



Калашников О.В., Иванов Ю.В., Будняк С.В. Институт газа НАН Украины, Киев.

ВОПРОСЫ АДЕКВАТНОСТИ ТЕПЛОФИЗИЧЕСКОЙ БАЗЫ ПРОГРАММНЫХ СИСТЕМ HYSYS, PRO-2 И ГАЗКОНДНЕФТЬ.

3. Моделирование состава и свойств природного углеводородного сырья

Термодинамические данные являются основой моделирования технологических процессов подготовки и переработки природного газа и нефти. Но не меньшее значение для достоверного прогнозирования количеств, составов и свойств продуктов их переработки, а также выбора аппаратуры и трубопроводов, имеет и качество информации о составе и свойствах исходного сырья. Нормативами и стандартами промысловых и лабораторных исследований [1,2] предусматривается определение составов газов сепарации, дегазации, дебутанизации конденсата и стандартной сепарации нефти. Обычно покомпонентный состав газов и жидкостей указывают до н-пентана, более тяжелые углеводороды (парафиновые, нафтеновые, ароматические) объединяют в группы «гексаны» («псевдо C_6 ») и «гептаны» («псевдо C_7 »). При более глубоком хроматографическом анализе последующие углеводороды объединяют в группы «псевдо C_8 », «псевдо C_9 » и т.д. Вместо хроматографического анализа тяжелых фракций конденсата или нефти на практике часто ограничиваются простой фракционной разгонкой на аппарате Энглера (ГОСТ 2177-82 [3]), реже на аппарате ректификации нефти (АРН) (ГОСТ 11011-85 [4]). Для технологических расчетов процессов промысловой подготовки и переработки газоконденсатных и нефтяных смесей предпочтительной является разгонка конденсата или нефти на АРН с определением молекулярной массы, плотности, вязкости, температур помутнения и застывания узких фракций. Программная система (ПС) ГазКондНефть содержит функцию моделирования составов и свойств пластовых газоконденсатных и нефтяных смесей на базе разгонки конденсата или нефти на АРН, с сохранением и последующим использованием информации о свойствах узких фракций при расчетах транспортировки и переработки углеводородов и с прогнозированием свойств целевых продуктов. Замена разгонки на АРН

разгонкой на аппарате Энглера снижает точность моделирования состава и свойств сырья, однако простота и дешевизна делают ее еще наиболее распространенной на практике.

Если на АРН получают фракции с температурами, в основном охватывающими истинные температуры кипения (ИТК) входящих в них углеводородов, то при разгонке по Энглеру происходит выкипание и последующая конденсация весьма широкой смеси углеводородов, что приводит к сдвигу на $20\div 40^{\circ}\text{C}$ первых фракций по сравнению с первыми «истинными» фракциями (при равном их выходе). Очевидно, поэтому, что процедура рекомбинации состава пластовой смеси на основе «энглеровских» фракций, предлагаемая в [5,6], приводит к потере непрерывности содержания в модели пластовой смеси групп легких углеводородов на стыке индивидуальных углеводородов и фракций. В работе же [5] причиной этого называется «переход» пентанов и гексанов группы C_5+ в газы сепарации и дегазации и предлагается приближенная графическая интерполяция концентраций групп $\text{C}_5 - \text{C}_8$ в пластовой смеси.

Для случая, когда фракционный состав конденсата или нефти определен только на аппарате Энглера, в ПС ГазКондНефть реализован следующий подход к моделированию состава и свойств пластовых смесей:

1. Данные разгонки по Энглеру трансформируются в разгонку по ИТК.
2. По измеренным значениям молекулярной массы, плотности и вязкости конденсата или нефти корректируются их расчетные модели с целью адаптации к действительным величинам.
3. Далее следует расчетная процедура смешения газов сепарации и дегазации, а также дебутанизации, если последняя проводилась, с дегазированной (или дебутанизированной) жидкостью, «разбитой» на ИТК-фракции.
4. По сформированному составу пластовой смеси выполняются контрольные расчеты давления начала конденсации, сепарации и дегазации отсепарированного конденсата. Расчетные значения конденсато - газового фактора, газосодержания и усадки конденсата сравниваются с данными промысловых и лабораторных исследований. Для пластовой нефти рассчитываются PVT-свойства, давление насыщения и стандартная сепарация.

