

Министерство нефтяной промышленности  
ВНИИСПНефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ  
ТЕХНОЛОГИЯ ПРЕДОТРАЩЕНИЯ "РУЧЕЙКОВОЙ" КОРРОЗИИ  
В СИСТЕМАХ НЕФТЕГАЗОСБОРА  
РД 39-0147103-347-86

1986

Министерство нефтяной промышленности  
ВНИИСПНефть

УТВЕРЖДЕН  
заместителем министра  
С.М.Топловым  
14 июня 1986 года

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ  
ТЕХНОЛОГИЯ ПРЕДОТРАЩЕНИЯ "РУЧЕЙКОВОЙ" КОРРОЗИИ  
В СИСТЕМАХ НЕФТЕГАЗОСБОРА  
РД 39-0147103-347-86

1986

Руководящий документ предназначен для инженерно-технических работников, занимающихся проектированием, обустройством и эксплуатацией однотрубных систем сбора нефти и газа на нефтяных месторождениях.

РД "Технология предотвращения "ручейковой" коррозии в системах нефтегазосбора" разработана сотрудниками ВНИСПТнефть Корнильским Г.Г., Армением Е.А., Гурьяновой В.А., Галкиной Г.Ю., Евстигнеевой А.И., Иошпе Г.Н. и сотрудником ЦНИИ ПО "Нижевартовскнефтегаз" Кондратюк О.П.

## РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Технология предотвращения "ручейковой"  
коррозии в системах нефтегазосбора

РД 39-0147103-347-86

Вводится впервые

Срок введения установлен с 14 июня 1986 г.

Срок действия до 14 июня 1989 г.

Настоящий РД является руководством для специалистов, занятых проектированием и эксплуатацией систем однострубногo нефтегазосбора.

Регламент устанавливает необходимые технологические режимы перекачки газоводонефтяной смеси, при которых повышается эффективность работы системы.

### 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Применение предлагаемой технологии в системах однострубногo нефтегазосбора позволит:

повысить сроки службы и безаварийной эксплуатации трубопроводов;

снизить расход дорогостоящих ингибиторов коррозии до минимума;

исключить локальную "канавочную" коррозию;

уменьшить металлоемкость;

улучшить общие технико-экономические показатели работы систем.

1.2. Предлагаемая технология распространяется на системы, где

- 1) нефти обладают ньютоновскими свойствами, а режим работы систем - непрерывный;
- 2) содержание воды и газа в продукции скважин ограничивается величиной расходного объемного газосодержания не менее 0,4 и не более 0,9 при обводненности 30 % - 70 %.

## 2. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРОЦЕССУ

2.1. Технологический процесс способствует обеспечению:

- 1) определенных гидродинамических условий движения жидкой фазы с целью предотвращения "ручейковой" коррозии и перевода ее в общую коррозию, которая в среднем на 4 порядка ниже.
- 2) степени защиты внутренней поверхности трубопроводов не ниже 88 %, исходя из сроков их службы.

## 3. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА И МАТЕРИАЛЫ, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

3.1. Для осуществления предлагаемого технологического процесса используются стандартные средства и оборудование, применяемые при транспорте газоводонефтяных смесей по обычной (базовой) технологии, дополнительного оборудования и средств не требуется.

3.2. Предлагаемая технология не изменяет способов ввода в поток газоводонефтяной смеси химических реагентов по обычной (базовой) технологии.

#### 4. МЕХАНИЗМ ВЫРАБОТКИ МЕТАЛЛА В СТЕНКЕ ТРУБОПРОВОДА ПО ЕГО НИЖНЕЙ ОБРАЗУЮЩЕЙ

В основу предлагаемой технологии положен следующий механизм разрушения стенок трубопровода.

4.1. При движении маловязкой обводненной нефти вместе с газом вода выделяется в третью свободную фазу. Наличие слоя воды под слоем нефти вызывает при определенных технологических условиях и режимах движения специфическую выработку металла стенки трубопровода по его нижней образующей в виде канавок, так называемую "ручейковую" коррозию.

4.2. Такая выработка вызвана кавитационным и усталостным разрушениями, абразивным износом и электрохимической коррозией. Причиной возникновения первых трех факторов является волнообразование на границе раздела фаз, которое возникает вследствие их относительного движения.

4.3. При обтекании и разрушении волн потоком наблюдаются вторичные, обратные течения, с которыми связано подрезание волн, отрыв, вращение капель, образование вихревых дорожек.

4.3.1. Поверхность, прилегающая к восходящему и нисходящему участкам волны имеет пограничный слой, толщина которого по сравнению с размерами волны весьма мала. Но на этой толщине скорость по нормали к поверхности резко изменяется от скорости обтекания на границе раздела фаз до нуля на некотором расстоянии от этой границы.

4.3.2. Частицы жидкости, находящиеся вне пограничного слоя, в симметричных точках на восходящей и нисходящей ветвях волны имеют одинаковую скорость.

Частица жидкости внутри пограничного слоя в непосредственной близости к границе раздела из-за повышения давления на

нисходящем участке ветви волны может остановиться и под воздействием распределения давления внешнего течения двигаться в обратном направлении, оторваться и получить значительное вращение.

4.3.3. Вихри образуются в результате резкого изменения направления движения слоя жидкости от вертикального к горизонтальному в основании волны и в результате закрутки и срыва некоторого объема жидкости на гребне волны. Вихри образуются также в результате относительного обтекания газом капель жидкости, а также при обтекании и относительном сдвиге жидкостью мехпримесей (песок, окислы железа и другие взвешенные частицы).

4.3.4. В зависимости от скорости движения слоя воды, размеров мехпримесей одна их часть выпадает в осадок, другая находится во взвешенном состоянии.

Первые способствуют абразивному износу стенки трубы поскольку сами подвержены вращению по причине их относительного обтекания и образования вихрей.

4.3.5. Во всех случаях вихри группируются в более или менее правильный ряд, образуя вихревые дорожки.

