

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

Б.Н. Байдинов Б.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* Р.Б.Узбеков
28.12.85
И.С.С. -
28.11.85

Ст. инженер Б.Л.Шульман

Доцент Уфимского нефтяного
института, канд.техн.наук *С.С.С.* Р.Я.Кучумов

Начальник СОИ НГДУ Арланефть *С.С.С.* Р.Х.Хафизов

Начальник БПО НГДУ Арланефть *И.С.С.* Ф.М.Нагеев

Начальник СОИ НГДУ
Кларланефть *С.С.С.* С.С.Закиров

СОГЛАСОВАНО

Директор ВНИИ, д-р техн.наук *С.С.С.* Г.Г.Вахитов

Главный инженер ПО Башнефть
канд. техн. наук *С.С.С.* М.Н.Галлямов

Директор НИИЦа ПО Башнефть *С.С.С.* Р.Н.Ватталов
29.1.85

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;
- β - азимутальный угол скважины, град;
- φ - азимутальный угол скважины, град;
- α - пространственный угол, град;
- ψ - 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;
- $Q_{\text{млп}}$ - допустимая производительность УЭЦН, м³/сут;
- Q_n - дебит нефти, м³/сут;
- $Q_{\text{ж}}$ - дебит жидкости, м³/сут;
- V_{min} - скорость движения охлаждающей жидкости, м/с;
- P_y - давление на устье скважины, МПа;
- P_n - давление насыщения нефти, МПа;
- ΔP - 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, м³/м³;
 G_{no} - пластовый газовый фактор, м³/м³;
 Γ - газонасыщенность;
 δ - количество растворенного в нефти газа при давлении P , м³/м³, определяется из зависимости $G_o = f(P)$;
 β_n - объемный коэффициент нефти при давлении P , определяется из зависимости $\beta_n = f(P)$;
 β_g - объемный коэффициент газа, м³/м³;
 b - обводненность, %;
 A - водонефтяной фактор, м³/м³;
 ρ_n - плотность дегазированной нефти, кг/м³;
 ρ_g - плотность газа, кг/м³;
 ρ_a - плотность воды, кг/м³;
 $\rho_{см}$ - плотность смеси, кг/м³;
 M - масса 1 м³ смеси, извлекаемой из скважины, кг;
 $V_{см}$ - объем 1 м³ смеси в НКГ при давлении P , м³/м³;
 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/с²;
 H_d - динамический уровень, м ;
 $H_{под}$ - глубина подвески ЭЦН, м ;
 $L_{снб}$ - глубина скважины до середины интервала перфорации, м ;
 K - коэффициент продуктивности, м³/сут/МПа.

1.3. Значения плотности водонефтяной смеси ^{для расчета} по данным ИГДУ 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 ³	
	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 β и ψ соответственно.

Расчет пространственных параметров ствола скважины сводится к задаче аппроксимации кривизны и декартовых координат вдоль скважины по имеющимся данным β_i , ψ_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

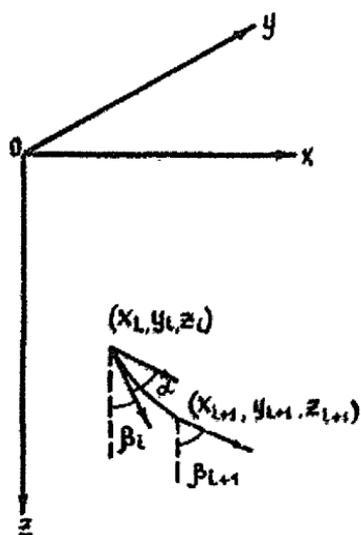


Рис. 1

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 (β_i, φ_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 (β_i, φ_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 α - угол между направлениями (β_i, φ_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° 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 β_i, φ_i, l_i на значение относительной ошибки δ , возникающей при использовании формул (1, 2, 3). К величинам β_i, φ_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 $\bar{\delta}$ для $i = N$, т.е. для точки забоя. Оказалось, что для того, чтобы величина $\bar{\delta}$ была бы порядка 1%, достаточно измерить l_i с точностью до 1 м, а углы β_i и φ_i с точностью до 1° . При этом следует отметить, что если вдоль скважины угол падения

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

Таблица 2

А З Случайная ошибка	Максимальное отклонение χ 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: α -град/10 м, ρ , 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.

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 ΔF 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 $\rho_{cm} = 0,1$ 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 ΔP .

