

Министерство нефтяной промышленности
ВНИИСПиНефть

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 ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ "РУЧЕЙКОВОЙ" КОРРОЗИИ
В СИСТЕМАХ НЕФТЕГАЗОСБОРА
РД 39-0147103-347-86

1986

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

РД "Технология предотвращения "ручейковой" коррозии в системах нефтегазосбора" разработана сотрудниками ВНИСПТнефть Корниловым Г.Г., Арменским Е.А., Гурьяновой В.А., Галимовой Г.Ю., Евстигнеевой А.И., Ионше М.Н. и сотрудником ЦНИИ ПО "Нижневартовскнефтегаз" Кондратьев 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 однострубно-го 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 однострубно-го нефтегазосбора позволит:

повысить сроки службы и безаварийной эксплуатации трубопро-
водов;

снизить расход дорогостоящих ингибиторов коррозии до миниму-
ма;

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 газодонефтяных смесей по обычной (базовой) технологии, дополнительного оборудования и средств не требуется.

3.2. Предлагаемая технология не изменяет способов ввода в поток газодонефтяной 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 приходится 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

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

где Q' - объемный расход жидкой фазы, м³/с ;
 d_i - внутренний диаметр трубы, м ;
 α - истинное газосодержание смеси.

6.1.4. Число Рейнольдса жидкой фазы равно

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

где ν' - кинематическая вязкость жидкой фазы, м²/с.

6.1.5. Истинное газосодержание смеси α 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 μ' в сантипуазах.

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

$$\alpha = \beta \left(\frac{\mu''}{\mu'} \right)^{0,0475}, \quad (5)$$

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

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

$$\beta = \frac{1}{1 + \frac{\bar{p} \cdot \bar{T}}{p_0 \cdot T_0 \cdot Z(1-W)(\Gamma_{\phi} - S\bar{p} + Q_{гг} \frac{Q'}{Q_H}) \cdot K}}, \quad (6)$$

- где
- Γ_{ϕ} - газовый фактор, приведенный к нормальным условиям;
 - S - коэффициент растворимости, м³/м³; Па ;
 - W - обводненность в долях единицы;
 - Z - коэффициент сжимаемости газа;
 - \bar{p}, \bar{T} - соответственно средние давления и температура на участке;
 - p_0, T_0 - давление и температура при стандартных условиях;
 - $Q_{гг}$ - объемный расход газа на газлифт для подъема единицы объема жидкости, приведенный к нормальным условиям;
 - Q_H - объемный расход нефти;
 - Q' - расход жидкой фазы;
 - K - процент отбора газа трубчатым устройством предварительного отбора газа (ТУПОГ-ом) в долях единицы.

При не работающем ТУПОГ-е - $K=1$

При отсутствии газлифта - $Q_{гг}=0$

6.1.7. Критерий Фруда смеси

$$Fr_{см} = \frac{u_{см}^2}{g \cdot d}, \quad (7)$$

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:

$$d_2^2 = \frac{4Q'}{\pi U' \left[1 - \beta (0,83 - 0,095 \lg \mu') \left[1 - \exp \left(-2,2 \sqrt{\frac{16(Q'+Q'')^2}{\pi^2 g \cdot d_2^5}} \right) \right] \right]} \quad (11)$$

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 нефте-сборных 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 P_N и P_K , если ввести PRP - любое другое число, то вводится \bar{P} ;
- названия участков;
- диаметр трубы (мм) ;
- расход жидкой фазы (т/сут) ;
- обводненность (%) ;
- толщина стенки трубы (мм) ;
- значение истинной скорости жидкой фазы смеси $u' = 0,65 \frac{M}{\rho_{жк}}$;
- 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

- *DRP* = 3

НЕФ. КОЛ. К - 89 (КСП-3)

САМОТЛОРНЕФ. К. ДНС - 2

К. СВ. К. Т. 'К' - ДНС - 2

ВЕЛОЗЕРНЕФ. К 308 - КСП 14

СК. 9 до Т.ВР. I B B

Пример перфорации

№№ колонок															
5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
5)															
3															
НЕФ. КОЛ. К1-89 (КСП-3)															
САМОТ ЛОРНЕФ. К. ДНС-2															
К.СБ. К.Т. К' - ДНС-2															
БЕЛОЗЕРНЕФ. К.308-КСП14															
С К.9 ДО Т. ВР. 100															
530.	820.	820.	720.	720.											
9232.	5787.9	10147.6	2773.6	2172.3											
61.	60.	63.	45.	40.											
0.65	0.65	0.65	0.65	0.65											
0.	4.75	1.	20.	30.						0.012				0.97	
8.	8.	8.	8.	8.											
1.	1.	846.	1000.												
76.1	76.1	76.1	76.1	76.1											
8.5	11.	11.	6.	10.											

