Министерство нефтяной промышленности

ВНИИСПТнефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ТЕХНОЛОГИЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ "РУЧЕЙКОВОЙ" КОРРОЗИИ В СИСТЕМАХ НЕФТЕГАЗОСБОРА

РД 39-0147103-347-86

1986

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

ВНИИСПТнефть

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, обустройством и эксплуатацией однотрубных систем сбора нефти и газа на нефтяных месторождениях.

РД "Технология предотвращения "ручейковой" коррозии в системах нефтегазосбора" разработан сотрудниками ВНИИСПТнефть Корниловым Г.Г., Арменским Е.А., Гурьяновой В.А., Галимовой Г.Ю., Евстигнеевой А.И., Иошпе Г. Н. и сотрудником ЦНИЛ ПО "Нижневартовскнефтегаз" 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 однотрубного нефтегазосбора.

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

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Применение предлагаемой технологии в системах однотрубного 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.

I.2. Предлагаемая технология распространяется на системы, где

I) 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.I. Технологический процесс способствует обеспечению:

I) 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.I. 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 механримесей (песок, окислы железа и другие взвешенные частицы).

4.3.4. В зависимости от скорости движения слоя воды, размеров механримесей 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, доходящих 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.I. Для расслоенной структуры потока:

6.I.I. Перевод системы промыслового сбора и транспорта продукции скважин на предлагаемую технологию осуществляется для действующих трубопроводов и вновь проектируемых.

6.I.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 I0000.

6.I.3. Истинная средняя скорость движения жидкой фазы равна

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

где Q' – объемный расход жидкой фазы, м^3/с ;

d_1 – внутренний диаметр трубы, м ;

α – истинное газосодержание смеси.

6.I.4. Число Рейнольдса жидкой фазы равно

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

где ν' – кинематическая вязкость жидкой фазы, м^2/с.

6.I.5. Истинное газосодержание смеси α определяется по формулам:

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

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

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

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

В (4) значение μ' в сантипуазах.

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

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

где $\mu' \mu''$ – абсолютная вязкость жидкой и газовой фаз;

$Fr_{см}$ – критерий Фруда смеси;

β – расходное объемное газосодержание.

6.I.6. Определяется расходное объемное газосодержание при транспортировании нефтегазоводяных смесей по трубопроводам :

$$\beta = \frac{1}{1 + \frac{\bar{P} \cdot T_0}{P_0 \bar{T} \cdot Z (1 - W)(\Gamma_\Phi - S\bar{P} + Q_{\Gamma\Gamma} \frac{Q}{Q_H}) \cdot K}}, \qquad (6)$$

где Γ_{Φ_0} - газовый фактор, приведенный к нормальным условиям;

S - коэффициент растворимости, $м^3/м^3$; 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;

$Q_{\Gamma\Gamma}$ - 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=I

При отсутствии газлифта - $Q_{\Gamma\Gamma}$=0

6.I.7. Критерий Фруда смеси

$$F_{r_{CM}} = \frac{u_{CM}^2}{g \cdot d_1} \qquad (7)$$

6.I.8. Скорость смеси

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

6.I.9. Объемный расход нефтегазоводяной смеси в коллекторе

$$Q_{см} = Q' + Q'' \qquad (9)$$

6.I.IO. Объемный расход газовой фазы в рабочих условиях

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

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

6.2.I. 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:

$$d_2^5 = \frac{4Q'}{\pi U' \left(1-\beta(0{,}23-0{,}095 \lg \mu')\right)\left(1-\exp\left(-2{,}2\sqrt{\frac{16(Q'+Q'')^2}{\pi^2 g \cdot d_2^5}}\right)\right)} \qquad (11)$$

В формуле (II) значение истинной средней скорости жидкой фазы u' согласно п. 6.I.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.I. 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 3I января I974 г. (М.Недра, I975).

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.I. Подготовка исходных данных

Входная информация заносится на специальные бланки.