Величина κ 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 $\varpi \rho \nu$ для НКТ определяется по формуле

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

При добыче обводненной продукции дебит нефти опре-

Зависимость коэффициента трения
от параметра Brv

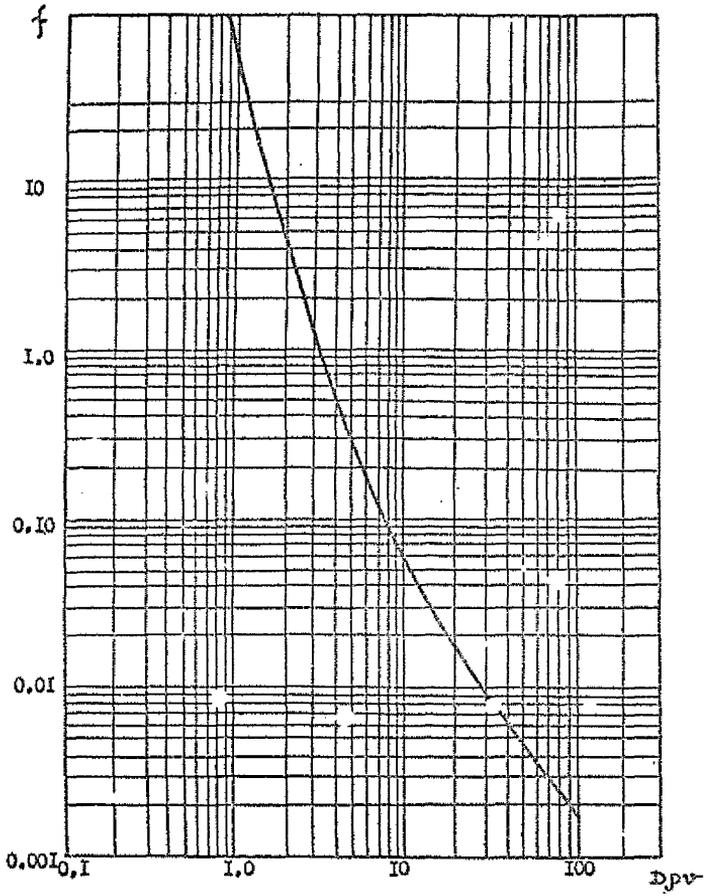


рис. 3

деляется по формуле

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

5.1.3. Глубина Δh , соответствующая интервалу изменения давления ΔP 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 Δh 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. Определение давления на входе насоса

Давление на входе насоса определяется по кривой распределения давления¹¹ соответствует глубине подвески насоса. Расчет проводится от известного значения устьевого давления

Давление на входе насоса определяется формулой

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

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).

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

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 добычи 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)

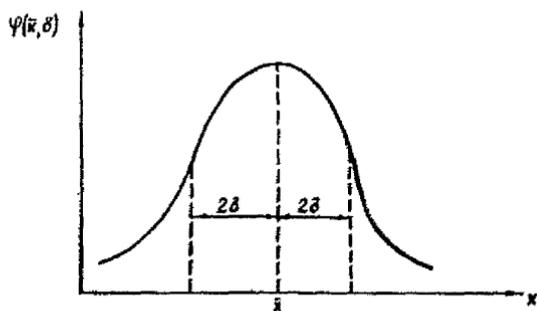


Рис. 4

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

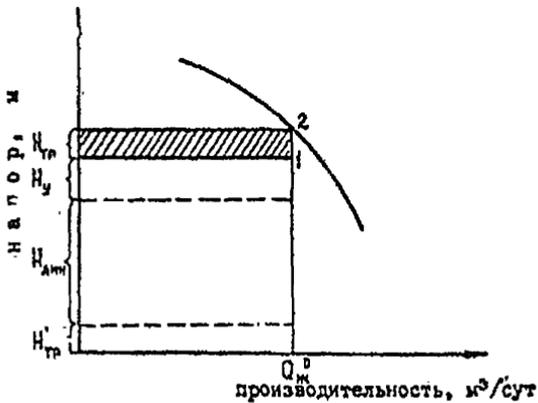
$$H_{нас} = a_0 + a_1 Q + a_2 Q^2, \quad (36)$$

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° 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. $Q_{ж}$, B , 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

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

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. Описание 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. Гиматулинов 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 НЕУПЯТЫХ 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

ПРИЛОЖЕНИЕ 3
обязательное

Минимально допустимая производительность УОЦ в зависимости от типоразмера Под и внутреннего диаметра обсадной колонны

(ТУ 26-06-916-75)

