

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.8

Т.Н. Бормотова

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПнефть»,
в г. Перми, Россия

СОЗДАНИЕ АЛГОРИТМА РАСЧЕТА РАЗДЕЛЕНИЯ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН И ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СОВРЕМЕННОГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ (НА ПРИМЕРЕ УСТАНОВКИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СБРОСА ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ «ЧАШКИНО»)

На примере установки предварительного сброса пластовой воды (УПСВ) «Чашкино» предложен алгоритм расчета разделения продукции скважин. Представлены технологический расчет и принципиальная схема УПСВ «Чашкино», которые обеспечат получение нефти с остаточным содержанием воды не более 5 мас.% и очищенной пластовой воды, утилизацию попутного нефтяного газа. Определены основные ожидаемые технико-экономические показатели, позволяющие сделать вывод об экономической эффективности проекта.

Ключевые слова: промысловая подготовка нефти, водонефтяная эмульсия, установка предварительного сброса пластовой воды (УПСВ), система поддержания пластового давления (ППД), технологический расчет, принципиальная технологическая схема.

T.N. Bormotova

A subsidiary of «LUKOIL-Engineering» «PermNIPneft» in Perm, Perm, Russia

CONSTRUCTION OF ALGORITHM FOR CALCULATION OF WELL-HEAD STREAM SEPARATION AND ARGUMENT INDICES OF OIL FIELD EQUIPMENT USING MODERN COMPUTER PROGRAMS (FOR EXAMPLE OF OIL DEHYDRATING «CHASHKINO»)

In this work research for example of oil dehydrating «Chashkino» has been offered an algorithm for calculation of well-head stream separation. A technological calculation and a flow chart have been presented to get oil with water cut in less than 5 % mass, purified brine water, salvaging of associated

gas. Have been defined main waiting technique-economic indices to draw a deduction about economic efficiency of project.

Keywords: oil field treatment, water-oil emulsion, oil dehydrating, flooding pattern, technological calculation, flow chart.

В настоящее время весьма актуальным является совершенствование технологии и техники промысловой подготовки нефти, поскольку большая часть продукции скважин представляет собой водонефтяные эмульсии. Нефтяную эмульсию необходимо разрушать как можно скорее, так как со временем наблюдается ее старение – повышается агрегативная устойчивость. Высокая обводненность нефти приводит к резкому повышению затрат на транспортировку жидкости до пунктов подготовки, на промысловую подготовку нефти, а также на ремонт трубопроводов в связи с более высокой коррозионной активностью среды. Кроме того, очищенную пластовую воду необходимо вернуть для утилизации в систему поддержания пластового давления (ППД) [1–4].

Проблема промысловой подготовки нефти может быть решена путем научно обоснованной организации предварительного сброса воды на начальном участке системы сбора продукции скважин при использовании нового оборудования, что требует проведения соответствующих исследований физико-химических свойств и состава нефти, газа, пластовой воды, эмульсии, выбора перспективного оборудования, разработки технологической схемы УПСВ [1–4].

В 2010–2011 гг. одним из основных направлений работы проектной части ООО «ПермНИПИнефть» является совершенствование процессов промысловой подготовки нефти, в частности, реконструкция нефтегазосборного пункта 1212 (НГСП-1212) «Чашкино» со строительством установки предварительного сброса пластовой воды. Строительство УПСВ «Чашкино» предусматривается в 2010–2012 гг. по семи этапам на территории НГСП-1212 Чашкинского нефтяного месторождения в Соликамском районе Пермского края. На УПСВ планируется поступление продукции скважин месторождений:

- ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» (Чашкинское, Юрчукское, Логовское);
- ООО «Кама-Ойл» (Южно-Юрчукское, Жилинское, Бельское, Ростовицкая структура, Восточно-Пашковская структура, Кондасский участок) в перспективе;
- ООО «Урал-Ойл» (Лемзерское, Касибское, Карнашовское, Боровицкое).

Для предварительного сброса пластовой воды из жидкости, поступающей на НГСП-1212, предусматривается строительство горизонтальной установки предварительного сброса воды с коалесцером типа 1

«Хитер-Тритер». Аппараты «Хитер-Тритер» совмещают функции огневого подогревателя, отстойника воды и сепаратора нефтяного газа, в котором газожидкостная смесь разделяется на три фазы – нефть, газ, воду. Разделение достигается за счет подогрева входящей жидкости с последующим прохождением ее через пластинчатый отсек аппарата – коагулятор, в котором нефть и вода отделяются друг от друга за счет силы тяжести и разности плотностей.

Наличие подходящих во всех отношениях моделей аппаратов и процессов подготовки нефти не снимает возможных проблем их применения в технологической практике. Для прогнозирования эффективных промышленных режимов работы установки необходимо проводить исследование процесса подготовки нефти в широком диапазоне варьирования технологических параметров: температуры, давления, обводненности, расхода и состава входных потоков. Это требует создания определенного алгоритма, который позволит с большой точностью и с небольшими затратами времени определить основные проектные решения.

Первым этапом алгоритма расчета разделения продукции скважин является выбор исходных данных и управляющих параметров (режимов работы аппаратов), таких как:

- производительность установки;
- расходы и составы входных потоков;
- физико-химические свойства нефти, газа, пластовой воды (плотность, вязкость, газовый фактор, обводненность);
- температура, давление, время пребывания жидкости в каждом аппарате.

Производительность УПСВ «Чашкино» принята согласно перспективной загрузке следующей:

- по нефти – 1366,092 тыс. т/год (2019 г.);
- по жидкости – 2270,963 тыс. т/год (2021 г.).

Вторым этапом алгоритма является построение расчетной схемы согласно принятой в проекте технологии разделения продукции скважин (рис. 1). Для этого используется программная система для компьютерного моделирования технологий промыслового сбора и многофазного транспорта нефти, газа и конденсата «ГазОйлТранс» ООО «НТФ ТЕРМОГАЗ» (Украина, г. Киев).

Третий этап алгоритма включает расчет материального баланса разделения продукции скважин на год максимальной производительности по жидкости 2270,963 тыс. т/год (2021 г.), а также расчет баланса добычи и потребления газа при принятых рабочих параметрах (табл. 1, 2).

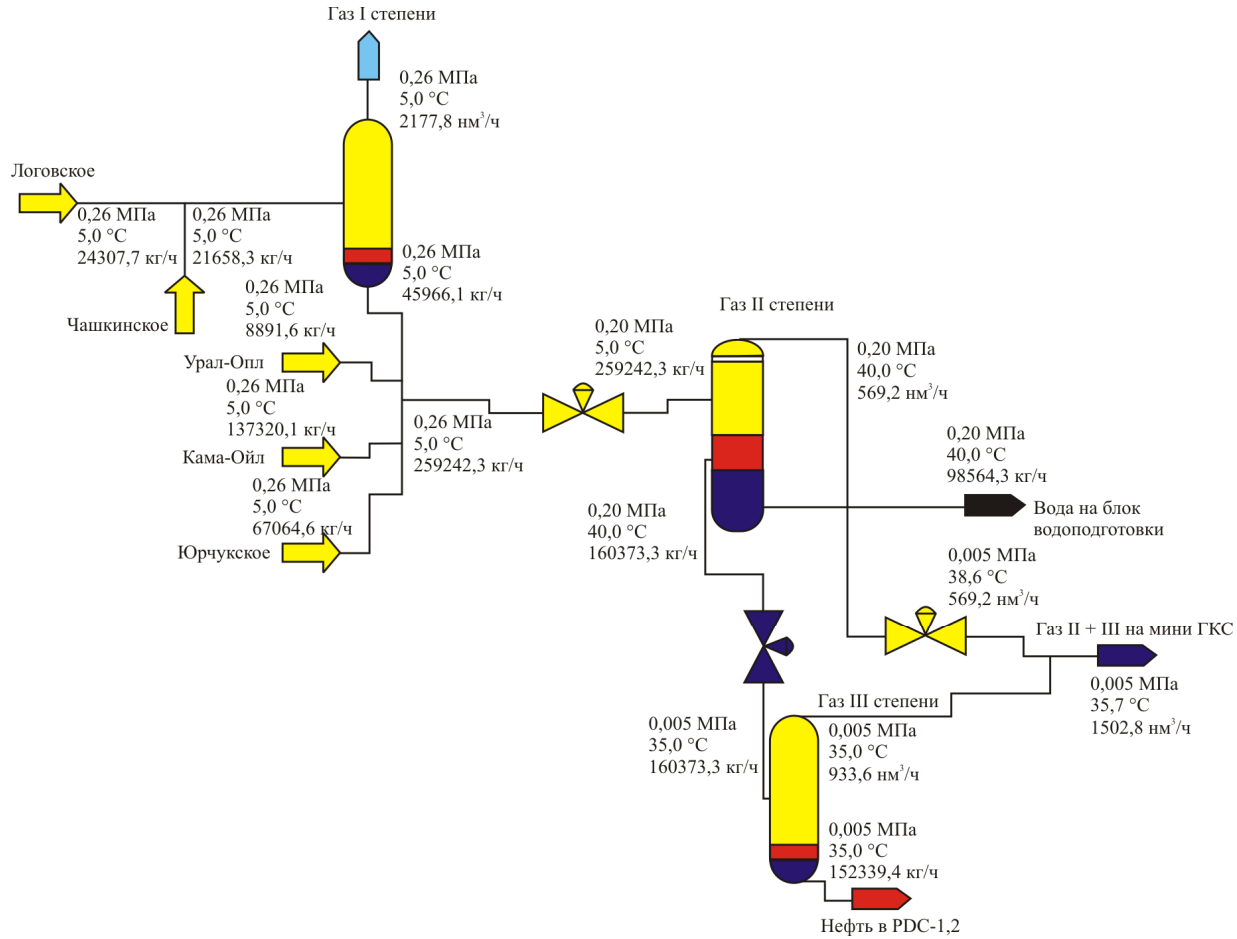


Рис. 1. Расчетная схема разделения продукции скважин в программной системе «ГазОйлТранс»

Материальный баланс разделения продукции скважин на УПСВ «Чашкино»

Поступает на установку (среднегодовой расход)				Уходит с установки (среднегодовой расход)			
Наименование	Единица измерения			Наименование	Единица измерения		
	тыс. т/год	т/сут	кг/ч		тыс. т/год	т/сут	кг/ч
Аппараты УПСВ-1/1,2 (Хитер-Тритер)							
Чашкинское				Нефть	1334,493	3656,145	152339,375
Нефть	65,620	179,781	7490,875	Пластовая вода с нефтью (5 %)	70,377	192,814	8033,916
Пластовая вода	124,107	340,019	14167,458				
Итого:	189,727	519,800	21 658,333				
Логовское				Пластовая вода на блок водо-подготовки	863,423	2365,542	98564,25
Нефть	130,595	357,794	14 908,083				
Пластовая вода	82,341	225,592	9399,660				
Итого:	212,936	583,386	24 307,743	Потери нефти 0,2 %	2,67	7,315	304,791
Юрчукское							
Нефть	216,960	594,411	24 767,125				
Пластовая вода	370,526	1015,140	42 297,488				
Итого:	587,486	1609,551	67 064,613				
ЗАО «Кама-Ойл»							
Нефть	886,158	2427,830	101 159,589				
Пластовая вода	316,766	867,852	36 160,502				
Итого:	1202,924	3295,682	137 320,091				
ООО «Урал-Ойл»							
Нефть	37,830	103,644	4318,493				
Пластовая вода	40,060	109,753	4573,059				
Итого:	77,89	213,397	8891,552				
Всего:							
Нефти	1337,163	3663,460	152 644,166	Всего:	2270,963	6221,816	259 242,332
Пластовой воды	933,800	2558,356	106 598,167				
Жидкости	2270,963	6221,816	259 242,332				

Таблица 2

Баланс добычи и потребления газа на УПСВ «Чашкино»

Наименование	Добыча газа			Наименование	Потребление газа		
	Расход, нм ³ /ч	Расход, млн нм ³ /год	Плотность при н. у., кг/нм ³		Расход, нм ³ /ч	Расход, млн нм ³ /год	Плотность при н. у., кг/нм ³
<u>Газ I ступени сепарации</u>				<u>Газ I ступени сепарации</u>			
Сепараторы С-1/1, 2	2177,8	19,078	1,077	На запальник факела	15	0,131	1,077
<u>Газ II ступени сепарации</u>				На горелки аппаратов УПСВ-1/1,2	280	2,453	1,077
Аппараты УПСВ-1/1,2	569,2	4,986	1,528	Газ потребителям (на ТЭЦ г. Березники и котельную АБК)	1882,8	16,494	1,077
<u>Газ III ступени сепарации</u>				<u>Газ II и III ступени сепарации</u>			
Концевые сепарационные установки КСУ-1/1, 2	933,6	8,178	1,915	На мини ГКС	1502,8	13,164	
Итого	3680,6	32,242	–	Итого	3680,6	32,242	–

На четвертом этапе алгоритма на основе проведенных расчетов составляется принципиальная технологическая схема с указанием параметров потоков (расхода, температуры, давления) на каждой ступени процесса разделения продукции скважин (рис. 2).

На пятом этапе алгоритма производится расчет объема проектируемого оборудования и поверочный расчет существующего оборудования. На УПСВ «Чашкино» основное оборудование является проектируемым, поэтому расчет сводится к нахождению объема аппарата в зависимости от режима работы и расхода входящего в него потока.

Объем сепаратора I ступени и КСУ определяется по следующей формуле:

$$V = \frac{\tau K G_{\text{ж}}}{60 n f \rho_{\text{ж}}}, \quad (1)$$

где τ – время нахождения жидкости в аппарате; K – коэффициент, учитывающий неравномерность поступления жидкости; $G_{\text{ж}}$ – расход жидкости непрерывный; n – количество аппаратов; f – степень заполнения аппарата; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости.

Пропускная способность аппарата УПСВ может быть определена как

$$G_{\text{ж}} \leq \frac{3600 D v_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} \sqrt{f(e)}}{0,181 \cdot 10^{-3}}, \quad (2)$$

где D – диаметр аппарата УПСВ; $v_{\text{ж}}$ – вязкость жидкости; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости; $f(e)$ – функция относительной высоты водяной подушки в зоне отстоя, $f(e) = 0,5 \pi + (1 - e) \sqrt{e(2 - e)} + \arcsin(1 - e)$.

Производительность насоса внешнего транспорта определяется по следующему уравнению:

$$Q = \frac{24 n G_i}{\tau \rho_i}, \quad (3)$$

где n – количество рабочих насосов; G_i – расход нефти непрерывный; τ – количество часов работы насоса в сутки; ρ_i – плотность нефти.

Для обеспечения возможности вывода в ремонт и технического освидетельствования аппарата без прекращения приема жидкости с месторождений предусматривается установка двух параллельно работающих аппаратов.

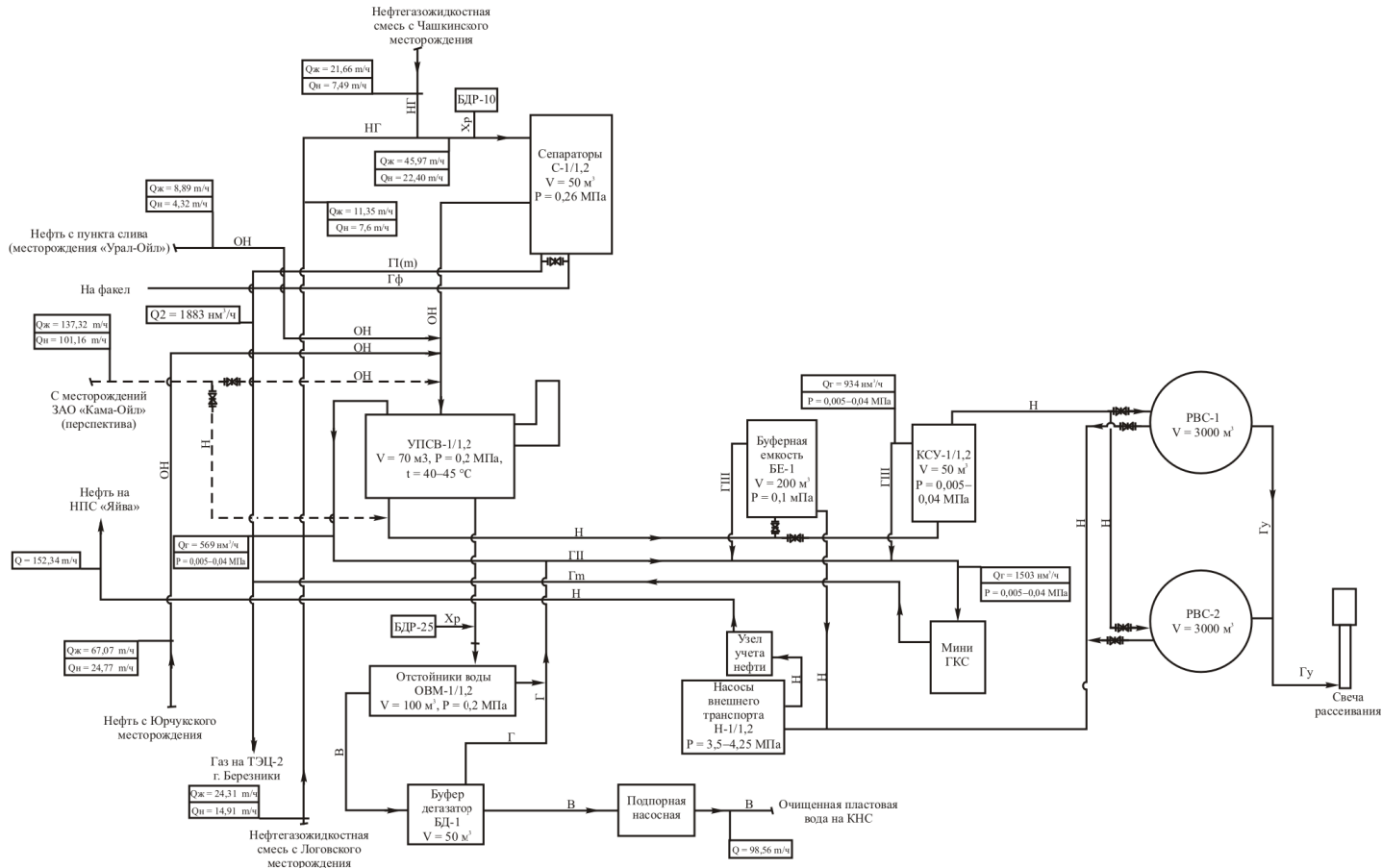


Рис. 2. Принципиальная технологическая схема разделения продукции скважин на УПСВ «Чашкино»

Шестой этап алгоритма включает расчет пропускной способности существующих и проектируемых технологических трубопроводов.

Расчет пропускной способности нефтепроводов выполняется по формуле

$$d = \sqrt{\frac{Q}{\omega \cdot 0,785}}, \quad (4)$$

где Q – объемный расход среды, $\text{м}^3/\text{с}$; ω – скорость потока, $\text{м}/\text{с}$.

Расчет пропускной способности газопроводов выполняется по формуле Веймаута:

$$Q = 20,566 D_{\text{вн}}^{8/3} \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{dTL}}, \quad (5)$$

где $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр; P_1 – абсолютное давление в начале участка; P_2 – абсолютное давление в конце участка; d – относительная плотность газа по воздуху; T – абсолютная температура; L – длина участка.

Седьмым этапом алгоритма является моделирование процесса разделения продукции при изменении параметров входных потоков и режимов работы аппаратов.

Программная система «ГазОйлТранс» позволяет оперативно проводить расчет работы установки при изменении температуры, давления, времени пребывания жидкости в аппарате, а также с большой точностью проводить проверку пропускной способности технологического оборудования и трубопроводов при повышении расходов входных потоков.

Выполненный в полном объеме технологический расчет и составленная на его основе принципиальная технологическая схема позволяют определить основные укрупненные технико-экономические показатели проекта (табл. 3).

Таким образом, представленный в работе алгоритм позволяет с большой точностью и небольшими затратами времени определить основные проектные решения. В частности, грамотно выполненный в полном объеме технологический расчет УПСВ позволяет определить параметры потоков на любой стадии разделения продукции скважин, осуществить подбор промыслового оборудования и трубопроводов, провести поверочный расчет существующего технологического оборудования и трубопроводов.

Таблица 3

**Технико-экономические показатели
проекта строительства УПСВ «Чашкино»**

Наименование показателей	Единицы измерения	Величина показателя
Объем подготавливаемой нефти	тыс. т/год	2270,963
Капитальные затраты	тыс. руб.	101266,2
Эксплуатационные затраты, в том числе:		20253,24
– амортизационные отчисления (10 % от капитальных затрат);	тыс. руб./год	10126,62
– текущий ремонт (10 % от амортизационных отчислений);		1012,66
– затраты на реагенты, электроэнергию и пр.		9113,96
Экономия за счет снижения расходов на транспорт эмульсии	тыс. руб./год	5355,66
Срок окупаемости капиталовложений:		
– простой	лет	6,5
– с дисконтом		13,5
Чистый дисконтированный доход за 17 лет	тыс. руб.	8983,11

Составленная на основе проведенного расчета принципиальная технологическая схема УПСВ обеспечит:

- получение нефти с содержанием воды не более 5 мас.%, что уменьшит затраты на дальнейшую подготовку и транспортировку нефти, уменьшит коррозионную активность перекачиваемой жидкости к материалу межпромыслового коллектора;
- получение очищенной пластовой воды для системы ППД;
- утилизацию попутного нефтяного газа;
- высокий уровень безопасности и надежности проектируемой установки.

Библиографический список

1. Технологические расчеты установок переработки нефти / М.А. Танатаров, М.Н. Ахметшина, Р.А. Фасхутдинов [и др.]. – М.: Химия, 1987. – 352 с.
2. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – Казань: ФЭН, 2000. – 415 с.
3. Эмирджанов Р.Т., Лемберанский Р.А. Основы технологических расчетов в нефтепереработке и нефтехимии. – М.: Химия, 1989. – 192 с.

4. Вихман Г.Л., Круглов С.А. Основы конструирования аппаратов и машин нефтеперерабатывающих заводов. – М.: Машиностроение, 1978. – 328 с.

References

1. Tanatarov M.A., Akhmetshina M.N., Faskhutdinov R.A. [et al.]. Technological calculations of oil refining plants. – М.: Chemistry, 1987. – 352 p.
2. Tronov V.P. Oil field treatment. – Kazan: FAN, 2000. – 415 p.
3. Emirdzhanov R.T., Lemberansky R.A. Fundamentals of technological calculations in oil refining and petroleum chemistry. – М.: Chemistry, 1989. – 192 p.
4. Vikhman G.L., Kruglov S.A. Fundamentals of apparatus and machines designing for oil refining plants. – М.: Engineering, 1978. – 328 p.

Об авторе

Бормотова Татьяна Николаевна (Пермь, Россия) – инженер отдела обустройства нефтяных и газовых месторождений, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614066, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29, e-mail: Bormotova@permnipineft.com).

About the author

Bormotova Tatyana Nikolaevna (Perm, Russia) – engineer of the oil and gas-field construction department, a subsidiary of «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft» in Perm (614066, Perm, ul. Sovetskoy Army, 29, e-mail: Bormotova@permnipineft.com).

Получено 14.03.2012