

Министерство нефтяной промышленности

СОГЛАСОВАНО

Начальник Управления по  
развитию техники, технологии  
и организации добычи нефти  
и газа

*Вашинев*  
В.В. Гнатченко  
11.01.84.

УТВЕРЖДАЮ

Начальник Технического  
управления Миннефтепрома

*В.Н. Байдинов*  
В.Н. Байдинов

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Метод оптимизации режима работы нефтяных скважин,  
оборудованных УЭЦН, с учетом пространственных  
параметров ствола скважин

РД 39-3-1008-84

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН :

Башкирским государственным научно-исследовательским и проектным  
институтом нефтяной промышленности / Башинишефть /

Директор, канд. техн. наук *Н.Ф. Кагарманов*  
29.12.83 Н.Ф. Кагарманов

Ответственные  
исполнители:

Зав. сектором добычи нефти  
электрогрузными насосами,  
руководитель разработки,  
канд. техн. наук

Ст. инженер

Ст. инженер

*М.Ф. Вехитов*  
28.12.83 М.Ф. Вехитов

*Д.Б. Салманова*  
Д.Б. Салманова

*З.Р. Кутдусова*  
З.Р. Кутдусова



## Продолжение титульного листа

## Сотрудники :

Зав.отделом инженерных задач  
НИИЦ ПО Башнефть

*Уфимск*  
28.12.85  
И.С.С.  
28.11.85

Р.Б.Узбеков

Ст. инженер

Б.Л.Шульман

Доцент Уфимского нефтяного  
института, канд.техн.наук

*Уфимск*

Р.Я.Кучумов

Начальник СОИ НГДУ Арланефть

*Уфимск*

Р.Х.Хафизов

Начальник БПО НГДУ Арланефть

*Уфимск*

Ф.М.Нагеев

Начальник СОИ НГДУ  
Умарланефть

*Уфимск*

С.С.Закиров

## СОГЛАСОВАНО



Директор ВНИИ, д-р техн.наук

*Уфимск*

Г.Г.Вахитов

Главный инженер ПО Башнефть  
канд. техн. наук

*Уфимск*

М.Н.Галлямов

Директор НИИЦа ПО Башнефть

*Уфимск*  
29.12.85

Р.Н.Ватгалов

УДК 622.276.53.054.23:62I.67-83

Настоящий метод оптимизации предназначен для решения задач по подбору установок погружных центробежных электронасосов к скважинам с учетом кривизны ствола скважин.

Пространственный угол искривления ствола скважин рассчитывается с использованием данных по замерам зенитного и азимутального углов, полученных при инклинометрировании ствола скважины. Выбор интервала подвески насоса проводится с учетом вписываемости оптимального типоразмера УЭЦН в обсадной колонне.

С целью повышения точности определения необходимого напора насоса и глубины его подвески вводится метод расчета распределения давления по насосно-компрессорным трубам для вертикальных и наклонно направленных скважин. При подборе УЭЦН к скважинам с обводненностью продукции 35-75% учитываются дополнительные потери давления на трение из-за увеличения вязкости водонефтяной смеси.

Исполнители: М.Ф. Вахитов, канд.техн.наук, Д.Б.Сальманова, З.Р.Кутдусова, Р.В.Узбеков, Р.Я.Кучумов, канд.техн. наук, Б.Л.Шульман, Р.Х.Хафизов, Ф.И.Нагаев, С.С.Закиров.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

---

МЕТОД ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА РАБОТЫ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН,  
ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН, С УЧЕТОМ ПРОСТРАНСТВЕННЫХ  
ПАРАМЕТРОВ СТВОЛА СКВАЖИН

РД 39-3-1008-84

Вводится впервые

---

Приказом производственного ордена Ленина и ордена Трудового Красного Знамени объединения Башнефть от 19.02.84 № 60

срок введения установлен

с 20.02.84

до 01.01.89

Настоящий руководящий документ распространяется на метод оптимизации режима работы добывающих скважин, оборудованных погружными центробежными электронасосами (ЭЦН), и устанавливает правила подбора установок погружных ЭЦН с учетом кривизны ствола скважин и потерь давления на трение при подъеме вязких жидкостей.

Критерием оптимизации является прирост добычи нефти и увеличение межремонтного периода работы скважин за время использования УЭЦН в скважине.

Руководящий документ обязателен для всех предприятий объединения Башнефть.

## I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.1. Процесс оптимизации режима работы скважин, оборудованных ЭЦН, включает следующие виды работ:

- выявление фонда скважин для проведения технологических

мероприятий по оптимизации режимов работы скважин и оборудования;

- подбор установок ЭЦН к скважинам и выдача рекомендаций по оптимизации;

- внедрение рекомендаций.

1.2. Условные обозначения, принятые в настоящем руководящем документе:

$l$  - расстояние по оси скважины, м;

$h$  - расстояние по вертикали, м;

$\beta$  - азимутальный угол скважины, град;

$\varphi$  - азимутальный угол скважины, град;

$\alpha$  - пространственный угол, град;

$\psi$  - угол отклонения скважины от вертикали, град;

$R$  - радиус кривизны, м;

$d_1$  - внутренний диаметр обсадной колонны, м;

$d_2$  - габаритный поперечный размер УЭЦН, м;

$\varnothing$  - диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ), см;

$Q_{\text{min}}$  - допустимая производительность УЭЦН, м<sup>3</sup>/сут;

$Q_n$  - дебит нефти, м<sup>3</sup>/сут;

$Q_{\text{ж}}$  - дебит жидкости, м<sup>3</sup>/сут;

$V_{\text{min}}$  - скорость движения охлаждающей жидкости, м/с;

$P_y$  - давление на устье скважины, МПа;

$P_n$  - давление насыщения нефти, МПа;

$\Delta P$  - интервал изменения давления или шаг по давлению, МПа;

$P_{\text{вык}}$  - давление на выкиде ЭЦН, МПа;

$P_{\text{нас}}$  - давление, развиваемое насосом, МПа;

$P_{\text{пр}}$  - давление на приеме ЭЦН, МПа;

$P_{\text{пл}}$  - пластовое давление, МПа;

$P_z$  - забойное давление, МПа;

$P_p$  - давление фонтанирования, МПа;

- $\frac{dP}{dH}$  - градиент давления МПа/м ;  
 $G_o$  - газовый фактор при давлении насыщения, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  
 $G_{no}$  - пластовый газовый фактор, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  
 $\Gamma$  - газонасыщенность;  
 $S$  - количество растворенного в нефти газа при давлении  $P$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, определяется из зависимости  $G_o = f(P)$ ;  
 $\beta_n$  - объемный коэффициент нефти при давлении  $P$ , определяется из зависимости  $\beta_n = f(P)$ ;  
 $\beta_g$  - объемный коэффициент газа, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  
 $b$  - обводненность, %;  
 $A$  - водонефтяной фактор, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  
 $\rho_n$  - плотность дегазированной нефти, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\rho_g$  - плотность газа, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\rho_a$  - плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\rho_{см}$  - плотность смеси, кг/м<sup>3</sup>;  
 $M$  - масса 1 м<sup>3</sup> смеси, извлекаемой из скважины, кг;  
 $V_{см}$  - объем 1 м<sup>3</sup> смеси в НКГ при давлении  $P$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  
 $T_z$  - температура потока на забое скважины, К ;  
 $T_y$  - температура потока на устье скважины, К ;  
 $T_{cp}$  - средняя температура в НКГ, К ;  
 $Z$  - коэффициент сжимаемости газа при давлении  $P$  и температуре  $T_{cp}$  ;  
 $f$  - коэффициент трения ;  
 $g$  - ускорение свободного падения, 9,8 м/с<sup>2</sup>;  
 $H_d$  - динамический уровень, м ;  
 $H_{под}$  - глубина подвески ЭЦН, м ;  
 $L_{снб}$  - глубина скважины до середины интервала перфорации, м ;  
 $K$  - коэффициент продуктивности, м<sup>3</sup>/сут/МПа.

1.3. Значения плотности водонефтяной смеси <sup>для расчета</sup> по данным НГДУ Арланнефть и Джарланнефть в зависимости от обводненности по условно вертикальным скважинам сведены в табл. I.

Таблица I

Г р у п п ы	Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	
	выше приема насоса	ниже приема насоса
1. Безводная	800	840
2. $Q_{\text{ж}}^c < 10$ , 3+20 % воды	740	смеси
3. $Q_{\text{ж}}^c < 10$ , 20+60 % воды	900	воды
4. $Q_{\text{ж}}^c < 10$ , 3+20 % воды	820	смеси
5. $Q_{\text{ж}}^c < 10$ , 20+60 % воды	850	смеси
6. Для всех, если вода 60 %	870	воды

## 2. МЕТОД РАСЧЕТА ПРОСТРАНСТВЕННЫХ ПАРАМЕТРОВ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ПО ДАННЫМ ИНКЛИНОМЕТРИИ

Профиль скважин по данным инклинометрии задается точками с фиксированными расстояниями  $l$  от устья скважины и значениями зенитного и азимутального углов  $\beta$  и  $\psi$  соответственно.