м³/сут

Типоразмер установки	Типоразмер электро- двигателя	Рабочая часть		Скорость охлажде- ния жид- кости, м/с	Размеры обсадной колонны, мм													
		подача, м ³ /сут	напор, м		140x9,7	140x7,7	140x7	146x8,5	146x7,7	146x7	146x6,5	168x12,1	168x10,6	168x8,9	168x7,3			
УОЦН5 40-1700																		
УОЦН5 - 40-1700	Под 28-103AB5	25-70	1425-1015	0,085	23,6	27,9	29,9	34,9	37,3	39,4	41,0	53,5	69,6	69,4	75,0			
УОЦН5 - 60-1550			1205-715															
УОЦН5 - 60-1550		60-115	1660-940															
УОЦН5 - 60-1600			1905-1030															
УОЦН5 - 130-1400	Под 40-103AB5		1330-870	0,12	33,4	39,4	42,3	49,3	52,1	55,7	57,8	82,7	89,8	98,0	105,9			
УОЦН5 - 130-1400			100-153															
УОЦН5 - 200-800			145-250															
УОЦН5А-100-1250	Под 45-117AB5	60-140	1480-860	0,27					62,1	68,9	73,7	129,6	145,6	164,1	181,9			
УОЦН5А-160-1100	Под 40-103AB5		1225-710	0,12					52,7	55,7	57,8	82,7	89,8	98,0	105,9			
УОЦН5А-160-1400			1560-1010						62,1	68,9	73,7	129,6	145,6	164,1	181,9			
УОЦН5А-160-1750	Под 65-117AB5	125-205	1915-1290	0,27														
УОЦН5А-250-800	Под 45-117AB5		690-490						62,1	68,9	73,7	129,6	145,6	164,1	181,9			
УОЦН5А-250-1000	Под 65-117AB5	190-330	1150-610						62,1	68,9	73,7	129,6	145,6	164,1	181,9			
УОЦН5А-250-1400	Под 90-117AB5		1580-950	0,75					172,6	191,3	204,8	359,9	404,4	455,8	505,4			
УОЦН5А-360-650	Под 65-117AB5		950-680	0,27					62,1	68,9	73,7	129,6	145,6	164,1	181,9			
УОЦН5А-360-1100			290-430															
УОЦН5А-500-800	Под 90-117AB5	420-530	850-700	0,75					172,6	191,3	204,8	359,9	404,4	455,8	505,4			
УОЦН6 - 160-1450	Под 55-123AB5	140-200	1715-1230	0,2								76,4	88,3	102,0	115,2			
УОЦН6 - 250-1050		200-340	1100-820															
УОЦН6 - 250-1400			1590-1010															
УОЦН6 - 250-1600	Под 100-123AB5	300-320	1700-1080															
УОЦН6-350-350			1035-560	0,3								114,7	132,4	159,0	172,8			
УОЦН6 - 250-1100		200-440	1280-700															
УОЦН6 - 500-750		350-650	915-455															
УОЦН6 - 350-1100		260-430	1170-710															
УОЦН6 - 500-750	Под 100-123AB5	420-650	860-450	0,3								114,7	132,4	159,0	172,8			
УОЦН6А-500-1100		350-600	1350-600															
УОЦН6А-700-800	Под 125-123AB5	550-900	670-550	0,9											220,1	279,5		

Продолжение приложения 3

Минимально допустимая производительность УЭЦН в зависимости от типоразмера ПЭД и внутреннего диаметра обсадной колонны
(ТУ 26-06-916-83) м³/сут

Типоразмер установки	Типоразмер электродвигателя	Рабочая часть согласно ТУ		Скорость охлаждения жидкости, м/с	Размеры обсадной колонны, мм										
		подача, м ³ /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															
УЭЦН5А-160-1400 УЭЦН5А-160-1750	ПЭД63-117ВВ5	125-205	1915-1290	0,27			54,5	62,1	68,9	73,7	129,6	145,6	164,1	181,9	
УЭЦН5А-250-1000															
УЭЦН5А-330-850															
УЭЦН5А-250-1400															
УЭЦН5А-360-1100 УЭЦН5А-500-800	ПЭД90-117ВВ5	290-430	1580-950	0,65			131,3	149,6	165,8	177,5	311,9	350,5	395,1	438,09	
УЭЦН5А-500-800															
УЭЦН5А-250-1400 УЭЦН5А-360-1100	ПЭД90-117ЛВ5	290-430	1590-1040	0,65			131,3	149,6	165,8	177,5	311,9	350,5	395,1	438,0	
УЭЦН5А-500-800															
УЭЦН5А-250-1700 УЭЦН5А-360-1400	ПЭДС125-117В1В5	290-440	1890-1200	0,65			131,3	149,6	165,8	177,5	311,9	350,5	395,1	438,09	
УЭЦН5А-500-1000															
УЭЦН6-250-1050 УЭЦН6-250-1400	ПЭД90-123ВВ5	200-340	1100-820	0,30								114,7	132,4	153,0	172,8
УЭЦН6-250-1600															
УЭЦН6-350-1100 УЭЦН6-500-750	ПЭДС125-117В2В5	350-680	1700-1080	0,65								311,9	350,5	395,1	438,0
УЭЦН6-500-750															
УЭЦН6-500-1100 УЭЦН6-700-800	ПЭДС125-117В2В5	550-900	1350-600	0,65								311,9	350,5	395,1	438,0
УЭЦН6-700-800															