К исходным данным относятся:

число участков (KN) ;

признак PRP . Если ввести $PRP=1$, то вводится $P_н$ и $P_к$,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 $U'=0{,}65\frac{M}{\rho_{ж}}$;

объемный расход газа ($м^3$газа / $м^3$нефти);

динамическая вязкость жидкой фазы (сП) ;

газовый фактор, приведенный к нормальным условиям ($м^3/м^3$);

атмосферное давление (ат) ;

стандартная температура (^oC) ;

средняя температура нефти (^oC);

динамическая вязкость газовой фазы (сП) ;

коэффициент сжимаемости ;

коэффициент растворимости ($м^3/м^3$ Па);

процент отбора газа трубчатым устройством ;

плотность нефти ($кг/м^3$) ;

плотность воды ($кг/м^3$) ;

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 прграммы

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 I00 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)

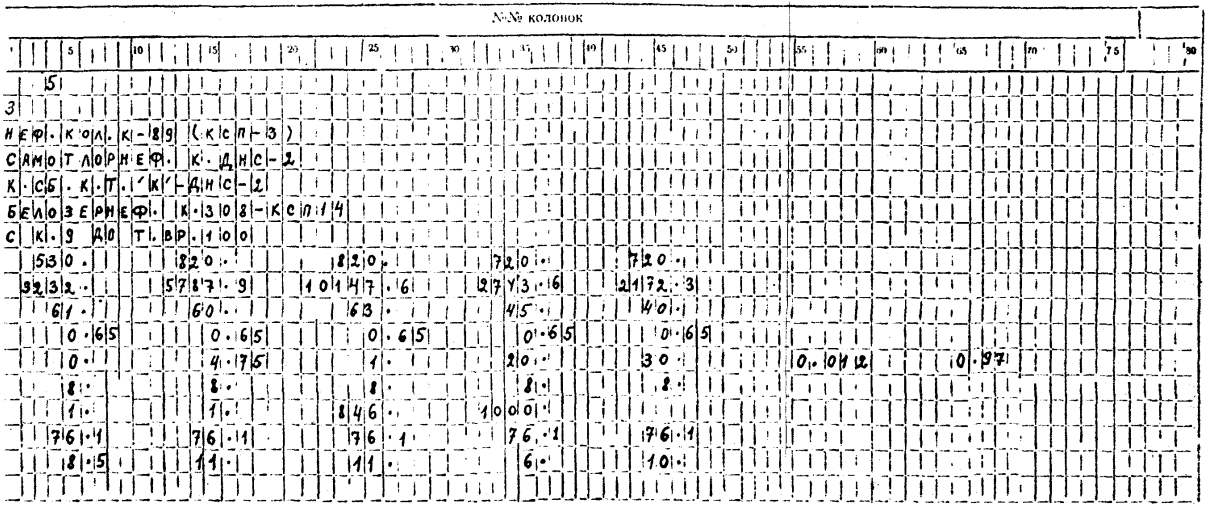
САМОТЛОРНЕФ. К. ДНС - 2

К. СБ. К. Т. 'К' - ДНС- 2

ВЕЛИЗЕРНЕФ. К 308 - КСП I4

СК. 9 до Т.ВР. I 0 0

Пример перфорации



Блок-схема программы

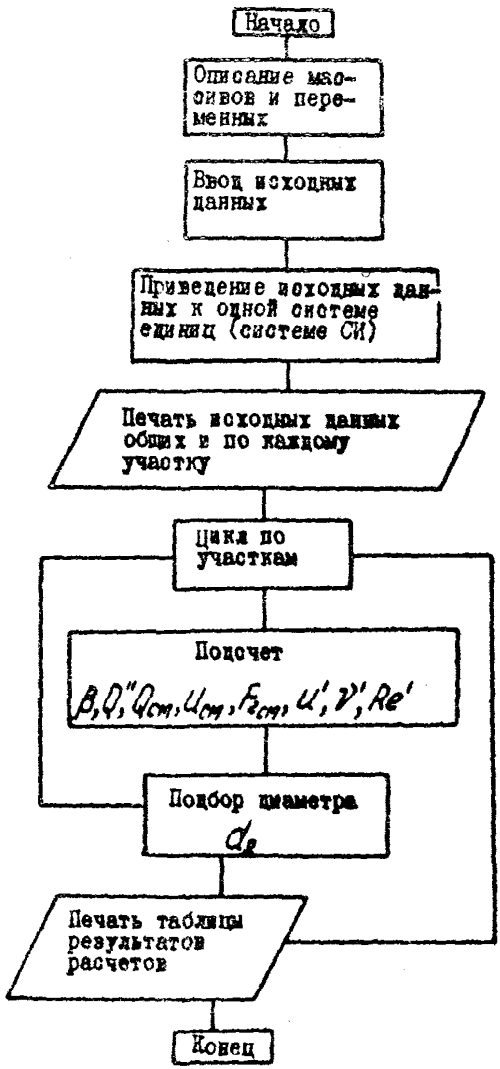


Рис.I

- $d_1 = 53\ \text{Ø мм}$; $d_2 = d_3 = 82\text{Ø мм}$, $d_4 = d_5 = 720\ \text{мм}$.
- $Q_1' = 3232\ \text{т/сут}$, $Q_2' = 5787{,}9\ \text{т/сут}$, $Q_3' = 10147{,}6\ \text{т/сут}$, $Q_4' = 2743{,}6\ \text{т/сут}$, $Q_5' = 2172{,}3\ \text{т/сут}$.
- $W_1 = 61\%$, $W_2 = 60\%$, $W_3 = 63\%$, $W_4 = 45\%$, $W_5 = 4\text{Ø}\%$
- $\Delta_1 = \Delta_3 = \Delta_4 = \Delta_5 = 8\ \text{мм}$, $\Delta_2 = 8{,}5\ \text{мм}$
- $\mu' = \text{Ø}.65$ только при расчете диаметра
- $Q_{rr} = 0\ \frac{\text{м}^3\ \text{газа}}{\text{м}^3\ \text{нефти}}$
- $\mu' = 4{,}75\ \text{сп}$
- $\Gamma_{\phi_0} = 76{,}1\ \text{м}^3/\text{м}^3$
- $P_0 = 1\ \text{am}$
- $T_0 = 20°\text{C}$
- $T = 30°\text{C}$