Расчет пространственных параметров ствола скважины сводится к задаче аппроксимации кривизны и декартовых координат вдоль скважины по имеющимся данным  $\beta_i$ ,  $\psi_i$ ,  $l_i$ ,  $i = 1, 2, \dots, N$  (рис. I). Примем устье за нулевую точку и предположим  $\beta_0 = \psi_0 = l_0 = 0$ . Определение декартовых координат  $x_i$ ,  $y_i$ ,



Расчетная схема определения  
пространственных параметров ствола скважины

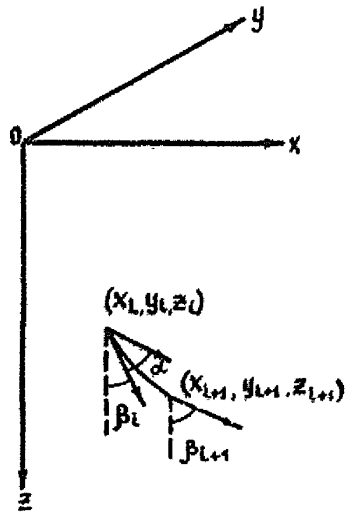


Рис. 1

$Z_i$  и кривизны  $K_i$  в  $i$ -ой точке проводится по нижеследующим рекуррентным формулам, построенным из расчета, что участок скважины между  $i$ -ой и  $(i+1)$ -ой точками лежит в плоскости, определяемой направлениями  $(\beta_i, \varphi_i)$   $(\beta_{i+1}, \varphi_{i+1})$  и точкой  $(X_i, Y_i, Z_i)$ , и представляет собой дугу окружности, выходящую из точки  $(X_i, Y_i, Z_i)$ , и касающуюся своими концами направлений  $(\beta_i, \varphi_i)$  и  $(\beta_{i+1}, \varphi_{i+1})$ .

$$X_{i+1} = X_i + \frac{l_{i+1} - l_i}{\alpha_{i+1}} \operatorname{tg} \frac{\alpha_{i+1}}{2} (\sin \beta_i \cos \varphi_i + \sin \beta_{i+1} \cos \varphi_{i+1}) \quad (1)$$

$$Y_{i+1} = Y_i + \frac{l_{i+1} - l_i}{\alpha_{i+1}} \operatorname{tg} \frac{\alpha_{i+1}}{2} (\sin \beta_i \sin \varphi_i + \sin \beta_{i+1} \sin \varphi_{i+1}) \quad (2)$$

$$Z_{i+1} = Z_i + \frac{l_{i+1} - l_i}{\alpha_{i+1}} \operatorname{tg} \frac{\alpha_{i+1}}{2} (\cos \beta_i + \cos \beta_{i+1}) \quad (3)$$

$$K_{i+1} = \frac{\alpha}{l_{i+1} - l} \quad i = 0, 1, 2, \dots, N \quad (4)$$

где  $\alpha$  - угол между направлениями  $(\beta_i, \varphi_i)$  и  $(\beta_{i+1}, \varphi_{i+1})$

$$\alpha = \alpha_0 \operatorname{ccos} [\sin \beta_i \sin \beta_{i+1} \cos (\varphi_i - \varphi_{i+1}) + \cos \beta_i \cos \beta_{i+1}] \quad (5)$$

Здесь предполагается, что центр рассматриваемой декартовой системы координат  $O$  находится в устье скважины, ось  $OZ$  направлена вертикально вниз, ось  $OX$  направлена горизонтально на север,  $OY$  - на запад и  $X_0 = Y_0 = Z_0 = 0$ . Ясно, что если профиль скважины плоский, то тогда в формуле (5)  $\varphi_{i+1} - \varphi_i = 0$  и значит  $\alpha = (\beta_{i+1} - \beta_i)$ , т.е. в этом случае предлагаемая формула подсчета кривизны совпадает с общепринятой.

При расчетах по формулам (1, 2, 3) с ростом номера  $i$  должна накапливаться погрешность в определении координат. Вопрос о точности аппроксимации (1, 2, 3) решался следующим образом.

Была рассмотрена гипотетическая скважина с плоским профилем глубиной 2000 м, состоящая из вертикально прямолинейного участка длиной 300 м, дуги окружности с радиусом 680 м и раствором  $60^\circ$  выпуклой вниз и дуги окружности с радиусом 2720 м выпуклой вверх. Положив  $l_1 = 50$  м, определим точные значения

$X_i, y_i, z_i, k_i$  и приближенные, рассчитанные по формулам (1, 2, 3). Относительная ошибка при этом оказалась порядка 0,01 % (см. табл. 2), что говорит о приемлемости предложенных формул.

На том же примере было исследовано влияние точности измерения величин  $\beta_i, \varphi_i, l_i$  на значение относительной ошибки  $\delta$ , возникающей при использовании формул (1, 2, 3). К величинам  $\beta_i, \varphi_i, l_i$  прибавили случайные ошибки, равномерно распределенные симметрично около нуля в интервалах  $[-\delta_\beta, \delta_\beta],$

$[-\delta_\varphi, \delta_\varphi], [-\delta_l, \delta_l]$ , соответственно и по рекуррентным формулам многократно вычислялись величины декартовых координат

$X_i, y_i, z_i, k_i$  и кривизны  $K_i$  и соответствующие относительные ошибки. В табл. 2 приведены усредненные относительные ошибки  $\delta$  для  $i = N$ , т.е. для точки забоя. Оказалось, что для того, чтобы величина  $\delta$  была бы порядка 1%, достаточно измерить  $l_i$  с точностью до 1 м, а углы  $\beta_i$  и  $\varphi_i$  с точностью до  $1^\circ$ . При этом следует отметить, что если вдоль скважины угол падения

$\beta$  в среднем не велик, то азимутальный угол  $\varphi$  достаточно измерять с меньшей точностью, поскольку в формулах (1, 2, 3) все величины, зависящие от  $\varphi$ , умножаются на  $\sin \beta$ , т.е. на малую величину.

Таблица 2

А З Случайная ошибка	Максимальное отклонение $\chi$ от $\chi=0$	Максимальное значение $\delta_y, \%$	Максимальное значение $\delta_z, \%$	Максимальное значение $\delta_{\pi}, \%$
$\delta l = 0 \text{ м}$ 1. $\delta \rho = 0^{\circ}$ $\delta \varphi = 0^{\circ}$	0,0002	0,0021	0,0012	0,0093
$\delta l = 1 \text{ м}$ 2. $\delta \rho = 1^{\circ}$ $\delta \varphi = 1^{\circ}$	0,1237	1,7781	0,4033	0,0726
$\delta l = 1 \text{ м}$ 3. $\delta \rho = 30^{\circ}$ $\delta \varphi = 30^{\circ}$	0,1144	0,8899	0,18919	0,0764
$\delta l = 1 \text{ м}$ 4. $\delta \rho = 15^{\circ}$ $\delta \varphi = 15^{\circ}$	0,0758	0,4445	0,0820	0,0780
$\delta l = 0,5 \text{ м}$ 5. $\delta \rho = 30^{\circ}$ $\delta \varphi = 30^{\circ}$	0,1144	0,8890	0,2017	0,0764
$\delta l = 1 \text{ м}$ 6. $\delta \rho = 2^{\circ}$ $\delta \varphi = 2^{\circ}$	0,0126	0,0594	0,0109	0,0662
$\delta l = 1 \text{ м}$ 7. $\delta \rho = 2^{\circ}$ $\delta \varphi = 1^{\circ}$	0,3655	0,0597	0,0109	0,0662
$\delta l = 1 \text{ м}$ 8. $\delta \rho = 1^{\circ}$ $\delta \varphi = 2$	0,0031	1,7777	0,40334	0,07257

### 3. ВЫБОР ИНТЕРВАЛА УСТАНОВКИ УЭЦН В НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ И ИСКРИВЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ

Выбор интервала установки УЭЦН в наклонно направленных и искривленных скважинах проводится для каждого типоразмера УЭЦН с условием вписываемости насоса в выбранный интервал без изгиба / I /.

На рис. 2 приведена схема расчета условий вписываемости УЭЦН на искривленном участке ствола скважины.

Очевидно соотношение

$$\alpha = \frac{360 L}{2\pi R} \quad (6)$$

Величина R определяется из прямоугольного треугольника AON

$$R = \frac{\rho^2}{8(d_1 - d_2)} \quad (7)$$

Подставляя (7) в (6) принимая  $L = 10$  м, получим

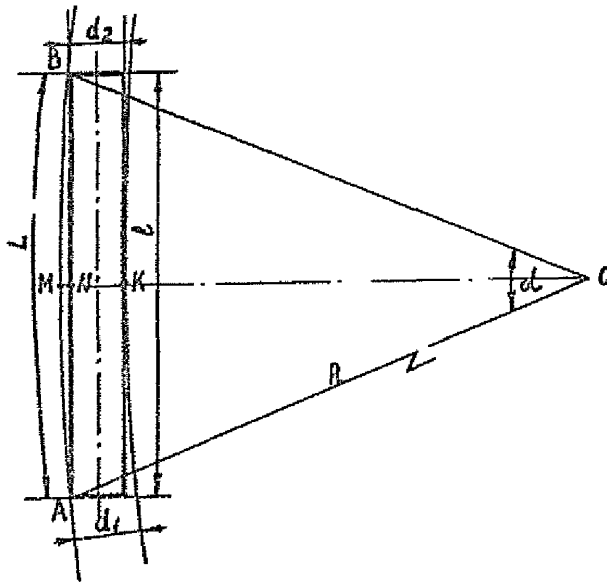
$$\alpha = \frac{4586(d_1 - d_2)}{\rho^2} \quad (8)$$

где размерности:  $\alpha$  -град/10 м,  $\rho$ ,  $d_1$ ,  $d_2$  - м.

По формуле (8) производится расчеты максимально допустимой кривизны обсадной колонны, обеспечивающей работу УЭЦН в скважине без изгиба.

В приложении I приведены расчетные данные для всех типоразмеров УЭЦН.

Схема расчета условий вписываемости  
УЭЦН на искривленном участке ствола  
скважины



- $R$  - радиус искривления,  
 $L$  - длина искривленного участка,  
 $l$  - длина УЭЦН,  
 $d_1$  - внутренний диаметр ствола скважины,  
 $d_2$  - максимальный поперечный размер УЭЦН.

Рис. 2

#### 4. ВЫБОР ПОГРУЖНОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ К УЭЦН

Условие охлаждения электродвигателя (ПЭД) обеспечивается при определенной производительности УЭЦН в зависимости от внутреннего диаметра обсадной колонны.

Расчет минимально допустимого дебита производится в следующей последовательности:

- определяется площадь кольцевого пространства  $\Delta F$  как разность площадей поперечного сечения обсадной колонны  $F_1$  и погружного электродвигателя  $F_2$

$$\Delta F = F_1 - F_2 = \frac{\pi}{4} (d_1^2 - d_2^2). \quad (9)$$

Минимально допустимая скорость движения охлаждающей жидкости  $V_{\min}$  для каждого типоразмера ПЭД определяется из каталога "Установки погружных центробежных насосов для нефтяной промышленности". ОКБ БН, М., 1980. Допустимая производительность УЭЦН, выше которой соблюдается условие охлаждения ПЭД, определяется по формуле

$$Q_{\min}^{\text{доп}} = \Delta F \cdot V_{\min} \quad (10)$$

Результаты расчетов приведены в приложении 3. Анализ этих данных позволяет предложить следующие рекомендации:

1. Не рекомендуется применение ПЭД 28-103AB5 с УЭЦН-8 в скважинах с 168 мм колоннами без разработки и применения специальных защитных устройств по охлаждению ПЭД.
2. Возможно применение ПЭД 40-103AB5 с УЭЦН5-80, 130, 200 в скважинах с условным диаметром до 168 мм.
3. Возможно применение УЭЦН5А в скважинах с обсадной колонной 168 мм кроме УЭЦН5А-100-1350 с ПЭД45-117AB5,

УТЩН5А-250-1400 и У2ЩН5А-360-1100 с ПЭД 90-117АВ5.

Рекомендуется применение этих установок в скважинах с обсадной колонной 168 мм при замене ПЭД 45-117АВ5 на ПЭД40-103АВ5 и ПЭДС 90-117АВ5 на ПЭД 100-123АВ5.

#### 5. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ В НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБАХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Возможность анализа, а также прогнозирования режима работы нефтяных скважин в значительной степени зависит от распределения давления при подъеме газожидкостной смеси в насосно-компрессорных трубах. В результате теоретических и промышленных исследований установлено, что для расчета давления на приеме и выкиде погружного электроцентробежного насоса применимы известные методы расчета распределения давления в НКТ / 2, 3, 4, 5 /.

#### 5.1. Алгоритм расчета распределения давления в НКТ

Распределение давления рассчитывается по методу Поуитмана и Карпентера.

5.1.1. Определение поинтервальной плотности газожидкостной смеси в НКТ.

Плотность смеси при давлении  $P$  определяется по формуле

$$\rho_{см} = \frac{M}{V_{см}}, \quad (11)$$

где

$$M = \rho_H + G_o \rho_r + A \rho_g, \quad (12)$$

$$A = \frac{b}{100 - b}; \quad (13)$$



$$V_{cm} = \beta_n + \beta_r (G_o - S) + A . \quad (14)$$

$$\beta_r = \frac{\rho_{cm} T_{cm} z}{\rho T_{cm}} , \quad (15)$$

где  $\rho_{cm} = 0,1 \text{ МПа}$

$$T_{cm} = 273,2 + 15,6 = 288,8 \text{ К}$$

$$T_{cp} = \frac{T_z + T_y}{2} \quad (16)$$

### 5.1.2. Определение поинтервальных градиентов давления

$$\frac{dP}{dh} = \rho_{cm} + \kappa \rho_{cm}$$

или

$$\left( \frac{\Delta P}{\Delta h} \right)_{cp} = \bar{\rho}_{cm} + \kappa \rho_{cm} , \quad (17)$$

где  $\left( \frac{\Delta P}{\Delta h} \right)_{cp}$  - среднее значение градиента давления, соответствующее давлениям  $P_1$  и  $P_2$ , выбранным через интервал  $\Delta P$ .

Величина  $\kappa$  для НКТ при давлениях  $P_1, P_2, \dots, P_n$  определяется по формуле

$$\kappa = \frac{f Q_n^2 M^2}{2,25 \rho_{cm}^2 \varpi^5} , \quad (18)$$

где  $f$  - коэффициент трения, определяемый из графика (рис. 3) / 3 /. Параметр  $\varpi \rho \psi$  для НКТ определяется по формуле

$$\varpi \rho \psi = \frac{10^{-3} Q_n M}{\varpi} . \quad (19)$$

При добыче обводненной продукции дебит нефти опре-

Зависимость коэффициента трения  
от параметра  $Brv$

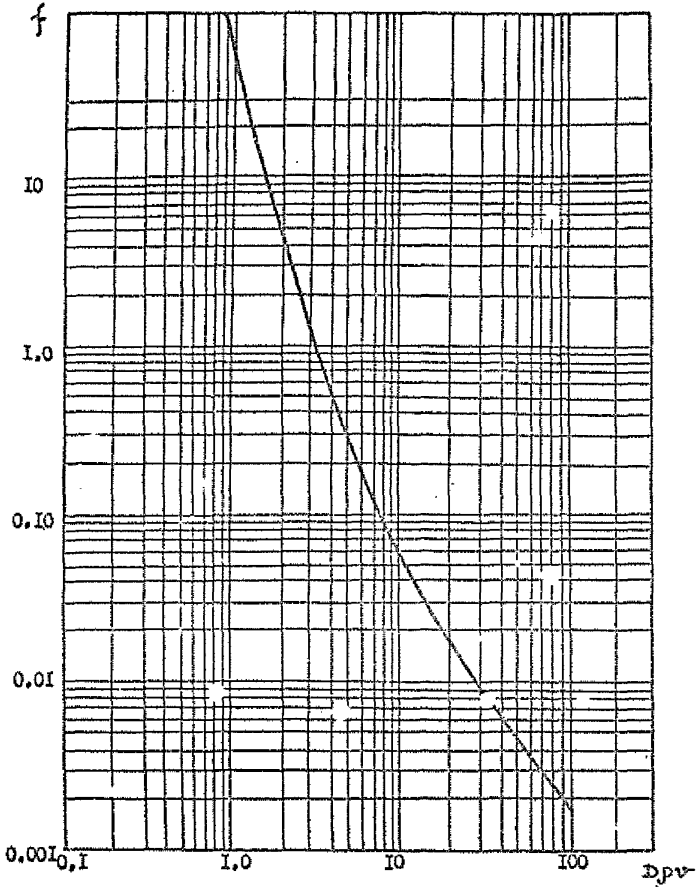


рис. 3

деляется по формуле

$$Q_{II} = \frac{Q_{ж}}{1 + \lambda} \quad (20)$$

5.1.3. Глубина  $\Delta h$ , соответствующая интервалу изменения давления  $\Delta P$  определяется по формуле

$$\Delta h = \frac{\Delta P \cdot 10^4}{\left(\frac{\Delta P}{\Delta h}\right)_{ср}} \quad (21)$$

5.1.4. Определение профиля давления в НКТ.

Суммируется каждое последующее значение  $\Delta h$  с предыдущим последовательно. Например,  $P_4 = P_1$ , соответствующая глубина  $h = 0$ :

$$\begin{aligned} P_2 &\longrightarrow \Delta h = h_2; \\ P_3 &\longrightarrow \Delta h_1 + \Delta h_2 = h_3; \\ P_4 &\longrightarrow \Delta h_3 + h_2 = h_4; \\ &\dots \dots \dots \\ P_n &\longrightarrow h_{n-1} + \Delta h_{n-1}. \end{aligned}$$

Строится график распределения давления в координатах  $P, h$ .

5.1.5. Расчет распределения давления в НКТ наклонно направленной скважины проводится с учетом угла отклонения скважины от вертикали. Поправка к кривой распределения давления вводится по формуле

$$\Delta l = \frac{\Delta h}{\cos \psi} \quad (22)$$

5.2. Определение газонасыщенности на приеме насоса

Газонасыщенность на приеме насоса определяется по формуле

$$\Gamma_{пр} = \frac{Q_{г. пр}}{Q_{ж. пр} + Q_{г. пр}} \quad (23)$$

где  $Q_{г.пр}$  — объемный расход свободного газа на приеме насоса,  $м^3/сут$ ;

$$Q_{г.пр} = \beta_r (G_o - S) Q_n \quad (24)$$

$Q_{ж.пр}$  — объемный расход жидкости на приеме насоса,  $м^3/сут$ .

$$Q_{ж.пр} = Q_n \beta_n (1 + \lambda) \quad (25)$$

Подставляя формулы (24) и (25) в (23), получаем

$$\Gamma_{пр} = \frac{\beta_r (G_o - S)}{\beta_n (1 + \lambda) + \beta_r (G_o - S)} \quad (26)$$

Если пластовый газовый фактор  $G_{пл}$  превышает количество растворенного газа при давлении насыщения, то газонасыщенность определяется по формуле

$$\Gamma_{пр} = \frac{\beta_r (G_{пл} - S)}{\beta_n (1 + \lambda) + \beta_r (G_{пл} - S)} \quad (27)$$

5.3. Опред е л е н и е д а в л е н и я н а в ы к и д е н а с о с а

Давление на выкиде насоса определяется по кривой распределения давления<sup>11</sup> соответствует глубине подвески насоса. Расчет проводится от известного значения устьевое давления

Давление на выкиде насоса определяется формулой

$$P_{вык} = P_{нас} + P_{пр} \quad (28)$$

5.4. Оптимизация работы УЭЦН по существующему режиму скважины

По существующему режиму рассчитывается распределение давления в НКТ до забоя скважины при известных  $P_y$ ,  $Q_{ж}$ ,  $H_{под}$ .

По графику распределения давления определяется давление на выкиде насоса на глубине подвески и давление фонтанирования на интервале перфорации.

Давление, развиваемое насосом, определяется по формуле  $P_{нас} = P_{ф} - P_3$  при известном забойном давлении. По графику устанавливается соответствие между  $P_{нас}$  и  $H_{дин}$ .

Критерием для оценки оптимальности режима системы скважина-насос является величина коэффициента подачи насоса ( $0,7 \leq K_{под} \leq 1,1$ ) и степень использования добывных возможностей скважины, определяемая динамическим уровнем (СТН 991-39.03-013-81). Если  $K_{под}$  находится в интервале  $(0,7-1,1)$ , а динамический уровень высокий, то оценивается возможность подбора более высокопроизводительного насоса. Если  $K_{под} < 0,7$ , а динамический уровень низкий, то оценивается возможность подбора менее производительного насоса или ШГН.

Соответственно определяется:

- забойное давление по формуле

$$P_3 = P_{пл} - \frac{Q}{K}, \quad (29)$$

- напор насоса  $P_{нас} = P_{ст} - P_3$

- необходимый напор насоса в метрах

$$H_{нас} = H_д + \frac{P_y}{\rho_{ж} \cdot g} \quad (30)$$

При совпадении или приближении необходимого напора к напору ЭЦН по характеристике - насос считается выбранным.

При подборе УЭЦН к скважине, вводимой из бурения, выбирается минимальное забойное давление  $P_3^{min}$  по результатам

анализа работы фонда скважин (СТН 99I-39.03-0I3-8I).

$$Q = \kappa (P_{\text{пл}} - P_3^{\text{min}})$$

Дальнейшее решение задачи аналогично предыдущему.

Глубина подвески ЭЦН может определяться погружением насоса под динамический уровень или предельным газосодержанием на приеме ЭЦН. При учете газосодержания в расчет распределения давления вводится расчет поинтервальной газонасыщенности.

Поскольку кривые распределения давления, для различных дебитов при одной обводненности в условиях конкретной залежи в основном совпадают, то при решении задач оптимизации рекомендуется пользоваться зависимостями  $P_{\text{ф}} = f(H)$  для различных обводненностей.

#### 5.5. Определение коэффициента продуктивности скважины

Для определения коэффициента продуктивности скважины, оборудованной ЭЦН, проводится поинтервальный замер давления по насосно-компрессорной трубе до выкида насоса или же рассчитывается распределение давления по существующему режиму.

По замеру динамического уровня в скважине определяется давление, развиваемое насосом,  $P_{\text{нас}}$ .

Определяется давление фонтанирования скважины, продолжив кривую распределения давления до забоя скважины.

Определяется забойное давление

$$P_3 = P_{\text{ф}} - P_{\text{нас}} \quad (31)$$

Определяется коэффициент продуктивности

$$\kappa = \frac{Q}{P_{\text{пл}} - P_3} \quad (32)$$

## 6. МЕТОД ПОДБОРА ЭЦН ПРИ ПОДЪЕМЕ ВЯЗКОЙ ЖИДКОСТИ

При насосной добыче нефти в пределах обводненности 35 - 75 % образуются высоковязкие эмульсии. Применительно к условиям нефтяных месторождений северо-запада Башкирии разработан метод оптимизации режима работы скважин, оборудованных ЭЦН, с учетом потерь давлений на трение из-за увеличения вязкости подонефтяной смеси / 6, 7 /.

На основе опытно-исследовательских работ, проведенных в НГДУ Арланнефть, выявлено, что кинематическая вязкость жидкости находится в нелинейной зависимости от степени обводненности нефти. Максимум кинематической вязкости достигается при обводненности 55-65 %. В качестве математического прообраза зависимости вязкости от обводненности использована общеизвестная функция нормального распределения (функция Гаусса), описываемая уравнением:

$$\varphi(\bar{x}, z) = \frac{1}{2\pi} e^{-\frac{x-\bar{x}}{2z^2}}, \quad (33)$$

и графически изображенная на рис. 4.

Таким образом, качественно определяется характер зависимости вязкости от обводненности  $\mu(\beta)$ . Но для полной тождественности функций  $\mu(\beta)$  и  $\varphi(\bar{x}, z)$  одного соответствия видов зависимости недостаточно, так как параметры  $\bar{x}$  и  $z$ , принимая различные значения, способствуют образованию семейства кривых вида  $\varphi(\bar{x}, z)$ , из которых нам необходима только одна кривая, которая полностью аналогична зависимости  $\mu(\beta)$ .

Для определения количественного значения параметров  $\bar{x}$  и  $z$  необходимо иметь опытные точки, полученные в результате эксплуатации погружных ЭЦН ( $P_y, Q_{ЭК}, \beta, N_{ЭЦН}, N_{год}$ ).

Функция нормального распределения (Гаусса)

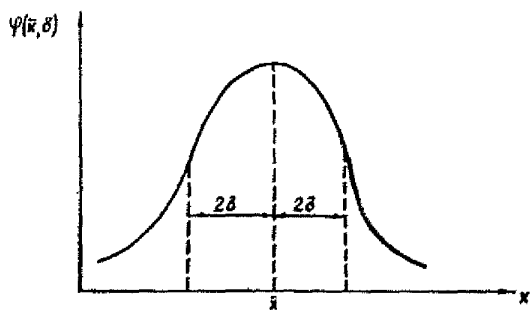


Рис. 4



Определим потери напора насоса на трение  $H_{тр}$  при подъеме вязкой жидкости при фиксированных значениях  $Q_{ж}^0$ ,  $H_d^0$ ,  $H_{под}^0$ ,  $b^0$  и  $P_4^0$  (рис. 5). Определив значения величины  $H_{тр}$ , найдем для него величины  $\bar{X}$  и  $\bar{z}$ . Найдя значения  $\bar{X}$  и  $\bar{z}$ , выбираем из семейства кривых  $\varphi(\bar{X}, \bar{z})$  одну, которая полностью тождественна функции зависимости вязкости жидкости от обводненности  $\mu(b) \approx \varphi(\bar{X}, \bar{z})$ .

С учетом выявленной зависимости кинематической вязкости жидкости от обводненности нефти и на основе анализа статистических данных по эксплуатации погружных ЭЦН выведено следующее уравнение, характеризующее дополнительные потери напора насоса

$$\Pi_{\bar{z}} = 1 + \frac{1}{15 \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\bar{z}-\bar{z})^2}{450}}, \quad (34)$$

То есть, необходимый напор насоса вычисляется по формуле

$$F'(Q) = \left( H_d + \frac{P_4}{\rho \cdot g} \right)^\alpha \left[ 1 + \frac{1}{15 \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\bar{z}-\bar{z})^2}{450}} \right], \quad (35)$$

где  $\bar{z} = 55\%$ ,  $\alpha = 1,03$  - показатель, учитывающий потери давления в трубах.

Теоретический напор насоса определяется по формуле

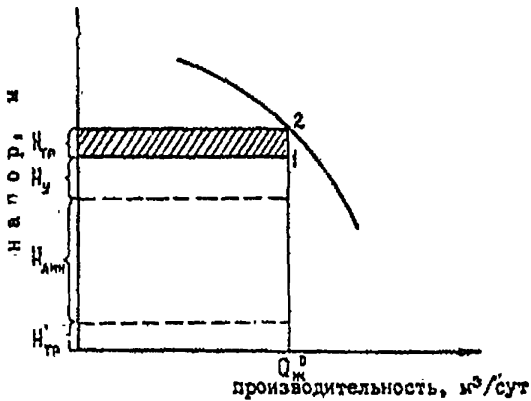
$$H_{нас} = a_0 + a_1 Q + a_2 Q^2, \quad (36)$$

где  $a_0, a_1, a_2$  - коэффициенты, характеризующие теоретическую производительность насоса.

$Q$  - дебит в рабочей области, согласно характеристики насоса.

Режим работы системы скважина - насос будет определяться решением системы уравнений (35 и 36) относительно искомого

## Зависимость напора от производительности УЗЦН



$H'_{тр}$  - потери напора на трение, не зависящие от обводненности

точка 2- характеризует теоретический напор насоса при подъеме воды

точка 1- характеризует фактический напор насоса при подъеме вязкой жидкости

$H'_{тр}$  - потери напора на трение, зависящие от вязкости водонефтяной смеси

Рис. 5

значения дебита жидкости

$$F'(Q) = H_{нас}$$

### 6.1. Алгоритмы подбора УЭЦН

Выбор насоса начинается с малопроизводительного. Определяется максимальная добывная возможность скважины по формуле

$$Q_{ж} = K_{пр} (P_{пл} - P_3^{min}) \quad (37)$$

Скважины с  $Q_{ж} < 40$  не рассматриваются. Если диаметр эксплуатационной колонны скважины меньше допустимого диаметра данного насоса, то насос также не рассматривается,  $Q_{ж}$  должен попадать в интервал рабочей области насоса

$$Q_{нас}^{min} + \frac{Q_{нас} \cdot 15}{100} < Q_{ж} < Q_{нас}^{max} - \frac{Q_{нас} \cdot 15}{100}$$

Далее вычисляется напор насоса и динамический уровень по формулам (35, 36).

Глубина подвески насоса определяется по формуле

$$H_{под} = H_{в} + \frac{P_{пр}}{\rho_{ж} \cdot g} \quad (38)$$

Данный насос исключается, если  $H_{под} > L_{св}$ .

Если во входной информации нет данных по давлению на приеме насоса, то принимается:

- для месторождений типа Арханского

$$P_{пр} = P_y + 1,5 \geq 3,0 \text{ МПа}$$

- для девонских месторождений типа Уршакской группы

$$P_{пр} = 4,0 \text{ МПа}$$

Затем все расчеты повторяются для следующего насоса. На печать выданы только два насоса, которые выбираются по максимальной производительности. В рекомендациях предусматривается первоочередное применение установок с минимальным поперечным размером, например, УЭЦН 5, затем УЭЦН 5А.

#### 7. ПОДБОР ЭЦН С УЧЕТОМ ПРОСТРАНСТВЕННЫХ ПАРАМЕТРОВ СТВОЛА СКВАЖИН

- Определяется градиент пространственного угла искривления ствола скважины по п.2. Выявляются интервалы искривления эксплуатационной колонны с градиентом более  $2^\circ$  на 10 м для последующего использования этих данных при производстве текущего ремонта.

- Решается задача по подбору типоразмера УЭЦН и глубины ее подвески по п. 6.

- Проверяется вписываемость выбранного типоразмера УЭЦН в эксплуатационной колонне в интервале подвески по п.3. Если УЭЦН не вписывается в интервале подвески, то выбирается другой интервал, в котором выполняется условие вписываемости УЭЦН.

#### 7.1. В х о д я ы а я    и н ф о р м а ц и я    и    е е к о н т р о л ь

Входная информация присылается в КИВЦ на "Бланк-заказе для скважин, планируемых к проведению ГТМ (подбор ЭЦН, ШГН)".

Обязательно наличие следующих параметров:

1.  $Q_{ж}$ ,  $\beta$ ,  $r_n$ ,  $r_b$ ,  $H_{под}$ ,  $L_{скв}$ ,  $P_3^{min}$ ,  $P_{пр}$ ,  $P_y$

2.  $H_{ст}$  или  $P_{пл}$

Если отсутствует  $P_{пл}$ , то  $P_{пл}$  определяется через  $H_{ст}$  по формуле

$$P_{пл} = (L_{скв} - H_{см}) \rho_{см} \cdot g, \quad (39)$$

где

$$\rho_{см} = \rho_b \cdot b + \rho_n (1-b) \quad (40)$$

3. Кпр или  $H_{\bar{\rho}}$

определяется по формуле

$$K_{пр} = \frac{Q}{P_{пл} - P_3},$$

где

$$P_3 = (L_{скв} - H_{пов}) \rho_{см_1} \cdot g + (H_{пов} - H_{дин}) \rho_{см_2} \cdot g \quad (41)$$

значение  $\rho_{см_1}$ ,  $\rho_{см_2}$  определяется по табл. 2.

Входная информация присылается в КИЭЦ на "Бланк-заказе" для скважин, планируемых к проведению ГТМ (приложения 4,5).

## 7.2. О п и с а н и е выходного документа

1. В заголовке таблицы печатаются наименование НГДУ, номер ЦДНГ, указывается дата расчета, вид расчета.

2. В таблице на первой строчке записываются номер скважины, характеристика скважины и насоса при существующем режиме.

3. На следующих строках печатаются интервалы недопустимых градиентов искривления ствола скважин, тип предлагаемого насоса и остальные параметры.

4. В примечании печатается максимально возможный дебит при минимальном забойном давлении.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Вахитов М.Ф. К выбору интервала установки УЭЦН в наклонно направленных и искривленных скважинах.- РНТС Нефтепромысловое дело, М., 1983, № 3, с. 9-11.
2. Гиматуллин Ш.К. Справочная книга по добыче нефти.- М.: Недра, 1974, с. 356-419.
3. Справочник по эксплуатации нефтяных месторождений.- Перевод с англ.- М.: Недра, 1965, т. 2, с. 397-410.
4. Балакиров Ю.А., Оноприенко В.П., Стрешинский И.А. и др. Оптимизация режимов работы скважин.- М.: Недра, 1981.- 221 с.
5. Применение погружных центробежных насосных установок для добычи нефти за рубежом. - Сер. Нефтепромысловое дело.- М.: ВНИИОЭНГ, 1982, вып. 4. - 43 с.
6. Галлямов М.Н., Ватталов Р.М., Узбеков Р.-Б. Установление оптимальных режимов эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН.- РНТС /Нефтепромысловое дело, М., 1981, № 12, с. 14.
7. Временное методическое руководство по нахождению оптимального режима работы скважин, эксплуатируемых глубинными насосами (ЭЦН, ШГН).- Уфа: Башнефть. 1981.- 38 с.

## СО Д Е Р Ж А Н И Е

	Стр.
1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ .....	3
2. МЕТОД РАСЧЕТА ПРОСТРАНСТВЕННЫХ ПАРАМЕТРОВ СТВОЛА СКВАЖИН ПО ДАННЫМ ИНКЛИНОМЕТРИИ .....	6
3. ВЫБОР ИНТЕРВАЛА УСТАНОВКИ УЭЦН В НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ И ИСКРИВЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ .....	11
4. ВЫБОР ПОГРУЖНОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ К УЭЦН .....	13
5. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ В НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБАХ НЕУЯТНЫХ СКВАЖИН .....	14
6. МЕТОД ПОДБОРА ЭЦН ПРИ ПОДЪЕМЕ ВЯЗКОЙ ЖИДКОСТИ.....	21
7. ПОДБОР ЭЦН С УЧЕТОМ ПРОСТРАНСТВЕННЫХ ПАРАМЕТРОВ СТВОЛА СКВАЖИН .....	26
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	28
 ПРИЛОЖЕНИЕ 1 обязательное	
Максимально допустимая кривизна обсадной колонны, обеспечивающая работу УЭЦНБ и УЭЦНБА в скважине без изгиба (...°/10 м) .....	31
 ПРИЛОЖЕНИЕ 2 обязательное	
Максимально допустимая кривизна обсадной колонны, обеспечивающая работу УЭЦНБ и УЭЦНБА в скважине без изгиба (...°/10 м) .....	32
 ПРИЛОЖЕНИЕ 3 обязательное	
Минимально допустимая производительность УЭЦН в зависимости от типоразмера ПАД и внутреннего диаметра обсадной колонны .....	33
 ПРИЛОЖЕНИЕ 4 рекомендуемое	
Бланк-заказ для скважин, планируемых к проведению Г Т М (подбор ЭЦН, ШГИ) .....	34

**ПРИЛОЖЕНИЕ 5**  
**рекомендуемое**

Временная инструкция по заполнению и перфорации  
входной формы для расчета оптимального режима  
работы скважин, оборудованных ПЦН с учетом  
кривизны ствола скважины ..... 35

**ПРИЛОЖЕНИЕ 6**  
**рекомендуемое**

Контрольный пример ..... 37

**ПРИЛОЖЕНИЕ 7**  
**рекомендуемое**

Программное обеспечение ..... 38



ПРИЛОЖЕНИЕ I  
обязательное

Максимально допустимая кривизна обсадной колонны, обеспечивающая работу  
УЭЦНБ и УЭЦНБА в скважине без изгиба (...'/10 м)

Типоразмер	Минимально допустимый диаметр обсадной колонны, мм	Размеры УЭЦН, мм		Параметры обсадной колонны: (условный диаметр x толщина стенки), мм						
		поперечный размер	длина	внутренний диаметр						
				140x9,2	140x7,7	140x7	146x8,5	146x7,7	146x7	146x6,5
120,6	123,6	125	128	129,6	131	132				
УЭЦНБ - 10-1400			15953	5,0	8,2	9,7	13	14,7	16,2	17,3
УЭЦНБ - 40-1750			18337	3,8	6,2	7,4	9,8	11,1	12,3	13,1
УЭЦНБ - 80-1200			15853	5,0	8,3	9,9	13,1	14,9	16,4	17,5
УЭЦНБ - 80-1550			18733	3,6	6,0	7,1	9,4	10,7	11,8	12,6
УЭЦНБ - 80-1800	121,7	116	20417	3,0	5,0	5,9	7,9	9,0	9,9	10,6
УЭЦНБ - 130-1200			18033	3,9	6,4	7,6	10,2	11,5	12,7	13,5
УЭЦНБ - 130-1400			20417	3,0	5,0	5,9	7,9	9,0	9,9	10,6
УЭЦНБ - 200- 800			18033	3,9	6,4	7,6	10,2	11,5	12,7	13,5
УЭЦНБА-100-1350			15903					6,1	7,6	8,7
УЭЦНБА-160-1100			16518					5,7	7,1	8,1
УЭЦНБА-160-1400			19303					4,1	5,2	5,9
УЭЦНБА-160-1750			22387					3,1	3,8	4,4
УЭЦНБА-250- 800			16704					5,5	6,9	7,9
УЭЦНБА-250-1000	130	124	20703					3,6	4,5	5,1
УЭЦНБА-250-1400			28518					1,9	2,4	2,7
УЭЦНБА-360- 850			21787					3,3	4,1	4,6
УЭЦНБА-360-1100			28518					1,9	2,4	2,7
УЭЦНБА-500- 800			27918					2,0	2,5	2,8

ПРИЛОЖЕНИЕ 2  
обязательное

Максимально допустимая кривизна обсадной колонны, обеспечивающая работу УЭЦНБ и УЭЦНБА в скважине без изгиба (...°/10 м)

Типоразмер	Минимально допустимый внутренний диаметр обсадной колонны, мм	Размеры УЭЦН, мм		Параметры обсадной колонны: (условный диаметр толщина стенки внутренний диаметр), мм			
		Поперечный размер	Длина	<u>168x12,1</u>	<u>168x10,6</u>	<u>168x8,9</u>	<u>168x7,3</u>
				142,6	145,6	149	152,2
УЭЦНБ-160-1450			17611	5,0	7,6	10,7	13,5
УЭЦНБ-250-1050			17167	5,2	8,0	11,2	14,2
УЭЦНБ-250-1400			19267	4,2	6,4	8,9	11,3
УЭЦН 6-250-1600	144,3	137	19367	3,9	5,9	8,3	10,5
УЭЦНБ-350-850			18467	4,5	6,9	9,7	12,3
УЭЦНБ -350-1100			20667	3,6	5,5	7,8	9,8
УЭЦНБ-500-750			19967	3,9	5,9	8,3	10,5
УЭЦНБ-350-1100			20667	3,6	5,5	7,8	9,8
УЭЦНБ-500-750			21367	3,4	5,2	7,3	9,2
УЭЦНБА-500-1100	148,3	142,5	24828			2,9	4,3
УЭЦНБА-700-800			24128			3,1	4,6



## Продолжение приложения 3

Минимально допустимая производительность УЭЦН в зависимости от типоразмера ПЭД и внутреннего диаметра обсадной колонны  
(ТУ 26-06-916-83) м<sup>3</sup>/сут

Типоразмер установки	Типоразмер электродвигателя	Рабочая часть согласно ТУ		Скорость охлаждения жидкости, м/с	Размеры обсадной колонны, мм										
		подача, м <sup>3</sup> /сут	напор, м		140x9,2	140x7,7	140x7	146x8,5	146x7,7	146x7	146x6,5	168x12,1	168x10,6	168x8,9	168x7,3
УЭЦН5-40-1400 УЭЦН5-40-1750	ПЭД32-103ВВ5	25-70	1425-1015	0,06	16,7	19,7	21,1	24,7	26,3	27,8	28,9	41,5	44,9	49,0	53,0
1850-1340															
УЭЦН5-80-1200 УЭЦН5-80-1550	ПЭД45-117ЛВ5	60-115	1285-715	0,20	13,9	23,9	28,64	40,4	46,0	51,0	54,6	96,0	107,8	121,6	134,8
1905-1090															
1330-870															
1700-1080															
УЭЦН5-130-1200 УЭЦН5-130-1400	ПЭД63-117ЛВ5	100-155	1950-1300	0,27	18,8	32,3	38,7	54,5	62,1	68,9	73,7	129,6	145,6	164,1	181,9
960-550															
УЭЦН5-200-800	ПЭД45-103ВВ5	80-140	1480-860	0,20	83,5	98,5	105,6	123,3	131,7	139,2	144,6	207,3	224,4	245,0	264,8
УЭЦН5А-100-1350			1480-860												
УЭЦН5А-160-1400 УЭЦН5А-160-1750	ПЭД63-117ВВ5	125-205	1550-1040	0,27			54,5	62,1	68,9	73,7	129,6	145,6	164,1	181,9	
УЭЦН5А-250-1000			1915-1290												
УЭЦН5А-330-850			1160-610												
УЭЦН5А-330-850			290-430												
УЭЦН5А-250-1400 УЭЦН5А-360-1100	ПЭД90-117ВВ5	190-330	1580-950	0,65											
УЭЦН5А-360-800			290-430												
УЭЦН5А-500-800	ПЭД90-117ЛВ5	200-330	1590-1040	0,65											
УЭЦН5А-360-1100			1260-920												
УЭЦН5А-500-800			850-700												
УЭЦН5А-250-1700			180-330												
УЭЦН5А-360-1400 УЭЦН5А-500-1000	ПЭДС125-117В1В5	290-440	1890-1200	0,65											
УЭЦН5А-500-1000			1620-1120												
УЭЦН6-250-1050 УЭЦН6-250-1400	ПЭД90-123ВВ5	200-340	1100-820	0,30											
УЭЦН6-250-1600			1590-1040												
УЭЦН6-350-1100			1700-1080												
УЭЦН6-500-750			1280-700												
УЭЦН6-500-1100 УЭЦН6-700-800	ПЭДС125-117В2В5	350-680	1350-600	0,65											
УЭЦН6-700-800			550-900												

ПРИЛОЖЕНИЕ 4  
рекомендуемое

Б Л А Н К - З А К А З  
для скважин, планируемых к проведению ГЕМ (подбор ЭДН, ШГН)

01	П л о щ а д ь		03	04	05	06	07	08	09	10	11	Насос		14	Давление				Режим откачки		Длина штанговой колонны			25	26
	02	02										12	13		15	16	17	18	19	20	21	22	23		
АРЛАН	1	1953	132	1394	1500	353	0	134	77	87	ЭДН Б	40		62	139	60	15	30	0	0	0	0	0	108	089

## ВРЕМЕННАЯ ИНСТРУКЦИЯ

по заполнению и перфорации входной формы для расчета оптимального режима работы скважин, оборудованных ЭЦН с учетом кривизны ствола скважины

Заполнение документа производится в соответствии с временным методическим руководством /2/, утвержденным в 1981 году, но с добавлением данных по кривизне ствола скважины.

Заполнение и перфорация документа производится по следующему макету:

1. Для всех скважин присланных на расчет заполняется один заголовок состоящий из:

- Шифр документа ДЭУ/87
- Ш и ф р а НГДУ

2. Для каждой скважины заполняется  $\emptyset$  раздел, состоящий из 26 параметров в той же последовательности и с теми же правилами перфорации, которые были описаны во временной методическом руководстве.

3. Далее заполняются данные по кривизне ствола скважины в следующей последовательности:

- Г л у б и н а замеров (м)
- У г о л (град.мин)
- А з и м у т (град)

Информация передается в КИИЦ на перфоленте.

Разделитель и между параметрами является двоеточие ( : ).

Строка заканчивается равенством ( = ).

Целая часть числа от дробной отделяется точкой ( . ).

Признаком конца информации по скважине является закрывающая скобка ")".

ПРИМЕР ПЕРФОРАЦИИ

Прислана на расчет по 2-м сиважинам

Д0007:4=

0+APACЛ:1:1953:132:1394:1300:363::1.34:77:87:9ЦН5:40::62:139:60:15:30=

1.08:0.89=

50:0.15:180=

100:0.15:180=

110:0.16:182=

120:1.1:190=

130:1.5:190=

140:2.1:190=

.

.

1370:10.5:300=

1380:10.9:301=

1390:11:300)

0+APACЛ:2:733:130:2400:4620:577:0:5.9:59:10:9ЦН:80::52:160:132:18:

18:::::1.18:0.875=

10:0.15:18=

20:0.15:19=

30:0.16:19=

40:0.2:19=

70:0.3:19=

90:1.1:20=

.

.

2380:15:300=

2390:20:300=

2400:21:301)

ПРИЛОЖЕНИЕ 6  
рекомендуемое

Технологический режим скважин (перевод на ЭЦН)

Площадь	Глубина верхних дыр перфораций, м	Предыдущий / расчетный режим											Примечание
		Т и п насоса	Глубина подвески, м	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Дебит нефти, м <sup>3</sup> /сут	Динамический уровень, м	Обводненность, %	Пластовое давление, атм	Давление на устье, атм	Удельный вес нефти, г/см <sup>3</sup>	Удельный вес воды, г/см <sup>3</sup>	Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> сут/атм	
№ скважины	Внутренний диаметр колонны, мм	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14
Н-ХАЗ. 5081 Реком. режим	1272 132	ЭЦН 350	1189	260	198	450	24	128	20.0	0.89	1.107	5.92	Рпр=40атм
		НА ГЛУБИНЕ= 800.0	НЕДОПУСТИМОЕ ИСКРИВЛЕНИЕ= 3.74										
		НА ГЛУБИНЕ= 815.0	НЕДОПУСТИМОЕ ИСКРИВЛЕНИЕ= 2.47										
		НА ГЛУБИНЕ= 830.0	НЕДОПУСТИМОЕ ИСКРИВЛЕНИЕ= 2.72										
		НА ГЛУБИНЕ= 840.0	НЕДОПУСТИМОЕ ИСКРИВЛЕНИЕ= 2.69										
		НА ГЛУБИНЕ=1270.0	НЕДОПУСТИМОЕ ИСКРИВЛЕНИЕ= 6.11										
		НА ГЛУБИНЕ=1280.0	НЕДОПУСТИМОЕ ИСКРИВЛЕНИЕ= 7.85										
		:ЭЦН5А-350-1100:1097:423:322:672: КОЭФФИЦИЕНТ ПОДАЧИ = 1.18											
		:ЭЦН5А-500- 800:1071:409:311:646: КОЭФФИЦИЕНТ ПОДАЧИ = 0.82											
		Макс.возм. дебит = 426 при мин. Разб = 56											



## П А С П О Р Т   П Р О Г Р А М М Ы :

" Расчет оптимального режима работы скважин, оборудованных УЭЦН, с учетом пространственных параметров ствола скважин "

**КРАТКОЕ НАИМЕНОВАНИЕ ПРОГРАММЫ:** " IZK "

**НАЗНАЧЕНИЕ ПРОГРАММЫ:** По программе проводится расчет оптимального режима работы скважин и подбор оборудования, при этом учитывается искривление ствола скважины.

**ЯЗЫК ПРОГРАММИРОВАНИЯ:** PL/ I

**ОБЪЕМ ОП:** 250К

**ПЕРЕЧЕНЬ ВНЕШНИХ УСТРОЙСТВ:** ЭД, АЦПУ, перфоленточный вывод

**ПОДПРОГРАММЫ:** "СНАРКА", "КОР", "КОР1", "СКВ", "V A S", "PRIR", "PROWE", "POD PR"

**ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ:** файл информации по скважинам - "IZN", справочный файл "SPRIZN".

**РЕЗУЛЬТАТЫ:** Таблицы: "Технологический режим скважин, оборудованных ЭЦН", которые выводятся на АЦПУ и П/Л.

**КРАТКИЕ АЛГОРИТМЫ:** Программа рекомендует для каждой скважины два ЭЦН с оптимальными режимами.

" СНАРКА " выводит на АЦПУ и П/Л шапку таблицы. Подпрограммы-процедуры "КОР" и "КОР1" рассчитывают добывную возможность скважины с учетом потерь напора на трение в НКТ и без учета трения, "СКВ" выводит на АЦПУ и П/Л существующий режим скважины. На П/Л результаты выводятся стандартной программой вывода "V A S". Подпрограмма "PRIR" проводит разбиение скважины на 10 метровые интервалы. Подпрограмма "PROWE" производит вычисление и проверку кривизны ствола скважины по интервалам. Подпрограмма "POD PR" производит проверку кривизны ствола скважины в интервале подвески УЭЦН.

STMT LEVEL NEST

43

```

2 B11      FIXED(2);
2 B13      FIXED(3);
2 SK       FIXED(3,2);
2 NK       FIXED(2,1);
2 L31      FIXED(4);
2 L32      FIXED(4);
2 L33      FIXED(4);
2 R6       FIXED(4,3);
2 B5       FIXED(4,3);
2 KR1N(220,3) FIXED(6,2);
27 1       DCL I X;
           2 (X20,X29,X1,X2,X3,X4,X5,X6,X7,X8,X9,X10,X11,X12,X13,
              X14,X15,X16,Y17,X10,X19,X20,X21,X22,X23,X24,X25,
              X26,X27(220,3)) CHAR(10);
28 1       DCL B) FLOAT(5);
           /****** ОБЪЯВЛЕНИЯ ДЛЯ КРИВИЗНЫ *****/
29 1       DCL (OL,DAZ) FIXED(4);
30 1       DCL LVDA FIXED(2);
31 1       DCL (NKR11,ALFPL,MNN) CHAR(6);
32 1       DCL (OSI,OSI1,CR1,AZ1) FLOAT(10);
33 1       DCL (NKR1(220,3),NK1(220,3)) FLOAT(10);
34 1       DCL (ALFA,RAQ,ALF1,MPOD,FUNK) FLOAT(10);
35 1       DCL KRNA FLOAT(5);
36 1       DCL (R1,AL) FLOAT(10);
37 1       DCL (OIB,PKR1,DLINA) FIXED(5);
38 1       ON ENDFILE(IZN) GOTO EE;
40 1       ON ERROR SEGMENT SKIP LIST('КОД ОШИБКИ=',ONCODE);
41 2       GOTO BB1ENO;
42 1       NCDNG=0;
43 1       MKI=F;
44 1       ENM=F;
45 1       OPEN FILE(SPRIZN);
46 1       OPEN FILE(IZN) INPUT;
47 1       DO I=1 TO 29;
48 1         READ FILE(SPRIZN) INT3 (MASK);
49 1         DOB(I,1)=DOB1;
50 1         DO J=1 TO 6;
51 1           A(I,J)=ASK(J);
52 1         END;
53 1       END;
54 1       K=0;
55 1       J=1;
56 1       GO: ;
57 1       ON ENDFILE(IZN) GOTO EE;
58 1       NN=1000;
59 1       BB: ;
60 1       READ FILE(IZN) INTO(DANI);
61 1       /******
62 1         SCHIFR=SNQU;
63 1         IF SCHIFR=1 THEN NGDU='УКАЗАНИЕ?';
64 1         IF SCHIFR=2 THEN NGDU='ОКРУЖАЮЩАЯ?';
65 1         IF SCHIFR=3 THEN NGDU='АКСАКОВНЕ?';
66 1         IF SCHIFR=4 THEN NGDU='ИШИМБАЙНЕ?';
67 1         IF SCHIFR=5 THEN NGDU='АРЛАННЕ?';
68 1         IF SCHIFR=6 THEN NGDU='ОХАРЛАННЕ?';
69 1         IF SCHIFR=7 THEN NGDU='ЧЕКМАГУШНЕ?';
70 1         IF SCHIFR=8 THEN NGDU='КРАСНОХОДАНСКНЕ?';
71 1         IF SCHIFR=9 THEN NGDU='УРАНЕ?';
72 1       /******
73 1       /*** ВЫЧИСЛЕНИЕ К ПРОД. И Р. ДАСТ *****/
74 1       IZNI: PROCEDURE OPTIONS(MAIN);

```

STMT LEVEL NEST

44

```

84      1      L=(B6*B2)+85*(102-B2)/100;
85      1      IF B7=0 THEN B7=(103-B7)-L/10;
87      1      IF B9=0 THEN B9=601/(7+(103-B9)-L)/10;
89      1      IF B13=0 THEN DO;B13=011+15;
90      1      1      IF B13<30 THEN B13=30;
91      1      1      END;
          /*****/
95      1      KUKU=0;
96      1      C=B9*(B7-B12);
97      1      IF C>000 THEN B12=80;
99      1      B1=001;
100     1      X=DAN;
101     1      X121=SUBSTR(X12,1,5);
102     1      XX(1)=SUBSTR(X13,4,5);
103     1      XX(2)=SUBSTR(X6,4,5);
104     1      PUT STRING(XX(3)) EDIT(B01)(F(5));
105     1      XX(4)=SUBSTR(X7,4,5);
106     1      XX(5)=SUBSTR(X11,1,5);
107     1      XX(6)=SUBSTR(X16,4,5);
108     1      XX(7)=SUBSTR(X18,3,5);
109     1      XX(8)=SUBSTR(X26,3,5);
110     1      XX(9)=SUBSTR(X23,3,5);
111     1      XX(10)=SUBSTR(X9,4,5);
112     1      XX(11)=SUBSTR(X17,4,5);
113     1      XX(12)=SUBSTR(X19,4,5);
114     1      DNAS=DNAS;
115     1      B141=B141+DNAS;
116     1      IF COND=COND THEN GO TO NE;
118     1      ELSE DO;
119     1      1      CALL SCHAPKA;
120     1      1      COND=COND;
121     1      1      END;
122     1      1      NE;
123     1      1      WM;
124     1      1      LL;
125     1      1      C=B9*(B7-B12);
126     1      1      PUT STRING(C) EDIT(C)(F(5));
127     1      1      CALL CK0;
128     1      1      CALL PR1;
129     1      1      IF KUKU=0 THEN CALL PR0;
130     1      1      ED;
131     1      1      I=1;
          /* DEBIT CK0. MAKC.*/
134     1      C= B9*(B7 -B12);
135     1      IF C<40 THEN DO;
137     1      1      IF C <0 THEN DO;
139     1      2      PUT EDIT ('СШАБКА В ИСХОДНЫХ ДАННЫХ')(SKIP,COL(10),A);
140     1      2      PUT EDIT (('120')-')(SKIP,A);
141     1      2      GO TO CO;
142     1      2      END;
143     1      1      PUT EDIT ('РЕКОМЕНДУЕТСЯ УГН')(SKIP,COL(10),A);
144     1      1      PUT EDIT ('ДЕБЕТ=',C)(SKIP(0),COL(10),A(6),F(4));
145     1      1      PUT EDIT ('ПРИ МН.',')(SKIP,COL(10),A(8));
146     1      1      PUT EDIT (':ПЗАС,=',B12,',')(SKIP,COL(10),A(7),F(3),X(2),A);
147     1      1      PUT EDIT (('20')-')(SKIP,A);
148     1      1      POLE='РЕКОМЕНДУЕТСЯ УГН          =,11(119)-')||"=";
149     1      1      CALL VAS(POLE);
150     1      1      POLE=" ";
151     1      1      GO TO CO;
152     1      1      END;
IZN1: PROCEDURE=OPTIONS(MAIN);

```

3.1.1 LEVEL NEST

```

154 1          /*СРАВНЕНИЕ ДИАМЕТРОВ НАСОСА И СВБ.*/
155 1          GO: IF B13<A(I,6) THEN GO TO MM;
156 1          ELSE GO TO FF;
157 1          FF: K=K+1;
158 1          /* ВЪИЧИСЛЕНИЕ КОРНЕЙ */
159 1          CALL KOR;
160 1          CALL KOR1;
161 1          IF DEB(I)<=0 THEN GOTO MM;
162 1          IF DEB(I)>0 THEN GOTO MM;
163 1          IF P(I,1)>0 THEN GOTO MM;
164 1          /*ВЪИЧИСЛЕНИЕ НАПОРА НАСОСА*/
165 1          Y(I,1)=F+A(I,2)*P(I,1)+A(I,3)*P(I,1)**2;
166 1          /*ВЪИЧИСЛЕНИЕ ДИНАМ.УРОВНЯ СВБ.*/
167 1          S(I,1)=B3*(B7-DEB(I))/B9)*L/L;
168 1          /*ВЪИЧИСЛЕНИЕ НЕОБХ.НАПОРА НАСОСА*/
169 1          Q=S(I,1);
170 1          M(I,1)=S(I,1)+(B13*B18)/L;
171 1          IF M(I,1)>B3 THEN GO TO MM;
172 1          IF M(I,1)<950 THEN DO;
173 1 1          A =B13*(950-M(I,1))/L;
174 1 1          M(I,1)=950-A*B;
175 1 1          END;
176 1          PP: P0=P(I,1)-P(I,1)*(B2/100);
177 1          IF DEB(I)>A(I,4)-A(I,4)/15 THEN IF
178 1          DEB(I) <(A(I,5) + A(I,5)/15) THEN GO TO YY;
179 1          GO TO MM;
180 1          YY: ;
181 1          R(J,1)=DEB(I);
182 1          IF R(J,1)>0 THEN R(J,1)=0;
183 1          MM: I=I+1;
184 1          /* IF I=5 THEN I=I+1;
185 1          IF I=7 THEN I=I+1; */
186 1          /* IF I=10 THEN I=30; */
187 1          IF I=30 THEN DO;
188 1 1          KO: Z=0;
189 1 1          R1=R(J,29);
190 1 1          DO I=1 TO 28;
191 1 2          K=79-I;
192 1 2          IF R1<R(J,K) THEN DO;
193 1 3          R1=R(J,K); Z=K;
194 1 3          ENDO;
195 1 2          ENDO;
196 1 1          I=Z;
197 1 1          IF EN=1 THEN IF R1=0 THEN DO;
198 1 2          POLE=((119)*"-")||I||" ";
199 1 2          CALL VAS(POLE);
200 1 2          POLE=" ";
201 1 2          PUT EDIT((120)*"-") (SKIP,A);
202 1 2          EN=0;
203 1 2          GO TO CC;
204 1 2          ENDO;
205 1 1          IF R1=0 THEN DO;
206 1 2          PUT EDIT("ЗУН НЕ РЕКОМЕНДУЕТСЯ.УТОЧНИТЬ ИСК.ДААННЕ") (SKIP,A);
207 1 2          PUT EDIT((120)*"-") (SKIP,A);
208 1 2          POLE=" ЗУН НЕ РЕКОМЕНДУЕТСЯ.УТОЧНИТЬ ИСКХАННЕ ДАННЕ "||I||" ||
209 1 2          ((119)*"-")||I||" ";
210 1 2          CALL VAS(POLE);
211 1 2          POLE=" ";
212 1 2          EN=0;
213 1 2          GO TO CC; ENDO;
214 1 2          IZNI: PROCTONR OPTONS(MAHI);

```

STMT LEVEL NFST

```
219 1 1 IF R1<B1 THEN DO;PUT EDIT('РЕЖИМ НЕ ОПТИМАЛЕН')
222 1 2 (SKIP,A); POLE='РЕЖИМ НЕ ОПТИМАЛЕН' || '*' ||
((120)'-') || '=';
223 1 2 PUT EDIT((120)'-')(SKIP,A);
224 1 2 CALL VAS(POLE);
225 1 2 POLE=' '; END;
227 1 1 KP=DEB(1)/((A(1,4)+A(1,5))/2);
228 1 1 DH=DEB(1)-(DEB(1)*B2)/100;
229 1 1 PUT STRING(DH) EDIT(DH)(F(5));
230 1 1 PUT STRING(K12) EDIT(K(1,1))(F(3));
231 1 1 PUT STRING(DEB1) EDIT(DEB(1))(F(8));
232 1 1 PUT STRING(S12) EDIT(S(1,1))(F(5));
233 1 1 CALL PODPR;
234 1 1 IF EN=0 THEN DO;
236 1 2 PUT EDIT(' ','НАКС.ВОЗМ. :')(SKIP,A,X(106),A(13));
237 1 2 END;
238 1 1 PUT EDIT(' ','DOB(1,1), ','H(1,1), ','DEB(1), ','DH, ','S(1,1), ','
'КОЭФИЦИЕНТ ПОДАЧИ =',KP, ',';')(SKIP,A,X(20),A,A(14),A,P(4),X(1),A,
F(3),X(2),A,X(2),F(3),X(1),A,F(4),A,X(1),A(20),F(6,2),X(11),A,X(11),A);
239 1 1 POLE=((27)' ' || DOB(1,1) || ' ' || H(1,1) || ' ' || DEB(1) || DH(1) || ' ' || S(1,1) ||
' '=)
240 1 1 CALL VAS(POLE);
241 1 1 POLE=' ';
242 1 1 IF EN=1 THEN GO TO RT;
244 1 1 PUT EDIT('ДЕБАТ=',C)(SKIP(0),COL(110),A(6),F(4));
245 1 1 RT;
246 1 1 IF EN=1 THEN DO;
248 1 2 PUT EDIT('ДРЖ МНН.')(SKIP(0),COL(110),A(8));
249 1 2 PUT EDIT('РЗАБ,='B12,');)(SKIP,COL(110),A(7),F(3),X(2),A);
250 1 2 PUT EDIT((120)'-')(SKIP,A);
251 1 2 POLE=((119)'-') || '=';
252 1 2 CALL VAS(POLE);
253 1 2 POLE=' ';
254 1 2 END;
255 1 1 R(J,I)=0; EN=EN+1;
257 1 1 IF EN=1 THEN GO TO KO;
259 1 1 EN=0;
260 1 1 END;
261 1 ELSE GO TO CO;
262 1 CO: J=J+1;
263 1 IF J=NN THEN GO TO EE;
265 1 ELSE GO TO BO;
266 1 KOP: PROCEDURE;
267 2 F1=A(1,1)-A(1,1)/10;
268 2 SO1=1+(2,71)*((155-B2)**2)/(-458))/((5*(4,28**0,5)));
269 2 GRL=10; GRP=700;
271 2 AK: POL=(GRP+GRL)/2;
272 2 BT=(ABS(B3)-(B7-POL/B9)*10/L)**1,03)*SO1;
273 2 BT=BT-F1-A(1,2)*POL-A(1,3)*(POL**2);
274 2 AT=(ABS(B3)-(B7-GRL/B9)*10/L)**1,03)*SO1;
275 2 AT=AT-F1-A(1,2)*GRL-A(1,3)*(GRL**2);
276 2 CT=(ABS(B3)-(B7-GRP/B9)*10/L)**1,03)*SO1;
277 2 CT=CT-F1-A(1,2)*GRP-A(1,3)*(GRP**2);
278 2 IF BT=0 THEN DO; P(1,1)=POL; GO TO AKK; END;
283 2 IF AT*BT>0 THEN GO TO AK1;
285 2 ELSE DO; IF ABS(AT-BT)<0,0001 THEN DO; P(1,1)=GRL; GO TO AKK; END;
291 2 GRP=POL; GO TO AK; END;
294 2 AK1:
29 2 IF CT*BT<0 THEN DO; IF ABS(CT-BT)<0,0001 THEN DO; P(1,1)=GRP; GO TO
301 2 AKK; END; GRL=POL; GO TO AK; END;
17H1: PROCEDURE OPTIONS(MAIN);
```

SYMP LEVEL NEST

```

305 3      AAK: 1
308 2      IF P(I,1) > 0 THEN GO TO MM;
309 2      DER(I)=P(I,1);
310 2      END;
311 1      KOP1: PROCEDURE;
312 2      F1=A(I,1)-A(I,1)/10;
313 2      D=B9*L1;
314 2      H=A(I,3);
315 2      G=A(I,2)-12/0;
316 2      F2=F1-(10*B1)/L1;
317 2      U=F2-B3*(10*B7)/L1;
318 2      DISC=G**2-4*H*U;
319 2      ON ZERO DIVIDE GOTO MM;
320 2      E=-G/(2*H);
321 2      IF DISC=0 THEN DO;
322 2 1      ROOT1=E; ROOT2=E; END;
323 2      ELSE DO;
324 2 1      IF DISC > 0 THEN DO;
325 2 2      F=SQRT(DISC)/(2*H);
326 2 2 2      RCOT1=E+F; ROOT2=E-F;
327 2 2 2      END;
328 2 2 1      ELSE GO TO MM; END;
329 2 2 1      IF ROOT1 < 0 THEN IF ROOT2 < 0 THEN GO TO MM;
330 2 2 1      IF ROOT1 > ROOT2 THEN DO;
331 2 2 2      P(I,1)=ROOT1; END;
332 2 2 1      ELSE DO;
333 2 2 2      P(I,1)=ROOT2; END;
334 2 2 1      IF P(I,1) > 0 THEN GO TO MM;
335 2 2      END;
336 1      PR1: PROCEDURE;
337 2      /*****
338 2      /***** РАЗБЕНИЕ ГЛУБИНЫ СКВАЖИНЫ НА 10 МЕТР. ИНТЕРВАЛЫ *****/
339 2      DO I=1 TO 200;
340 2 1      NKRI(I,1)=0;
341 2 1      END;
342 2 1      NKRI=0; NKII=0;
343 2 1      NKRI(I,*)=KRIM(I,*) ;
344 2 1      DO J=1 TO 220 WHILE (KRIM(I,1) <= 0);
345 2 1 1      K=I;
346 2 1 1      DL=KRIM(I+1,1)-KRIM(I,1);
347 2 1 1      /* ДЛИНА ИНТЕРВАЛОВ > 10 М */
348 2 1 1      IF DL > 10 THEN
349 2 1 1 1      DO;
350 2 1 1 2      NKII(I,*)=KRIM(I,*) ;
351 2 1 1 2      DAZ=ABS(KRIM(I,3)-NKII(K,3));
352 2 1 1 2      ISE=KRIM(I+1,2);
353 2 1 1 2      OSI=KRIM(I+1,2)-ISE;
354 2 1 1 2      ISE=ISE+60+OSI;
355 2 1 1 2      ISE1=NKII(K,2);
356 2 1 1 2      OSI1=NKII(K,2)-ISE1;
357 2 1 1 2      ISE1=ISE1+60+OSI1;
358 2 1 1 2      DUG=ABS(ISE-ISE1);
359 2 1 1 2      GRI=(DUG/DL)*10; AZ1=(DAZ/DL)*10;
360 2 1 1 2      NKRI(K+1,1)=NKII(K,1)+10;
361 2 1 1 2      IF ISE1 > ISE THEN NKRI(K+1,2)=NKII(K,2)-GRI/60;
362 2 1 1 2      ELSE NKRI(K+1,2)=NKII(K,2)+GRI/60;
363 2 1 1 2      /* PUT SKIP LIST (KRIM(K+1,3),NKII(K,3),DAZ); */
364 2 1 1 2      IF KRIM(K+1,3) > NKII(K,3) THEN NKRI(K+1,3)=NKII(K,3)+AZ1;
365 2 1 1 2      ELSE NKRI(K+1,3)=NKII(K,3)-AZ1;
366 2 1 1 2      IF KRIM(K+1,1)-NKRI(K+1,1) > 10 THEN
367 2 1 1 2 1      NKRI(K+1,1)=NKRI(K+1,1)-10;
368 2 1 1 2 1      END;
369 2 1 1 2      END;
370 2 1 1      END;
371 2 1      END;
372 2 1      END;
373 2 1      END;
374 2 1      END;
375 2 1      END;
376 2 1      END;
377 2 1      END;
378 2 1      END;
379 1      17N1: PROCEDURE OPTIONS(MAIN);

```

SYMT LEVEL NEST

418

```
379      2      2          DO;
380      2      3          K=K+1;
381      2      3          NKRI(K,*)=NKRI(K,*)
382      2      3          GOTO UU1;
383      2      3          END;
384      2      2          END;
          /*** ДЛИНА ИНТЕРВАЛА < 10 М ***/
385      2      1          IF DL<10 THEN
386      2      1              DO;
387      2      2                  IMMA=0;
388      2      2                  DO MI=2 TO 20 WHILE (IMMA=0);
389      2      3                      LLO=KRI(I1+MI,1)-KRI(I1,1);
390      2      3                      IF LLO>=10 THEN DO;
391      2      4                          NKRI(I1+1,*)=KRI(I1+MI,*)
392      2      4                          IMMA=1;END;
393      2      4                      END;
394      2      3                      END;
395      2      3                      END;
396      2      2          END;
          /* ДЛИНА ИНТЕРВАЛА=10 М */
397      2      1          IF DL=10 THEN NKRI(I1+1,*)=KRI(I1+1,*)
398      2      1          END; /* КОНЕЦ ЦИКЛА ПО РАЗБИЕНИЮ ГЛУБИНЫ */
400      2          END; /* КОНЕЦ П/ПРОГРАММЫ */
401      1          PROCME: PROCEDURE;
          /*****
          /*** ПРОВЕРКА КРИВИЗНЫ СКВ, ПО ИНТЕРВАЛЬНО *****/
          /*****
          KUKU=1;
          R11=100/3.1415926589793;
          DO I1=1 TO 220 WHILE (NKRI(I1,1)~=0);
          IHK=NKRI(I1,2);
          AL=NKRI(I1,2)-IHK;
          AL=AL*B.016667;
          AL=IHK+AL;
          NKRI(I1,2)=AL;
          AAA=3.1415926589793/100;
          NKRI(I1,2)=NKRI(I1,2)*AAA;
          NKRI(I1,3)=NKRI(I1,3)*AAA;
          END;
          NFLA=0;
          DO I1=1 TO 220 WHILE (NFLA=0);
          IF NKRI(I1,1)=0 THEN DO;NFLA=1;GOTO METO;END;
          DLINA=NKRI(I1+1,1)-NKRI(I1,1);
          IF DLINA=0 THEN GOTO METO;
          ALFA=COS(NKRI(I1+1,2))+COS(NKRI(I1,2))+SIN(NKRI(I1+1,2))*
          SIN(NKRI(I1,2))+COS(NKRI(I1,3))-NKRI(I1+1,3);
          ALFA=ABS((SQRT(1-ALFA**2))/ALFA);
          ALFA=ATAN(ALFA);
          ALFA=ALFA*R11*10/DLINA;
          IF ALFA>2 THEN DO;
          PUT EDIT('1',0) INTЕРВАЛЕ=,NKRI(I1,1),'-',NKRI(I1+1,1),
          'НЕДОПУСТИМОЕ ИСКРИВЛЕНИЕ=',ALFA,';',';'
          (SKIP,A,X(29),A,F(5),A,F(5),X(4),A,F(6,2),X(24),A,X(11),A);
          PUT STRING(NNNN) EDIT(NKRI(I1,1)) (F(6));
          PUT STRING(NKRI1) EDIT(NKRI(I1+1,1)) (F(6));
          PUT STRING(ALFPL) EDIT(ALFA) (F(6,2));
          POLE=((20)*' '); INTЕРВАЛЕ: '11NNN11'-'11NKRI1111
          'НЕДОПУСТИМОЕ ИСКРИВЛЕНИЕ'11ALFPL11:'=';
          CALL VAS(POLE);
          POLE=' ' ;
          END;
          METO;
          (ZNI: PROCEDURE OPTION=(MAIN);
```







## STMT LEVEL NEST

```

516   2       PUT EDIT(1120)('')(SKIP,A);
517   2           END;
518   1       PUT EDIT(1120)('')(SKIP,A);
519   1           EE: CLOSE FILE(SPP1ZNI);CLOSE FILE(1ZNI); END;
          ZNI: PROCEDURE OPTIONS(MAIN);

```

PAGE 12

## STORAGE REQUIREMENTS.

```

-----
THE STORAGE AREA FOR THE PROCEDURE LABELLED 1ZNI IS 61948 BYTES LONG.
THE STORAGE AREA FOR THE ON UNIT AT STATEMENT NO. 30 IS 184 BYTES LONG.
THE STORAGE AREA FOR THE ON UNIT AT STATEMENT NO. 41 IS 184 BYTES LONG.
THE STORAGE AREA FOR THE ON UNIT AT STATEMENT NO. 60 IS 184 BYTES LONG.
THE STORAGE AREA (IN STATIC) FOR THE PROCEDURE LABELLED KOP IS 244 BYTES LONG.
THE STORAGE AREA (IN STATIC) FOR THE PROCEDURE LABELLED KOP1 IS 244 BYTES LONG.
THE STORAGE AREA FOR THE ON UNIT AT STATEMENT NO. 310 IS 184 BYTES LONG.
THE STORAGE AREA (IN STATIC) FOR THE PROCEDURE LABELLED PRIR IS 252 BYTES LONG.
THE STORAGE AREA (IN STATIC) FOR THE PROCEDURE LABELLED PROHE IS 268 BYTES LONG.
THE STORAGE AREA (IN STATIC) FOR THE PROCEDURE LABELLED POOPR IS 268 BYTES LONG.
THE STORAGE AREA FOR THE PROCEDURE LABELLED GKB IS 640 BYTES LONG.
THE STORAGE AREA (IN STATIC) FOR THE PROCEDURE LABELLED SCHAPKA IS 544 BYTES LONG.
THE PROGRAM CSECT IS NAMED 1ZNI AND IS 31226 BYTES LONG.
THE STATIC CSECT IS NAMED ***1ZNI1 AND IS 7800 BYTES LONG.

```

```

*STATISTICS*   SOURCE RECORDS *   545,PROG TEXT STMTS *   521,OBJECT BYTES *   31226

```

Ответственная за выпуск Архангельская А.А.  
Редакторы Морозова Л.В., Туравлева А.Г.

по 3/24 Заказ № 90 Тираж 200 экз.

450077, Уфа, ул. Ленина, 86. Башнипинефть, группа множительных машин.