ПРИЛОЖЕНИЕ 4
рекомендуемое

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

П л о щ а д ь		Номер ЦДНГ	Номер скважины	Минимальный внутренний диаметр	Глубина верхних днр перфорации	Глубина подвески насоса	Динамический уровень жидкости	Статический уровень жидкости	Коэффициент продуктивности	Дебит жидкости	Обводненность	Насос		Типоразмер станка-качалки	Диаметр НКТ	Давление			Режим откачки		Длина штанговой колонны			Удельный вес воды	Удельный вес нефти
01	02											12	13			16	17	18	19	20	21	22	23		
АРЛАН	1	1953	132	1394	1500	353	0	1,34	77	87	ЭДН Б	40		62	139	60	15	30	0	0	0	0	0	1,08	0,89

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:

- Шифра 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+АРАСЛ: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+АРАСЛ: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 ³ /сут	Дебит нефти, м ³ /сут	Динамический уровень, м	Обводненность, %	Пластовое давление, атм	Давление на устье, атм	Удельный вес нефти, г/см ³	Удельный вес воды, г/см ³	Коэффициент продуктивности, м ³ 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: МД, 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 B6       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);
29 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;
45 1      NCDNG=0;
46 1      MKI=F;
47 1      ENNR;
48 1      OPEN FILE(SPRIZN);
49 1      OPEN FILE(IZN) INPUT;
50 1      DO I=1 TO 29;
51 1      1      READ FILE(SPRIZN) INTO (MASK);
52 1      1      DOB(I,1)=DOB1;
53 1      1      DO J=1 TO 6;
54 1      2      A(I,J)=ASK(J);
55 1      2      END;
56 1      1      END;
57 1      K=0;
58 1      J=1;
59 1      GO: ;
60 1      ON ENDFILE(IZN) GOTO EE;
61 1      NN=1000;
62 1      BB: ;
63 1      READ FILE(IZN) INTO(DANI);
64 1      /******
65 1      SCHIFR=SNQU;
66 1      IF SCHIFR=1 THEN NGDU='УКАЗАНИЕ?';
67 1      IF SCHIFR=2 THEN NGDU='ОКРУЖАЮЩАЯ?';
68 1      IF SCHIFR=3 THEN NGDU='АКСАКОВНЕ?';
69 1      IF SCHIFR=4 THEN NGDU='ИШИМБАЙНЕ?';
70 1      IF SCHIFR=5 THEN NGDU='АРЛАННЕ?';
71 1      IF SCHIFR=6 THEN NGDU='ОХАРЛАННЕ?';
72 1      IF SCHIFR=7 THEN NGDU='ЧЕКМАГУШНЕ?';
73 1      IF SCHIFR=8 THEN NGDU='КРАСНОХОДАНСКНЕ?';
74 1      IF SCHIFR=9 THEN NGDU='УРАНЕ?';
75 1      /******
76 1      /*** ВЫЧИСЛЕНИЕ К ПРОД. И Р. ДАСТ *****/
77 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;B:3=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=00;
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=CONDG THEN GO TO NE;
118 1         ELSE DO;
119 1 1         CALL SCHAPKA;
120 1 1         COND=CONDG;
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 CKB;
128 1 1         CALL PRIR;
129 1 1         IF KUKU=0 THEN CALL PRON;
130 1 1         ED;
131 1 1         I=1;
          /* DEBHT CKB. 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 ('ПОНАЧКА 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 ('ДЕБТ=',C)(SKIP(0),COL(10),A(6),F(4));
145 1 1         PUT EDIT ('ПРИ МНМ.')(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;
          IZNI: PROCEDURE=OPTIONS(MAIN);

```


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(12) || ' ' || DEB(1) || DH(1) || ' ' || S(12) ||
' ');
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
306 2      IF P(I,1) > C THEN GO TO MM;
308 2      DER(I)=P(I,1);
309 2      END;
310 1      KOP1: PROCEDURE;
311 2      F1=A(I,1)-A(I,1)/10;
