

Министерство нефтяной промышленности

СОГЛАСОВАНО

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

В.В. Гнатченко
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 / Башнипинефть /

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

Ответственные
исполнители:

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

Ст. инженер

Ст. инженер

М.Ф. Вахитов
28.12.83 М.Ф. Вахитов

Д.В. Сальманова
Д.В. Сальманова

З.Р. Кутдусова
З.Р. Кутдусова

Продолжение титульного листа

Сотрудники :

Зав.отделом инженерных задач
КИЭЦ ПО Башнефть *Р.Б. Узбеков* Р.Б.Узбеков
28.12.85
Ст. инженер *Шульман* Б.Л.Шульман
28.12.85

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

Начальник СОИ НГДУ Арланнефть *Р.Х. Хафизов* Р.Х.Хафизов

Начальник БПО НГДУ Арланнефть *Ф.М. Нагаев* Ф.М.Нагаев

Начальник СОИ НГДУ
Жарланнефть *С.С. Закиров* С.С.Закиров

СОГЛАСОВАНО

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

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

Директор КИЭЦа ПО Башнефть *Р.Н. Батталов* Р.Н.Батталов
29.12.85

УДК 622.276.53.054.23:621.67-83

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.Б. Узбеков, Р.Я. Кучумов, канд. техн. наук, Б.Д. Шульман, Р.Х. Хафизов, Ф.М. 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 15.02.84 № 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 - защитный 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;

$Q_{\text{мип}}$ - допустимая производительность УЭЦН, м³/сут;

Q_n - дебит нефти, м³/сут;

$Q_{\text{ж}}$ - дебит жидкости, м³/сут;

$V_{\text{мин}}$ - 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;

$P_{\text{ф}}$ - давление фонтанирования, МПа;

- $\frac{dP}{dR}$ - градиент давления МПа/м ;
 G_0 - газовый фактор при давлении насыщения, м³/м³ ;
 $G_{пл}$ - пластовый газовый фактор, м³/м³ ;
 Γ - газонасыщенность ;
 S - количество растворенного в нефти газа при давлении P , м³/м³, определяется из зависимости $G_0 = f(P)$;
 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 НКТ 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 НКТ, 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 ;
 $L_{скв}$ - глубина скважины до середины интервала перфорации, м ;
 K - коэффициент продуктивности, м³/сут/МПа.

1.3. Значения плотности водонефтяной смеси ^{для расчета} по данным НГДУ Арманнефть 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 венитного и азимутального углов β и ψ соответственно.

Расчет пространственных параметров ствола скважин 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 оквадки