- $\mu'' = 12{,}65\ \text{спз}$
- $z = 0{,}97$
- $S = 1\ \text{м}^2/\text{м}^3\ \text{ПА}$
- $K = 1$
- $\rho_н = 846\ \text{кг}/\text{м}^3$
- $\rho_в = 1000\ \text{кг}/\text{м}^3$
- $\bar{P}_1 = 8{,}5\ \text{am}$, $\bar{P}_2 = \bar{P}_3 = 11\ \text{am}$, $\bar{P}_4 = 6\ \text{am}$, $\bar{P}_5 = 10\ \text{am}$.

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	GФ	м³/м³
d_1	внешний диаметр трубы	D	мм
Δ	толщина стенки трубы	DEL	мм
Q'	расход жидкой фазы	Q	т/сут
$Q_{\Gamma\Gamma}$	объемный расход газа	QG	м³газа/м³нефти
μ'	динамическая вязкость жидкой фазы	μ	сп
P_0	атмосферное давление	PФ	ат
P_H	начальное давление	PH	ат
P_K	конечное давление	PK	ат
$\bar{P}$	среднее давление	P	ат
W_H	содержание нефти в жидкой фазе (доли ед.)	WH	безразмерн.
W_B	обводненность (доли ед.)	WB	безразмерн.
W	обводненность (%)	W	%
Z	коэффициент сжимаемости	Z	безразмерн.

1	2	3	4
S	коэффициент растворимости	S	$м^3/м^3$ Па
$\bar{t}$	средняя температура нефти	T	°С
t_a	стандартная температура	TФ	°С
K	процент отбора газа трубчатым устройством	K	%
$Q_н$	расход нефти	QH	т/сут
g	ускорение свободного падения	G	$м/сек^2$
$\rho_н$	плотность нефти	RH	$кг/м^3$
$\rho_в$	плотность воды	RB	$кг/м^3$
β	расходное газосодержание	V	безразмерн.
Q''	расход газа	QQ	$м^3/сек$
$Q_{см}$	объемный расход смеси	QCM	$м^3/сек$
$U_{см}$	скорость смеси	UCM	м/сек
$F_{r_{см}}$	число Фруда смеси	FR	безразмерн.
α	истинное газосодержание	AL	безразмерн.
U'	истинная скорость жидкой фазы	U1	м/сек
ν'	кинематическая вязкость жидкой фазы	V1	$м^2/сек$
Re'	число Рейнольдса	RE	безразмерн.
$d_э$	расчетный диаметр трубы	B	мм
μ''	динамическая вязкость газа	MM	сП
NN	название приемного пункта		
-	номер участка	NN	
U''	скорость газовой фазы	UI	м/сек

ПРОГРАММА И РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА КОНТРОЛЬНОГО ПРИМЕРА