312 2      D=B9*L1;
313 2      H=A(I,3);
314 2      G=A(I,2)-12/0;
315 2      F2=F1-(10*B1)/L1;
316 2      U=F2-B3*(10*B7)/L1;
317 2      DISC=G**2-4*H*U;
318 2      ON ZERO DIVIDE GOTO MM;
319 2      E=-G/(2*H);
320 2      IF DISC=0 THEN DO;
321 2          ROOT1=E; ROOT2=E; END;
322 2      ELSE DO;
323 2          IF DISC > 0 THEN DO;
324 2              F=SQRT(DISC)/(2*H);
325 2              RCOT1=E+F; ROOT2=E-F;
326 2              END;
327 2          ELSE GO TO MM; END;
328 2      IF ROOT1 < 0 THEN IF ROOT2 < 0 THEN GO TO MM;
329 2      IF ROOT1 > ROOT2 THEN DO;
330 2          P(I,1)=ROOT1; END;
331 2      ELSE DO;
332 2          P(I,1)=ROOT2; END;
333 2      IF P(I,1) > C THEN GO TO MM;
334 2      END;
335 1      PR1: PROCEDURE;
336 2      /*****
337 2      /***** РАЗБЕЖЕНИЕ ГЛУБИНЫ СКВАЖИНЫ НА 10 МЕТР. ИНТЕРВАЛЫ *****/
338 2      DO I=1 TO 200;
339 2          NKRI(I,1)=0;
340 2          END;
341 2          NKRI=0; NKII=0;
342 2          NKRI(I,*)=KRIM(I,*) ;
343 2          DO J=1 TO 200 WHILE (KRIM(I,1) <= 0);
344 2              K=I;
345 2              DL=KRIM(I+1,1)-KRIM(I,1);
346 2              /* ДЛИНА ИНТЕРВАЛОВ > 10 М */
347 2              IF DL > 10 THEN
348 2                  DO;
349 2                      NKII(I,*)=KRIM(I,*) ;
350 2                      DAZ=ABS(KRIM(I,3)-NKII(K,3));
351 2                      ISE=KRIM(I+1,2);
352 2                      OSI=KRIM(I+1,2)-ISE;
353 2                      ISE=ISE+60+OSI;
354 2                      ISEI=NKII(K,2);
355 2                      OSI1=NKII(K,2)-ISEI;
356 2                      ISEI=ISEI+60+OSI1;
357 2                      DUG=ABS(ISE-ISEI);
358 2                      GRI=(DUG/DL)*10; AZI=(DAZ/DL)*10;
359 2                      NKRI(K+1,1)=NKRI(K,1)+10;
360 2                      IF ISEI > ISE THEN NKRI(K+1,2)=NKII(K,2)-GRI/60;
361 2                      ELSE NKRI(K+1,2)=NKII(K,2)+GRI/60;
362 2                      /* PUT SKIP LIST (KRIM(K+1,3),NKII(K,3),DAZ); */
363 2                      IF KRIM(K+1,3) > NKII(K,3) THEN NKRI(K+1,3)=NKII(K,3)+AZI;
364 2                      ELSE NKRI(K+1,3)=NKII(K,3)-AZI;
365 2                      IF KRIM(K+1,1)-NKRI(K+1,1) > 10 THEN
366 2                          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 */
399      2      1              END; /* КОНЕЦ П/ПРОГРАММЫ */
400      1
401      1          PRIME: PROCEDURE;
          /*****
          /*** ПРОВЕРКА КРИВИЗНЫ СВ, 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) INTERVALE=' 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)*' ') INTERVALE: ' I1NNN11-' I1NKRI111
          'НЕДОПУСТИМОЕ ИСКРИВЛЕНИЕ' I1ALFPL11:' '
          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(SPPRIZN);CLOSE FILE(IZN); END;
          ZN1: PROCEDURE OPTIONS(MAIN);

```

PAGE 12

STORAGE REQUIREMENTS,

THE STORAGE AREA FOR THE PROCEDURE LABELLED IZN1 IS 61948 BYTES LONG.
 THE STORAGE AREA FOR THE ON UNIT AT STATEMENT NO. 38 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. 318 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 648 BYTES LONG.
 THE STORAGE AREA (IN STATIC) FOR THE PROCEDURE LABELLED SCHAPKA IS 544 BYTES LONG.
 THE PROGRAM CSECT IS NAMED IZN1 AND IS 31226 BYTES LONG.
 THE STATIC CSECT IS NAMED ***IZN1A AND IS 7888 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 280 экз.

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