

**ЭКСПЕРТНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ
ООО «Э Н Е Р Г И Я - 2»**

**МЕТОДИКА
К КОМПЬЮТЕРНОЙ ПРОГРАММЕ
«ПОТОК-1»**

**для определения количества опасных веществ, находящихся
в промысловых нефтесборных трубопроводах**

Тюмень 2007г.

СОДЕРЖАНИЕ

1. АННОТАЦИЯ.....	3
2. ФОРМУЛИРОВКА ПРОБЛЕМЫ	4
3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МЕТОДИКИ	6
4. АЛГОРИТМ ВЫЧИСЛЕНИЙ	10
5. ИНСТРУКЦИЯ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ПРОГРАММЫ	11
5.1. ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЕ СРЕДСТВА	11
5.2. РУКОВОДСТВО ПОЛЬЗОВАТЕЛЯ	11
6. ПРИМЕР РАСЧЕТА.....	15
7. ПРОГРАММНАЯ ПОДДЕРЖКА.....	16
ЛИТЕРАТУРА.....	16

1. АННОТАЦИЯ

Компьютерная программа «Поток-1» предназначена для автоматизированного расчета количества опасных веществ – нефти и газа, находящихся в промысловых нефтесборных трубопроводах, необходимого при проведении идентификации и регистрации в государственном реестре опасных производственных объектов (ОПО), при обосновании страховой суммы обязательного страхования гражданской ответственности (в соответствии с Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (№ 116-ФЗ), а также при обосновании необходимости разработки декларации промышленной безопасности ОПО.

Программа учитывает профиль трассы трубопроводов, физические свойства нефти и газа, пластовый газовый фактор и закономерности двухфазных потоков. Программа пригодна и для случая газлифтного способа эксплуатации скважин.

Программа предназначена для проектных и экспертных организаций, а также для страховых компаний.

Программа «Поток-1» работает в среде «Windows», имеет необходимый интерфейс, систему ограничений и подсказок. Она проста в освоении и работе.

Программа «Поток-1» разработана специалистами экспертной организации ООО «Энергия-2».

Разработчики: В.Н.Антипьев, Е.В. Налобина, Астапкович Д.И.

2. ФОРМУЛИРОВКА ПРОБЛЕМЫ

Промысловые (нефтеборные) и межпромысловые трубопроводы относятся к опасным производственным объектам (ОПО), так как в них транспортируются опасные вещества – нефть и нефтяной (попутный) газ. Поэтому в соответствии с Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (№ 116-ФЗ) они подлежат регистрации в государственном реестре опасных производственных объектов. Регистрации предшествует идентификация ОПО. При проведении идентификации нефтегазопромысловых трубопроводов необходимо рассчитать количество опасных веществ, находящихся одновременно в трубопроводе.

От правильности идентификации зависит реализация важнейших процедур государственного регулирования промышленной безопасности, предусмотренных Федеральным законом № 116-ФЗ – страхование ответственности, декларирование и экспертиза промышленной безопасности. Указанием Госгортехнадзора России за № У- 46 от 14 июня 2000г. («Об Идентификации и регистрации опасных производственных объектов в государственном реестре») предлагается *временно до разработки методических рекомендаций, учитывающих технологические особенности и отраслевые критерии по идентификации ОПО*, руководствоваться «Перечнем типовых видов опасных производственных объектов». Аналогичный перечень приводится и в РД 03-616-03 («Методические рекомендации по осуществлению идентификации опасных производственных объектов»). В этом перечне «Система промысловых (межпромысловых) трубопроводов куста (площади месторождения)» идентифицируется по признаку транспортирования опасных веществ и типом объекта 3.2. Последнее соответствует тому, что априори принимается, что количество опасного вещества, находящегося в обращении на ОПО, не превышает 200 т. В действительности же возможны случаи, когда количество опасных веществ в подобных системах будет превышать более 200 т и будет относиться к типам объектов 3.1.

