

Министерство нефтяной промышленности  
ВНИИСПНефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ  
ТЕХНОЛОГИЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ "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 однострунных систем сбора нефти и газа на нефтяных месторождениях.

РД "Технология предотвращения "ручейковой" коррозии в системах нефтегазосбора" разработана сотрудниками ВНИСПТнефть Корнильским Г.Г., Арменским Е.А., Гурьяновой В.А., Галдмовой Г.Ю., Евстигнеевой А.И., Иошпе Г. Н. и сотрудником ЦНИИ ПО "Нижевартовскинефтегаз" 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 (  $m^3$  газа /  $m^3$  нефти ) ;
- динамическая вязкость жидкой фазы ( сП ) ;
- газовый фактор, приведенный к нормальным условиям (  $m^3/m^3$  ) ;
- атмосферное давление ( ат ) ;
- стандартная температура (  $^{\circ}C$  ) ;
- средняя температура нефти (  $^{\circ}C$  ) ;
- динамическая вязкость газовой фазы ( сП ) ;
- коэффициент сжимаемости ;
- коэффициент растворимости (  $m^3/m^3$  Па ) ;
- процент отбора газа трубчатым устройством ;
- плотность нефти ( кг/ $m^3$  ) ;
- плотность воды ( кг/ $m^3$  ) ;

## 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 8 8

## Пример перфорации

№№ колонок																	
5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90
51																	
З																	
НЕФ. КОЛ. КИ-19 (Кисп-3)																	
САМОТ ЛОРНЕФ. К. ДНС-2																	
К. СБ. К. П. К. У. ДНС-2																	
БЕЛАЗЕРНЕФ. К. 3108-Ксн:14																	
С	К.	9	Д	Т.	В	Р.	1	1	0	1							
53	0		8	2	0			8	2	0			7	2	0		
92	3	2	5	7	1	7	9	1	0	1	4	7	6	2	7	3	1
6	1		6	0				6	3				4	5			4
0	6	5	0	6	5	0	6	5	0	6	5	0	6	5	0	6	5
0			4	7	5	1				2	0			3	0		0
8			8			8				8				8			8
1			1			8	4	6		1	0	0	1				
7	6	1	7	6	1	7	6	1	7	6	1	7	6	1	7	6	1
8	1	5	1	1		1	1			6			1	0			1

Лин. № 100016, 100017, 100018, 100019, 100020, 100021, 100022, 100023, 100024, 100025, 100026, 100027, 100028, 100029, 100030, 100031, 100032, 100033, 100034, 100035, 100036, 100037, 100038, 100039, 100040, 100041, 100042, 100043, 100044, 100045, 100046, 100047, 100048, 100049, 100050, 100051, 100052, 100053, 100054, 100055, 100056, 100057, 100058, 100059, 100060, 100061, 100062, 100063, 100064, 100065, 100066, 100067, 100068, 100069, 100070, 100071, 100072, 100073, 100074, 100075, 100076, 100077, 100078, 100079, 100080, 100081, 100082, 100083, 100084, 100085, 100086, 100087, 100088, 100089, 100090, 100091, 100092, 100093, 100094, 100095, 100096, 100097, 100098, 100099, 100100