Приложение

```
//SHIMA JOB MSGLEVEL=(2,0),REGION=256K
// EXEC FORTLCLG
//FORT.SYSIN DD *
IEF142I - STEP WAS EXECUTED - COND CODE 0000
IEF373I STEP /FORT    / START A0255.1031
IEF374I STEP /FORT    / STOP  A0255.1031 CPU    0MIN 48.69SEC MAIN 192K
```

```
0001              INTEGER BRP,NP,KN
0002              REAL **IG,M,P*,YB,T,Z,S,M,RM,*BSC,B,AA
0003              DIMENSION GR(*80)
0004              DIMENSION A1(*3,100),SE(100),WM(100),BA
                  (100),G(100)
0005              DIMENSION W(1*0),CEL(100),V1(100),G(100
                  ),PH(100),PM(*80)
0006              DIMENSION D(100),RE(100),V(100),GP(100
                  ),UPP(100),RE 100),B(100)
0007              DIMENSION V1(*80),U1(100),PR(100)
                C     ВВОД ИСХОДНЫХ УЧАСТКОВ
0008              READ 101,KN
0009              PRINT 100,KN
                C     ВВОД ГРАНИЦ ЗНАЧЕНИЙ (ЕСЛИ PRP=1.)С ВВОДОМ Р
                  М PM)
0010              READ 401,PRP
                C     ВВОД НАЗВАНИЯ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА
0011              DO 10 J=1,KN
0012           10 READ 102,(N(I,J),I=1,6)
                C     ВВОД ПАРАМЕТРА
0013              READ 402,(D(J),J=1,KN)
0014              READ 402,(B(J),J=1,KN)
0015              READ 402,(V(J),J=1,KN)
0016              READ 402,(U1(J),J=1,KN)
0017              READ 402,RO,M RO,T,PM,Z
0018              READ 402,(CEL(J),J=1,KN)
0019              READ 402,S,M,RP,RE
0020              READ 402,(GR(J),J=1,KN)
0021              PRINT 300
0022              IF (PRP-1) 3,4,3
0023           3  READ 402,(P(J),J=1,KN)
0024              GOTO 5
0025           4  READ 402,(PK(J),J=1,KN),(PM(J),J=1,KN)
0026              DO 7 J=1,KN
0027           7  P(J)=(PM(J)+PK(J))/2.
0028           5  G=9.81
0029              EPS=0.000001
0030              PI=3.141593
0031              DO 8 J=1,KN
0032              RO(J)=0.01*W(J)
0033              WM(J)=1.-WB(J)
0034              BM(J)=B(J)*WM(J)
0035           9  CONTINUE
0036              PRINT 200,(N(J),J=1,KN)
0037              PRINT 207,M
0038              PRINT 204,Z
0039              PRINT 202,S
0040              PRINT 200,B, TO PB
0041              PRINT 201,MM
0042              PRINT 203,K
0043              PRINT 205,G
0044              PRINT 220,RO,RB
0045              PRINT 820
0046              DO 11 J=1,KN
0047           11 PRINT 104,(N(I,J),I=1,6),P(J),(BL(J)
                  ,P(J),B(J),V(J),BP(J),CG
                  *(J)
0048              DO 12 J=1,KN
0049              B(J)=CG(J)*G.0115/(RM*WM(J)+RB*WB(J))
0050              BM(J)=BM(J)+0.01*(RM*WM(J)*RB*WB(J))
0051              G(J)=D(J)*G.*CEL(J)*0.001
0052              V(J)=.(1.+P(J)* 1.E-9*279.17(PB*(T+273.)
                  *Z*RM*WM(J)*(GR(J)-1.)*P(J)*B5
                  **B(J) BK(J))
0053              BB(J)=B(J)*(1.)/(1.+V(J))
0054              BCM(J)=BB(J)*BB(J)
0055              UCM(J)=BB(J)*(1.-BB(J)*E(J))
0056              PR(J)=UCM(J)*UCM(J)/(G*B(J))
0057              A=V(J)*10.**-6.0)-ALOG10(M)*(1.-*BP(J-1
                  .)*5*ALOG(PR(J)))
0058              AA=P.*10*V(J)*(1.-EXP(-2.2*BBV(PB(J))))
0059              IF(PA J).LE.4..AND.M.EQ.1.) AL=AA
0060              IF(PB J).LE.4..AND.M.EQ.1.) AL=A
0061              IF(PA J).GT.4..AND.M.EQ.1.) AL=V(J)*(MP
                  /M)**2.84)
0062              U1(J)=4.*B(J)*1.E3/(PI*D(J)*B(J)*(1.-BP(J))
0063              V1(J)=M*B.*BP1/(RM*WM(J)+RB*WB(J))
0064              RE(J)=U1(J)*D(J)*1.E6/AL /V1(J)
0065              IF(U1(J).LT.0.05.OR.RE(J).LT.1000P.) GO
                  TO 10
0066              PRINT 301
0067              STOP
0068           10 BP=3.
0069              AL=P.
0070              IF(PA(J).LE.4.)AND.M.EQ.1.) GOTO 61
0071              IF(PM(J).LE.4..AND.M.LT.1.) GOTO 71
0072              IF(PA(J).LE.4..AND.M.GT.1.) GOTO P
0073           61 B(J)=BP-PL *2.
0074              CPR=0.8+0.P*B(J)/(P1*BBB1(G*B(J)**3 )
0075              IF(CP-4P.) 62.63.63
0076           62 BP=BP(P)
0077              GOTO 1
0078           63 BP=P.
0079            1 P=4.*B.1/(P1*D(J)*B(J)*(1.-BP(J))*B(J
                  )*B(J)
0080              IF(ABS(P)-BP) 12.10.65
0081           65 IF(P.LT.0.) BL=BP(J)
0082              IF(P.LT.0.) BP=B(J)
