

Дополнение к Руководству по эксплуатации ПС ГазКондНефть

Инструкция

по моделированию (рекомбинации) компонентно-фракционного состава и свойств продукции нефтяных скважин на основе исследований нефти по ОСТ 153-39.2-048-2003.

Если Пользователь ПС ГазКондНефть (ПС ГКН) располагает данными стандартной сепарации пластовой нефти (20°C, 0.101 МПа), полученными по ОСТ 153-39.2-048-2003, они могут быть использованы в ПС ГКН для определения объединенного (общего) состава и свойств продукции скважины (нефте-газо-водной смеси, как единого потока, идущего к системе сбора и промышленной подготовки нефти, моделируемых в ПС ГКН). Используется следующая информация: газовый фактор (ст.м³/т), компонентный состав газа и сепарированной нефти от гелия, азота, метана до С₅ или С₇, плотность и молекулярная масса пластовой и сепарированной нефти, вязкость сепарированной нефти, фракционная разгонка сепарированной нефти в колбе Энглера (ГОСТ 2177-99) или на аппарате АРН-2 (ГОСТ 11011-85).

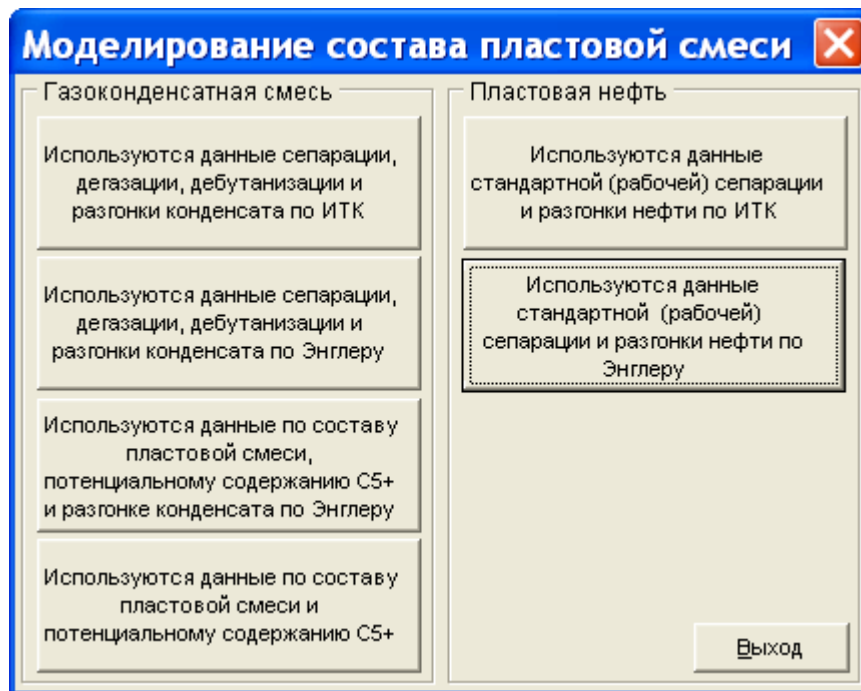
Моделирование объединенного компонентно-фракционного состава нефти на основе этих данных и адаптация методик расчета свойств нефти к фактическим данным необходимы для достоверного расчета систем сбора и сепарации нефти при подготовке ее к транспорту. Как это реализовано в ПС ГазКондНефть, показано ниже.

В главном окне ПС при нажатии на кнопку “Моделирование состава пластовой смеси” (ниже указана стрелкой)

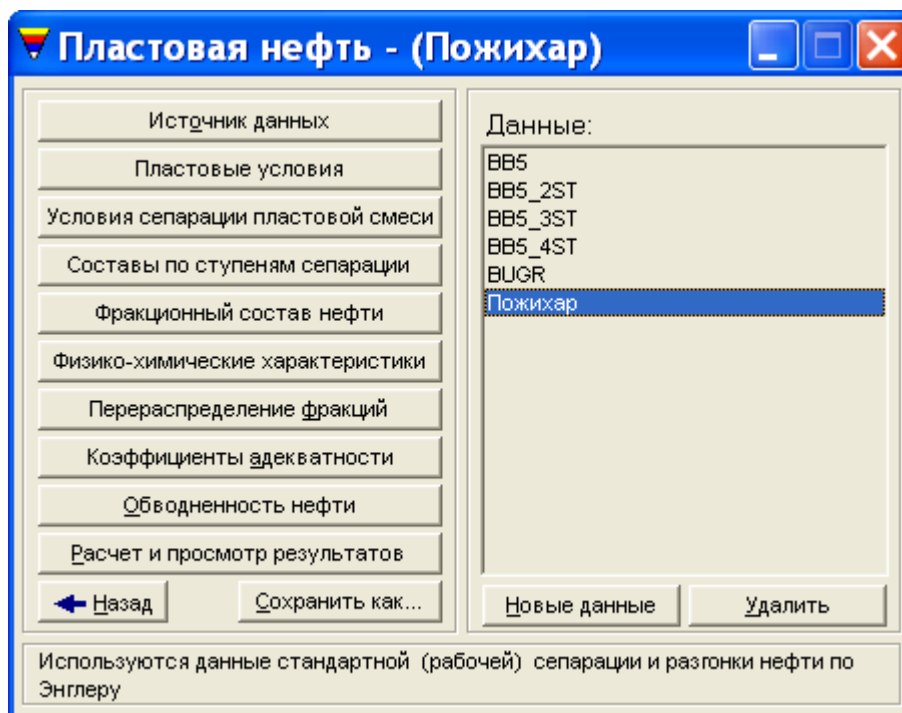


открывается окно, в котором выбирается вариант моделирования газоконденсатной или нефтяной смеси.

Для нефти наиболее часто используемый вариант – моделирование по данным стандартной или рабочей сепарации и фракционной разгонки нефти в колбе Энглера.

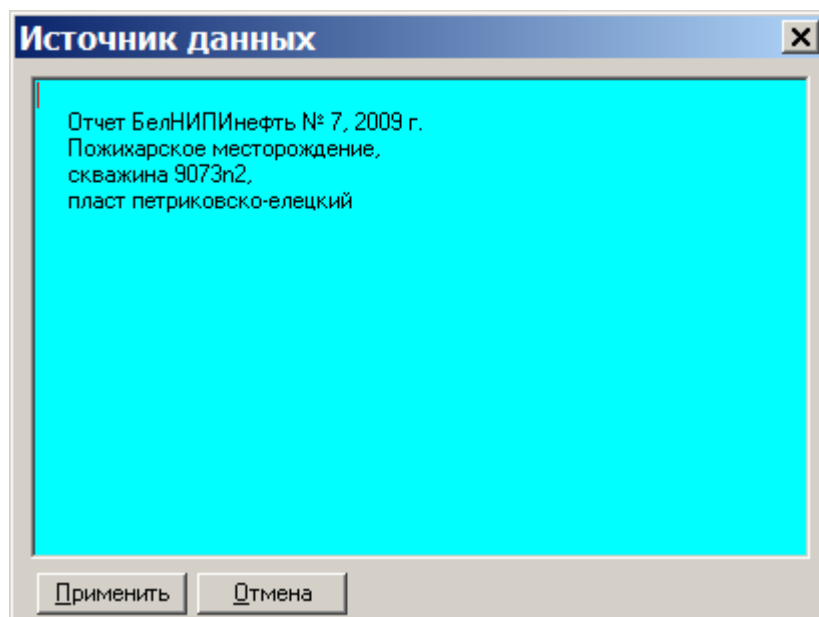


Здесь в качестве примера показана последовательность ввода данных стандартной сепарации нефти Пожихарского месторождения (скважина 9073n2, пласт петриковско-елецкий).