5. При пластовых условиях моделируется насыщение газоконденсатной смеси парами воды, учитывается вынос пластовой воды. В результате по данным проекта разработки месторождения формируются газодифракционные составы газодифракционных и газодифракционных смесей, используемые в качестве входных потоков в системе ГазКондНефть для расчета технологических схем подготовки и переработки углеводородного сырья.

Модель перевода данных разгонки дегазированных жидкостей по Энглеру в разгонку по ИТК построена с помощью вычислительного эксперимента. Для двух смесей (узкой и широкой), заданных 10-градусными фракциями, рассчитывались параметры разгонки: начало кипения и температуры выкипания 10%-ных (по объему) фракций. По полученному распределению легких, средних и тяжелых первоначальных 10-градусных фракций в 10%-ных фракциях строилась обратная задача: по заданным отгонам найти содержание в них 10-градусных фракций, кипящих при различных температурах с последующим их суммированием. С помощью полученной модели по данным разгонки на аппарате Энглера прогнозируется содержание углеводородов $C_3 - C_5$ в дегазированном конденсате или нефти (в отличие от известной номограммы пересчета фракционных разгонок нефтепродуктов [7], заимствованной из [8]). Если имеются данные о содержании легких углеводородов в конденсате или нефти, этими данными заменяются прогнозируемые значения. По полученному составу имитируется разгонка по Энглеру, которая сравнивается с исходной. 10-градусные фракции могут быть объединены в более широкие фракции.

Для свойств конденсата и нефти приняты модели, сочетающие точность и гибкость адаптации к данным промысловых и лабораторных исследований: для критических параметров фракций - корреляция Кеслера-Ли [9], учитывающая групповой состав фракций через их плотность, молекулярной массы - соотношение Ставцева [10], плотности - уравнение состояния Старлинга-Хана [11], распространенное на углеводородные фракции [12], вязкости - корреляция Недужего, Хмары и Волкова, распространенная на фракции [12], температур застывания и помутнения продуктов переработки - комбинационные формулы [13].

Для расчета фазовых равновесий газодифракционных и газодифракционных смесей как при пластовых условиях, так и при параметрах

сепарации, подготовки и переработки газа, конденсата и нефти принято, как указывалось в первых статьях настоящей серии, уравнение состояния Пенга-Робинсона, распространенное на углеводородные фракции и водные растворы. Влияние группового состава фракций на давление начала конденсации, давление насыщения нефти, газосодержание конденсата и нефти обеспечивается в этом уравнении применением для расчета критических параметров вышеупомянутой корреляции Кеслера-Ли. Адаптация расчетных моделей для плотности и вязкости к лабораторным данным выполняется с помощью дополнительных функций для фракций на основе поправок, приведенных в [12].

В качестве примера моделирования пластовой газоконденсатной смеси возьмем данные исследований по скважине Р-62 Мыльджинского месторождения, полученные Тюменской центральной лабораторией (1996г.). Сепарация газа проводилась при давлении 4,41 МПа и температуре -7° С. По данным промысловой сепарации разгазирования сырого конденсата из контейнера и дебутанизации, на 1000 ст. м³ отсепарированного газа приходится 45,18 ст. м³ газа дегазации, 2,14 ст. м³ газа дебутанизации и 169 граммов дебутанизованного конденсата. Составы газов приведены в табл. 1. Данные фракционной разгонки дегазированного конденсата на аппарате Энглера приведены в табл.2, на АРН объединенные 10-градусные и стандартные широкие фракции - в табл. 3. Содержание углеводородов C₃ - C₅ в расчете на дегазированный конденсат приведено в табл.3 (по данным анализа фракции НК-60).

Поскольку разгонка по Энглеру выполнена только для дегазированного конденсата, задача рекомбинации пластовой смеси решается здесь с привлечением данных только сепарации и дегазации, что часто и бывает на практике. Температуры кипения конденсата, используемые для перевода разгонки по Энглеру в разгонку по ИТК, приняты равными измеренным температурам паров (табл. 2, колонка I). Прогнозируемый ИТК-состав конденсата приведен в табл. 3. По этому составу выполнен расчет разгонки по Энглеру, результаты которого приведены в табл. 2 : они близки к исходным измеренным значениям.