4.4. В результате вращения вихря внутри его образуются полости низкого давления (каверны), заполненные парами жидкости или же растворенными газами.

4.4.1. При входе "пустотных" каверн в зоны с более высоким давлением или прекращении действия сил, способствующих образованию таких каверн, последние разрушаются вследствие перепада внешнего давления и давления внутри каверны. При этом жидкость с большой скоростью заполняет пустотные каверны, что вызывает гидравлический удар с возникновением точечных давлений, достигающих до 30 МПа и более.

4.5. Перекрытие волнами жидкости канала газа и их разрушение (так называемый процесс "захлебывания" трубопровода), а также кавитационные явления, связанные с образованием вихрей, вызывают вибрацию трубы.

4.5.1. При этом стенки трубопровода испытывают знакопеременные нагрузки, амплитуда колебаний которых направлена по вертикали. В связи с этим знакопеременные нагрузки в основном приходятся на нижнюю, контактирующую с водой, и верхнюю, испытывающую воздействие газа, образующие трубопровода.

4.6. Исходя из вышесказанного, с целью предотвращения "ручейковой" коррозии, необходимо предотвратить образование волн и вихрей в особенности на границе раздела фаз "жидкость-жидкость". При этом локальная "ручейковая" коррозия сведется к общей, равномерной коррозии, которая по сравнению с "ручейковой" в среднем на 4 порядка ниже. К тому же методы и средства борьбы с общей коррозией известны.

## 5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ "РУЧЕЙКОВОЙ" КОРРОЗИИ

5.1. Исключить условия выделения воды в третью свободную фазу, т.е. исключить саму базу образования волн. Это условие выполняется в период добычи и транспорта безводной нефти при эксплуатации нефтяного месторождения в так называемый безводный период.

5.2. При транспорте маловязкой обводненной нефти исключить "ручейковую" коррозию можно:

- 1) глубоким обезвоживанием и сбросом выделившейся воды в начальном пункте;
- 2) созданием в начальном пункте стойкой водонефтяной эмульсии.



В практических условиях эксплуатации систем сбора указанные выше методы трудоемки и не всегда выполнимы.

5.3. Необходимо путем создания нужного режима при обтекании волн уйти из области образования устойчивых вихревых дорожек. Из экспериментальных исследований следует, что образование вихрей происходит в определенной области турбулентного режима. Эту область режима необходимо исключить путем обеспечения нужной скорости и режима движения жидкой фазы в трубопроводе.

5.4. В каждом конкретном случае способы реализации нужных режимов работы будут свои, т.е. при этом необходимо учесть ряд специфических требований, вытекающих из конкретных условий эксплуатации.

## 6. ПЕРЕВОД СИСТЕМЫ ПРОМЫСЛОВОГО СБОРА И ТРАНСПОРТА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН НА ПРЕДЛАГАЕМУЮ ТЕХНОЛОГИЮ

6.1. Для расслоенной структуры потока:

6.1.1. Перевод системы промышленного сбора и транспорта продукции скважин на предлагаемую технологию осуществляется для действующих трубопроводов и вновь проектируемых.

6.1.2. В целях реализации технологии необходимым условием, при котором локальные разрушения труб по их нижней образующей в виде канавок можно свести к общей коррозии, является обеспечение нужной истинной средней скорости движения жидкой фазы и числа Рейнольдса.

Значение первого параметра должно быть не менее 0,65 м/с, а второго - не менее 10000.

6.1.3. Истинная средняя скорость движения жидкой фазы равна

$$u' = \frac{4Q'}{\pi d_1^2 (1-\alpha)}, \quad (1)$$

где  $Q'$  - объемный расход жидкой фазы, м<sup>3</sup>/с ;  
 $d_1$  - внутренний диаметр трубы, м ;  
 $\alpha$  - истинное газосодержание смеси.

6.1.4. Число Рейнольдса жидкой фазы равно

$$Re' = \frac{u' d_1 \sqrt{1-\alpha}}{\nu'}, \quad (2)$$

где  $\nu'$  - кинематическая вязкость жидкой фазы, м<sup>2</sup>/с.

6.1.5. Истинное газосодержание смеси  $\alpha$  определяется по формулам:

$$\text{при } F_{2см} \leq 4,0 \text{ и } \mu' \leq 1,0 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$$

$$\alpha = 0,81 \cdot \beta [1 - \exp(-2,2\sqrt{F_{2см}})] \quad (3)$$

$$\text{при } F_{2см} \leq 4 \text{ и } \mu' \geq 1,0 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$$

$$\alpha = \beta (0,83 - 0,095 \lg \mu') [1 - \exp(-2,2\sqrt{F_{2см}})] \quad (4)$$

В (4) значение  $\mu'$  в сантипуазах.

$$\text{При } F_{2см} > 4,0 \text{ и } \mu' > 1,0 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$$

$$\alpha = \beta \left( \frac{\mu''}{\mu'} \right)^{0,0495}, \quad (5)$$

где  $\mu' \mu''$  - абсолютная вязкость жидкой и газовой фаз;  
 $F_{2см}$  - критерий Фруда смеси;  
 $\beta$  - расходное объемное газосодержание.

6.1.6. Определяется расходное объемное газосодержание при транспортировании нефтегазоводяных смесей по трубопроводам :

$$\beta = \frac{1}{1 + \frac{\rho_0 \bar{T} \cdot Z(1-W)(\bar{p} - S\bar{p} + Q_{гр} \frac{Q'}{Q_n}) \cdot K}{\bar{p} \cdot T_0}} \quad (6)$$

- где  $\bar{p}_0$  - газовый фактор, приведенный к нормальным условиям;
- $S$  - коэффициент растворимости, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; Па ;
- $W$  - обводненность в долях единицы;
- $Z$  - коэффициент сжимаемости газа;
- $\bar{p}, \bar{T}$  - соответственно средние давления и температура на участке;
- $\rho_0, T_0$  - давление и температура при стандартных условиях;
- $Q_{гр}$  - объемный расход газа на газлифт для подъема единицы объема жидкости, приведенный к нормальным условиям;
- $Q_n$  - объемный расход нефти;
- $Q'$  - расход жидкой фазы;
- $K$  - процент отбора газа трубчатым устройством предварительного отбора газа (ТЭПОГ-ом) в долях единицы.