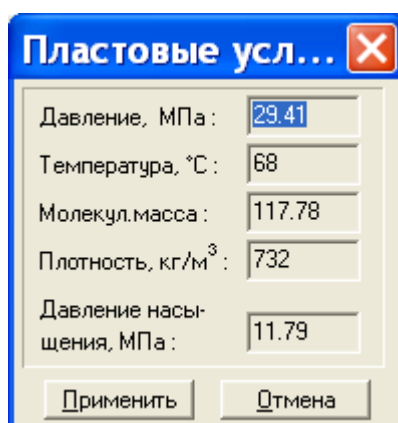


Вводятся:

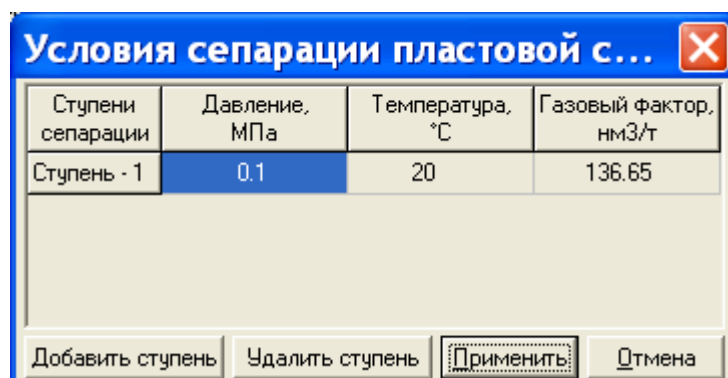
1. Источник данных



2. Пластовые давление и температура, молекулярная масса, плотность и давление насыщения пластовой нефти. Хотя эти данные не имеют прямого отношения к рассматриваемому способу моделирования компонентно-фракционного состав продукции скважины, в случае их наличия у Пользователя они могут быть введены в ПС и по результатам моделирования и адаптации дать представление о точности расчетных методик при высоких давлениях.



3. Параметры ступеней сепарации и газовые факторы в ст.м3 на 1т разгазированной в последней ступени нефти. При стандартной сепарации заполняется 1 строка:



4. Составы газа (газов в случае более, чем 1 ступени) сепарации и разгазированной нефти. Если по последним компонентам данные по их концентрациям в разгазированной нефти или газе отсутствуют, соответствующие строки не заполняются.

Составы газов, моль/моль

Компоненты	Ступень - 1	Разгаз.нефть
Гелий	0.0001100	0.0000000
Азот	0.0070900	0.0000000
Метан	0.4959400	0.0019000
Диоксид углерода	0.0023200	0.0000000
Этан	0.1960900	0.0062500
Пропан	0.1665000	0.0019820
изо-Бутан	0.0346100	0.0095800
н-Бутан	0.0520900	0.0247400
изо-Пентан	0.0193800	0.0201900
н-Пентан	0.0145200	0.0219800
н-Гексан	0.0113500	0.0479300

Остаток: 0.8654480

Сортировать:
 По названию
 По формуле
 Не сортировать

Всего в составе компонентов - 11

Применить Отмена Нормир.

5. Данные разгонки нефти: температура начала кипения, температуры и объемные % отгона.

Фракционный с...

Начало кипения, °C : 46

Температура, °C	Отгон, объёмный %
100	6
120	9
150	14
160	16
180	19
190	21.5
200	22.5
220	26
240	28.5
260	32.5

Добавить Удалить

Применить Отмена

6. Физико-химические характеристики дегазированной нефти: молекулярная масса, плотность (кг/м³) и динамическая вязкость (мПа*с).

7. Желательная разбивка температурно-объемной разгонки на определенные температурные интервалы. Приведение к одинаковым интервалам желательно, чтобы упростить возможный расчет смешения нефтей с разными разгонками. Температуру конца кипения первой фракции следует задавать выше температуры кипения последнего компонента в смеси (см. п.4).

По “умолчанию” свойства нефти и конденсата вычисляются в ПС ГазКондНефть для “усредненных” нефти и конденсата (в их составе примерно 50% парафиновых и по 25% нафтеновых и ароматических углеводородов). Поскольку фактические свойства отличаются от принятых расчетных “усредненных” значений, в ПС ГазКондНефть реализована функциональная адаптация расчетных моделей к фактическим данным. Находятся определенные значения коэффициентов адекватности в применяемых моделях, которые позволяют настроить модель на фактические данные и затем использовать ее при других условиях транспортировки, подготовки и переработки нефти и конденсата.

8. Коэффициенты адекватности для давления насыщения нефти, молекулярной массы, плотности и вязкости. По “умолчанию” они приняты равными 1, затем корректируются по результатам счета.

С Р А В Н Е Н И Е
ИЗМЕРЕННЫХ (1) И РАССЧИТАННЫХ (2, усредненных)
ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТОВОЙ И ДЕГАЗИРОВАННОЙ
Н Е Ф Т И

(1)	(2)	Отклоне-	
		ние, %	

Давление насыщения	МПа	11.79	10.85	-7.97
Газовый фактор	ст.м3/т	136.65	130.89	-4.22
Молек. масса пласт. нефти		117.78	114.23	-3.01
Плотность пласт. нефти	кг/м**3	732.00	744.10	1.65
Молек. масса дегаз. нефти		234.95	215.90	-8.11
Плотность дегазир. нефти	кг/м**3	865.10	849.66	-1.78
Вязкость дегазированной нефти	мПа*с	28.31	3.06	-89.19

К О Э Ф Ф И Ц И Е Н Т Ы А Д Е К В А Т Н О С Т И

Давления насыщения	1.000
Молекулярной массы	1.000
Плотности	1.000
Вязкости	1.000

Видно, что расчетные свойства “усредненной” нефти существенно отличаются от фактических. При следующей корректировке коэффициентов адекватности достигается приближение к фактическим данным, за исключением вязкости, при том, что по вязкости взят максимально возможный коэффициент для расчетной модели:

Фрагмент 8а

Фракционный с... ✖

Начало кипения, °C :

Температура, °C	Отгон, объемный %
160	16
180	19
190	21.5
200	22.5
220	26
240	28.5
260	32.5
280	37.5
300	42
350	58

С Р А В Н Е Н И Е
ИЗМЕРЕННЫХ (1) И РАССЧИТАННЫХ (2)
ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТОВОЙ И ДЕГАЗИРОВАННОЙ
Н Е Ф Т И

	(1)	(2)	Отклоне- ние, ‰	
<hr/>				
Давление насыщения	МПа	11.79	11.82	.22
Газовый фактор	ст.м3/т	136.65	136.21	-.32
Молек. масса пласт. нефти		117.78	118.24	.39
Плотность пласт. нефти	кг/м**3	732.00	751.04	2.60
<hr/>				
Молек. масса дегаз. нефти		234.95	234.37	-.25
Плотность дегазир. нефти	кг/м**3	865.10	861.55	-.41
Вязкость дегазированной нефти	мПа*с	28.31	13.79	-51.30
<hr/>				
К О Э Ф Ф И Ц И Е Н Т Ы А Д Е К В А Т Н О С Т И				
Давления насыщения		1.015		
Молекулярной массы		1.185		
Плотности		1.040		
Вязкости		3.100		

Если нефть имеет высокую вязкость, и при заполнении только лабораторных данных по разгонке адаптация по вязкости недостижима (фрагмент 8а), необходимо условно ввести и по результатам счета скорректировать температуру конца кипения остатка (эта величина условна, поскольку она не измеряется) и произвести адаптацию (фрагмент 8б).