В табл.2 представлены также результаты расчета температур кипения конденсата при разгонке его по Энглеру, если в качестве исходных данных взять

лабораторные ИТК-составы по узким и широким фракциям (табл.3). При отгоне выше 30% они оказались ниже измеренных на 10-20°C, что можно объяснить лишь существенным различием взятых проб.

Из табл. 3 видно, что прогнозируемое содержание в конденсате легких углеводородов достаточно близко к лабораторным данным, за исключением н-бутана. Однако довольно высокая концентрация его (3,92% масс.) вызывает сомнение, т.к. в этом случае количество газов дебутанизации почти в 2 раза превысило бы измеренное. Очевидно, в составе газа, выделившегося при разгонке конденсата на широкие фракции, к н-бутану отнесены и пентаны (табл. 4). Суммарное же содержание углеводородов C₃ - C₅ (расчетное - 10,28%) близко к лабораторным данным : 10,95% (при разгонке на широкие фракции) и 9,00% (при разгонке на узкие фракции).

Представляет интерес сравнение температур отгонов конденсата с номограммой [8], по которой можно найти температуры при разгонке по ГОСТ 11011-85, соответствующие началу и концу перегонки и отгонах 10, 30, 50, 70 и 90% объемн. Как видно из табл. 5, температура, соответствующая 10% объемн. отгона по ИТК, на 27°C по номограмме [8] и на 41÷43°C по лабораторным данным и по предложенной модели ниже температуры по ГОСТ 2177-82.

Рекомбинированный газодифракционный состав пластовой смеси приведен в табл. 3, рассчитанные по нему составы газов сепарации и дегазации - в табл. 1, рассчитанные (с адаптацией по молекулярной массе, плотности и вязкости) и измеренные характеристики дегазированного конденсата - в табл. 6. Как видно из таблиц, получено хорошее совпадение расчетных и экспериментальных данных, как по составам газов сепарации и дегазации, так и по выходу конденсата и его свойствам.

При фракционной разгонке нефти в колбе Энглера температура ее кипения на 40÷50°C выше фиксируемых температур отходящих паров (в начале перегонки на 20÷30°C). Столь значительный перепад температур необходимо учесть при моделировании ИТК-состава. Оценка точности перевода фракционной разгонки нефти выполнена по данным для Муравленковской нефти (ВНИИНП, 1979, скв.20). В табл. 7 приводится фракционный состав по Энглеру и предполагаемые температуры кипения нефти, в табл. 8 - измеренный и рассчитанный ИТК-состав.

Как видно из таблиц, модель перевода данных разгонки по Энглеру в разгонку по ИТК дает удовлетворительные результаты и для нефти, кроме прогнозных значений содержания углеводородов C₂ - C₄. Следует, однако, обратить внимание на довольно высокое значение «НК»=60°С, что говорит о дополнительной дегазации нефти по сравнению со стандартной сепарацией.

В табл. 9 сравниваются температуры погоней нефти, соответствующие 10, 30 и 50% объемн. по ГОСТ 2177-82 и по ГОСТ 11011-85. Различие между ними не столь значительно, как для конденсата.

В качестве примера моделирования газодифракционного состава и свойств нефтяной смеси обратимся к результатам исследований по скважине 101 Ново-Украинского месторождения (УКРГИПРОНИИНЕФТЬ, 1991). Составы газа сепарации и дегазированной нефти приведены в табл. 10, фракционный состав нефти по Энглеру - в табл. 11. Результаты рекомбинации состава пластовой нефти, расчета стандартной сепарации и характеристик пластовой и дегазированной нефти приведены в табл. 10 и 12. Расчетные характеристики пластовой и дегазированной нефти, полученные по системе ГазКондНефть, близки к действительным величинам.

В заключение заметим, что предложенная в настоящей работе модель рекомбинации пластовых смесей на базе трансформируемой разгонки конденсата или нефти по Энглеру, приближенно восполняя информацию о содержании легких углеводородов в дегазированных жидкостях, тем не менее может рассматриваться лишь как временная замена разгонки сырья на АРН, до получения таких данных. Эта модель полезна для экспресс-оценок запасов сырья и его компонентов, промысловых ресурсов и расчетов материальных балансов обустройств месторождений при ограниченной исходной информации.