№ п/п, № докум., № инв. №, дата, подпись и дата

ИЗМ.	ИЗЛ.	№ докум.	ИЗДАТЕЛЬ	ДАТА
------	------	----------	----------	------

Блок-схема программы

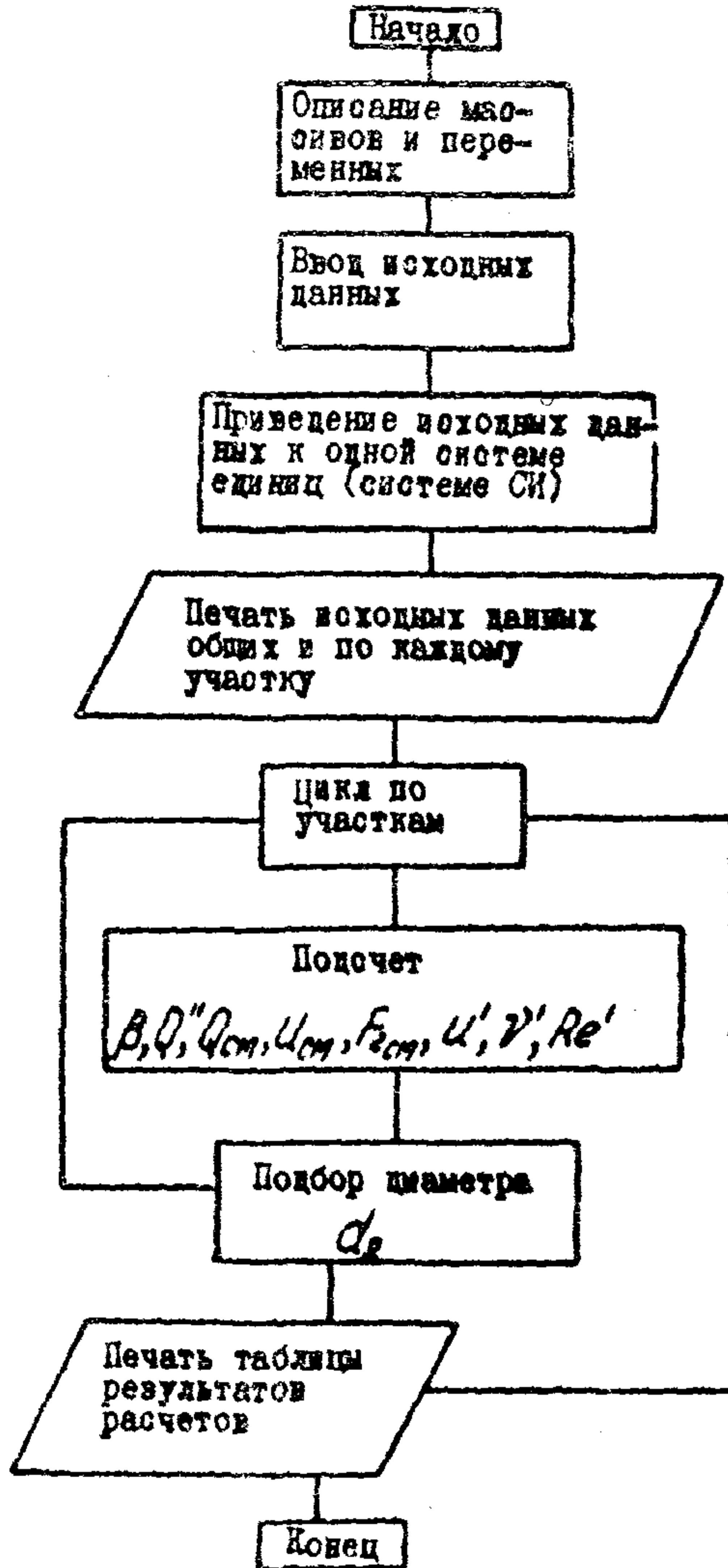


Рис. I

- $d_1 = 53 \text{ } \phi \text{ мм}; d_2 = d_3 = 82 \text{ } \phi \text{ мм}, d_4 = d_5 = 720 \text{ мм}.$
- $Q_1' = 3232 \text{ т/сут}, Q_2' = 5787,9 \text{ т/сут}, Q_3' = 10147,6 \text{ т/сут},$
 $Q_4' = 2743,6 \text{ т/сут}, Q_5' = 2172,3 \text{ т/сут}.$
- $W_1 = 61\%, W_2 = 60\%, W_3 = 63\%, W_4 = 45\%, W_5 = 4\phi\%$
- $\Delta_1 = \Delta_3 = \Delta_4 = \Delta_5 = 8 \text{ мм}, \Delta_2 = 8,5 \text{ мм}$
- $\mu' = \phi.65$ только при расчете диаметра
- $Q_{гг} = 0 \frac{\text{м}^3 \text{газа}}{\text{м}^3 \text{нефти}}$
- $\mu' = 4,75 \text{ сл}$
- $\Gamma_{ф_0} = 76,1 \text{ м}^3/\text{м}^3$
- $\rho_0 = 1 \text{ ат}$
- $T_0 = 20^\circ \text{C}$
- $T = 30^\circ \text{C}$
- $\mu'' = 12,65 \text{ слз}$
- $z = 0,97$
- $S = 1 \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ ПА}$
- $K = 1$
- $\rho_H = 846 \text{ кг/м}^3$
- $\rho_6 = 1000 \text{ кг/м}^3$
- $\bar{p}_1 = 8,5 \text{ ат}, \bar{p}_2 = \bar{p}_3 = 11 \text{ ат}, \bar{p}_4 = 6 \text{ ат}, \bar{p}_5 = 10 \text{ ат}.$

8.5. Принятые обозначения

Таблица

Назначение параметров в алгоритме	Смысл идентифицируемого параметра	Идентификатор	Размерность
1	2	3	4
Γ_{ϕ_0}	газовый фактор, приведенный к нормальным условиям	$G\phi$	$\text{м}^3/\text{м}^3$
d_1	внешний диаметр трубы	D	мм
Δ	толщина стенки трубы	ΔEL	мм
Q'	расход жидкой фазы	Q	т/сут
Q_{gr}	объемный расход газа	QG	$\text{м}^3 \text{газа}/\text{м}^3 \text{нефти}$
μ'	динамическая вязкость жидкой фазы	μ	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_6	обводненность (доли ед.)	W_B	безразмерн.
W	обводненность (%)	W	%
Z	коэффициент сжимаемости	Z	безразмерн.

1	2	3	4
\bar{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	$\text{м}/\text{сек}^2$
ρ_H	плотность нефти	RH	$\text{кг}/\text{м}^3$
ρ_b	плотность воды	RB	$\text{кг}/\text{м}^3$
β	расходное газосодержание	V	безразмерн.
Q''	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_{zCM}	число Фруда смеси	FR	безразмерн.
α	истинное газосодержание	AL	безразмерн.
U'	истинная скорость жидкой фазы	$U1$	$\text{м}/\text{сек}$
ν'	кинематическая вязкость жидкой фазы	$V1$	$\text{м}^2/\text{сек}$
Re'	число Рейнольдса	RE	безразмерн.
d_2	расчетный диаметр трубы	B	мм
μ'	динамическая вязкость газа	MM	сП
NN	название приемного пункта		
-	номер участка	NN	
U''	скорость газовой фазы	UI	$\text{м}/\text{сек}$


```

000      1
000      * 1      |  MM  |  MM  |  P/CY7.  |
000              | (PAB.C) |
000      *-----|-----|-----|-----|
000      *-----|-----|-----|-----|
000      *-----|-----|-----|-----|
000      *-----|-----|-----|-----|
0126      STOP
0127      END

```

```

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

```

```

STEP 1421 - STEP WAS EXECUTED - COND CODE 1000
STEP 3731 STEP /PRINT / START 06059.1830
STEP 3741 STEP /PRINT / STOP 06059.1840 CPL ENDA 04.1680C MADA 98H
//LNDC.SYSPRINT DD SYSOUT=

```


LOCATION	REFERS TO	SYMBOL	IN CONTROL SECTION
10C		IBCOM#	IMECCPM
1AA		ALOCIP	IME3LOC
1AC		SBRT	IMESSRT
63EC		INCER#	IMEERR#
63AB		INCER#	IMEERR#
64EC		INCER#	IMEERR#
64EA		EXP	IMESEXP
73AC		ACCON#	IMEFCVTH
73BB		ARITH#	IMEFNTH
73CC		INCUPY	IMEUOPT

LOCATION	REFERS TO	SYMBOL	IN CONTROL SECTION
1A3		FXPR#	IMEFXPR
1A9		EXP	IMEEXP
6382		INCOP#	IMECOM#
6344		INCOP#	IMECOM#
66E8		INCOP#	IMECOM#
665B		ALOC	IME3LOC
681C		SECCASO	IMECCMH?
73A4		FI0CS#	IMEFICS
73DE		ACCSHTG#	IMEFNTH
7388		FCVECLT#	IMEFCVTH

LOCATION	REFERS TO	SYMBOL	IN CONTROL SECTION
73BB		FCVLOLT#	IMEFCVTH
73CB		FCVCOLT#	IMEFCVTH
73CB		FCVZOLT#	IMEFCVTH
7384		IMECCMH?	IMECCMH?
735C		IMECCMH?	IMECCMH?
7364		IMECCMH?	IMECCMH?
736C		IMECCMH?	IMECCMH?
7718		IMEERR#	IMEERR#
780C		IMECCMH?	IMECCMH?
78AC		IMECCMH?	IMECCMH?
7E28		IMEERR#	IMEERR#
8E78		IMEERR#	IMEERR#
9428		IMECCMH?	IMECCMH?
93AC		IMEUOPT	IMEUOPT
948C		IMEFICS	IMEFICS
96C4		IMEERR#	IMEERR#
A2CB		IMEUATBL	IMEUATBL
A2F1		IMEFICS?	IMEFICS?
A478		IMEFICS?	IMEFICS?
AF88		IMECCMH?	IMECCMH?
AF88		IMEFICS	IMEFICS
B488		IMEFCVTH	IMEFCVTH

LOCATION	REFERS TO	SYMBOL	IN CONTROL SECTION
738C		FCVLOLT#	IMEFCVTH
73C4		FCVCOLT#	IMEFCVTH
7358		IMEERR#	IMEERR#
7388		IMEERR#	IMEERR#
7368		IMECCMH?	IMECCMH?
7368		IMECCMH?	IMECCMH?
7978		IMECCMH?	IMECCMH?
778C		IMEERR#	IMEERR#
789C		IMECCMH?	IMECCMH?
7E88		IMECCMH?	IMECCMH?
8E74		IMEERR#	IMEERR#
9484		IMEERR#	IMEERR#
9388		IMEFCVTH	IMEFCVTH
9418		IMEFCVTH	IMEFCVTH
947C		IMEERR#	IMEERR#
96C8		IMEFICS?	IMEFICS?
A20C		IMECCMH?	IMECCMH?
A388		IMEFICS?	IMEFICS?
AF7C		IMEUOPT	IMEUOPT
AF88		IMEERR#	IMEERR#
B484		IMEERR#	IMEERR#
B48C		IMEFICS	IMEFICS

ENTRY ADDRESS 88

TOTAL LENGTH 8688

BP1421 - STEP WAS EXECUTED - COND 1000 8588
 BP3731 STEP /LKRD / START 8688 848
 BP3741 STEP /LKRD / STEP 8688 848 CPU 848 88.2488C WADD 988
 //60.878IN DD *

КНИ 5
ФИ С Х О Д А Ч А Р И Н О С Е Р И А Л Н О

Удл 0,65000 Удл 0,65000 Удл 0,65000 Удл 0,65000 Удл 0,65000 Удл 0,65000
 ВИЗНАЧЕНАЯ ВЯЗНОСТЬ (ОГ)- 4,750000
 КОЭФФИЦИЕНТ СКИНАРНОСТИ (БЕЗРАЗМЕРН.) 0,97
 КОЭФФИЦИЕНТ РАСТВОРИМОСТИ (МЗ/МЗЛ)- 1,00000
 УСКОРЕНИЕ СВОБОДНОГО ПАДЕНИЯ (М/СЕК²)- 9,810
 СТАНДАРТНАЯ ТЕМ-РА (ГРАД.С)- 27,00
 АТМОСФЕРНОЕ ДАВЛЕНИЕ (АТ)- 1,0
 М² (СПЗ)- 0,3120
 ПРОЦЕНТ ОТБОРА ГАЗА ТРУБЧАТЫМ УСТРОЙСТВОМ (ВОЛН ЕД.) 1,00
 ОБЪЕМНЫЙ РАСХОД ГАЗА (МЗ ГАЗА/М² МЕТРА)- 0,6
 РАСТНОСТЬ НЕУТИ (КР/МЗ)- 1000,000000
 РАСТНОСТЬ ВСАМ (КР/МЗ)- 1000,000000

N	НАЗВАНИЕ	СРЕДНЕЕ ДАВЛЕНИЕ		УСЛОВИЯ (ТЕМПЕРА)		РАСХОД	ОБЪЕДИНЕННОСТЬ	СРЕДНЯЯ	РАСХОД	АЭРОФАКТОР	ПРИВЕД.
		УЧАСТКА	ТРУБОПРОВОДА	ДАВЛЕНИЕ	СТЕНКИ						
УЧ		АТ	ММ	ММ	ММ	Т/СУТ.	С/У ЕД.	ГРАД.С	Т.СУТ.	М/МЗ	
1	БЕЛ.КОЛ.К-09 (КСП-3)	0,801	0,01	430,01	3232,01	0,610000	0,300	021	1760,401	76,09990004	
2	САМОТЛОРНО. К.ДМС-2	11,001	0,01	020,01	5707,91	0,600000	0,300	021	2115,101	76,09990004	
3	К.СВ.К.Т. К-ДМС-2	11,001	0,01	020,01	10147,61	0,630000	0,300	021	3794,611	76,09990004	
4	БЕЛОЗЕРНО. К.ЭФ-КСП14	6,001	0,01	720,01	2743,61	0,450000	0,300	021	1000,901	76,09990004	
5	С К.9 ДО Т.ВР.100	10,001	0,01	720,01	2172,31	0,400000	0,300	021	1203,301	76,09990004	

О Р Е З У Л Ь Т А Т Ы

N	НАЗВАНИЕ	R	Q	W	L	P	U	V	E	D
1	БЕЛ.КОЛ.К-09 (КСП-3)	10,750	10,123	10,162	10,723	10,121	10,204	10,305	10,201	0,50400
2	САМОТЛОРНО. К.ДМС-2	10,703	10,160	10,254	10,472	10,070	10,140	10,306	10,226	0,79162
3	К.СВ.К.Т. К-ДМС-2	10,672	10,271	10,303	10,779	10,077	10,230	10,503	10,401	0,79103
4	БЕЛОЗЕРНО. К.ЭФ-КСП14	10,845	10,222	10,200	10,419	10,063	10,053	10,519	10,174	0,60900
5	С К.9 ДО Т.ВР.100	10,709	10,100	10,137	10,532	10,017	10,073	10,523	10,060	0,60393

001421 - STEP HAS EXECUTED - COND CODE 0000
 003731 STEP ACO / START 05:59:1041
 003741 STEP ACO / STOP 05:59:1041 CPL OMP 02,908EC MARK DUK
 003751 JOB /MINI / START 05:59:1041
 003761 JOB /MINI / STOP 06:57:1341 CPL OMP 55,168EC

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 прамера	<u>21</u>

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ
ТЕХНОЛОГИЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ "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. П01557
Формат 90x60/16. Уч.-изд.л.1,7. Тираж 150 экз.
Заказ 163

Ротапринт ВНИИСПТнефти