Сложность в вычислении количества опасного вещества в нефтеборных промысловых трубопроводах (от скважины до ДНС) заключается в том, что в этих трубопроводах трехкомпонентная (нефть, вода, газ) смесь находится в движении, представляя собой двухфазный газожидкостный поток. Для определения количества опасного вещества необходимо подсчитать отдельно количество попутного (нефтяного) газа и количество нефти, находящихся одновременно в трубопроводе, с учетом гидродинамических особенностей

газожидкостных потоков. При движении нефти от пласта до первой ступени сепарации происходит ее контактное разгазирование (т.е. без отвода газа) по мере изменения термодинамических условий. Поскольку давление по длине нефтесборного трубопровода непрерывно изменяется (за счет гидравлических сопротивлений и изменения геодезических отметок), то количество свободного газа вдоль трубопровода является величиной переменной, начиная от устья скважины до ДНС.

Движение двухфазных систем по трубопроводам отличается от однофазных потоков тем, что газовая и жидкая фазы могут двигаться с разными скоростями и иметь различные структуры потока (их называют еще формами течения), которые зависят от многих факторов, в том числе и от угла наклона трубопровода. Структуры газожидкостного потока могут чередоваться по длине трубопровода. Каждая структура газожидкостного потока имеет свои закономерности.

3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МЕТОДИКИ

Поскольку профиль трассы трубопровода существенно влияет на структуру двухфазного потока, то для определения количества опасного вещества (нефти и газа) необходимо разбить весь трубопровод на участки длиной ΔL_i с постоянным углом наклона (длины отдельных участков могут быть различны).

Количество свободного газа, находящегося в отсеченном участке трубопровода длиной ΔL_i , определяется по формуле

$$M_{zi} = \varphi_i \cdot F_{mp} \cdot \Delta L_i \cdot \rho_{zi} \quad (1)$$

где M_{zi} – количество газа, содержащееся в отсеке трубопровода длиной ΔL_i , кг;

φ_i – истинное газосодержание на i -ом участке трубопровода;

F_{mp} – площадь сечения трубопровода, m^2 ;

ρ_{zi} – плотность газа на i -ом участке при термодинамических условиях в трубопроводе, $кг/м^3$.

Масса нефти, находящейся в отсеке трубопровода длиной ΔL_i , находится с учетом обводненности нефти α

$$M_{ni} = (1 - \varphi_i) \cdot (1 - \alpha) \cdot F_{mp} \cdot \Delta L_i \cdot \rho_{ni} \quad (2)$$

ρ_{ni} – плотность нефти на i -ом участке трубопровода (в $кг/м^3$), которая определяется с учетом количества растворенного газа.

Таким образом, для вычисления количества нефти и газа, находящихся в нефтепроводе на участке длиной ΔL_i , по формулам (1) и (2) необходимо знать истинное газосодержание φ_i , которое представляет собой отношение площади сечения трубы, занятой газом F_g , к общей площади сечения трубы на i -ом участке трубопровода.

Истинное газосодержание зависит от многих факторов: структуры газожидкостного потока, объемного расходного газосодержания, числа Фруда, физико-химических свойств нефти, газа и воды, термодинамических условий нахождения флюидов.

Определение структуры газожидкостного потока связано с вычислением критерия Фруда смеси $Fr_{см}$

$$Fr_{см} = \frac{w_{см}^2}{g \cdot D}, \quad (3)$$

где g - ускорение сил тяжести, m/c^2 ;

D - диаметр трубопровода, m ;

$w_{см}$ - скорость газожидкостной смеси, m/c .

$$w_{см} = \frac{Q_г + Q_ж}{F_{тр}}, \quad (4)$$

где $Q_г$ - объемный расход свободного газа, приведенный к условиям трубопровода, (m^3/c);

$Q_ж$ - объемный расход жидкой фазы, (m^3/c).