Фрагмент 8б

Фракционный с... ✕

Начало кипения, °С :

Температура, °С	Отгон, объёмный %
180	19
190	21.5
200	22.5
220	26
240	28.5
260	32.5
280	37.5
300	42
350	58
720	100

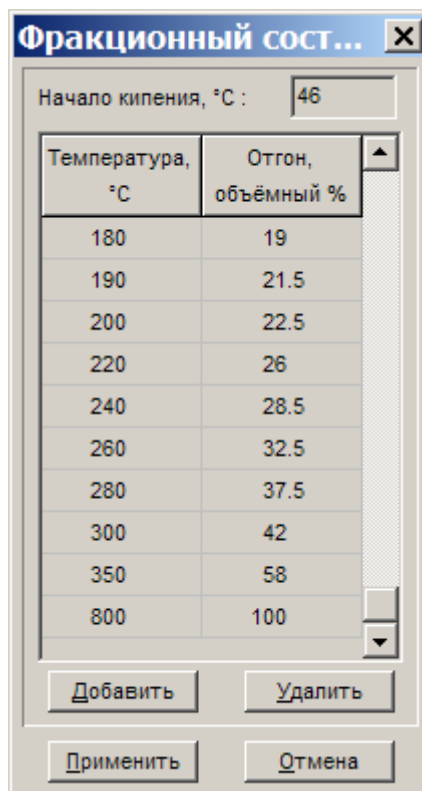
С Р А В Н Е Н И Е
ИЗМЕРЕННЫХ (1) И РАССЧИТАННЫХ (2)
ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТОВОЙ И ДЕГАЗИРОВАННОЙ
Н Е Ф Т И

	(1)	(2)	Отклоне- ние, %	
<hr/>				
Давление насыщения	МПа	11.79	11.80	.09
Газовый фактор	ст.м3/т	136.65	136.58	-.05
Молек. масса пласт. нефти		117.78	118.42	.55
Плотность пласт. нефти	кг/м**3	732.00	753.55	2.94
<hr/>				
Молек. масса дегаз. нефти		234.95	235.58	.27
Плотность дегазир. нефти	кг/м**3	865.10	864.63	-.05
Вязкость дегазирова. нефти	мПа*с	28.31	28.23	-.28

К О Э Ф Ф И Ц И Е Н Т Ы А Д Е К В А Т Н О С Т И

Давления насыщения	1.012
Молекулярной массы	1.100
Плотности	1.020
Вязкости	3.100

Если повысить условное значение конечной температуры нефти, коэффициент адекватности по вязкости снизится:



С Р А В Н Е Н И Е
ИЗМЕРЕННЫХ (1) И РАССЧИТАННЫХ (2)
ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТОВОЙ И ДЕГАЗИРОВАННОЙ
Н Е Ф Т И

		(1)	(2)	Отклоне- ние, %
Давление насыщения	МПа	11.79	11.78	-.06
Газовый фактор	ст.м3/т	136.65	136.40	-.18
Молек. масса пласт. нефти		117.78	118.26	.41
Плотность пласт. нефти	кг/м**3	732.00	749.86	2.44
Молек. масса дегаз. нефти		234.95	234.90	-.02
Плотность дегазир. нефти	кг/м**3	865.10	859.67	-.63
Вязкость дегазированной нефти	мПа*с	28.31	28.25	-.19

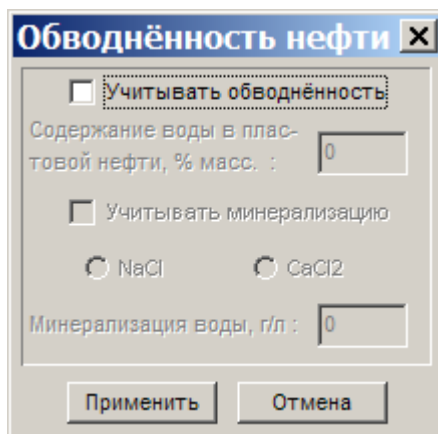
К О Э Ф Ф И Ц И Е Н Т Ы А Д Е К В А Т Н О С Т И

Давления насыщения	1.012
Молекулярной массы	1.065
Плотности	1.005
Вязкости	2.300

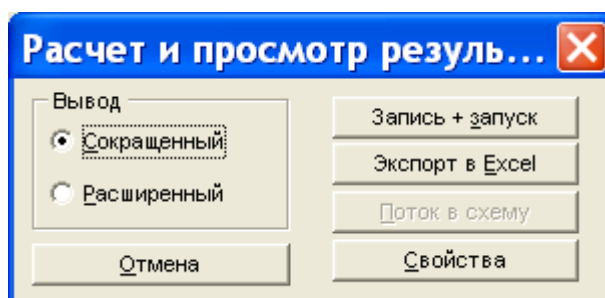
Как упоминалось в п.7, коэффициенты адекватности фиксируются в ПС. Следует отметить, что, как показывает сравнение расчетных и фактических значений вязкости, экстраполяция в температурную область ниже указанной в заполняемом окне в п.6 на 15-20 град. (если при этом температура выше температуры застывания нефти на 15-20 град.) расчетная вязкость выше фактической примерно в 1,5 раза, поэтому при расчете гидрпотерь в нефтепроводе при низких

температурах необходимо измерение вязкости нефти при минимальной температуре транспортировки.

9. Далее в диалоге при формировании общего состава газоводонефтяного потока может быть учтена обводненность нефти с учетом минерализации. Ниже будет выполнен расчет многоступенчатой сепарации безводной нефти, поэтому в данном примере мы не заполняем данные по обводненности нефти и минерализации пластовой воды.



10. Заполнение исходных данных закончено, и далее следует расчет и просмотр результатов расчета в текстовом формате и в Excel (Запись+запуск).



Моделирование состава пластовой нефти с адаптацией расчетных моделей по данным лабораторных исследований. Используются данные стандартной (рабочей) сепарации и разгонки нефти по Энглеру

И С Х О Д Н Ы Е Д А Н Н Ы Е

Давление пластовое	МПа	29.41
Температура пластовая	С	68.00

Условия сепарации:

Давление	МПа	.10
Температура	С	20.00
Газовый фактор	ст.м3/т	136.65

Компоненты	С о с т а в, моль/моль
------------	------------------------

	Газ сепарации	Разгаз.нефть
Гелий	.000110	.000000
Азот	.007090	.000000
Метан	.495940	.001900
Диоксид углерода	.002320	.000000
Этан	.196090	.006250
Пропан	.166500	.001982
Изо-бутан	.034610	.009580
Н-бутан	.052090	.024740
Изо-пентан	.019380	.020190
Н-пентан	.014520	.021980
Н-гексан	.011350	.047930
Остаток		.865448

Фракционный состав нефти

Температура, С Отгон, % объемн.

