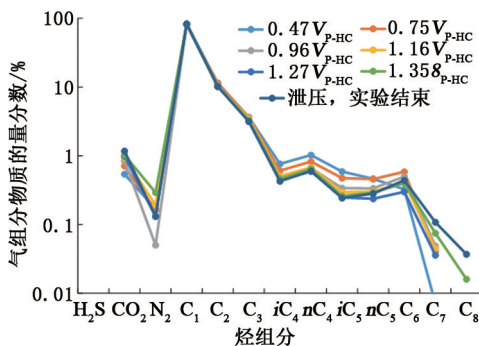


图 8 烃气驱过程中产出气的组分变化

Fig. 8 Composition variation of produced gas during natural gas displacement

4 调控机制

4.1 混相能力调控

发现最小混相压力与注入气中甲烷物质的量分数呈对数关系(图 9)。在目前地层压力 42 MPa 下,

经计算,确保烃气混相驱的注入气组成中甲烷最高物质的量分数为 92.38%。说明目前地层压力条件下地层油与烃气混相能力较强,对注入烃气的组分要求不高。如果地层压力随着油藏开发出现下降,可以根据此关系式计算出某地层压力下,确保烃气混相驱注入气中甲烷的最大量。再根据气源气的组分组成,优化调控注入气的最优组成。

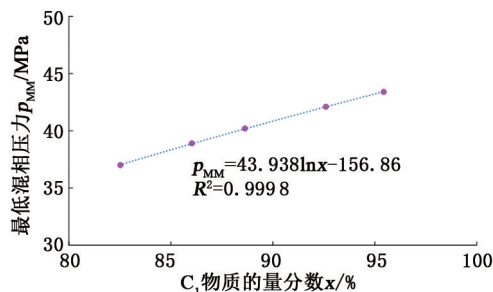


图 9 最小混相压力与烃气中 C_1 物质的量分数的关系

Fig. 9 Relationship between minimum miscibility pressure and C_1 content in hydrocarbon gas

4.2 气突破的判断及调控

考虑原油不同组分与注入气的传质能力不同,对混相驱贡献也有差异,将产出流体分为 C_1+N_2 、 $C_2 \sim C_6$ 、 $C_7 \sim C_{16}$ 、 C_{17+} 等几个组分。其中 C_1+N_2 为气体,可与注入气任何比例互溶; $C_2 \sim C_6$ 属轻质组分,与注入气可发生强传质作用,对混相驱极其有利; $C_7 \sim C_{16}$ 为较轻质组分,可注入气发生传质作用,对混相驱可起一定的促进作用; C_{17+} 属重质组分,与注入气传质作用困难,对混相驱起到负面作用。图 10 为不同注入烃气时产出油气分段物质的量分数变化,结合图 6 中渗流阻力变化发现,在渗流阻力不断增加和稳定阶段(注入 $0.27V_{P-HC}$ 前),产出端各个组分物质的量分数均无明显变化,接近地层油的组分分布;当渗流阻力开始下降后($0.64V_{P-HC}$ 前),在注入气突破前,产出端 C_{17+} 组分物质的量分数下降,其他组分均小幅增加,这是因为气体对轻质组分的传质和抽提作用显现;当注入气突破后($0.64V_{P-HC} \sim 0.86V_{P-HC}$),产出端 C_1+N_2 、 $C_2 \sim C_6$ 组分物质的量分数快速增加,而 C_{7+} 组分物质的量分数均快速减少,这是因为气突破后,注入气携带轻质组分在岩心中快速渗流,而重组分相对渗流缓慢;随后产出端 $C_2 \sim C_6$ 组分物质的量分数逐渐减少, C_1+N_2 组分物质的量分数迅速增加,直至最终产出端组分与注入气组分接近。

实验室岩心驱替为一维驱替,与油藏尺度气驱存在较大的差别,尤其在气体的注入倍数上没有直

接借鉴意义。但注入井和生产井间的渗流阻力和产出端组分变化规律与实验室一致。根据岩心实验结果,若某生产井井流物中 C_{17+} 组分降低,而其余组分增加,说明注入气即将在这口生产井实现突破,此时应适当降低其生产强度,同时提高其他方向生产井的生产强度,以调整注入气渗流方向,达到扩大波及体积和防气窜的效果。若某生产井井流物中 $C_7 \sim C_{16}$ 组分升高后降低,同时气油比开始升高,那么可以判断此生产井开始发生了注入气突破,随后气油比还会大幅度上升,此时应注意调整工作制度及井筒、地面产出气的处理能力。

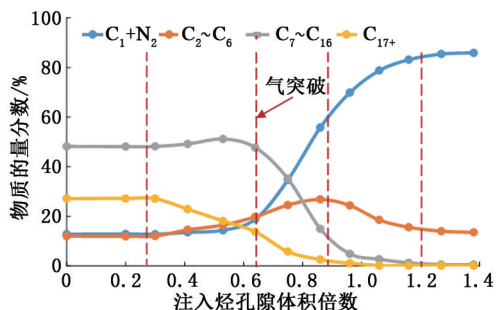


图 10 注入烃气量对产出油气分段组分物质的量分数的影响

Fig. 10 Effect of injected hydrocarbon gas volume on the mass fraction of segmented components in produced oil and gas