0083              IF(ABP-PL).LE.BPS) GOTO 61
0084              GOTO 12
```

```
0083            71 BI(I)=(PE+PL)/2.
0084               CP=-0.6+GCM(I)*(1.5+5.4*(1.0+B8.)**5.)
0085               IF(CP-AT.) 72,72,73
0086            72 EP=PE*(EP)
0087               GOTO 2
0088            73 EP=0.

0089             2 FM4 =EP*(2/(PI-(1.0/3.)*(1.-B.0)**3.)*(1.-E
***               P))-PE)*B(I)
0090               IF(.BS(ET-EPS  12,12,73
0091            75 IF(I.GT.B.) B=BI(I)
0092               IF(B.GT.0) AP=E/2
0093               IF((BP-PL).GE.EPS) GOTO 71
0094               GOTO 12
0095             6 BI(I)=SQRT(4.*P(I)/(PI*(1.-(1.0/3.)*(1.-B.)**(
***               M/M-1.0))*2.E45))
0096            12 CONTINUE
0097            44 PRINT 618
0098               PRINT 722
0099               DO 13 J=1,KM
0100            13 PRINT 123,J,(P(I),I=1,6),V(J),GG(J),
***               GCM(J),VCM(J),FM(J),UI(J),V
***              *1(J),FE(J),B(J)
0101           198 FORMAT (6X,'KM=',I3)
0102           191 FORMAT (6X,'UMEPAHHOE B.65')
0103           192 FORMAT (6A4)
0104           193 FORMAT (I4)
0105           194 FORMAT (2X,I3,1H|,6A4,2H |,F10.2,3H|,F7
***              .1,1H|,F2.1,1H|,F9.1,1H|,F1
***              *3.6,1H|,E7.2,1H|,F10.3,1H|F10.5)
0106           195 FORMAT (2X,I3,1H|,6A4,2H |,F6.4,1H|,F6.
***              4,1H|,F6.4,1H|,F6.4,1H|,F6.
***              *4,1H|,F8.4,1H|,E10.4,1H|,E10.4,1H|,F10.
***              5)
0107           200 FORMAT (6X,'УСТРОЙСТВО СВОБОДНОГО ПАДЕНИ
***              Я (M/CEK2)=',F7.2,/4X,'СТАНД
***              *АРТНАЯ ТЕМПЕРА (PPA6.C)=',F7.2,/4X,'АТМОС
***              ФЕРНОЕ ДАВЛЕНИЕ (AT)=',F9.1
***              *)
0108           201 FORMAT (6X,10H** (QП3)=,F8.6)
0109           202 FORMAT (6X,'КОЭФФИЦИЕНТ РАСШЕРИРОСТИ(P
***              3/PI3)=',F10.3)
0110           203 FORMAT (6X,'ПРОЦЕНТ ОТБОРА ПАРА ТРУБЧАТ
***              ЫМ УСТРОЙСТВОМ (GO/M GG.)='
***              *,F6.2)
0111           204 FORMAT (6X,'КОЭФФИЦИЕНТ СЖИМАЕМОСТИ(ВОЗ
***              ДУХ=',F7.3)
0112           205 FORMAT (6X,'ОБЪЕМНЫЙ РАСХОД ГАЗА ПРИ Р
***              ЗА/M3 И=',F10.4)
0113           206 FORMAT (6X,'I=',U8.F10.3,2X))
0114           207 FORMAT (6X,'ДИНАМИЧЕСКАЯ ВЯЗКОСТЬ(СП)='

0115               ,F12.3)
0116           208 FORMAT (6X,'ПЛОТНОСТЬ ЖИДКОСТИ(КГ/M3)=',F1
***              2.3,/,'ПЛОТНОСТЬ ВОДЫ(КГ/M
***              *3)=',F12.3,/4X,'---- ----------
***              ----- --- ----------
***              *---------- ---
***              *-----',///)

0117           400 FORMAT (8F10.4)
0118           401 FORMAT (I3)
0119           402 FORMAT (4X,'КОНЕЧНЫЕ ДАВЛЕНИЕ(AT)=',F10
***              .3,/4X,'НАЧАЛЬНОЕ ДАВЛЕНИЕ(A
***              *T)=',F10.3)
0120           403 FORMAT (4X,'СРЕДНЕЕ ДАВЛЕНИЕ(AT)=',F10.
***              3)
0121           500 FORMAT (6X,'M E X O Д H A Я  И H Ф O Р
***              M A Ц И Я .'/4X,'----------
***              *---------- ---
***              *---------- ---
***              *----------',//)
0122           600 FORMAT (///,/4X,'P  E  Э  У  Л  Ь  Т
***              A  T N='///,/)
0123           700 FORMAT (2X,'----------
***              ---------- ---
***              *---------- ---
***              *----------
***              *----------
***              *----------
```

```
***                 1
                  * 1          1   MM  1   MM  1 T/CYT. 1
***                            1 (MAR.C1
                  *  1                  T/2X,*************
***                 ---------------*------------
                  *---------------*------------------------
***                 ---------------*------------
                  *---------------*
#126                STOP
#127                END

 *STATISTICS*     SOURCE STATEMENTS =       127,PROGRAM SIZ
***                E =    25222
 *STATISTICS*  NO DIAGNOSTICS GENERATED
```

```
IEF142I - STEP WAS EXECUTED - COND CODE 1000
IEF373I STEP /PRINT   / START 06059.1839
IEF374I STEP /PRINT   / STOP  06059.1840 CPU   0MIN 04.16SEC MAIN  98K
//LKED.SYSPRINT DD SYSOUT=A
```

```
 68K LINKAGE EDITOR        OPTIONS SPECIFIED XREF,LET,LIST
                           DEFAULT OPTION(S) USED -- SIZE=(96256,12288)
****MAIN      DOES NOT EXIST BUT HAS BEEN ADDED TO DATA SET
AUTHORIZATION CODE IS
```