НК- 46	
ДО 100	6.0
ДО 120	9.0
ДО 150	14.0
ДО 160	16.0
ДО 180	19.0
ДО 190	21.5
ДО 200	22.5
ДО 220	26.0
ДО 240	28.5
ДО 260	32.5
ДО 280	37.5
ДО 300	42.0
ДО 350	58.0
ДО 720	100.0

РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Состав пластовой нефти

Компоненты	кг/кг	моль/моль
Гелий	.000002	.000063
Азот	.000965	.004078
Метан	.038749	.286088
Диоксид углерода	.000496	.001334
Этан	.029324	.115485
Пропан	.035974	.096626
Изо-бутан	.011795	.024034
Н-бутан	.019934	.040618
Изо-пентан	.012090	.019843
Н-пентан	.010856	.017819
Н-гексан	.019774	.027172
фр. до 80 С	.023384	.028752
фр. 80-100 С	.016352	.017900
фр. 100-150 С	.057428	.053626
фр. 150-200 С	.062936	.047267
фр. 200-250 С	.061040	.037311
фр. 250-300 С	.090342	.045483
фр. 300-350 С	.129305	.054237

фр. выше 350 С .379254 .082262

С Р А В Н Е Н И Е
ИЗМЕРЕННЫХ (1) И РАССЧИТАННЫХ (2)
ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТОВОЙ И ДЕГАЗИРОВАННОЙ
Н Е Ф Т И

		(1)	(2)	Отклоне- ние, %
Давление насыщения	МПа	11.79	11.80	.09
Газовый фактор	ст.м3/т	136.65	136.58	-.05
Молек. масса пласт. нефти		117.78	118.42	.55
Плотность пласт. нефти	кг/м**3	732.00	753.55	2.94
Молек. масса дегаз. нефти		234.95	235.58	.27
Плотность дегазир. нефти	кг/м**3	865.10	864.63	-.05
Вязкость дегазирован. нефти	мПа*с	28.31	28.23	-.28

К О Э Ф Ф И Ц И Е Н Т Ы А Д Е К В А Т Н О С Т И

Давления насыщения	1.012
Молекулярной массы	1.100
Плотности	1.020
Вязкости	3.100

И С Т О Ч Н И К Д А Н Н Ы Х

Отчет БелНИПНефть № 7, 2009 г.
Пожихарское месторождение,
скважина 9073n2,
пласт петриковско-елецкий

То же в Excel:

**Моделирование состава пластовой нефти с адаптацией
расчетных моделей по данным лабораторных исследований.
Используются данные стандартной (рабочей) сепарации
и разгонки нефти по Энглеру**

И С Х О Д Н Ы Е Д А Н Н Ы Е

Давление пластовое, МПа 29.41
Температура пластовая, °С 68

Условия сепарации

Давление, МПа 0.1
Температура, °С 20
Газовый фактор, ст.м3/т 136.65

Компоненты	Состав, моль/моль	
	Газ сепарации	Разгаз. нефть
Гелий	0.0001100	0.0000000
Азот	0.0070900	0.0000000
Метан	0.4959400	0.0019000

Диоксид углерода	0.0023200	0.0000000
Этан	0.1960900	0.0062500
Пропан	0.1665000	0.0019820
изо-Бутан	0.0346100	0.0095800
н-Бутан	0.0520900	0.0247400
изо-Пентан	0.0193800	0.0201900
н-Пентан	0.0145200	0.0219800
н-Гексан	0.0113500	0.0479300
Остаток :		0.8654480

Фракционный состав нефти

Температура, °С	Отгон, % объёмн.
нк - 46	0.0
до 100	6.0
до 120	9.0
до 150	14.0
до 160	16.0
до 180	19.0
до 190	21.5
до 200	22.5
до 220	26.0
до 240	28.5
до 260	32.5
до 280	37.5
до 300	42.0
до 350	58.0
до 720	100.0

РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Состав пластовой нефти

Компоненты	кг/кг	моль/моль
Гелий	0.0000020	0.0000630
Азот	0.0009650	0.0040780
Метан	0.0387490	0.2860880
Диоксид углерода	0.0004960	0.0013340
Этан	0.0293240	0.1154850
Пропан	0.0359740	0.0966260
изо-Бутан	0.0117950	0.0240340
н-Бутан	0.0199340	0.0406180
изо-Пентан	0.0120900	0.0198430
н-Пентан	0.0108560	0.0178190
н-Гексан	0.0197740	0.0271720
Фракция до 80 °С	0.0233840	0.0287520
80 - 100 °С	0.0163520	0.0179000
100 - 150 °С	0.0574280	0.0536260
150 - 200 °С	0.0629360	0.0472670
200 - 250 °С	0.0610400	0.0373110
250 - 300 °С	0.0903420	0.0454830
300 - 350 °С	0.1293050	0.0542370
выше 350 °С	0.3792540	0.0822620

Сравнение измеренных и рассчитанных характеристик
пластовой и дегазированной нефти

Характеристика	Измерение	Расчёт	Отклонение, %
Давление насыщения, МПа	11.79	11.80	0.09
Газовый фактор, ст.м3/т	136.65	136.58	-0.05
Мол.масса пластовой нефти	117.78	118.42	0.55
Плотность пласт.нефти, кг/м3	732.00	753.55	2.94
Мол.масса дегазир.нефти	234.95	235.58	0.27

Пропан	.0359746	.0966261
Изо-бутан	.0117955	.0240341
Н-бутан	.0199346	.0406182
Изо-пентан	.0120897	.0198434
Н-пентан	.0108562	.0178189
Н-гексан	.0197738	.0271721
фр. до 80 С	.0233826	.0287515
80-100 С	.0163517	.0179001
100-150 С	.0574279	.0536258
150-200 С	.0629361	.0472674
200-250 С	.0610403	.0373109
250-300 С	.0903414	.0454832
300-350 С	.1293044	.0542369
выше350 С	.3792553	.0822624

Молекулярная масса		118.42
Коэфф. сверхсжимаемости		1.7109
Плотность	кг/м3	732.1
Изобарная теплоёмкость	кДж/(кг*К)	2.210
Изохорная теплоёмкость	кДж/(кг*К)	1.866
Коэфф. Джоуля-Томсона	К/МПа	-.480
Коэфф. адиаб. расширения	К/МПа	.160
Изотерм. коэфф. сжимаемости	1/МПа	.001001
Коэфф. объёмного расширения	1/К	.001133
Термический коэфф. давления	1/К	.03747