Таблица 1. Составы газов сепарации (I), дегазации (II) и дебутанизации (III), % мол.

Компоненты	I		II		III
	измер.	расч.	Измер.	расч.	Измер.
Азот	2.88	2.84	-	0.45	-
Метан	90.00	89.78	52.65	52.46	0.36

Диоксид углерода	0.54	0.55	1.09	0.92	0.22
Этан	3.95	4.05	13.91	14.66	0.67
Пропан	1.87	1.98	20.26	18.93	32.49
Изо-бутан	0.33	0.33	5.47	4.75	31.29
Н-бутан	0.31	0.27	4.92	4.37	30.53
Изо-пентан	0.07	0.06	1.02	1.12	3.48
Н-пентан	0.04	0.04	0.53	0.83	0.88
С6+	-	0.07	0.15	1.50	0.09

Таблица 2. Фракционный состав по Энглеру дегазированного конденсата: измеренные температуры паров (I) и рассчитанные (II) по прогнозному ИТК-составу температуры кипения. (III) и (IV) – температуры кипения в колбе, рассчитанные по лабораторным ИТК-составам по 10-градусным и стандартным широким фракциям, соответственно.

Отгон, % объем.	I	II	III	IV
НК*	48	52	51	59
10	74	74	66	75
20	85	88	79	86
30	99	100	90	94
40	111	112	98	103
50	123	126	109	114
60	135	142	122	128
70	159	162	139	148
80	187	192	165	180
90	238	236	214	238
97	290	268	268	300

* Примечание. НК – «начало кипения» [3].

Таблица 3. Лабораторный (I – объединенные 10-градусные фракции, II – интерполированные стандартные широкие фракции) и прогнозируемый (III) ИТК-состав дегазированного конденсата, % масс. (IV) – рекомбинированный состав пластовой смеси, % мол.

Компоненты	I		II		III		IV
	отд.		отд.	Сумма	отд.	сумма	отд.
Азот	-	-	-	-	-	-	2.66
Метан	-	-	-	-	-	-	85.42
Диоксид углерода	-	-	-	-	-	-	0.54
Этан	-	-	-	-	-	-	4.24
Пропан	-	-	0.24	0.24	0.62	0.62	2.63
Изо-бутан	-	-	1.46	1.70	1.39	2.01	0.63
Н-бутан	-	-	3.92	5.62	1.97	3.98	0.63
Изо-пентан	-	-	2.54	8.16	2.87	6.85	0.26

Н-пентан	-	9.00*	2.79	10.95	3.43	10.28	0.24
фр. 40-70	19.48	28.48	13.86	24.81	13.31	23.59	0.58
70-100	19.85	48.33	21.23	46.04	17.50	41.39	0.66
100-150	27.29	75.62	26.93	72.97	27.19	68.58	0.84
150-200	12.95	88.57	12.98	85.95	14.15	82.73	0.35
200-250	4.29	92.86	4.29	90.24	8.55	91.28	0.17
250-300	6.14	99.00	6.14	96.35	7.70	98.98	0.13
выше 300	1.00	100.00	3.65	100.00	1.02	100.00	0.02

* Примечание. Газ + фр.НК-40°С

Таблица 4. Содержание легких индивидуальных углеводородов в дегазированном конденсате (III), % масс. (I-а - состав газа, выделившегося при фракционной разгонке конденсата на широкие фракции, I-б - содержание легких углеводородов в газе в расчете на конденсат, II - содержание легких углеводородов в бензиновой фракции НК-60°С в расчете на конденсат).

Компоненты	I		II	III
	А	Б		
Пропан	5.86	0.23	0.01	0.24
Изо-бутан	27.90	1.08	0.38	1.46
Н-бутан	66.24	2.58	1.34	3.92
Изо-пентан	-	-	2.54	2.54
Н-пентан	-	-	2.79	2.79
Сумма	100.00	3.89	7.06	10.95

Таблица 5. Температуры погонов конденсата. I - по ГОСТ 2177-82; II - по номограмме [8]; III и IV - по ГОСТ 11011-85 (узкие и широкие стандартные фракции, соответственно); V - по программе ГазКондНефть.