CROSS REFERENCE TABLE

CONTROL SECTION

NAME	ORIGIN	LENGTH
MAIN	00	6286
IHOSLOG *	6288	186
IHOSEXP *	6440	192
IHOFRXPR*	6508	183
IHOEGOMH*	6760	F61
IHOCOMH2*	7608	665
IHOSSQRT*	7D30	145
IHOFCVTH*	7E76	1190
IHOEFNTH*	9018	53A
IHOEFIOS*	9558	F28
IHOFIOS2*	A480	52E
IHOERRM *	A980	50C
IHOLOPT *	AF90	300
IHOETRCH*	B290	26E
IHOLATBL*	B520	148

ENTRY

NAME	LOCATION	NAME	LOCATION	NAME	LOCATION	NAME	LOCATION
ALOG10	6288	ALOG	62A0				
EXP	6440						
FRXPR0	6508						
IBCOM0	6760	FDIOCS0	681C	INTSWTCH	76A0		
SEQCASC	7A40						
SQRT	7D30						
ADCON0	7E90	FCVACLTP	7F22	FCVLOLTP	7FB2	FCVZOUTP	8100
FCVIOLTP	8400	FCVECLTP	8902	FCVCOLTP	8BCC	INT6SWCH	8EB3
ARITH0	9010	ADJSWTCH	9304				
FICCS0	9558	FICCSBEP	955E				
ERRMON	A980	IHOERRE	A9C0				
IHOTRCH	B290	ERRTRA	B290				

LOCATION	REFERS TO SYMBOL	IN CONTROL SECTION
1A0	IBCOM#	IHCECOMH
1A4	ALOG10	IHCSLOG
1A8	SQRT	IHCSSQRT
63EC	IHCERRM	IHCERRM
6540	IHCERRM	IHCERRM
66EC	IHCERRM	IHCERRM
66E4	EXP	IHCSEXP
75AC	ADCON#	IHCFCVTH
75B0	ARITH#	IHCEFNTH
75CC	IHCUOPT	IHCUOPT