Точка 2					
Давление	25.000	МПа	Температура	68.0	С
	254.93	ата		341.1	К

Газовая фаза отсутствует

Молекулярная масса		118.42
Коэфф. сверхсжимаемости		1.4332
Плотность	кг/м3	728.3
Изобарная теплоёмкость	кДж/(кг*К)	2.217
Изохорная теплоёмкость	кДж/(кг*К)	1.850
Коэфф. Джоуля-Томсона	К/МПа	-.469
Коэфф. адиаб. расширения	К/МПа	.174
Изотерм. коэфф. сжимаемости	1/МПа	.001070
Коэфф. объёмного расширения	1/К	.001185
Термический коэфф. давления	1/К	.04401

Точка 3					
Давление	20.000	МПа	Температура	68.0	С
	203.94	ата		341.1	К

Газовая фаза отсутствует

Молекулярная масса		118.42
Коэфф. сверхсжимаемости		1.1529
Плотность	кг/м3	724.3
Изобарная теплоёмкость	кДж/(кг*К)	2.226
Изохорная теплоёмкость	кДж/(кг*К)	1.830
Коэфф. Джоуля-Томсона	К/МПа	-.454
Коэфф. адиаб. расширения	К/МПа	.190
Изотерм. коэфф. сжимаемости	1/МПа	.001151
Коэфф. объёмного расширения	1/К	.001245
Термический коэфф. давления	1/К	.05382

Точка 4

Давление	15.000 МПа	Температура	68.0 С
	152.96 ата		341.1 К

Газовая фаза отсутствует

Молекулярная масса		118.42
Коэфф. сверхсжимаемости		.8699
Плотность	кг/м3	720.0
Изобарная теплоёмкость	кДж/(кг*К)	2.236
Изохорная теплоёмкость	кДж/(кг*К)	1.810
Коэфф. Джоуля-Томсона	К/МПа	-.439
Коэфф. адиаб. расширения	К/МПа	.210
Изотерм. коэфф. сжимаемости	1/МПа	.001248
Коэфф. объёмного расширения	1/К	.001316
Термический коэфф. давления	1/К	.06966

Точка	5		
Давление	10.000 МПа	Температура	68.0 С
	101.97 ата		341.1 К

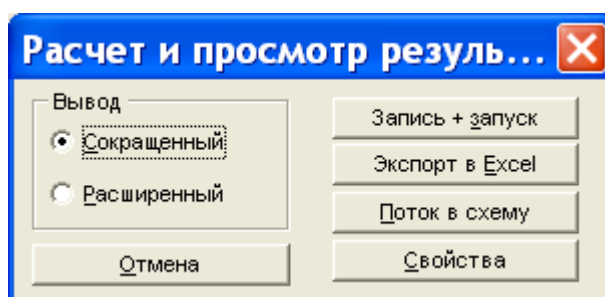
	Общий состав кг/кг	Углеводород.жидкость кг/кг	Газ кг/кг
Гелий	.0000021	.0000010	.0000883
Азот	.0009646	.0006462	.0253181
Метан	.0387494	.0318027	.5701666
Диоксид углерода	.0004959	.0004429	.0045556
Этан	.0293238	.0274383	.1735598
Пропан	.0359746	.0349853	.1116553
Изо-бутан	.0117955	.0116446	.0233396
Н-бутан	.0199346	.0197732	.0322789
Изо-пентан	.0120897	.0120880	.0122160
Н-пентан	.0108562	.0108751	.0094153
Н-гексан	.0197738	.0199087	.0094581
фр. до 80 С	.0233826	.0235388	.0114322
80-100 С	.0163517	.0165026	.0048101
100-150 С	.0574279	.0580748	.0079431
150-200 С	.0629361	.0637229	.0027469
200-250 С	.0610403	.0618288	.0007178
250-300 С	.0903414	.0915192	.0002373
300-350 С	.1293044	.1309939	.0000610
выше 350 С	.3792553	.3842129	.0000000
Доля фазы, кг/кг		.987105	.012902
Молекулярная масса	118.42	125.84	21.51
Коэфф. сверхсжимаемости		.6114	.8331
Плотность	кг/м3	725.6	90.694
Изобарная теплоёмкость	кДж/(кг*К)	2.234	2.881
Изохорная теплоёмкость	кДж/(кг*К)	1.797	1.805
Коэфф. Джоуля-Томсона	К/МПа	-.404	3.49
Коэфф. адиаб. расширения	К/МПа	.215	7.85
Изотерм. коэфф. сжимаемости	1/МПа	.001255	.109
Коэфф. объёмного расширения	1/К	.001327	.005506
Термический коэфф. давления	1/К	.10527	.00497

Точка	6		
Давление	5.000 МПа	Температура	68.0 С
	50.99 ата		341.1 К

	Общий состав кг/кг	Углеводород.жидкость кг/кг	Газ кг/кг
--	-----------------------	-------------------------------	--------------