Отгон, % объем.	I	ИТК			
		II	III	IV	V
10	74	47	33	31	32
30	99	86	68	75	77
50	123	120	97	109	111
70	159	163	129	145	152
90	238	244	200	235	242

Таблица 6. Измеренные (I) и рассчитанные (II) характеристики дегазированного конденсата.

Характеристики конденсата	I	II
Конденсатный фактор (г)	173.8	178.4

на 1м3 отсепарированного газа)		
Молекулярная масса	115	115
Плотность при 20°С, г/см3	0.725	0.725
Кинематическая вязкость при 20°С, сСт	0.833	0.827

Таблица 7. Фракционный состав Муравленковской нефти по Энглеру: I – измеренные температуры паров; II – предполагаемые температуры кипения нефти. Рассчитанные температуры кипения нефти: III – по измеренному ИТК-составу; IV – по рассчитанному ИТК-составу с прогнозируемым содержанием углеводородов С4-С5; V – по рассчитанному ИТК-составу с измеренным содержанием углеводородов С2-С5 в нефти (табл.8).

Отгон, % объем.	I	II	III	IV	V
НК	60	85	86	110	84
12	120	165	160	166	158
18	150	195	192	196	190
24	180	225	224	228	222
32	220	265	264	266	260
40	260	305	302	306	360
48	300	345	344	348	344

Таблица 8. Измеренный (I) и рассчитанный (II, III) ИТК-состав Муравленковской нефти, % масс. (II – с прогнозируемым и III – с измеренным содержанием углеводородов С2-С5).

Компоненты	I		II		III	
	отд.	сумм.	отд.	сумм.	отд.	сумм.
С2Н6	0.01	0.01	-	-	0.01	0.01
С3Н8	0.09	0.10	-	-	0.09	0.10
Изо-С4Н10	0.37	0.47	-	-	0.37	0.47
Н-С4Н10	0.63	1.10	0.19	0.19	0.63	1.10
Изо-С5Н12	0.67	1.77	0.71	0.90	0.67	1.77
Н-С5Н12	0.98	2.75	0.87	1.77	0.98	2.75
фр. 40-70°С	2.53	5.28	3.40	5.17	3.13	5.88
70-110	5.63	10.91	5.56	10.73	5.23	11.11
110-130	3.30	14.21	3.00	13.73	2.90	14.01
130-160	4.14	18.35	5.27	19.00	5.18	19.19
160-180	4.39	22.74	3.57	22.57	3.63	22.82
180-230	8.95	31.69	9.54	32.11	9.52	32.30
230-250	3.62	35.31	3.68	35.79	3.68	35.98
250-300	9.23	44.54	8.78	44.57	8.76	44.71
300-350	9.71	54.25	9.13	53.70	9.11	53.85
350-400	9.19	63.44	9.78	63.48	9.75	63.60
выше 400	36.56	100.00	36.52	100.00	36.40	100.00

Таблица 9. Температуры погонів Муравленковской нефти: I – по Энглеру; II, III и IV – ИТК-значения соответственно по номограмме [8], лабораторные данные и по программе ГазКондНефть.

Отгон, % объем.	I	ИТК		
		II	III	IV
10	110	91	87	91
30	210	204	196	200
50	310	316	302	307

Таблица 10. Составы газа сепарации (I), дегазированной (II) и пластовой (III) нефти; а – результат перевода разгонки по Энглеру в ИТК-состав; б – то же с измеренным содержанием C1-C5; в – результат расчета стандартной сепарации.

Компоненты	I		измер.	II			расч.
	измер.	расч.		расч.			
				а	б	в	
Азот	2.829	2.92	-	-	-	-	0.61
Метан	37.851	38.87	0.003	-	0.003	0.02	8.19
Диоксид углерода	0.834	0.85	-	-	-	-	0.18
Этан	12.145	12.45	0.04	-	0.04	0.05	2.66
Пропан	14.556	14.71	0.18	-	0.18	0.25	3.29
Изо-бутан	3.936	3.92	0.14	0.29	0.14	0.18	0.96
Н-бутан	9.389	9.11	0.47	0.41	0.47	0.61	2.40
Изо-пентан	4.214	4.14	0.69	0.70	0.69	0.74	1.45
Н-пентан	3.989	3.78	0.86	0.80	0.86	0.94	1.54
Фр. 40-70°C	5.209	5.72	3.38	2.64	2.31	2.24	2.97
70-100	2.708	2.63	-	3.45	3.32	3.36	3.21
100-150	-	0.68	-	7.83	7.77	7.83	6.33
150-200	-	0.20	-	8.29	8.03	7.94	6.31
200-250	-	-	-	8.01	7.82	7.78	6.15
250-300	-	-	-	8.29	8.33	8.30	6.55
300-350	-	-	-	9.62	9.74	9.70	7.66
выше 350	-	-	-	49.66	50.29	50.07	39.54

Таблица 11. Фракционный состав дегазированной нефти: I – температуры по ГОСТ 2177-82; II – предполагаемые температуры кипения нефти; III – рассчитанные температуры кипения нефти состава II-а из табл.8; IV – то же с составом II-б.

Отгон, % объем.	I	II	III	IV
0	40	65	94	74
5	100	125	124	132
10	120	165	152	162
17	150	195	192	200
25	200	245	238	246
32	240	285	280	288
40	280	325	328	336

Таблица 12. Сравнение измеренных (I) и рассчитанных (II) характеристик пластовой и дегазированной нефти.

Характеристики нефти	I	II	Отклонение, %
Давление насыщения, МПа	29.13	28.91	-0.8

Газовый фактор, ст.м3/т	241.5	239.4	-0.9
Молекулярная масса пластовой нефти	88.1	87.9	-0.3
Плотность пластовой нефти, кг/м3	704.2	701.1	-0.4
Молек. масса дегазированной нефти	225.9	222.5	-1.5
Плотность дегазир. нефти, кг/м3	850.7	848.9	-0.2
Вязкость дегазированной нефти, сСт	12.4	12.6	+1.8

Литература

1. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Под ред. Г.А.Зотова, З.С. Алиева. -М.: Недра, 1980.
2. ОСТ 39-112-80. Нефть.Типовое исследование пластовой нефти.
3. ГОСТ 2177-82. Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава. - М.: Изд. стандартов, 1989. - 25с.
4. ГОСТ 11011-85. Нефть и нефтепродукты. Метод определения фракционного состава в аппарате АРН-2.- М.: Изд. стандартов, 1985. - 24с.
5. Гуревич Г.Р., Карлинский Е.Д. Сепарация природного газа на газоконденсатных месторождениях. -М.: Недра, 1982. - 197с.
6. Баталин О.Ю., Брусиловский А.И., Захаров Н.Ю. Фазовые равновесия в системах природных углеводородов. -М.: Недра, 1992. - 272с.
7. Методы расчета теплофизических свойств газов и жидкостей (Авторы-составители: Абросимов В.Ф., Безуглый В.К., Болотин Н.К. и др.). - М.: Химия, 1974. - 248с.
8. Technical Data Book-Petroleum refining. 2rd ed. Washington. API, 1970
9. Kesler M.G., Lee B.I. Improve prediction of enthalpy of fraction. // Hidrocarbon proc. - 1976. - v. 55, N 3. - p. 153-158.
- 10.Ставцев А.Ф., Выричек А.Л. Расчет свойств нефтей и нефтяных фракций . // Нефть и газ. - 1989. - №1. - С.53-56.
- 11.Starling K.E., Han M.S. Thermo data refined for LPG. // Hidrocarbon proc. - 1972. - v. 51, N 5. - p. 129-132.
- 12.Калашников О.В., Иванов Ю.В. Инженерные расчетные модели газопереработки. 3. Плотность газовых и жидких смесей. // Химическая технология . - 1991. - №2. - С. 26-29. 4. Вязкость, теплопроводность и поверхностное натяжение, там же. - 1991. - №3. - С. 28-34.

13.Hu J., Burns A.M. New method predicts cloud, pour, flash points of distillate blends.

// Hydrocarbon proc. - 1970. - N 7. - p. 213-216.