LOCATION	REFERS TO SYMBOL	IN CONTROL SECTION
1A0	FRXPR#	IHCFRXPR
1A8	EXP	IHCSEXP
63B0	IBCOM#	IHCECOMH
6544	IBCOM#	IHCECOMH
66E8	IBCOM#	IHCECOMH
6650	ALOG	IHCSLOG
681C	SEQCASD	IHCECMH2
75A4	FIOCS#	IHCEFIOS
75D0	ADCSNTGH	IHCEFNTH
75B4	FCVEOLT#	IHCFCVTH

LOCATION	REFERS TO SYMBOL	IN CONTROL SECTION
75B0	FCVLOLT#	IHCFCVTH
75C0	FCVCOLT#	IHCFCVTH
75C8	FCVZOLT#	IHCFCVTH
7584	IHCCOMH2	IHCCOMH2
755C	IHCCOMH2	IHCCOMH2
7564	IHCCOMH2	IHCCOMH2
796C	IHCECOMH	IHCECOMH
7710	IHCERRM	IHCERRM
7B8C	IHCECOMH	IHCECOMH
78AC	IHCECOMH	IHCECOMH
7E20	IHCERRM	IHCERRM
8E70	IHCERRM	IHCERRM
9408	INTSNTGH	IHCECOMH
93AC	IHCUOPT	IHCUOPT
940C	FIOCS#	IHCEFIOS
96C4	IHCERRM	IHCERRM
A2C0	IHCUATBL	IHCUATBL
A2F1	IHCFIOS2	IHCFIOS2
A479	IHCFIOS2	IHCFIOS2
AF80	IBCOM#	IHCECOMH
AF80	FIOCSBEG	IHCEFIOS
B400	ADCON#	IHCFCVTH

LOCATION	REFERS TO SYMBOL	IN CONTROL SECTION
758C	FCVIOLT#	IHCFCVTH
75C4	FCVAOLT#	IHCFCVTH
7558	IHCERRE	IHCERRM
7588	IHCERRM	IHCERRM
7560	IHCCOMH2	IHCCOMH2
7568	IHCCOMH2	IHCCOMH2
7970	IHCECOMH	IHCECOMH
770C	IBCOM#	IHCECOMH
7B9C	IHCECOMH	IHCECOMH
7E08	IBCOM#	IHCECOMH
8E74	IBCOM#	IHCECOMH
9404	IBCOM#	IHCECOMH
93B0	INTSNGH	IHCFCVTH
9410	ADCON#	IHCFCVTH
947C	IHCERRM	IHCERRM
96C8	IHCFIOS2	IHCFIOS2
A20C	IBCOM#	IHCECOMH
A308	IHCFIOS2	IHCFIOS2
AF7C	IHCUOPT	IHCUOPT
AF84	IHCTRCH	IHCETRCH
B404	IBCOM#	IHCECOMH
B40C	FIOCSBEG	IHCEFIOS

ENTRY ADDRESS 00

TOTAL LENGTH B660

```
IEF142I - STEP WAS EXECUTED - COND CODE 0000
IEF373I STEP /LKED    / START 00059.1840
IEF374I STEP /LKED    / STOP  00059.1841 CPU    0MIN 00.14SEC MAIN  98K
//GO.SYSIN DD *
```

```
ИНФ    9
 Р И С Х О Д Н Ы Е  И Н Ф О Р М А Ц И Я :

U=  0,65888  U=  0,65888  U=  0,65888  U=  0,65888  U=  0,65888  U=  0,65888
ДИНАМИЧЕСКАЯ ВЯЗКОСТЬ(СП)=     4.7988E8
КОЭФФИЦИЕНТ СЖИМАЕМОСТИ(БЕЗРАЗМЕРН.)=  0,97
КОЭФФИЦИЕНТ РАСТВОРИМОСТИ(М3/М3ГАЗ)=          1,00000
УСКОРЕНИЕ СВОБОДНОГО ПАДЕНИЯ (М/СЕК2)=  9,810
СТАНДАРТНАЯ ТЕМ-РА (ГРАД.С)=  20,00
АТМОСФЕРНОЕ ДАВЛЕНИЕ (АТ)=  1,0
М** (СПЗ)=  0.0120
ПРОЦЕНТ ОТБОРА ГАЗА ТРУБОПРОВОДНЫМ УСТРОЙСТВОМ (ДОЛИ ЕД.)=  1,00
ОБЪЕМНЫЙ РАСХОД ГАЗА (М3 ГАЗА/М3 НЕФТИ)=     0,0
ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ(КГ/М3)=  856,000000
ПЛОТНОСТЬ ВОДЫ(КГ/М3)=  1000,000000
```