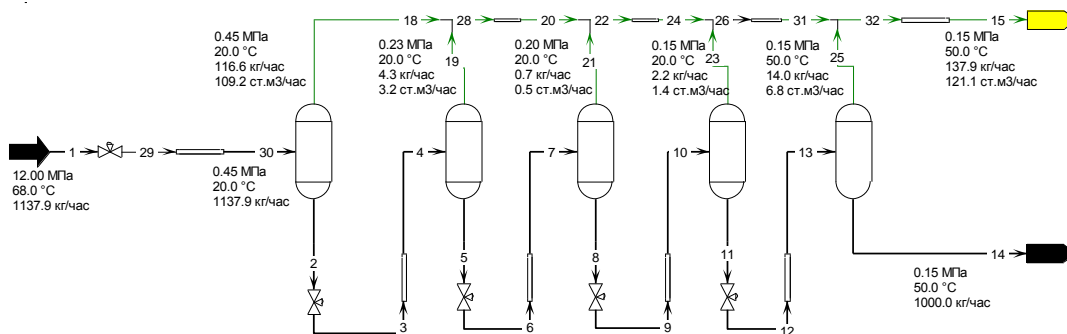
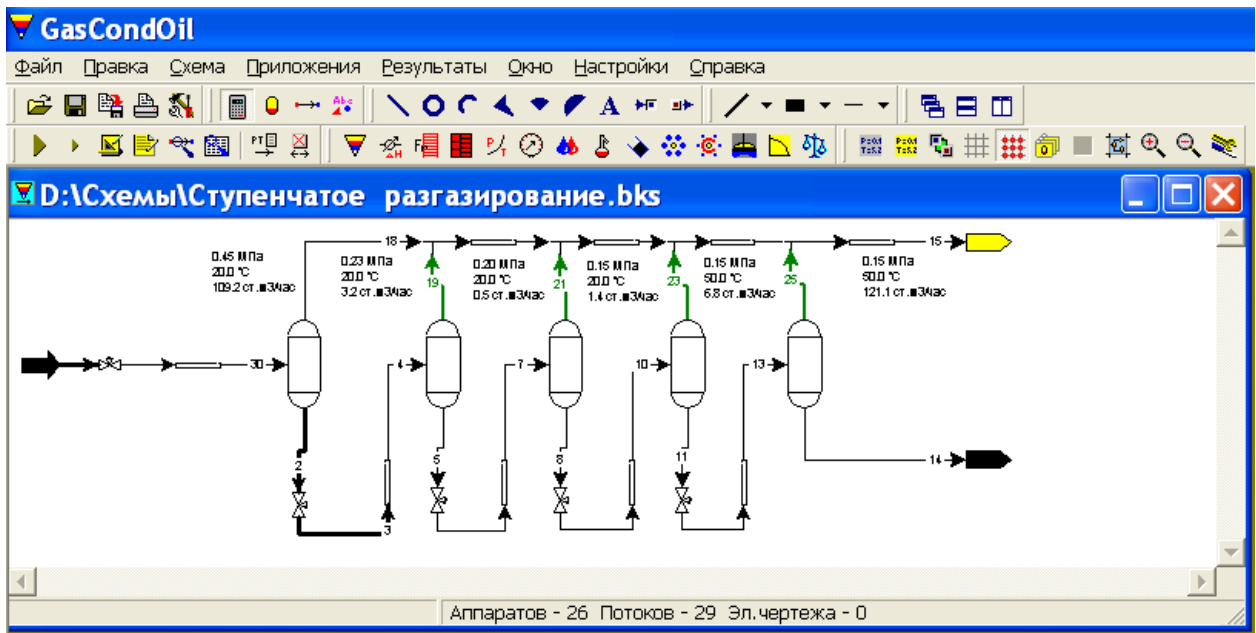
Гелий	.0000021	.0000002	.0000394
Азот	.0009646	.0001688	.0159060
Метан	.0387494	.0135072	.5127058
Диоксид углерода	.0004959	.0002550	.0050194
Этан	.0293238	.0196888	.2102331
Пропан	.0359746	.0305033	.1387065
Изо-бутан	.0117955	.0109647	.0273942
Н-бутан	.0199346	.0190079	.0373357
Изо-пентан	.0120897	.0120482	.0128682
Н-пентан	.0108562	.0109200	.0096588
Н-гексан	.0197738	.0203792	.0084081
фр. до 80 С	.0233826	.0240647	.0105751
80-100 С	.0163517	.0170107	.0039789
100-150 С	.0574279	.0601940	.0054900
150-200 С	.0629361	.0662148	.0013737
200-250 С	.0610403	.0642781	.0002463
250-300 С	.0903414	.0951500	.0000526
300-350 С	.1293044	.1361905	.0000082
выше350 С	.3792553	.3994539	.0000000
Доля фазы, кг/кг		.949437	.050565
Молекулярная масса	118.42	153.30	22.46
Кoeff. сверхсжимаемости		.3597	.8875
Плотность	кг/м3	751.3	44.492
Изобарная теплоёмкость	кДж/ (кг*К)	2.201	2.456
Изохорная теплоёмкость	кДж/ (кг*К)	1.833	1.771
Кoeff. Джоуля-Томсона	К/МПа	-.425	4.86
Кoeff. адиаб. расширения	К/МПа	.180	13.82
Изотерм. коэфф. сжимаемости	1/МПа	.001077	.214
Кoeff. объёмного расширения	1/К	.001211	.004433
Термический коэфф. давления	1/К	.22321	.00400

11. Для использования результатов моделирования пластовой смеси в качестве входного потока в схему сбора и подготовки нефти необходимо после нажатия на кнопку “Поток в схему” указать номер потока в схеме (в которой формировался состав пластовой смеси). Параметры потока, указанные в соответствующем окне, попадают в редактор потока, в котором они могут быть изменены на нужные. В нашем примере – в схему “...Ступенчатое разгазирование”



Параметры потока

Давление :	11.79	МПа	120.225	ата
Температура :	68	°C	341.15	K
Расход :	9.620	кмоль/час		
Номер потока:	1			



Моделирование ступенчатого разгазирования безводной нефти

ГазКондНефть http://GasCondOil.com	Схема: D:\Ступенчатое разгазирование.bks		
	Дата, время: 28.06.2010 13:25:06		
Поток	1	14	15
Давление, МПа	12.000	0.150	0.150
Температура, °C	68.00	50.00	50.00
Доля фазы(мольн.): газ(пар)	0.000000	0.000000	1.000000
углевод.жидкость	1.000000	1.000000	0.000000

Состав	кг/час	кг/час	кг/час
Гелий	0.00	0.00	0.00
Азот	1.10	0.00	1.10
Метан	44.09	0.01	44.09
Диоксид углерода	0.56	0.00	0.56
Этан	33.37	0.87	32.50
Пропан	40.93	8.42	32.52
изо-Бутан	13.42	6.16	7.27
н-Бутан	22.68	12.62	10.06
изо-Пентан	13.76	10.63	3.12
н-Пентан	12.35	10.15	2.21
н-Гексан	22.50	21.08	1.42
фр. до 80 °С	26.36	24.45	1.91
80-100 °С	18.44	17.88	0.55
100-150 °С	64.75	64.25	0.50
150-200 °С	70.96	70.89	0.06
200-250 °С	68.82	68.82	0.00
250-300 °С	101.86	101.86	0.00
300-350 °С	145.79	145.78	0.00
выше 350 °С	436.15	436.14	0.00
Расход, кмоль/час	9.6	4.6	5.0
кг/час	1137.9	1000.0	137.9
м3/час	1.54	1.21	89.87
Мол.масса	118.26	218.15	27.36
Плотность, кг/м3	738.764	826.814	1.534

При формировании общего состава сырья в ПС имеется возможность указать обводненность нефти и минерализацию воды

Моделирование состава пластовой нефти с адаптацией расчетных моделей по данным лабораторных исследований.

Используются данные стандартной (рабочей) сепарации и разгонки нефти по Энглеру

И С Х О Д Н Ы Е Д А Н Н Ы Е

Давление пластовое	МПа	29.41
Температура пластовая	С	68.00

Условия сепарации:

Давление	МПа	.10
Температура	С	20.00
Газовый фактор	ст.м3/т	136.65

Компоненты	С о с т а в, моль/моль	
	Газ сепарации	Разгаз.нефть
Гелий	.000110	.000000
Азот	.007090	.000000
Метан	.495940	.001900
Диоксид углерода	.002320	.000000
Этан	.196090	.006250
Пропан	.166500	.001982
Изо-бутан	.034610	.009580
Н-бутан	.052090	.024740
Изо-пентан	.019380	.020190
Н-пентан	.014520	.021980
Н-гексан	.011350	.047930
Остаток		.865448

Фракционный состав нефти

Температура, С Отгон, % объемн.

НК- 46	
ДО 100	6.0
ДО 120	9.0
ДО 150	14.0
ДО 160	16.0
ДО 180	19.0
ДО 190	21.5
ДО 200	22.5
ДО 220	26.0
ДО 240	28.5
ДО 260	32.5
ДО 280	37.5
ДО 300	42.0
ДО 350	58.0
ДО 800	100.0

РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Состав пластовой нефти

Компоненты	кг/кг	моль/моль
Гелий	.000002	.000063
Азот	.000965	.004073
Метан	.038749	.285692
Диоксид углерода	.000496	.001333
Этан	.029324	.115325
Пропан	.035974	.096492
Изо-бутан	.011795	.024001
Н-бутан	.019934	.040562
Изо-пентан	.012090	.019816
Н-пентан	.010856	.017794
Н-гексан	.019774	.027134

фр. до 80 С	.023169	.029383
фр. 80-100 С	.016202	.018293
фр. 100-150 С	.056901	.054804
фр. 150-200 С	.062359	.048306
фр. 200-250 С	.060481	.038131
фр. 250-300 С	.089514	.046483
фр. 300-350 С	.128120	.055429
фр. выше 350 С	.383294	.076885

С Р А В Н Е Н И Е
ИЗМЕРЕННЫХ (1) И РАССЧИТАННЫХ (2)
ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТОВОЙ И ДЕГАЗИРОВАННОЙ
Н Е Ф Т И

		(1)	(2)	Отклоне- ние, %
Давление насыщения	МПа	11.79	11.78	-.06
Газовый фактор	ст.м3/т	136.65	136.40	-.18
Молек. масса пласт. нефти		117.78	118.26	.41
Плотность пласт. нефти	кг/м**3	732.00	749.86	2.44
Молек. масса дегаз. нефти		234.95	234.90	-.02
Плотность дегазир. нефти	кг/м**3	865.10	859.67	-.63
Вязкость дегазированной нефти	мПа*с	28.31	28.25	-.19

К О Э Ф Ф И Ц И Е Н Т Ы А Д Е К В А Т Н О С Т И

Давления насыщения	1.012
Молекулярной массы	1.065
Плотности	1.005
Вязкости	2.300

Состав пластовой нефти с учетом обводнения	
Обводненность, масс.%	20.0
Содержание соли в воде, г/л	20.0
Соль	NaCl

Компоненты	кг/кг	моль/моль
Гелий	.000002	.000024
Азот	.000772	.001555
Метан	.030999	.109115
Диоксид углерода	.000397	.000509
Этан	.023459	.044046
Пропан	.028779	.036854
Изо-бутан	.009436	.009167
Н-бутан	.015948	.015492
Изо-пентан	.009672	.007568
Н-пентан	.008685	.006796
Н-гексан	.015819	.010364
Хлорид натрия	.003950	.003812
Вода	.196050	.614255
фр. до 80 С	.018536	.011223
фр. 80-100 С	.012962	.006987
фр. 100-150 С	.045521	.020932
фр. 150-200 С	.049887	.018450
фр. 200-250 С	.048385	.014563

фр. 250-300 С	.071611	.017753
фр. 300-350 С	.102496	.021170
фр. выше 350 С	.306635	.029365

Сформированный состав записываем под № 1, имея ввиду, что в набранной схеме (например, для упрощения задачи, - в схеме только трубопровод) он имеет этот номер как входной поток.

После записи и вызова редактора потока 1 конкретизируем его параметры.

Редактор потоков - (1.in)

Выбрать... Записать... Фазовое состояние потока... Очистить Выход

Комментарий :

Давление : 5.00000 МПа

Температура : 30.000 °C

Расход : 1771.1819 кмоль/час
100000 кг/час

Молекулярная масса : 56.45947

Концентрации задаются в :
 моль/моль кг/кг
 Автопересчёт концентр.

Набор данных : рабочий
 первичн. (без адаптации)

Ввод свойств фракций
Адаптация расчётных моделей
Состав по разгонке

Индивидуальные компоненты

Наименование	Концентрация кг/кг
изо-Бутан	0.0094363
н-Бутан	0.0159476
изо-Пентан	0.0096717
н-Пентан	0.0086849
н-Гексан	0.0158190
Хлорид натрия	0.0039500
Вода	0.1960498

↑ ↓

He Гелий
N2 Азот
CH4 Метан
CO2 Диоксид углерода
C2H6 Этан
H2S Сероводород
C3H8 Пропан

Фракции

Нач.т-ра кип., °C	Конеч.т-ра кип., °C	Концентрация кг/кг
50	80	0.0185354
80	100	0.0129616
100	150	0.0455228
150	200	0.0498859
200	250	0.0483855
250	300	0.0716113
300	350	0.1024956
350	800	0.3066346

Доб. фр. Удал. фр.

ΔT = 50

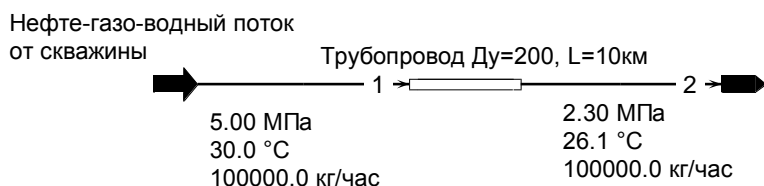
Фракции (T1-T2) Псевдокомпоненты

Инд. компонентов - 13, фракций - 8, сумма концентраций - 0.9999999 Σ = 1

Поток сформирован в приложении "Моделирование пластовой смеси" (Пожихар)

[Убрать сообщение](#)

Далее просматриваем результаты расчета фазовых свойств потока 1.




ГазКондНефть http://GasCondOil.com	D:\Нефтепровод от скважины.bks			
	Дата, время: 28.06.2010 18:49:22			
	1	1 пар	1 жидк	1 водн
Поток				
Давление, МПа	5.000	5.000	5.000	5.000
Температура, °C	30.00	30.00	30.00	30.00
Доля фазы(мольн.): газ(пар)	0.070794	1.000000	0.000000	0.000000
углевод.жидкость	0.310852	0.000000	1.000000	0.000000
водный раствор	0.618353	0.000000	0.000000	1.000000
Состав	масс.доля	масс.доля	масс.доля	масс.доля
Гелий	0.0000017	0.0000618	0.0000002	0.0000000
Азот	0.0007717	0.0233033	0.0002385	0.0000126
Метан	0.0309993	0.6403675	0.0191148	0.0006473
Диоксид углерода	0.0003968	0.0048982	0.0003367	0.0000653
Этан	0.0234589	0.1860602	0.0242044	0.0001945
Пропан	0.0287795	0.0902283	0.0342077	0.0000606
изо-Бутан	0.0094363	0.0150805	0.0116903	0.0000016
н-Бутан	0.0159476	0.0193060	0.0199565	0.0000048
изо-Пентан	0.0096717	0.0057773	0.0122953	0.0000012
н-Пентан	0.0086849	0.0041085	0.0110757	0.0000012
н-Гексан	0.0158190	0.0030219	0.0203184	0.0000014
Хлорид натрия	0.0039500	0.0000000	0.0000000	0.0197393
Вода	0.1960498	0.0009508	0.0000853	0.9792702
фр. до 80 °C	0.0185354	0.0038423	0.0237980	0.0000000
80-100 °C	0.0129616	0.0012621	0.0166879	0.0000000
100-150 °C	0.0455228	0.0014311	0.0587069	0.0000000
150-200 °C	0.0498859	0.0002626	0.0643759	0.0000000
200-250 °C	0.0483855	0.0000328	0.0624468	0.0000000
250-300 °C	0.0716113	0.0000046	0.0924237	0.0000000
300-350 °C	0.1024956	0.0000000	0.1322841	0.0000000
выше 350 °C	0.3066346	0.0000000	0.3957526	0.0000000
Расход, кмоль/час	1771.2	125.4	550.6	1095.2
кг/час	100000.0	2507.8	77481.4	20010.8
ст.м3/час (20°C, 0.1013 МПа)		3014.37		
м3/час	172.27	54.78	97.60	19.89
Мол.масса	56.46	20.00	140.73	18.27
Плотность, кг/м3	580.499	45.782	793.892	1006.009
Плотн.при ст.усл., кг/ст.м3		0.8320		
Коэффициент сжимаемости		0.8660		
Энтальпия, кДж/кмоль	-21623.2	9485.3	-6285.2	-32895.4
кДж/ч	-38298710.0	1189363.0	-3460502.0	-36027570.0
Теплоемкость, кДж/(кг·K)		2.505	1.947	4.242
Теплопроводность, Вт/(м·K)		0.0350	0.1058	0.5988
Ст.плотность, кг/м3			800.465	

Ст.вязкость , мПа·с			4.4859	
сСт			5.6041	
Коэффициент адиабаты		1.307		
Поверхностное натяжение, мН/м			19.062	71.469
Теплота сгорания высш., кДж/кг		52437.4	46880.1	
Теплота сгорания низш., кДж/кг		47540.7	43472.0	

Гидравлический и тепловой расчет трубопровода выполняется в соответствии с указаниями в Руководстве по эксплуатации ПС ГазКондНефть. Ниже показаны заполняемые окна и результаты расчета.

Трубопровод № 1 _ □ ×

1  2 Длина трубопровода - 10000 м

	Длина участка м	Перепад высот +/-, м	Наружн. диаметр мм	Толщина стенки мм	Коеф. тепло передачи Вт/(м ² ·К)	Темпер. окруж. среды, °С	Число шагов расчёта	Гидравл. эффект. участка	Расположение трубопровода и расчет коеф. тепл.
1	10000	0	219.0	10.0	0.849	2.0	25	0.9500	+Подземный

Учёт рельефа

Задаются : Перепады высот участков
 Высотные отметки начал участков

Высотная отметка конца трубопровода, м :

Расчетная модель течения

Автоматический выбор
 Пробковая и расслоенная
 Пробковая

Абсолютная шероховатость трубы, мм :

Материал трубы

Стальная труба
 Полимерно-армированная труба

Вязкость водо-нефтяной эмульсии

Учитывать измеренную вязкость водо-нефтяной эмульсии при минимальной T транспортировки, мПа·с (сП)

Расчет коэффициента теплопередачи [X]

Толщина изоляции, мм

Козфф. теплопров. изоляции, Вт/(м·К)

Солнечная радиация, Вт/м²

Степень отражения, %

Скорость ветра, м/с

Глубина заложения(до верха трубы), м

Козфф. теплопров. грунта, Вт/(м·К)

Высота насыпи, м

Ширина насыпи, м

Козфф. теплопередачи по наружн. пов. тр., Вт/(м²·К) 0.85

Включать данные в отчет о расчете трубопровода

Расположение трубопровода

Надземный

Наземный открытый

Наземный в насыпи

Подземный

Подводный

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ И ТЕПЛОЙ РАСЧЁТ ТРУБОПРОВОДА

Входной поток в трубопровод - 1 -----> 2 - выходной поток.

< И С Х О Д Н Ы Е Д А Н Н Ы Е >

Расход	кг/час	100000.0
Начальное давление	МПа	5.000
	ата	50.99
Начальная температура	°C	30.00
	К	303.15
Длина трубопровода	м	10000

Абсолютная шероховатость мм 0.10

Номер участка	Длина участка м	Перепад высот м	Наружный диам. трубы мм	Толщина стенки трубы мм	Козфф. теплопередачи Вт/(м ² ·К)	Темп. окружающей среды °C	Число шагов расчета	Эффективность участка
1	10000	0	219.0	10.0	0.85	2.0	25	0.95

ТЕРМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Участок 1

Расположение трубопровода - Подземный

Толщина изоляции, мм 30.0

Козфф. теплопров. изоляции, Вт/(м·К) 0.0300

Глубина заложения (до верха тр.), м 0.80

Козфф. теплопров. грунта, Вт/(м·К) 1.000

< Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Ё Т А >

Начальные характеристики :

Объёмная доля газа 0.322514

Скорость 1.539 м/с

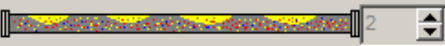
Режим течения - пробковый

Характеристики в конце участка (трубопровода)

Номер участка	Объёмная доля газа	Скорость м/с	Режим течения	Давление		Температура	
				МПа	ата	°С	К
1	0.459501	1.882	пробковый	3.690	37.63	27.1	300.2

Результаты расчета более точны, если измерена вязкость водонефтяной эмульсии при минимальной температуре транспортировки

Трубопровод № 1

1  2 Длина трубопровода - 10000 м

	Длина участка м	Перепад высот +/-, м	Наружн. диаметр мм	Толщина стенки мм	Коефф. тепло передачи Вт/(м2·К)	Темпер. окруж. среды, °С	Число шагов расчёта	Гидравл. эффект. участка	Расположение трубопровода и расчет коефф. тепл.
1	10000	0	219.0	10.0	0.849	2.0	25	0.9500	+Подземный

Учёт рельефа
 Задаются: Перепады высот участков Высотные отметки начал участков
 Высотная отметка конца трубопровода, м: 0.00

Расчетная модель течения
 Автоматический выбор Пробковая и расслоенная Пробковая

Материал трубы
 Стальная труба Полимерно-армированная труба

Вязкость водо-нефтяной эмульсии
 Учитывать измеренную вязкость водо-нефтяной эмульсии при минимальной Т транспортировки, мПа·с (сП) 100

Абсолютная шероховатость трубы, мм: 0.10

Применить Отмена Расчёт Таблица Таблица в Excel Графики Дополнительно

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ И ТЕПЛОВОЙ РАСЧЁТ ТРУБОПРОВОДА

Входной поток в трубопровод - 1 -----> 2 - выходной поток.

< И С Х О Д Н Ы Е Д А Н Н Ы Е >

Расход кг/час 100000.0
 ст.м3/час 42579.2
 млн ст.м3/сутки 1.022
 (t=20 С, Р=0.1013 МПа)

Начальное давление МПа 5.000
 ата 50.99

Начальная температура °С 30.00
 К 303.15

Длина трубопровода м 10000

Абсолютная шероховатость мм 0.10

Измеренная вязкость водо-нефтяной эмульсии при минимальной температуре транспортировки мПа·с (сП) 100.00

Номер участка	Длина участка м	Перепад высот м	Наружн. диам. трубы мм	Толщина стенки трубы мм	Коефф. тепло-передачи Вт/(м2·К)	Темп. окру-жающей среды °С	Число шагов расчета	Эффек-тивность участка
1	10000	0	219.0	10.0	0.85	2.0	25	0.95

ТЕРМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Участок 1

Расположение трубопровода - Подземный
Толщина изоляции, мм 30.0
Кoeff. теплопров. изоляции, Вт/(м·К) 0.0300
Глубина заложения (до верха тр.), м 0.80
Кoeff. теплопров. грунта, Вт/(м·К) 1.000

< РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА >

Начальные характеристики :

Объёмная доля газа 0.326225
Скорость 1.539 м/с
Режим течения - пробковый

Характеристики в конце участка (трубопровода)

Номер участка	Объёмная доля газа	Скорость м/с	Режим течения	Давление		Температура	
				МПа	ата	°С	К
1	0.652156	2.736	пробковый	2.300	23.45	25.9	299.0