5 结 论

(1) D 油藏目前注入气与地层油的最低混相压力为 38.9 MPa,在地层压力 42 MPa 下可以实现混相驱,且最终驱油效率达 81.35%。

(2) 烃气/D 油藏原油体系的最小混相压力与烃气中甲烷物质的量分数呈对数关系。若注入烃气中甲烷物质的量分数小于 92.38%,可确保 D 油藏实现烃气混相驱。

(3) 将驱替实验产出流体分为 C_1+N_2 、 $C_2 \sim C_6$ 、 $C_7 \sim C_{16}$ 、 C_{17+} 等组分,发现注入气突破前后产出流体各组分物质的量分数具有明显变化,总体表现为轻质组分增加,重质组分降低。

参考文献:

- [1] 沈平平,廖新维. 二氧化碳地质埋存与提高石油采收率技术[M]. 北京:石油工业出版社,2009:128-161.
- [2] 杨承志,岳青山,沈平平. 混相驱提高石油采收率(上册)[M]. 北京:石油工业出版社,1991:26-102.
- [3] KOOTTUNGAL L. 2014 worldwide EOR survey[J]. Oil & Gas Journal, 2014,112(4):79-91.

- [4] KOOTTUNGAL L. 2006 worldwide EOR survey[J]. Oil & Gas Journal, 2006,104(15):45-57.
- [5] 秦积舜,韩海水,刘晓蕾. 美国 CO₂ 驱油技术应用及启示[J]. 石油勘探与开发,2015,42(2):209-216.
QIN Jishun, HAN Haishui, LIU Xiaolei. The application and enlightenment of Carbon Dioxide flooding in United State [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015,42(2):209-216.
- [6] 韩海水,袁士义,李实,等. 二氧化碳在链状烷烃中的溶解性能及膨胀效应[J]. 石油勘探与开发,2015,42(1):88-93.
HAN Haishui, YUAN Shiyi, LI Shi, et al. The dissolving capacity and volume expansion of *n*-alkanes due to carbon dioxide[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015,42(1):88-93.
- [7] 刘晓蕾,秦积舜,韩海水,等. C₁₆₊ 正构烷烃-二氧化碳体系的相变边界变化规律[J]. 石油勘探与开发,2017,44(1):104-109.
LIU Xiaolei, QIN Jishun, HAN Haishui, et al. Multi-phase boundary of C₁₆₊ heavy *n*-alkanes and CO₂ systems [J]. Petroleum Exploration and Development, 2017,44(1):104-109.
- [8] TROND B J, LAIRD L, JOHN M, et al. Kuparuk river unit field: the first 30 years[R]. SPE 160127, 2012.
- [9] ASHOK M, SAYEED A, JOHN B, et al. Comprehensive review of fracture control for conformance improvement in the Kuparuk River Unit-Alaska [R]. SPE 179649-MS, 2016.
- [10] 杜东兴,王德玺,贾宁洪,等. 多孔介质内 CO₂ 泡沫液渗流特性实验研究[J]. 石油勘探与开发,2016,43(3):456-461.
DU Dongxing, WANG Dexi, JIA Ninghong, et al. Experiments on CO₂ foam seepage characteristics in porous media [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016,43(3):456-461.
- [11] 王千,杨胜来,韩海水,等. CO₂ 驱替方式对特低渗砂岩储层物理性质变化的影响[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2020,44(3):124-133.
WANG Qian, YANG Shenglai, HAN Haishui, et al. Impact of CO₂ displacement methods on changes in physical properties of ultra-low permeability sandstone reservoirs[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2020,44(3):124-133.
- [12] 郭永伟,杨胜来,李良川,等. 长岩心注天然气驱油物理模拟实验[J]. 断块油气田,2009,16(6):76-78.
GUO Yongwei, YANG Shenglai, LI Liangchuan, et al. Experiment on physical modeling of displacement oil with natural gas for long core [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2009,16(6):76-78.
- [13] 张艳玉,陈钢,何鲁平,等. 天然气驱长岩心室内实验研究[J]. 实验力学,2007,22(2):161-165.
ZHANG Yanyu, CHEN Gang, HE Luping, et al. A study on long-core experiment of natural gas driving[J]. Journal of Experimental Mechanics, 2007, 22(2):161-165.
- [14] 樊建明,何永宏,董妍,等. 低渗储层全直径岩心对 CO₂ 相变影响的实验研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版),2009,24(6):21-23.
FAN Jianming, HE Yonghong, DONG Yan, et al. Experiment research of the phase transition of carbon dioxide in the true core of low permeability reservoir [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2009,24(6):21-23.
- [15] 冯其红,李玉润,王森,等. 基于深度卷积生成对抗神经网络预测气窜方向[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2020,44(4):20-27.
FENG Qihong, LI Yurun, WANG Sen, et al. Predicting gas migration development using deep convolutional generative adversarial network [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2020,44(4):20-27.
- [16] 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 theory and technology of low permeability reservoirs in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018,45(4):646-656.

(编辑 刘为清)