При не работающем ТЭПОГ-е -  $K=1$

При отсутствии газлифта -  $Q_{гр}=0$

6.1.7. Критерий Вруда смеси

$$F_{всм} = \frac{u_{см}^2}{g \cdot d_1} \quad (7)$$

6.1.8. Скорость смеси

$$U_{cm} = \frac{4Q_{cm}}{\pi d_1^2} \quad (8)$$

6.1.9. Объемный расход нефтегазоводяной смеси в коллекторе

$$Q_{cm} = Q' + Q'' \quad (9)$$

6.1.10. Объемный расход газовой фазы в рабочих условиях

$$Q'' = Q' \frac{\beta}{(1-\beta)} \quad (10)$$

6.2. Устранить "ручейковую" коррозию в коллекторах можно одним из нижеследующих мероприятий.

6.2.1. При заданном внутреннем диаметре коллекторов, подверженных разрушениям,  $d_1$ :

- увеличить расход жидкой фазы  $Q'$  при неизменном расходе газовой фазы  $Q''$  ;
- увеличить расход газовой фазы  $Q''$  при неизменном расходе жидкой фазы  $Q'$  ;
- увеличить одновременно расход и жидкой и газовой фаз.

6.2.2. При заданных расходах жидкой и газовой фаз уменьшить внутренний диаметр аварийных коллекторов путем их реконструкции.

Последнее мероприятие наиболее перспективное и реальное для устранения "ручейковой" коррозии в нефтесборных коллекторах, находящихся в эксплуатации.

Внутренний диаметр коллектора после реконструкции определяется по формуле:

$$d_2^2 = \frac{4Q'}{\pi U' \left[ 1 - \beta (0,83 - 0,095 \lg \mu') \left[ 1 - \exp(-2,2 \sqrt{\frac{16(Q' + Q'')^2}{\pi^2 g \cdot d_1^2}}) \right] \right]} \quad (11)$$

В формуле ( II ) значение истинной средней скорости жидкой фазы  $u'$  согласно п. 6.1.2. принимается равным 0,65 м/с. При проектировании новых нефтяных месторождений диаметры нефтесборных коллекторов следует определять также по формуле ( II ).

## 7. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ И ВЛИЯНИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

7.1. В целях обеспечения охраны труда ,безопасного выполнения работ, соблюдения экологических требований при работе по предлагаемой технологии должны соблюдаться "Правила безопасности в нефтедобывающей промышленности", утвержденные Госгортехнадзором СССР 31 января 1974 г. (М.Недра, 1975 ).

7.2. Технология не требует разработки дополнительных мер по безопасности и охране окружающей среды сверх положений указанных выше правил и гарантирует безопасность, удобство и безаварийность системы, где внедряется технология.

7.3. Поскольку для внедрения предлагаемой технологии не требуется дополнительного оборудования к тому, которое установлено для обычной (базовой) технологии, неисправности работы оборудования и способы их устранения осуществляются по действующим инструкциям эксплуатации нефтепромыслового оборудования.

## 8. РЕАЛИЗАЦИЯ МЕТОДИКИ НА ЭВМ

## 8.1. Подготовка исходных данных

Исходная информация заносится на специальные бланки.

К исходным данным относятся:

- число участков (  $KN$  ) ;
- признак  $PRP$  . Если ввести  $PRP=1$  , то вводится  $\frac{\rho}{N}$  и  $\rho_K$  , если ввести  $PRP$  - любое другое число, то вводится  $\bar{\rho}$  ;
- названия участков ;
- диаметр трубы ( мм ) ;
- расход жидкой фазы ( т/сут ) ;
- обводненность ( % ) ;
- толщина стенки трубы ( мм ) ;
- значение истинной скорости жидкой фазы смеси  $u' = 0,65 \frac{M}{\rho \Delta L}$  ;
- объемный расход газа ( м<sup>3</sup>газа / м<sup>3</sup>нефти ) ;
- динамическая вязкость жидкой фазы ( сП ) ;
- газовый фактор, приведенный к нормальным условиям ( м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> ) ;
- атмосферное давление ( ат ) ;
- стандартная температура ( °С ) ;
- средняя температура нефти ( °С ) ;
- динамическая вязкость газовой фазы ( сП ) ;
- коэффициент сжимаемости ;
- коэффициент растворимости ( м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> Па ) ;
- процент отбора газа трубчатым устройством ;
- плотность нефти ( кг/м<sup>3</sup> ) ;
- плотность воды ( кг/м<sup>3</sup> ) ;

## 8.2. Выходная информация

Для контроля заданных исходных данных и правильности их перфорации распечатывается вся исходная информация. Данные, общие для всех участков, печатаются перед таблицей. В таблице распечатываются исходные данные для каждого участка.

## 8.3. Описание программы

Для реализации данной методики составлена программа „SHINA” Она написана на алгоритмическом языке Фортран - IV . Подготовка исходных данных для расчета выполняется на перфокартах. Каждая строка на отдельной перфокарте. Программа позволяет за одну прогонку рассчитать до 100 участков.

В таблице I приведены основные условные обозначения, принятые при описании алгоритма расчета, и их идентификации в программе.

На рис. I представлена укрупненная блок-схема программы, которая показывает процесс организации счета.

Ниже в приложении приведен текст программы, а также результаты расчета контрольного примера.

## 8.4. Контрольный пример

Для иллюстрации расчета по программе „SHINA” и данной методики ниже дается описание контрольного примера.

- KN = 5

- PRP = 3

НЕФ. КОЛ. К - 89 ( КСП-3 )

САМОСЛОЖИВ. К. ДИС - 2

К. СВ. К. Т. 'К' - ДИС - 2

ВЕЛОСЕРИИ. К 308 - КСП 14

СК. 9 до Т.ВР. I Ø Ø

## Пример перфорации

N-№ колонок

		5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
3		51															
НЕФ. КОЛ. КИ-89 (Кисп-3)																	
САМОТ ЛОРНЕФ. К. ДН С-2																	
К. СБ. К. П. К. П. ДН С-2																	
БЕЛОЗЕРНЕФ. К. 3108-1Кен: 14																	
С К. 9 ДЮ Т. ВР. 11001																	
	15310.		820.			8210.			7210.			720.					
	92132.		57187.9			101417.6			2713.16			21172.3					
	61.		60.			63.			415.			401.					
	0.65		0.65			0.65			0.65			0.65					
	0.		4.75			1.			210.			30.		0.10			0.97
	8.		8.			8.			81.			2.					
	11.		11.			846.			10001.								
	76.1		76.1			76.1			76.1			76.1					
	18.5		11.			11.			61.			101.					

Лин. № колонок в зависимости от даты пробурения скважины

В зависимости от даты пробурения скважины

Лин. № колонок в зависимости от даты пробурения скважины

№ скв.	№ скв.	№ скв.	№ скв.	№ скв.





## Блок-схема программы

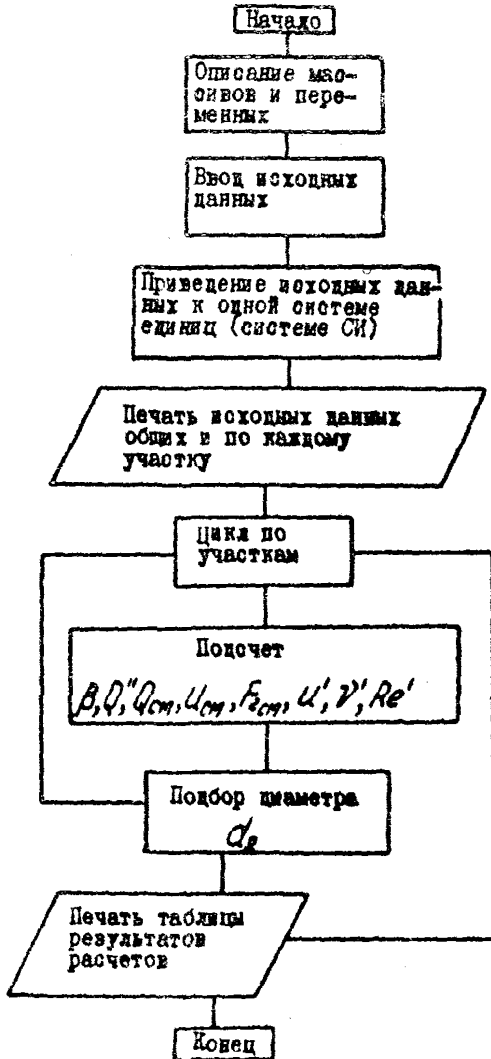


Рис. I

- $d_1 = 53 \text{ } \phi \text{ мм}$ ;  $d_2 = d_3 = 82 \text{ } \phi \text{ мм}$ ,  $d_4 = d_5 = 720 \text{ мм}$ .
- $Q'_1 = 3232 \text{ т/сут}$ ,  $Q'_2 = 5787,9 \text{ т/сут}$ ,  $Q'_3 = 10147,6 \text{ т/сут}$ ,  
 $Q'_4 = 2743,6 \text{ т/сут}$ ,  $Q'_5 = 2172,3 \text{ т/сут}$ .
- $W_1 = 61\%$ ,  $W_2 = 60\%$ ,  $W_3 = 63\%$ ,  $W_4 = 45\%$ ,  $W_5 = 4\phi\%$
- $\Delta_1 = \Delta_3 = \Delta_4 = \Delta_5 = 8 \text{ мм}$ ,  $\Delta_2 = 8,5 \text{ мм}$
- $u' = \phi.65$  только при расчете диаметра
- $Q_{гр} = 0 \frac{\text{м}^3 \text{газ}}{\text{м}^3 \text{нефти}}$
- $\mu' = 4,75 \text{ сП}$
- $\Gamma_{ф} = 76,1 \text{ м}^3/\text{м}^3$
- $\rho_0 = 1 \text{ ат}$
- $T_0 = 20^\circ \text{C}$
- $T = 30^\circ \text{C}$
- $\mu'' = 12,65 \text{ сПз}$
- $\alpha = 0,97$
- $S = 1 \text{ м}^2/\text{м}^3 \text{ ПА}$
- $K = 1$
- $\rho_H = 846 \text{ кг/м}^3$
- $\rho_0 = 1000 \text{ кг/м}^3$
- $\bar{\rho}_1 = 8,5 \text{ ат}$ ,  $\bar{\rho}_2 = \bar{\rho}_3 = 11 \text{ ат}$ ,  $\bar{\rho}_4 = 6 \text{ ат}$ ,  $\bar{\rho}_5 = 10 \text{ ат}$ .

## 8.5. Принятые обозначения

Таблица

Назначение параметров в алгоритме	Смысл идентифицируемого параметра	Идентификатор	Размерность
1	2	3	4
$G_{\phi}$	газовый фактор, приведенный к нормальным условиям	$G_{\phi}$	$\text{м}^3/\text{м}^3$
$d_1$	внешний диаметр трубы	$D$	мм
$\Delta$	толщина стенки трубы	$\Delta EL$	мм
$Q'$	расход жидкой фазы	$Q$	т/сут
$Q_{гг}$	объемный расход газа	$Q_G$	$\text{м}^3 \text{газа} / \text{м}^3 \text{нефти}$
$\mu'$	динамическая вязкость жидкой фазы	$\mu$	сП
$P_0$	атмосферное давление	$P_{\phi}$	ат
$P_H$	начальное давление	$P_H$	ат
$P_K$	конечное давление	$P_K$	ат
$\bar{P}$	среднее давление	$P$	ат
$W_H$	содержание нефти в жидкой фазе (доли ед.)	$W_H$	безразмерн.
$W_B$	обводненность (доли ед.)	$W_B$	безразмерн.
$W$	обводненность (%)	$W$	%
$Z$	коэффициент сжимаемости	$Z$	безразмерн.

1	2	3	4
$S$	коэффициент растворимости	$S$	$\text{м}^3/\text{м}^3$ Па
$\bar{t}$	средняя температура нефти	$T$	$^{\circ}\text{C}$
$t_0$	стандартная температура	$T\phi$	$^{\circ}\text{C}$
$K$	процент отбора газа трубчатым устройством	$K$	%
$Q_H$	расход нефти	$QH$	т/сут
$g$	ускорение свободного па- дения	$G$	$\text{м}/\text{сек}^2$
$\rho_H$	плотность нефти	$RH$	$\text{кг}/\text{м}^3$
$\rho_B$	плотность воды	$RB$	$\text{кг}/\text{м}^3$
$\beta$	расходное газосодержание	$V$	безразмерн.
$Q^H$	расход газа	$QQ$	$\text{м}^3/\text{сек}$
$Q_{CM}$	объемный расход смеси	$QCM$	$\text{м}^3/\text{сек}$
$U_{CM}$	скорость смеси	$UCM$	$\text{м}/\text{сек}$
$F_{2CM}$	число Фруда смеси	$FR$	безразмерн.
$\alpha$	истинное газосодержание	$AL$	безразмерн.
$U'$	истинная скорость жидкой фазы	$U1$	$\text{м}/\text{сек}$
$\nu'$	кинематическая вязкость жидкой фазы	$V1$	$\text{м}^2/\text{сек}$
$Re'$	число Рейнольдса	$RE$	безразмерн.
$d_2$	расчетный диаметр трубы	$B$	мм
$\mu^H$	динамическая вязкость газа	$MM$	сП
$NN$	название приемного пункта		
-	номер участка	$NN$	
$U^H$	скорость газовой фазы	$UI$	$\text{м}/\text{сек}$

ПРОГРАММА И РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА КОНТРОЛЬНОГО ПРИМЕРА

Приложение

```

//ASHINA JOB MSELVELE(2.0).REGION72MK
// EXEC FORTLCLE
//PORT,SYNIN DC *
IEP1421 = STEP NAB EXECUTEC = CCND CODE 0277
IEP3731 STEP /PORT / STEP 00255.102*
IEP3741 STEP /PORT / STEP 00255.1031 CPL EN 42.1638C MA 1074

```

0021	INTEGER BRP,N,KH	0043	PRINT 205.60
0022	REAL M,P,C,M,P,T,YRAT,Z,S,M,N,M,50000.01AA	0044	PRINT 220.61.00
0023	DIMENSION C(100)	0045	PRINT 020
0024	DIMENSION A(100),B(100),C(100),D(100),E(100)	0046	CC 11 J=1
0025	DIMENSION W(100),DEL(100),V(100),F(100)	0047	11 PRINT 104.00,100.00,100.00,100.00,100.00
0026	DIMENSION D(100),RE(100),V(100),C(100)	0048	100.00,100.00,100.00,100.00
0027	DIMENSION V(100),L(100),P(100)	0049	100.00,100.00,100.00,100.00
0028	DO 10 J=1,N	0050	100.00,100.00,100.00,100.00
0029	READ 100.00	0051	100.00,100.00,100.00,100.00
0030	PRINT 100.00	0052	100.00,100.00,100.00,100.00
0031	DO 10 J=1,N	0053	100.00,100.00,100.00,100.00
0032	READ 100.00	0054	100.00,100.00,100.00,100.00
0033	PRINT 100.00	0055	100.00,100.00,100.00,100.00
0034	DO 10 J=1,N	0056	100.00,100.00,100.00,100.00
0035	READ 100.00	0057	100.00,100.00,100.00,100.00
0036	PRINT 100.00	0058	100.00,100.00,100.00,100.00
0037	DO 10 J=1,N	0059	100.00,100.00,100.00,100.00
0038	READ 100.00	0060	100.00,100.00,100.00,100.00
0039	PRINT 100.00	0061	100.00,100.00,100.00,100.00
0040	DO 10 J=1,N	0062	100.00,100.00,100.00,100.00
0041	READ 100.00	0063	100.00,100.00,100.00,100.00
0042	PRINT 100.00	0064	100.00,100.00,100.00,100.00
		0065	100.00,100.00,100.00,100.00
		0066	100.00,100.00,100.00,100.00
		0067	100.00,100.00,100.00,100.00
		0068	100.00,100.00,100.00,100.00
		0069	100.00,100.00,100.00,100.00
		0070	100.00,100.00,100.00,100.00
		0071	100.00,100.00,100.00,100.00
		0072	100.00,100.00,100.00,100.00
		0073	100.00,100.00,100.00,100.00
		0074	100.00,100.00,100.00,100.00
		0075	100.00,100.00,100.00,100.00
		0076	100.00,100.00,100.00,100.00
		0077	100.00,100.00,100.00,100.00
		0078	100.00,100.00,100.00,100.00
		0079	100.00,100.00,100.00,100.00
		0080	100.00,100.00,100.00,100.00
		0081	100.00,100.00,100.00,100.00
		0082	100.00,100.00,100.00,100.00
		0083	100.00,100.00,100.00,100.00
		0084	100.00,100.00,100.00,100.00

```

0025 71 B1JIBPPEPE...
0026 CPU-0.0400010...
0027 IP10P-01...
0028 72 EPEPEPEPE...
0029 GOTO 2
0030 EPEPE...

0051 2 P44 00P...
0052 P11...
0053 IP10P...
0054 IP10P...
0055 IP10P...
0056 GOTO 12
0057 8 B1JIBPPEPE...
0058 M/M...
0059 12 CONTINUE
0060 44 PRINT 010
0061 PRINT 700
0062 DO 13 J=1,N
0063 PRINT 100...
0064 GCM...
0065 *100...
0066 100 FORMAT (4X,KN4P,10)
0067 101 FORMAT (6X,UMERANIE 0.65)
0068 102 FORMAT (10A4)
0069 103 FORMAT (14)
0070 104 FORMAT (2X,13...
0071 *1.1M...
0072 *3.6...
0073 105 FORMAT (2X,13...
0074 *4.1M...
0075 *4.1M...
0076 106 FORMAT (6X,УРОВНИ СВЯЗНОГО РАЗВ...
0077 *А...
0078 *А...
0079 *1)
0080 201 FORMAT (6X,10M...
0081 202 FORMAT (6X,К...
0082 203 FORMAT (6X,П...
0083 *...
0084 204 FORMAT (6X,К...
0085 *...
0086 205 FORMAT (6X,КО...
0087 *...
0088 206 FORMAT (6X,О...
0089 207 FORMAT (6X,О...

```

```

0110
0111
0112
0113
0114
0115
0116
0117
0118
0119
0120
0121
0122
0123
0124
0125
0126
0127
0128
0129
0130
0131
0132
0133
0134
0135
0136
0137
0138
0139
0140
0141
0142
0143
0144
0145
0146
0147
0148
0149
0150
0151
0152
0153
0154
0155
0156
0157
0158
0159
0160
0161
0162
0163
0164
0165
0166
0167
0168
0169
0170
0171
0172
0173
0174
0175
0176
0177
0178
0179
0180
0181
0182
0183
0184
0185
0186
0187
0188
0189
0190
0191
0192
0193
0194
0195
0196
0197
0198
0199
0200
0201
0202
0203
0204
0205
0206
0207
0208
0209
0210
0211
0212
0213
0214
0215
0216
0217
0218
0219
0220
0221
0222
0223
0224
0225
0226
0227
0228
0229
0230
0231
0232
0233
0234
0235
0236
0237
0238
0239
0240
0241
0242
0243
0244
0245
0246
0247
0248
0249
0250
0251
0252
0253
0254
0255
0256
0257
0258
0259
0260
0261
0262
0263
0264
0265
0266
0267
0268
0269
0270
0271
0272
0273
0274
0275
0276
0277
0278
0279
0280
0281
0282
0283
0284
0285
0286
0287
0288
0289
0290
0291
0292
0293
0294
0295
0296
0297
0298
0299
0300
0301
0302
0303
0304
0305
0306
0307
0308
0309
0310
0311
0312
0313
0314
0315
0316
0317
0318
0319
0320
0321
0322
0323
0324
0325
0326
0327
0328
0329
0330
0331
0332
0333
0334
0335
0336
0337
0338
0339
0340
0341
0342
0343
0344
0345
0346
0347
0348
0349
0350
0351
0352
0353
0354
0355
0356
0357
0358
0359
0360
0361
0362
0363
0364
0365
0366
0367
0368
0369
0370
0371
0372
0373
0374
0375
0376
0377
0378
0379
0380
0381
0382
0383
0384
0385
0386
0387
0388
0389
0390
0391
0392
0393
0394
0395
0396
0397
0398
0399
0400
0401
0402
0403
0404
0405
0406
0407
0408
0409
0410
0411
0412
0413
0414
0415
0416
0417
0418
0419
0420
0421
0422
0423
0424
0425
0426
0427
0428
0429
0430
0431
0432
0433
0434
0435
0436
0437
0438
0439
0440
0441
0442
0443
0444
0445
0446
0447
0448
0449
0450
0451
0452
0453
0454
0455
0456
0457
0458
0459
0460
0461
0462
0463
0464
0465
0466
0467
0468
0469
0470
0471
0472
0473
0474
0475
0476
0477
0478
0479
0480
0481
0482
0483
0484
0485
0486
0487
0488
0489
0490
0491
0492
0493
0494
0495
0496
0497
0498
0499
0500
0501
0502
0503
0504
0505
0506
0507
0508
0509
0510
0511
0512
0513
0514
0515
0516
0517
0518
0519
0520
0521
0522
0523
0524
0525
0526
0527
0528
0529
0530
0531
0532
0533
0534
0535
0536
0537
0538
0539
0540
0541
0542
0543
0544
0545
0546
0547
0548
0549
0550
0551
0552
0553
0554
0555
0556
0557
0558
0559
0560
0561
0562
0563
0564
0565
0566
0567
0568
0569
0570
0571
0572
0573
0574
0575
0576
0577
0578
0579
0580
0581
0582
0583
0584
0585
0586
0587
0588
0589
0590
0591
0592
0593
0594
0595
0596
0597
0598
0599
0600
0601
0602
0603
0604
0605
0606
0607
0608
0609
0610
0611
0612
0613
0614
0615
0616
0617
0618
0619
0620
0621
0622
0623
0624
0625
0626
0627
0628
0629
0630
0631
0632
0633
0634
0635
0636
0637
0638
0639
0640
0641
0642
0643
0644
0645
0646
0647
0648
0649
0650
0651
0652
0653
0654
0655
0656
0657
0658
0659
0660
0661
0662
0663
0664
0665
0666
0667
0668
0669
0670
0671
0672
0673
0674
0675
0676
0677
0678
0679
0680
0681
0682
0683
0684
0685
0686
0687
0688
0689
0690
0691
0692
0693
0694
0695
0696
0697
0698
0699
0700
0701
0702
0703
0704
0705
0706
0707
0708
0709
0710
0711
0712
0713
0714
0715
0716
0717
0718
0719
0720
0721
0722
0723
0724
0725
0726
0727
0728
0729
0730
0731
0732
0733
0734
0735
0736
0737
0738
0739
0740
0741
0742
0743
0744
0745
0746
0747
0748
0749
0750
0751
0752
0753
0754
0755
0756
0757
0758
0759
0760
0761
0762
0763
0764
0765
0766
0767
0768
0769
0770
0771
0772
0773
0774
0775
0776
0777
0778
0779
0780
0781
0782
0783
0784
0785
0786
0787
0788
0789
0790
0791
0792
0793
0794
0795
0796
0797
0798
0799
0800
0801
0802
0803
0804
0805
0806
0807
0808
0809
0810
0811
0812
0813
0814
0815
0816
0817
0818
0819
0820
0821
0822
0823
0824
0825
0826
0827
0828
0829
0830
0831
0832
0833
0834
0835
0836
0837
0838
0839
0840
0841
0842
0843
0844
0845
0846
0847
0848
0849
0850
0851
0852
0853
0854
0855
0856
0857
0858
0859
0860
0861
0862
0863
0864
0865
0866
0867
0868
0869
0870
0871
0872
0873
0874
0875
0876
0877
0878
0879
0880
0881
0882
0883
0884
0885
0886
0887
0888
0889
0890
0891
0892
0893
0894
0895
0896
0897
0898
0899
0900
0901
0902
0903
0904
0905
0906
0907
0908
0909
0910
0911
0912
0913
0914
0915
0916
0917
0918
0919
0920
0921
0922
0923
0924
0925
0926
0927
0928
0929
0930
0931
0932
0933
0934
0935
0936
0937
0938
0939
0940
0941
0942
0943
0944
0945
0946
0947
0948
0949
0950
0951
0952
0953
0954
0955
0956
0957
0958
0959
0960
0961
0962
0963
0964
0965
0966
0967
0968
0969
0970
0971
0972
0973
0974
0975
0976
0977
0978
0979
0980
0981
0982
0983
0984
0985
0986
0987
0988
0989
0990
0991
0992
0993
0994
0995
0996
0997
0998
0999
1000

```

```

000          1
000          * 1          | MM | MM | P/CVT. |
000                    | (MAB.C) |
000          * 1          | /2X |
000          * 1          |
000          * 1          |
0126          STOP
0127          END

```

```

*STATISTICS* SOURCE STATEMENTS = 127,PROG= 312
*          * E = 25222
*STATISTICS* NO DIAGNOSTICS GENERATED

```

```

      1      2      3      4      5      6      7      8      9      0
10P1421 * STEP WAS EXECUTED - COND CODE 1000
10P3731 STEP /PRINT / START 06059.1839
10P3741 STEP /PRINT / STOP 06059.1846 CPL 0M0 04.1688C M00 90M
//LHDC,SYSPRINT DD SYSOUT=C

```





LOCATION	REFERS TO SYMBOL	IN CONTROL SECTION
102	IBCON#	INCECON#
1A4	ALOC#	INCSLOC
1AC	SBRT	INCSBRT
63EC	INCERR#	INCERR#
634B	INCERR#	INCERR#
64EC	INCERR#	INCERR#
64E4	EXP	INCEXP
75AC	ACCON#	INFCVTH
75B0	ARITH#	INCFNTH
75CC	INCUPY	INCUOPT

LOCATION	REFERS TO SYMBOL	IN CONTROL SECTION
1A2	PRXPR#	INCPXPR
1A4	EXP	INCEXP
63B2	IRCON#	INCECON#
6344	IRCON#	INCECON#
66E8	IRCON#	INCECON#
665B	ALOC	INCSLOC
681C	SECCAS0	INCCAS0?
75A4	FI0CS#	INCFICS
75D2	ACCS#TQ#	INCFNTH
75B4	FCVCLT#	INFCVTH

LOCATION	REFERS TO SYMBOL	IN CONTROL SECTION
75B0	FCVCLT#	INFCVTH
75C0	FCVCLT#	INFCVTH
75C8	FCVZOLT#	INFCVTH
75B4	INCCON#2	INCCON#2
755C	INCCON#2	INCCON#2
7564	INCCON#2	INCCON#2
796C	INCECON#	INCECON#
7710	INCERR#	INCERR#
780C	INCECON#	INCECON#
78AC	INCECON#	INCECON#
7E20	INCERR#	INCERR#
8E78	INCERR#	INCERR#
9408	INFCVTH	INFCVTH
93AC	INCUOPT	INCUOPT
940C	FI0CS#	INCFICS
96C4	INCERR#	INCERR#
A2C0	INCUATBL	INCUATBL
A3F1	INCFICS2	INCFICS2
A479	INCFICS2	INCFICS2
A700	IRCON#	INCECON#
A708	FI0CS#	INCFICS
B480	ACCON#	INFCVTH

LOCATION	REFERS TO SYMBOL	IN CONTROL SECTION
75B0	FCVCLT#	INFCVTH
75C4	FCVCLT#	INFCVTH
7538	INCERR#	INCERR#
75B8	INCERR#	INCERR#
7568	INCCON#2	INCCON#2
756B	INCCON#2	INCCON#2
7978	INCECON#	INCECON#
770C	IRCON#	INCECON#
789C	INCECON#	INCECON#
7E00	IRCON#	INCECON#
8E74	IRCON#	INCECON#
9484	IRCON#	INCECON#
93B8	INFCVTH	INFCVTH
9418	ACCON#	INFCVTH
947C	INCERR#	INCERR#
96C8	INCFICS2	INCFICS2
A2C0	IRCON#	INCECON#
A380	INCFICS2	INCFICS2
AP7C	INCUOPT	INCUOPT
AP84	INCFICS	INCFICS
B484	IRCON#	INCECON#
B48C	FI0CS#	INCFICS

ENTRY ADDRESS 00  
 TOTAL LENGTH 0600

IBP1421 - STEP WAS EXECUTED - COND 0000 0884  
 IBP3731 STEP /LKRD / START 06059.1848  
 IBP3741 STEP /LKRD / STEP 06059.1848 CPU 0884 00.340BC WAPD 98N  
 //60.SYSIN DD \*