Если критерий $Fr_{см}$, вычисленный по формуле (3), окажется меньше критерия Фруда критического ($Fr_{кр}$), то реализуется расслоенная структура потока. Если же $Fr_{см} \geq Fr_{кр}$, то наблюдается пробковая структура потока. Значение критического критерия Фруда вычисляется по одной из представленных ниже формул [1]:

для **горизонтальных** участков трубопровода –

$$Fr_{кр} = 0,2 \cdot \exp(-2,5 \beta) \cdot (1 - \beta)^{-2} \cdot \left(\frac{1 - \rho}{1 - \delta}\right)^{8/7}, \quad (5)$$

для **нисходящих** участков трубопровода –

$$Fr_{кр} = \frac{2 \sin \gamma}{\lambda_0} \exp(-2,5 \beta) \cdot (1 - \beta)^{-2} \cdot \left(\frac{1 - \rho}{1 - \delta}\right)^{8/7}. \quad (6)$$

В выражениях (6) и (7) приняты следующие обозначения:

$$\rho = \frac{\rho_г}{\rho_ж}, \quad (7)$$

$$\delta = \rho \cdot \left(\frac{v_г}{v_ж}\right)^{1/4}, \quad (8)$$

$$\beta = \frac{Q_г}{Q_г + Q_ж}, \quad (9)$$

где $v_г$ - кинематическая вязкость газа в условиях трубопровода,

$v_ж$ - кинематическая вязкость жидкой фазы,

γ - угол наклона нисходящего участка трубопровода;

λ_0 - коэффициент гидравлических сопротивлений по длине, который определяется по известным формулам гидравлики однофазной жидкости в зависимости от числа Рейнольдса

$$Re = \frac{w_ж D}{\nu_ж}, \quad (10)$$

где $w_ж$ - скорость движения жидкой фазы.

Коэффициент β , определяемый по формуле (9), называется объемным расходным газосодержанием.

При определении объемного расхода газа учитывается, что газ, являясь нефтяным (попутным), выделяется из нефти при ее разгазировании. Количество газа, выделившегося из одного m^3 (или из единицы массы) нефти, зависит от термодинамических условий разгазирования. Если в пластовых условиях нефть находится в однофазном состоянии (весь газ находится в растворенном состоянии), то по мере снижения давления при ее движении в стволе скважины и в нефтесборных промысловых трубопроводах происходит непрерывное разгазирование нефти. С достаточной точностью можно считать, что в каждом сечении трубы наступает термодинамическое равновесие между жидкой и газовой составляющими потока. Поэтому в каждом сечении трубопровода значение β , определяемое выражением (9), будет своим.

Для вычисления Q_z необходимо иметь кривую разгазирования пластовой нефти, то есть зависимость изменения количества свободного газа, выделившегося из единицы массы нефти, как функцию давления и температуры. Такая зависимость может быть получена экспериментально в лабораторных условиях путем контактного разгазирования пробы пластовой нефти, либо расчетным способом по константам фазового равновесия (когда известен углеводородный состав пластовой нефти). Для вычисления Q_z можно воспользоваться эмпирической зависимостью [2] вида:

$$\Gamma_{св} = [A + B \cdot (\frac{P}{P_a})^c] \cdot \Gamma_n, \quad (11)$$

где Γ_n – полный газовый фактор пластовой нефти, m^3/kg ;

$\Gamma_{св}$ – газ, выделившийся из пластовой нефти при давлении разгазирования P , m^3/kg ;

P_a – атмосферное давление, МПа.

A , B и c – параметры, которые определяются по данным эксперимента.

В выражении (11) объемы газа Γ_n и $\Gamma_{св}$, выделившиеся из пластовой нефти при давлении P_a и P , приведены к нормальным условиям.

Для большинства месторождений Западной Сибири эмпирические коэффициенты имеют следующие численные значения $A = 1,3342$, $B = -0,3342$ и $c = 0,27$. Формула (11) применима при изменении давления в диапазоне (0,1 ÷ 3) МПа.

Объемный расход газа в любом сечении трубопровода определится по формуле

$$Q_z = \Gamma_{св} \cdot Q_n \cdot \rho_n \cdot \frac{T \cdot P_a}{T_o \cdot P} z_z, \quad (12)$$

где T – абсолютная температура газа в трубопроводе, K ;

T_o – температура, соответствующая нормальным условиям, $T_o=273,15, K$;

z_g – коэффициент, учитывающий отклонение реального газа от идеального.

После определения структуры газожидкостного потока вычисляется истинное газосодержание φ по одной из формул:

при **расслоенной структуре** газожидкостного потока на нисходящих участках трубопровода

$$\varphi = 1 - \chi^{0,4}, \text{ если } 0 \leq \chi \leq 0,18, \quad (13)$$

$$\varphi = 0,615(1 - \chi), \text{ если } 0,18 \leq \chi \leq 1, \quad (14)$$

где

$$\chi = \lambda_0 \cdot (1 - \beta)^2 \cdot Fr_{cm} / (2 \sin \gamma), \quad (15)$$

при расслоенной структуре потока для горизонтальных участков трубопровода используется метод, изложенный в работе [3];

при **пробковой структуре** потока

$$\varphi = 0,81\beta \cdot [1 - \exp(-2,2\sqrt{Fr_{cm}})] . \quad (16)$$

4. АЛГОРИТМ ВЫЧИСЛЕНИЙ

Алгоритм вычислений, реализованный в компьютерной программе «Поток - 1», заключается в следующем:

1. Задаются необходимые параметры пластовой и товарной нефти, пластовой воды, а также значение обводненности продукции скважин.
2. Задается давление в начале и конце трубопровода.
3. Трубопровод разбивается на участки длиной ΔL_i , характеризующиеся постоянным углом наклона, и задаются геодезические отметки (нивелирные высоты) начала и конца участков (по данным профиля трассы).
4. Вычисляется свободный газовый фактор по формуле (11) для каждого i -ого участка трубопровода. При этом по умолчанию выбираются значения A , B и c , приведенные в разд. 3. Если имеются лабораторные данные по разгазированию нефти, то значения A , B и c определяются дополнительно. Для случая газлифтного способа эксплуатации скважин необходимо указать значение Γ_r , т.е. количество газа дополнительно подаваемого в скважину.
5. Определяется структура потока для каждого i -ого участка трубопровода.
6. Вычисляется истинное газосодержание для каждого i -ого участка трубопровода.
7. Вычисляется количество нефти и количество попутного нефтяного газа для каждого i -ого участка трубопровода.
8. Вычисляется суммарное количество нефти и газа во всем трубопроводе.

5. ИНСТРУКЦИЯ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ПРОГРАММЫ

5.1. Инструментальные средства

Компьютерная программа «Поток -1» разработана применительно к ПЭВМ типа IBM PC и совместимых с ними и работает под управлением современных 32-разрядных операционных систем *Windows*.

5.2. Руководство пользователя

Главное окно (рис.1) содержит следующие опции: «*Профиль трассы*», «*Основные параметры*», «*Расчет*».

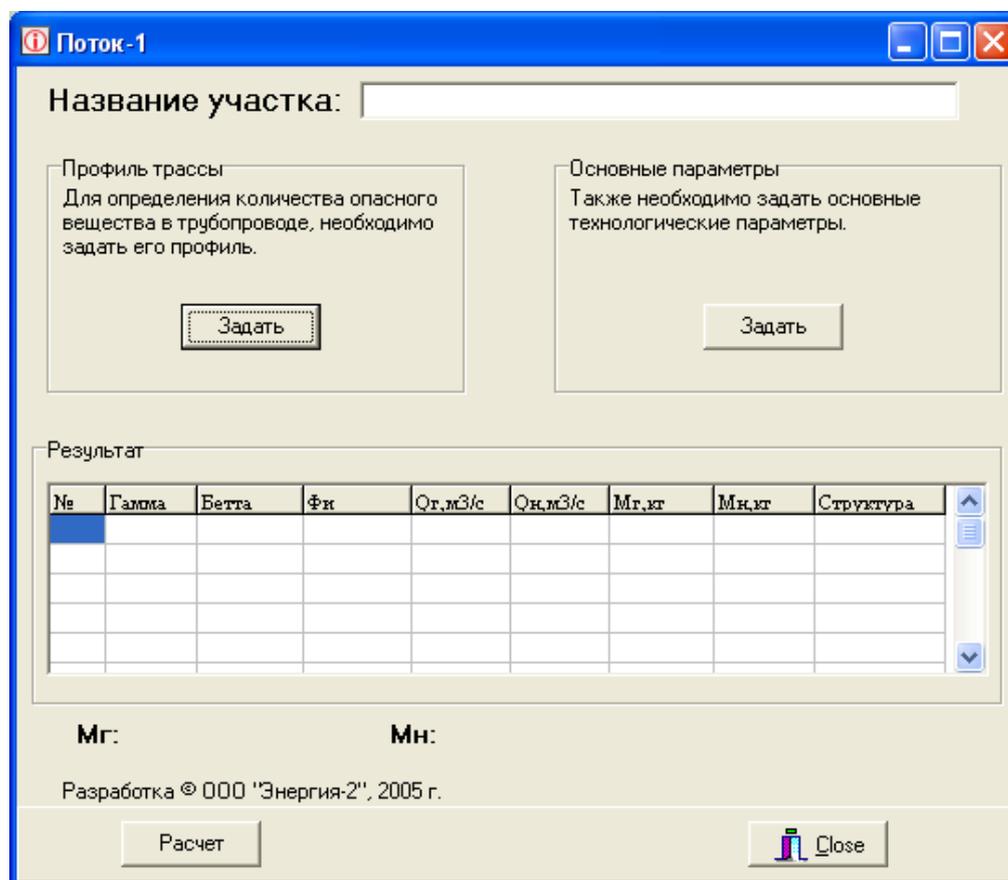


Рис.1

Строка «*Название участка*» позволяет сохранять и выводить на печать пример расчета под определенным именем.

При обращении к опции «*Профиль трассы*» появляется окно (рис.2) для ввода значений абсолютных геодезических отметок (в метрах) и протяженности (в метрах) участков трассы трубопровода, характеризующиеся постоянным углом наклона.

Добавлять или убавлять количество участков можно с помощью кнопок «+» и «-».

Ввод исходных параметров профиля трассы подтверждается кнопкой «ОК».

Для сохранения необходимых данных предусмотрена кнопка «Сохранить».

Если есть необходимость вернуться к архивным значениям профиля трассы следует обратиться к кнопке «Загрузить».