№ п/п	ИЛТ	№ БОНЕВ.	18 АПРЕЛ	2011
-------	-----	----------	----------	------





## Блок-схема программы

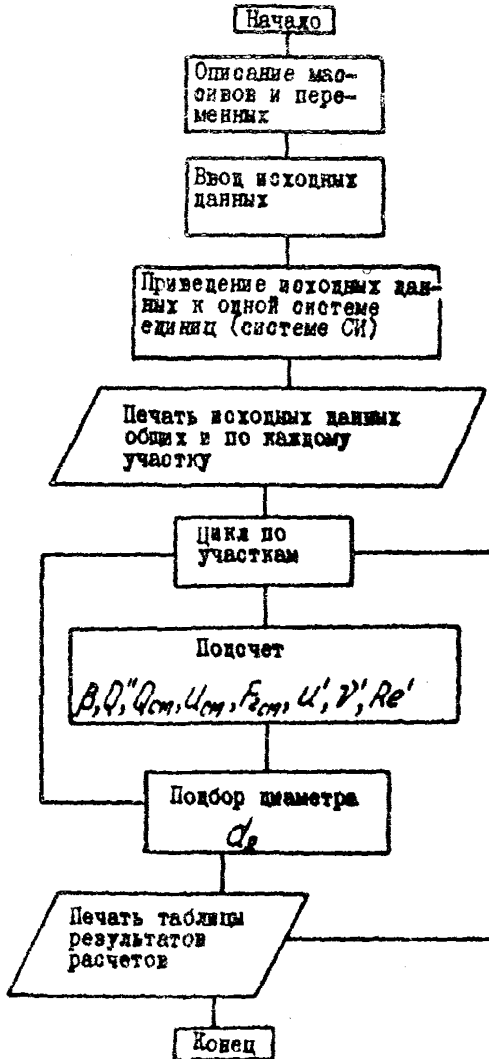


Рис. I

- $d_1 = 53 \text{ } \phi \text{ мм}$ ;  $d_2 = d_3 = 82 \text{ } \phi \text{ мм}$ ,  $d_4 = d_5 = 720 \text{ мм}$ .
- $Q'_1 = 3232 \text{ т/сут}$ ,  $Q'_2 = 5787,9 \text{ т/сут}$ ,  $Q'_3 = 10147,6 \text{ т/сут}$ ,  
 $Q'_4 = 2743,6 \text{ т/сут}$ ,  $Q'_5 = 2172,3 \text{ т/сут}$ .
- $W_1 = 61\%$ ,  $W_2 = 60\%$ ,  $W_3 = 63\%$ ,  $W_4 = 45\%$ ,  $W_5 = 4\phi\%$
- $\Delta_1 = \Delta_3 = \Delta_4 = \Delta_5 = 8 \text{ мм}$ ,  $\Delta_2 = 8,5 \text{ мм}$
- $u' = \phi.65$  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	$U1$	$\text{м}/\text{сек}$

ПРОГРАММА И РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА КОНТРОЛЬНОГО ПРИМЕРА

Приложение

```

//MACHINA 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,YS,T,Z,S,M,N,LS,SC,PIAA	0044	PRINT 220.61,MB
0023	DIMENSION C(1:20)	0045	PRINT 028
0024	DIMENSION A1(1:2,1:20),A2(1:20),A3(1:20),A4	0046	CC 11 J11,MB
0025	DIMENSION W(1:20),DEL(1:20),V(1:20),F(1:20)	0047	11 PRINT 104.01,MB,1.01,1.01,0.01,0.01,0.01,0.01
0026	DIMENSION D(1:20),RE(1:20),V(1:20),COP(1:20)	0048	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
0027	DIMENSION VIL(1:20),L(1:20),PR(1:20)	0049	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
0028	000000000000000000000000000000000000	0050	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
0029	000000000000000000000000000000000000	0051	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
0030	000000000000000000000000000000000000	0052	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
0031	000000000000000000000000000000000000	0053	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
0032	000000000000000000000000000000000000	0054	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
0033	000000000000000000000000000000000000	0055	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
0034	000000000000000000000000000000000000	0056	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
0035	000000000000000000000000000000000000	0057	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
0036	000000000000000000000000000000000000	0058	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
0037	000000000000000000000000000000000000	0059	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
0038	000000000000000000000000000000000000	0060	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
0039	000000000000000000000000000000000000	0061	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
0040	000000000000000000000000000000000000	0062	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
0041	000000000000000000000000000000000000	0063	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
0042	000000000000000000000000000000000000	0064	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0065	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0066	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0067	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0068	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0069	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0070	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0071	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0072	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0073	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0074	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0075	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0076	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0077	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0078	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0079	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0080	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0081	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0082	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0083	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0084	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0085	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0086	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0087	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0088	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0089	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0090	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0091	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0092	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0093	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0094	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0095	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0096	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0097	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0098	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0099	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01
		0100	0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01,0.01



```

000          1
000          1      1      MM |  MM |  P/CVT. |
000              | (PAR.C) |
000          1
000          -----
000          -----
000          -----
000          -----
0126          STOP
0127          END

```

```

*STATISTIOS* SOURCE STATEMENTS = 127;PROG# 312
*STATISTIOS* E = 25222
*STATISTIOS* NO DIAGNOSTICS GENERATED

```

```

104         *         1         4         0         *8         *         *         *         *
          *         *         *         *         *         *         *         *         *
001421 * STEP WAS EXECUTED - COND CODE 1000
003731 STEP /PRINT / START 06059.1839
003741 STEP /PRINT / STOP 06059.1846 CPL  SMP 04.1680C MASP  90M
//LMBG.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	INCON#	INCECON#
6344	INCON#	INCECON#
66E8	INCON#	INCECON#
665B	ALOC	INCSLOC
681C	SECCAS0	INCCMH2
75A4	FICCS#	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	INCCMH2	INCCMH2
755C	INCCMH2	INCCMH2
7564	INCCMH2	INCCMH2
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	FICCS#	INCFICS
96C4	INCERR#	INCERR#
A2C0	INCUATBL	INCUATBL
A3F1	INCFICS2	INCFICS2
A479	INCFICS2	INCFICS2
A700	IBCON#	INCECON#
A708	FICCS#	INCFICS
B480	ACCON#	INFCVTH

LOCATION	REFERS TO SYMBOL	IN CONTROL SECTION
75B0	FCVCLT#	INFCVTH
75C4	FCVCLT#	INFCVTH
7538	INCERR#	INCERR#
75B8	INCERR#	INCERR#
7568	INCCMH2	INCCMH2
756B	INCCMH2	INCCMH2
7978	INCECON#	INCECON#
770C	INCON#	INCECON#
789C	INCECON#	INCECON#
7E80	IBCON#	INCECON#
8E74	INCON#	INCECON#
9484	INCON#	INCECON#
93B8	INFCVTH	INFCVTH
9418	ACCON#	INFCVTH
947C	INCERR#	INCERR#
96C8	INCFICS2	INCFICS2
A2C0	IBCON#	INCECON#
A380	INCFICS2	INCFICS2
AP7C	INCUOPT	INCUOPT
AP84	INCFICS	INCFICS
B484	INCON#	INCECON#
B48C	FICCS#	INCFICS

ENTRY ADDRESS 00  
TOTAL LENGTH 0660

IBP1421 - STEP WAS EXECUTED - COND 1000 0884  
 IBP3731 STEP /LKRD / START 06059.1848  
 IBP3741 STEP /LKRD / STEP 06059.1848 CPU 0884 08.240BC WAPD 98N  
 //60.SYSIN DD \*

Имя S  
 ПИСХОБАЯ ИИНСЕРВАЛЬИ

Упл 0.65000 Упл 0.65000 Упл 0.65000 Упл 0.65000 Упл 0.65000  
 ДИНАМИЧЕСКАЯ ВЯЗКОСТЬ (ДГ)- 4.750000  
 КОЭФФИЦИЕНТ СЖИМАЕМОСТИ (БЕЗРАЗМЕРН.)- 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 ВЕЩ/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 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	3И.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	1100.9001	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 <sup>н</sup>
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	10.4720	10.0780	10.1400	10.3060	0.51	226000	0.7910
3	3И.СВ.М.У.М-ДМС-2	10.6720	10.2710	10.3030	10.7790	10.0770	10.2300	10.3030	0.51	4010230	0.7910
4	41БЕЛОЗЕРНОЕ. М.ЗР0-КОП14	10.8030	10.2220	10.2000	10.4090	10.0630	10.0930	10.3100	0.51	1700070	0.6090
5	51С М.9 ДО Т.ВР-100	10.7090	10.1090	10.1570	10.3320	10.0170	10.0730	10.5230	0.41	0600000	0.0930

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 ВНИИСПНефти  
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 ВНИИСПНефти