Имя S  
 Ф И О В А Р И Н О С Р М А Л И Я

Упл 0.65000 Упл 0.65000 Упл 0.65000 Упл 0.65000 Упл 0.65000  
 ДИНАМИЧЕСКАЯ ВЯЗКОСТЬ (ДГ)- 4.750000  
 КОЭФФИЦИЕНТ СЖИМАЕМОСТИ (БЕЗРАЗМЕР.)- 0.97  
 КОЭФФИЦИЕНТ РАСТВОРИМОСТИ (МЗ/МЗГ)- 1.000000  
 УСКОРЕНИЕ СВОБОДНОГО ПАДЕНИЯ (М/СЕК<sup>2</sup>)- 9.810  
 СТАНДАРТНАЯ ТЕМ-РА (ГРАД.С)- 20.00  
 АТМОСФЕРНОЕ ДАВЛЕНИЕ (АТ)- 1.0  
 № (СПЗ)- 0.0120  
 ПРОЦЕНТ ОТБОРА ГАЗА ТРУБЧАТЫМ УСТРОЙСТВОМ (ДОЛ. ЕД.)- 1.00  
 ОБЪЕМНЫЙ РАСХОД ГАЗА (МЗ ГАЗА/М<sup>2</sup> МЕТРА)- 0.1  
 РАСТВОРИМОСТЬ НЕФТИ (КР/МЗ)- 286.000000  
 РАСТВОРИМОСТЬ ВДАН (КР/МЗ)- 1000.000000

№	НАЗВАНИЕ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	СРЕДНЕЕ ДАВЛЕНИЕ		РАСХОД		ОБЪЕМНОСТЬ С/М ЕД.	СРЕДНЯЯ ТЕМП-РА НЕФТИ ГРАД.С	РАСХОД НЕФТИ Т.СУТ.	КОЭФФИЦИЕНТ ПРОВОДА ИЛИ НОРМ. УСЛОВИЯ М/МЗ	
		ТРУБЫ	СТЕНКИ ТРУБЫ	ТРУБЫ	ГАЗА					
1	10000.КОЛ.М-09 (КСП-3)	0.801	0.01	430.01	3232.01	0.610000	1.300	021	1260.4001	
2	21САМОТРОМНО. М.ДМС-2	11.001	0.01	020.01	5707.91	0.680000	1.300	021	2115.1601	76.00000000
3	31М.СВ.М.У.М-ДМС-2	11.001	0.01	020.01	10147.01	0.630000	1.300	021	3134.6131	76.00000000
4	41БЕЛОЗЕРНОЕ. М.ЗР0-КОП14	0.801	0.01	730.01	2743.01	0.450000	1.300	021	1000.9001	76.00000000
5	51С М.9 ДО Т.ВР-100	10.001	0.01	720.01	2172.31	0.400000	1.300	021	1203.3001	76.00000000

О Р Е З У Л Ь Т А Т Ы

№	НАЗВАНИЕ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	R	Q <sup>н</sup> МЗ/СЕК	Q <sup>в</sup> МЗ/СЕК	L <sup>н</sup>	P <sup>н</sup>	U <sup>н</sup>	V <sup>н</sup>	Q <sup>в</sup>	L <sup>в</sup>	D
1	10000.КОЛ.М-09 (КСП-3)	10.7500	10.1230	10.1020	10.7030	10.1210	10.2000	10.3030	0.41	201630	0.5040
2	21САМОТРОМНО. М.ДМС-2	10.7030	10.1600	10.2550	10.0720	10.0780	10.1400	10.3060	0.51	226000	0.7910
3	31М.СВ.М.У.М-ДМС-2	10.6720	10.2710	10.3030	10.7190	10.0770	10.2300	10.3030	0.51	0.010230	0.7910
4	41БЕЛОЗЕРНОЕ. М.ЗР0-КОП14	10.0430	10.2220	10.2000	10.0190	10.0630	10.0530	10.3100	0.51	170000	0.6000
5	51С М.9 ДО Т.ВР-100	10.7090	10.1090	10.1570	10.0320	10.0170	10.0730	10.5230	0.41	0.000000	0.0000

001421 - STEP HAS EXECUTED - COND CODE 0000  
 003731 STEP /CO / START 05:39:1041  
 003741 STEP /CO / STOP 05:59:1041 CPU 0M01 02.108000 MATH 0M0  
 003751 JOB /MINI / START 05:50:1039  
 003761 JOB /MINI / STOP 06:37:1041 CPU 0M01 05.168000

## СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения	<u>3</u>
2. Требования, предъявляемые к технологическому процессу	<u>4</u>
3. Технические средства и материалы, необходимые для осуществления технологического процесса	<u>4</u>
4. Механизм выработки металла в стенке трубопровода по его нижней образующей	<u>5</u>
5. Мероприятия по предотвращению "ручейковой" коррозии	<u>7</u>
6. Перевод системы промышленного сбора и транспорта продукции скважин на предлагаемую технологию	<u>8</u>
7. Требования безопасности и влияние на окружающую среду	<u>12</u>
8. Реализация методики на ЭВМ	<u>13</u>
Приложение Программа и результаты расчета контрольного примера	<u>21</u>

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ  
ТЕХНОЛОГИЯ ПРЕДОТРАЩЕНИЯ "РУЧЕЙКОВОЙ" КОРРОЗИИ  
В СИСТЕМАХ НЕФТЕГАЗОСБОРА  
РД 39-0147103-347-86

Издание ВНИИСПТнефти  
450055, г.Уфа, пр.Октября, 144/3

---

Подписано к печати 4.08.86 г. ПО1557  
Формат 90х60/16. Уч.-изд.л.1,7. Тираж 150 экз.  
Заказ 163

---

Ротапринт ВНИИСПТнефти