N УЧ	НАЗВАНИЕ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	СРЕДНЕЕ ДАВЛЕНИЕ АТ	ТОЛЩИНА СТЕНКИ ТРУБЫ ММ	ВНУТРЕННИЙ ДИАМЕТР ТРУБЫ ММ	РАСХОД ЖИДКОСТИ Т/СУТ.	ПЛОТНОСТЬ ЖИДКОСТИ КГ/М3 ЕД.	СРЕДНЯЯ ТЕМ-РА НЕФТИ ГРАД.С	РАСХОД НЕФТИ Т/СУТ.	КАЗ.ФАКТОР,ПРИВЕД. К НОРМ. УСЛОВИЯМ М/М3
1	ВЫКЕ,КОЛ,К-89 (КСП-3)	0.881	8.81	439.81	3232.81	0.61888781	1.38E 821	1266.4681	76.8999*884
2	САМОТЛОРНЕФ. К,ДНС-2	11.681	8.51	828.81	5787.91	0.68888781	1.38E 821	2115.1881	76.8999*884
3	ИН.СБ.К.Т.*К*=ДНС-2	11.681	8.81	828.81	10147.61	0.63888781	1.38E 821	3794.6131	76.8999*884
4	БЕЛОЗЕРНЕФ, К.ЗПВ-КСП14	6.681	8.81	728.81	2743.61	0.45888781	1.38E 821	1186.9681	76.8999*884
5	С К.9 ДО Т.ВР.188	10.681	8.81	728.81	2172.31	0.48888781	1.38E 821	1283.3681	76.8999*884

ФР Е З У Л Ь Т А Т Ы

N УЧ	НАЗВАНИЕ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	R	QH М3/СЕК	ВОР М3/Л	UCM	PRCM	UF	V=	RE*	ДИАМЕТР ТРУБЫ М
1	ВЫКЕ,КОЛ,К-89 (КСП-3)	18.7468	18.1238	18.1638	18.9835	18.1217	18.2882	18.5854E-84	1.2816378 891	8.58488
2	САМОТЛОРНЕФ. К,ДНС-2	18.7837	18.1684	18.2954	18.4126	18.0784	18.1468	18.5662E-85	1.2266688 891	8.79162
3	ИН.СБ.К.Т.*К*=ДНС-2	18.6872	18.2718	18.3934	18.7191	18.0778	18.2398	18.5837E-85	1.4818238 891	8.79183
4	БЕЛОЗЕРНЕФ, К.ЗПВ-КСП14	18.8439	18.2222	18.2867	18.4194	18.0638	18.0933	18.5198E-85	1.1744878 891	8.68888
5	С К.9 ДО Т.ВР.188	18.7991	18.1895	18.1598	18.3328	18.0178	18.0738	18.5234E-85	1.0692688 841	8.69393

```
[ФР1421 - STEP НАЗ EXECUTEC -  COND CODE 0000
[ФР3731 STEP /EO      / START 86.39.184
[ФР3741 STEP /EO      / STOP  86.39.184  CPU    0MIN 02.19SEC HAPK  SUK
[ФР3751  JOB /SMIN/   / START 86.56.1839
[ФР3761  JOB /SMIN/   / STOP  86.57.1841 CPU    0MIN 55.16SEC
```

СОДЕРЖАНИЕ

I. Общие положения	3
2. Требования, предъявляемые к технологическому процессу	4
3. Технические средства и материалы, необходимые для осуществления технологического процесса	4
4. Механизм выработки металла в стенке трубопровода по его нижней образующей	5
5. Мероприятия по предотвращению "ручейковой" коррозии	7
6. Перевод системы промыслового сбора и транспорта продукции скважин на предлагаемую технологию	8
7. Требования безопасности и влияние на окружающую среду	I2
8. Реализация методики на ЭВМ	I3
Приложение Программа и результаты расчета контрольного примера	2I

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 90х60/16. Уч.-изд.л.1,7. Тираж 150 экз.
Заказ 163

Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru