

**Е.В. Ибраева, Л.М. Шипигузов**

ООО «ФЛЭК»

**А.В. Кудинов**

Пермский национальный исследовательский  
политехнический университет

## **РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СЕПАРАЦИИ НЕФТИ НА УПСВ «ПАШНЯ»**

*Приведены данные по компонентному составу пластовых нефтей Пашнинского и Берегового месторождений. Проведен расчет компонентного состава суммарного потока пластовой нефти, поступающей на УПСВ. Рассчитаны параметры сепарации нефти на УПСВ «Пашня» и составы попутных нефтяных газов по ступеням сепарации.*

Базой для проведения расчетов по многоступенчатой сепарации нефти, проходящей частичную подготовку на УПСВ «Пашня», послужили компонентные составы пластовых нефтей всех объектов разработки Пашнинского и Берегового месторождений. Компонентные составы определены по глубинным пробам.

В потоке сырья с Берегового месторождения присутствуют нефти из четырех объектов: пачка В-1 ( $D_{3jar}$ ), пачка В-2 ( $D_{3jar}$ ), пласт Ib ( $D_{3dzt}$ ) и пласт Ib ( $D_{3dzt}$ ). В качестве основы для формирования суммарного потока нефти, входящего на УПСВ «Пашня», с данного направления был взят компонентный состав пластовой нефти из объекта разработки – пачка В-1. Газосодержание нефти из указанных пластов при однократном дегазировании изменяется от 108,4 до 153,7 м<sup>3</sup>/т.

Поток сырья с месторождения Пашнинское представлен двумя объектами разработки – верхним и нижним.

Пашня, верхний объект представлен нефтями из трех пластов: пачка IVб ( $D_{3fm_3}$ ), пачка А<sub>2</sub> ( $P_{1a}$  и  $P_{1a}$ ) и пласты 2 и 1 ( $P_{1k}$ ). В качестве основы для формирования суммарного потока нефти, с данного направления был взят компонентный состав пластовой нефти из объекта разработки – пачка VIб, пласт возраста  $D_{3fm}$ . Газосодержание нефти из

указанных пластов при однократном дегазировании изменяется от 8,3 до 14,5 м<sup>3</sup>/т.

Пашня, нижний объект представлен нефтями из трех пластов: пласт Iв – основная толща, пласт Iв – верх и пласты Ia+Iб. В качестве основы для формирования суммарного потока нефти с данного направления был взят компонентный состав пластовой нефти из объекта разработки – пласт Iв, основная толща. Газосодержание нефти из указанных пластов при однократном дегазировании изменяется от 125,3 до 152,1 м<sup>3</sup>/т.

Динамика объемов добычи нефти с рассматриваемых в данной работе месторождений падающая. В настоящее время она составляет максимум. Следовательно, объемы отсепарированного ПНГ в аппаратах УПСВ на данный момент максимальны. Поэтому соотношение трех вышеуказанных потоков нефтей, поступающих на УПСВ, принято по состоянию добычи на текущий момент (табл. 1).

Таблица 1

Соотношение потоков нефтей, поступающих на УПСВ

Поток входящего сырья	Жидкость, м <sup>3</sup> /сут	Нефть, т/сут	Доля по нефти, %
Пашня, верхний объект	1440,65	318,05	23,91
Пашня, нижний объект	8488,60	1818,97	61,58
Береговое	904,81	192,95	14,51
Всего	10834,03	1329,97	100,00

В табл. 2 представлен расчет суммарного потока пластовой нефти, поступающей на УПСВ «Пашня». При однократном дегазировании представленного суммарного состава пластовой нефти на стандартные условия (20 °С, 760 мм рт. ст.) определен газовый фактор 89 м<sup>3</sup>/т.

Таблица 2

Расчет суммарного потока пластовой нефти

Компонент, мол. %	Пашня, верхний объект, D <sub>3fm</sub>	Пашня, нижний объект, основная толща	Береговое, пачка В-1	Суммарный входящий поток	
				по сумме объектов	с учетом введенно- го сероводорода
1	2	3	4	5	6
Двуокись углерода	0,342	0,190	0,059	0,207	0,207
Сероводород	0	0	0	0	0,16
Азот	5,287	4,670	3,681	4,674	4,666
Метан	2,417	30,270	25,721	22,950	22,913
Этан	1,534	9,330	5,574	6,921	6,910
Пропан	1,326	7,960	7,603	6,322	6,312

1	2	3	4	5	6
Изобутан	1,028	1,631	1,491	1,467	1,465
Бутан	3,398	1,999	4,72	2,728	2,724
Изопентан	2,81	1,050	2,145	1,630	1,627
Пентан	2,673	1,050	2,145	1,597	1,594
Гексаны	4,976	0,190	3,142	1,763	1,760
Гептаны + высшие	74,209	41,660	43,721	49,742	49,662
Доля в общем потоке	0,2391	0,6158	0,1451	–	
Молекулярная масса высшего компонента, г/моль				238,0	

Реликтовый сероводород на Пашнинском и Береговом месторождениях отсутствует. Однако в настоящее время в результате биогенных процессов, содержание сероводорода в газе, поступающем на УПСВ, достигло 0,14 об. % (мол. %), что соответствует 0,20 мас. %. Согласно закону Рауля – Дальтона содержание сероводорода в газонефтяной фазе составит 0,16 мол. %.

Это количество сероводорода вводим в исходный состав, чтобы определить его содержание по ступеням сепарации.

Расчеты по выбору термобарических условий работы сепарационных аппаратов УПСВ подчинены следующим требованиям\*:

*I ступень сепарации нефти – трехфазный сепаратор (аппарат НГСВ).*

Температурный режим сепарации нефти в указанном аппарате определяется исходя из температуры пластовой нефти и сезонной температуры окружающей среды. В расчетах принята следующая температура окружающей среды: осенне-зимний сезон: +20 °С, весенне-летний: +30 °С.

Избыточное давление в указанном аппарате подбиралось исходя из следующих условий:

- ♦ осуществление, по возможности, бескомпрессорного транспорта отсепарированного попутного нефтяного газа (ПНГ) потребителям на собственные нужды (нагреватели ВНЭ типа ПП на самой УПСВ «Пашня»), а излишки – по имеющемуся газопроводу в г. Нижний Одес);

- ♦ минимализация процесса сепарации нефти в отстойнике глубокого обезвоживания (О-1), во избежание создания помех барботажем процессу отделения попутно добываемой воды.

Расчеты показали, что оптимальное давление сепарации нефти на данной ступени должно быть 0,2–0,25 МПа (3,0–3,5 ата).

\* Тронов В.П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти. Казань: ФЭН, 2002. 408 с.

### III ступень сепарации нефти – КСУ.

Температурный режим сепарации нефти на указанном объекте определяется исходя из температуры в предшествующем аппарате. Определено, что для получения стабильного процесса обезвоживания нефти в отстойнике О-1 необходимо поддерживать температуру +50 °С. Это будет достигаться использованием печей нагрева ВНЭ. При переходе нефти в соседний аппарат происходит снижение ее температуры на 5 °С. Следовательно, температура сепарации нефти в КСУ будет круглогодично +45 °С.

Избыточное давление в КСУ подбиралось исходя из следующих условий:

- ♦ максимально возможное снижение газовыделения в накопительных резервуарах (резервуаре) во избежание значительных потерь нефти;
- ♦ в случае сжигания на факеле отсепарированного на КСУ попутного нефтяного газа низкого давления должно соблюдаться требование Правительства РФ о не менее 95%-ной утилизации ПНГ. Для условий УПСВ «Пашня» это значит, что объем газовыделения на I ступени сепарации (аппарат НГСВ, полная утилизация ПНГ) составлял не менее 95 % от общего объема газовыделения всех аппаратов УПСВ.

Расчеты показали, что оптимальное давление сепарации нефти на данной ступени должно быть 0,01 МПа (1,1 ата).

*Отстойник О-1.* Исключение процесса барботажа ВНЭ на процесс отделения попутно добываемой воды. Чтобы минимизировать газовыделение в данном аппарате, при заданной температуре +50 °С, необходимо поддерживать давление, превышающее давление сепарации в НГСВ на 0,05 МПа (1,5 ата).

Результаты моделирования многоступенчатой сепарации нефти на УПСВ «Пашня» представлены в табл. 3–6. Также указаны некоторые физико-химические характеристики ПНГ со всех ступеней сепарации нефти на УПСВ и объемы газовыделения (табл. 7).

Таблица 3

Компонентный состав попутного нефтяного газа,  
отсепарированного в трехфазном сепараторе С-1 (НГСВ)  
на УПСВ «Пашня» (I ступень сепарации)

Показатель	Сезонные условия сепарации	
	осенне-зимние	весенне-летние
1	2	3
Температура сепарации, °С	20	30
Давление сепарации, МПа (изб.)	0,20	

## Окончание табл. 3

1	2	3
Содержание компонента, мол. % (мас. %):		
водород	–	–
гелий	–	–
окись углерода	–	–
сероводород	0,075 (0,099)	0,069 (0,088)
двуокись углерода	0,494 (0,854)	0,484 (0,811)
азот	11,704 (12,895)	11,389 (12,157)
метан	56,267 (35,486)	54,840 (33,511)
этан	15,395 (18,202)	15,218 (17,433)
пропан	10,485 (18,177)	11,014 (18,501)
изобутан	1,507 (3,443)	1,765 (3,907)
бутан	2,217 (5,067)	2,701 (5,981)
изопентан	0,628 (1,779)	0,838 (2,303)
пентан	0,480 (1,359)	0,658 (1,806)
гексаны	0,183 (0,620)	0,271 (0,888)
гептаны + высшие	0,566 (2,029)	0,753 (2,620)
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	76,809	79,470
Молярн. масса остатка нефти, г/моль	206,450	209,340
Молярн. масса C <sub>7+высш</sub> в остатке, г/моль	238,670	238,910
Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	1,057	1,091
Молярная масса газа, г/моль	25,430	26,246
Теплотворная способность газа, кДж/м <sup>3</sup>	116495,70	117517,70

Таблица 4

Компонентный состав попутного нефтяного газа, выделяющегося в отстойнике О-1 (ОГ-200) на УПСВ «Пашня» (II степень сепарации)

Показатель	Сезонные условия сепарации	
	осенне-зимние	весенне-летние
1	2	3
Температура сепарации, °С	50	
Давление сепарации, МПа	0,25	
Содержание компонента, мол. % (мас. %):		
водород	–	–
гелий	–	–
окись углерода	–	–
сероводород	0,089 (0,101)	0,091 (0,106)
двуокись углерода	0,525 (0,781)	0,494 (0,757)
азот	7,045 (6,676)	9,767 (9,537)
метан	47,904 (25,985)	49,679 (27,770)
этан	17,167 (17,458)	15,708 (16,460)
пропан	15,686 (23,389)	13,610 (20,913)
изобутан	2,945 (5,790)	2,585 (5,236)

## Окончание табл. 4

1	2	3
бутан	4,551 (8,946)	4,082 (8,269)
изопентан	1,420 (3,464)	1,348 (3,389)
пентан	1,128 (2,751)	1,084 (2,726)
гексаны	0,484 (1,411)	0,482 (1,446)
гептаны + высшие	1,057 (3,259)	1,071 (3,404)
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	0,314	0,060
Молярн. масса остатка нефти, г/моль	206,920	209,430
Молярн. масса C <sub>7+высш</sub> в остатке, г/моль	238,670	238,920
Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	1,229	1,193
Молярная масса газа, г/моль	29,569	28,694
Теплотворная способность газа, кДж/м <sup>3</sup>	122525,30	120710,50

*Примечание.* Газоотведение в данном аппарате не предусматривается. Выделившейся попутный нефтяной газ в свободном виде переходит в КСУ.

Таблица 5

Компонентный состав попутного нефтяного газа, выделяющегося  
в КСУ на УПСВ «Пашня» (III степень сепарации)

Показатель	Сезонные условия сепарации	
	осенне-зимние	весенне-летние
Температура сепарации, °С	45	
Давление сепарации, МПа	0,01	
Содержание компонента, мол. % (мас. %):		
водород	–	–
гелий	–	–
окись углерода	–	–
сероводород	0,093 (0,075)	0,095 (0,080)
двуокись углерода	0,342 (0,362)	0,367 (0,403)
азот	0,616 (0,415)	1,009 (0,705)
метан	19,814 (7,630)	23,793 (9,508)
этан	20,528 (14,820)	20,733 (15,534)
пропан	30,580 (32,371)	27,880 (30,623)
изобутан	6,721 (9,378)	6,038 (8,744)
бутан	10,825 (15,105)	9,870 (14,290)
изопентан	3,587 (6,212)	3,418 (6,143)
пентан	2,864 (4,961)	2,757 (4,956)
гексаны	1,232 (2,549)	1,221 (2,621)
гептаны + высшие	2,799 (6,131)	2,820 (6,409)
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	4,530	3,765
Молярн. масса остатка нефти, г/моль	213,570	215,130
Молярн. масса C <sub>7+высш</sub> в остатке, г/моль	238,870	239,080
Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	1,732	1,669
Молярная масса газа, г/моль	41,661	40,150
Теплотворная способность газа, кДж/м <sup>3</sup>	137691,50	135812,10

Таблица 6

Компонентный состав попутного нефтяного газа,  
выделяющегося в накопительном резервуаре на УПСВ «Пашня»  
(IV степень сепарации)

Показатель	Сезонные условия сепарации	
	осенне-зимние	весенне-летние
Температура сепарации, °С	40	
Давление сепарации, МПа	0	
Содержание компонента, мол. % (мас. %):		
водород	–	–
гелий	–	–
окись углерода	–	–
сероводород	0,093 (0,076)	0,095 (0,081)
двуокись углерода	0,350 (0,375)	0,375 (0,417)
азот	0,526 (0,359)	0,845 (0,598)
метан	20,396 (7,961)	24,389 (9,877)
этан	21,310 (15,593)	21,500 (16,323)
пропан	30,622 (32,854)	27,909 (31,068)
изобутан	6,465 (9,144)	5,809 (8,524)
бутан	10,339 (14,623)	9,426 (13,832)
изопентан	3,376 (5,926)	3,217 (5,859)
пентан	2,672 (4,703)	2,580 (4,698)
гексаны	1,131 (2,373)	1,121 (2,440)
гептаны + высшие	2,714 (6,022)	2,734 (6,296)
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	0,029	0,032
Молярная масса остатка нефти, г/моль	213,610	215,180
Молярная масса C <sub>7+высш</sub> в остатке, г/моль	238,870	239,080
Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	1,709	1,647
Молярная масса газа, г/моль	41,104	39,618
Теплотворная способность газа, кДж/м <sup>3</sup>	137006,00	135187,00

Таблица 7

Газовыделение из аппаратов УПСВ «Пашня»

Сезонные условия	Объем газовыделения из аппаратов (степень сепарации нефти), м <sup>3</sup> /т				
	С-1 (НГСВ)	О-1 (ОГ-200)	КСУ	РВС	ВСЕГО
Осенне-зимние	76,809	0,314	4,530	0,029	81,682
Весенне-летние	79,470	0,060	3,765	0,032	83,327
Среднегодовое газовыделение	78,1395	0,187	4,1475	0,0305	82,5045

Согласно классификации, газ I степени сепарации на УПСВ «Пашня» по содержанию метана относится к типу малометановых, по этану – к жирным, по азоту – среднеазотным.

Попутный нефтяной газ III степени сепарации (КСУ) на УПСВ «Пашня» по содержанию метана относится к типу низкометановых, по этану – к жирным, по азоту – низкоазотным.

Степень утилизации попутного нефтяного газа на УПСВ «Пашня» составит:  $(82,5045 \times 100) / 78,1395 = 94,709 \% \approx 95 \%$ .

Расчетная молярная масса нефти составила 213–215 г/моль (см. табл. 6), что соответствует молярной массе остатка дегазированной нефти, определенной экспериментально 213 г/моль.

Таким образом, расчеты сепарации газа проведены с достаточной достоверностью.

Получено 20.06.2012