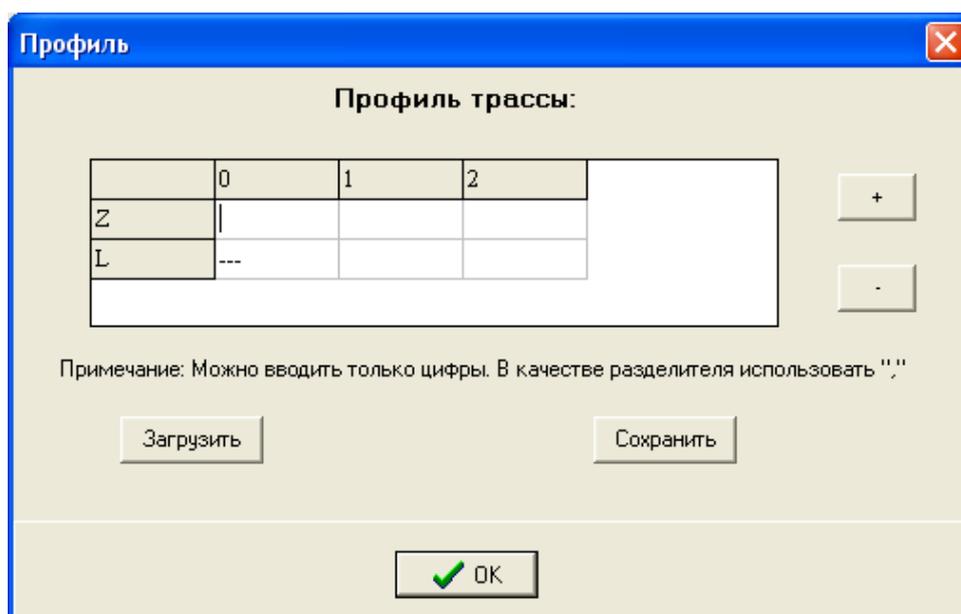


Рис.2.

При обращении к опции «Основные параметры» появляется окно (рис.3) для ввода исходных данных, в котором определяются:

- характеристика перекачиваемой жидкости;
- конструктивные параметры трубопровода;
- технологический режим нефтепровода.

Необходимо соблюдать указанную размерность параметров. Значение обводненности нефти вводится в долях (до единицы).

Для определения количества свободного газа $\Gamma_{св}$ надо знать параметры A , B и c , которые определяются по экспериментальным данным разгазирования конкретной нефти при двух давлениях сепарации. Для проведения расчета искомых параметров A , B и c необходимо обратиться к опции «Расчет A, B, C» (рис.4) и ввести соответствующие значения P_1 и $\Gamma_{св1}$, P_2 и $\Gamma_{св2}$, затем подтвердить ввод посредством кнопки «ОК». Если значения P_1 и $\Gamma_{св1}$, P_2 и $\Gamma_{св2}$ неизвестны, то по умолчанию выбираются значения A , B и c , полученные эмпирически для большинства месторождений Западной Сибири.

Ввод всех исходных данных подтверждается кнопкой «ОК».

Для сохранения необходимых данных предусмотрена кнопка «Сохранить».

Если есть необходимость вернуться к архивным значениям технологических параметров следует обратиться к кнопке «Загрузить».

Данные

Исходные данные:

Обводненность жидкости, ед:	<input type="text"/>	Давление в начале труб-да, МПа:	<input type="text"/>
Плотность нефти, кг/м ³ :	<input type="text"/>	Давление в конце труб-да, МПа:	<input type="text"/>
Плотность газа, кг/м ³ :	<input type="text"/>	Атмосферное давление, МПа:	<input type="text"/>
Плотность воды, кг/м ³ :	<input type="text"/>	Коэффициент сжимаемости:	<input type="text"/>
Динамическая вязкость жидкости, Па [·] с:	<input type="text"/>	Формула $G_{св} = G_{п} \left[A + B \left(\frac{P}{P_{атм}} \right)^C \right] + G_{г}$	
Динамическая вязкость нефтяного газа, Па [·] с:	<input type="text"/>		
Расход жидкости (нефть+вода), м ³ /час:	<input type="text"/>		
Температура перекачки, С:	<input type="text"/>	A: <input type="text" value="1,3342"/>	Гп, м ³ /т: <input type="text"/>
Наружный диаметр трубы, мм:	<input type="text"/>	B: <input type="text" value="-0,3342"/>	Гг, м ³ /т: <input type="text"/>
Толщина стенки, мм:	<input type="text"/>	C: <input type="text" value="0,27"/>	<input type="button" value="Расчет A,B,C"/>
Абсолютная шероховатость, мм:	<input type="text"/>		

Рис.3.

Расчет A,B,C

P1: <input type="text"/>	Gsv1: <input type="text"/>
P2: <input type="text"/>	Gsv2: <input type="text"/>

Рис. 4.

После ввода всех исходных параметров в главном окне программы задается режим расчета нажатием кнопки «Расчет».

В главном окне (рис. 5) появляются результаты расчета по отдельным участкам:

- значения промежуточных параметров γ , β , φ ;
- значения расходов нефти и газа ($\text{м}^3/\text{с}$);
- масса нефти и газа (кг);
- структура потока газожидкостной смеси.

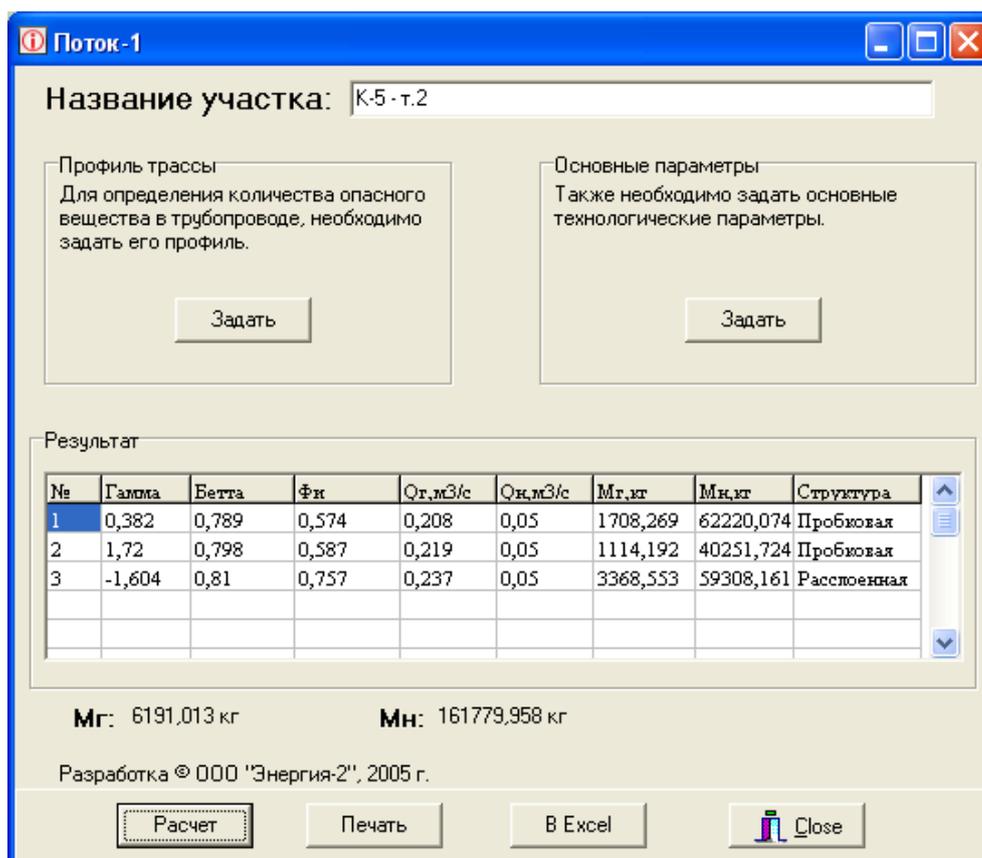


Рис.5.

Отдельной строчкой показаны суммарные значения массы нефти и газа, находящиеся в трубопроводе.

Также появляются дополнительные кнопки: «Печать» – для непосредственного вывода результатов расчета на печать и кнопка «В Excel» – для сохранения результатов в архиве.

6. ПРИМЕР РАСЧЕТА

Определить количество опасных веществ (нефти и газа), находящихся в нефтесборном трубопроводе на участке общей протяженностью $L = 8\ 000$ м.

Нефтесборный трубопровод диаметром 426×8 мм состоит из восьми участков, длины которых равны:

$\Delta L_1 = 1500$ м, $\Delta L_2 = 1000$ м, $\Delta L_3 = 500$ м, $\Delta L_4 = 500$ м, $\Delta L_5 = 1200$ м, $\Delta L_6 = 1800$ м, $\Delta L_7 = 500$ м, $\Delta L_8 = 1000$ м.

Значения геодезических отметок каждого участка (необходимы для определения угла наклона γ_i) составляют:

$z_1 = 0$ м, $z_2 = -30$ м, $z_3 = 10$ м, $z_4 = -40$ м, $z_5 = -40$ м, $z_6 = -5$ м, $z_7 = -35$ м, $z_8 = -20$ м, $z_9 = -20$ м.

Абсолютная шероховатость внутренней поверхности труб равна $0,5$ мм. Давление в начале сборного нефтепровода составляет $12,5$ ат, в конце – 8 ат. Расход по жидкости – 150 м³/час, объемное содержание воды – 10% (в долях – $0,1$). Полный газовый фактор – 70 м³/м³ (81 м³/т). Плотность нефти – 860 кг/м³, плотность пластовой воды – 1050 кг/м³, плотность газа – $1,4$ кг/м³. Динамическая вязкость жидкой фазы – $0,020$ Па·с, динамическая вязкость газа – $1,7 \cdot 10^{-5}$ Па·с.

Результаты расчетов представлены в табл. 1.

Таблица 1

№	Гамма	Бета	Фи	Q _г , м ³ /с	Q _н , м ³ /с	M _г , кг	M _н , кг	Структура
1	-1,145	0,797	0,783	0,163	0,038	2391,897	33281,007	Расслоенная
2	2,293	0,808	0,542	0,175	0,038	1043,289	46872,22	Пробковая
3	-5,739	0,814	0,886	0,182	0,038	824,591	5835,964	Расслоенная
4	0	0,819	0,329	0,188	0,038	298,741	34301,833	Расслоенная
5	1,672	0,826	0,574	0,198	0,038	1200,781	52252,958	Пробковая
6	-0,954	0,84	0,766	0,218	0,038	2221,982	43109,915	Расслоенная
7	1,72	0,85	0,617	0,236	0,038	466,148	19580,585	Пробковая
8	0	0,857	0,63	0,249	0,038	909,599	37901,766	Пробковая
						M_г: 9357,024 кг	M_н: 273136,245 кг	

Таким образом, суммарное количество нефти в нефтесборном трубопроводе составляет $273,2$ т, а значит больше предельно допустимого значения (200 т), приведенного в табл. 2 Приложения 2 к Федеральному закону №116-ФЗ, и, следовательно, объект подлежит декларированию, а страховая сумма обязательного страхования составляет 7 млн. рублей (в соответствии с Законом №116-ФЗ от 21.07.1997 г.).

7. ПРОГРАММНАЯ ПОДДЕРЖКА

Программная поддержка настоящей программы осуществляется разработчиком - экспертной организацией ООО «Энергия-2»:

625000, г. Тюмень, ул. Республики, 62, к. 436.

Тел: (3452) 390-122, факс (3452) 399-087.

E-mail: energy2t72@rambler.ru, office@power-2.net

Сайт: <http://www.energy2.by.ru>

ЛИТЕРАТУРА

1. Одишария Г.Э., Точигин А.А. Прикладная гидродинамика газожидкостных смесей. – М.: ВНИИГАЗ, 1998. – 397 с.
2. Антипов В.Н. Утилизация нефтяного газа. – М.: «Недра», 1983. – 160 с.
3. Антипов В.Н., Фишер В.А. К вопросу определения истинного газосодержания при расслоенной структуре газожидкостного потока. – «Проблемы нефти и газа Тюмени», 1977. – Вып.36. – с.69-71.
4. Антипов В.Н., Налобина Е.В., Смирнов А.Ю., Цепенков С.О. Идентификация внутривысоковых трубопроводов как опасных производственных объектов. – Безопасность труда в промышленности, 2005. – №7. С 42÷ 46.