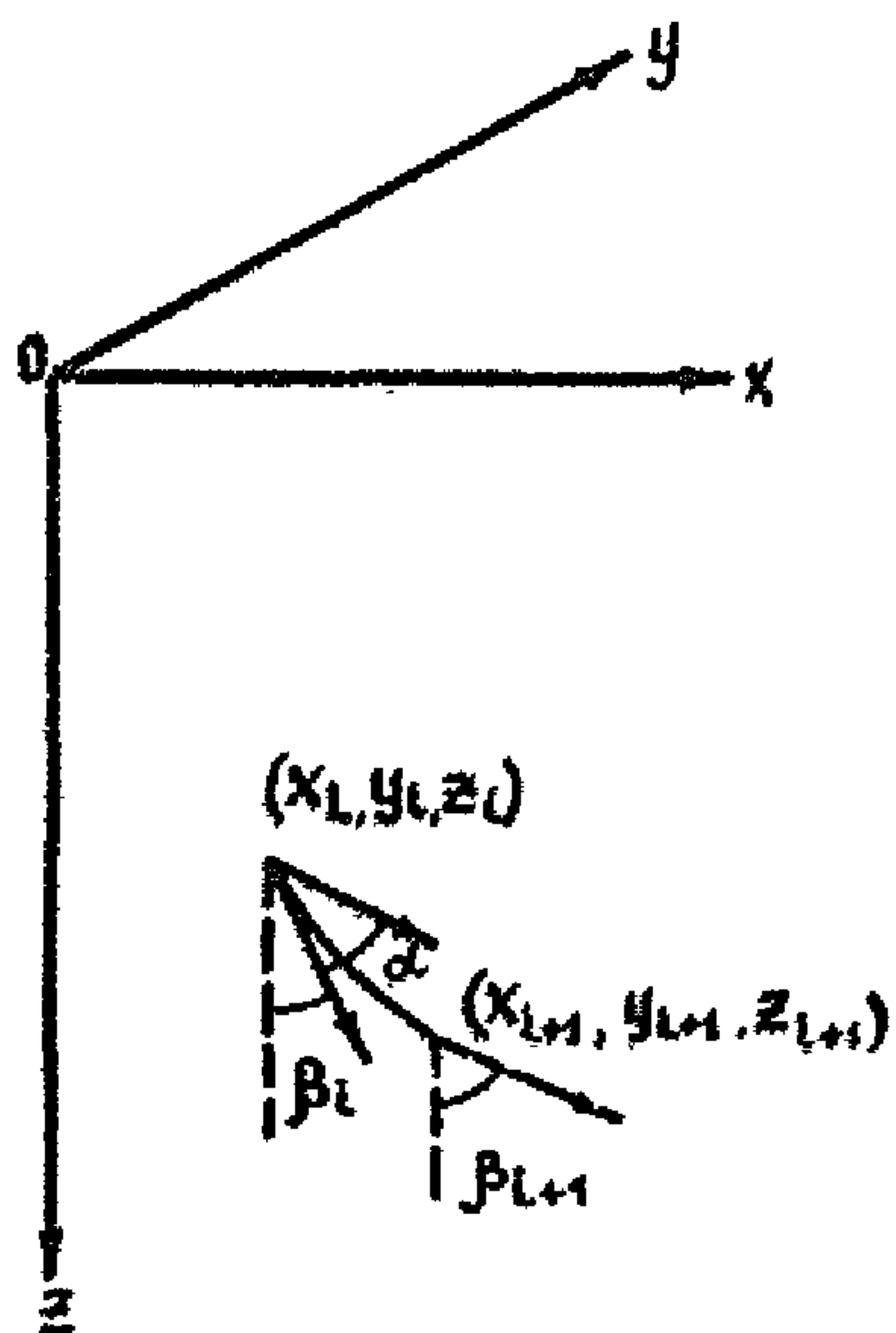


Рис. 1

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 $(\beta_{i+1}, \varphi_{i+1})$.

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

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

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

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

где α - угол между направлениями (β_i, φ_i) и $(\beta_{i+1}, \varphi_{i+1})$

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

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 , кривизны K_i и соответствующие относительные ошибки. В табл. 2 приведены усредненные относительные ошибки δ для $i = N$, т.е. для точки забоя. Оказалось, что для того, чтобы величина δ была бы порядка 1%, достаточно измерять 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_i умножаются на $\sin \beta_i$, т.е. на малую величину.

Таблица 2

Δ Z Случайная ошибка	Максимальное отклонение		Максимальное значение	Максимальное значение	Максимальное значение
	X от	X=0	$\delta_y, \%$	$\delta_z, \%$	$\delta_{xz}, \%$
$\delta l = 0 \text{ м}$ 1. $\delta \beta = 0^\circ$ $\delta \gamma = 0^\circ$	0,0002		0,0021	0,0012	0,0093
$\delta l = 1 \text{ м}$ 2. $\delta \beta = 1^\circ$ $\delta \gamma = 1^\circ$	0,1237		1,7781	0,4033	0,0726
$\delta l = 1 \text{ м}$ 3. $\delta \beta = 30^\circ$ $\delta \gamma = 30^\circ$	0,1144		0,8889	0,18919	0,0764
$\delta l = 1 \text{ м}$ 4. $\delta \beta = 15^\circ$ $\delta \gamma = 15^\circ$	0,0758		0,4445	0,0820	0,0780
$\delta l = 0,5 \text{ м}$ 5. $\delta \beta = 30^\circ$ $\delta \gamma = 30^\circ$	0,1144		0,8890	0,2017	0,0764
$\delta l = 1 \text{ м}$ 6. $\delta \beta = 2^\circ$ $\delta \gamma = 2^\circ$	0,0126		0,0594	0,0109	0,0662
$\delta l = 1 \text{ м}$ 7. $\delta \beta = 2^\circ$ $\delta \gamma = 1^\circ$	0,3655		0,0597	0,0109	0,0662
$\delta l = 1 \text{ м}$ 8. $\delta \beta = 1^\circ$ $\delta \gamma = 2$	0,0031		1,7777	0,40334	0,07257

3. ВЫБОР ИНТЕРВАЛА УСТАНОВКИ ЭЦН 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

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

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

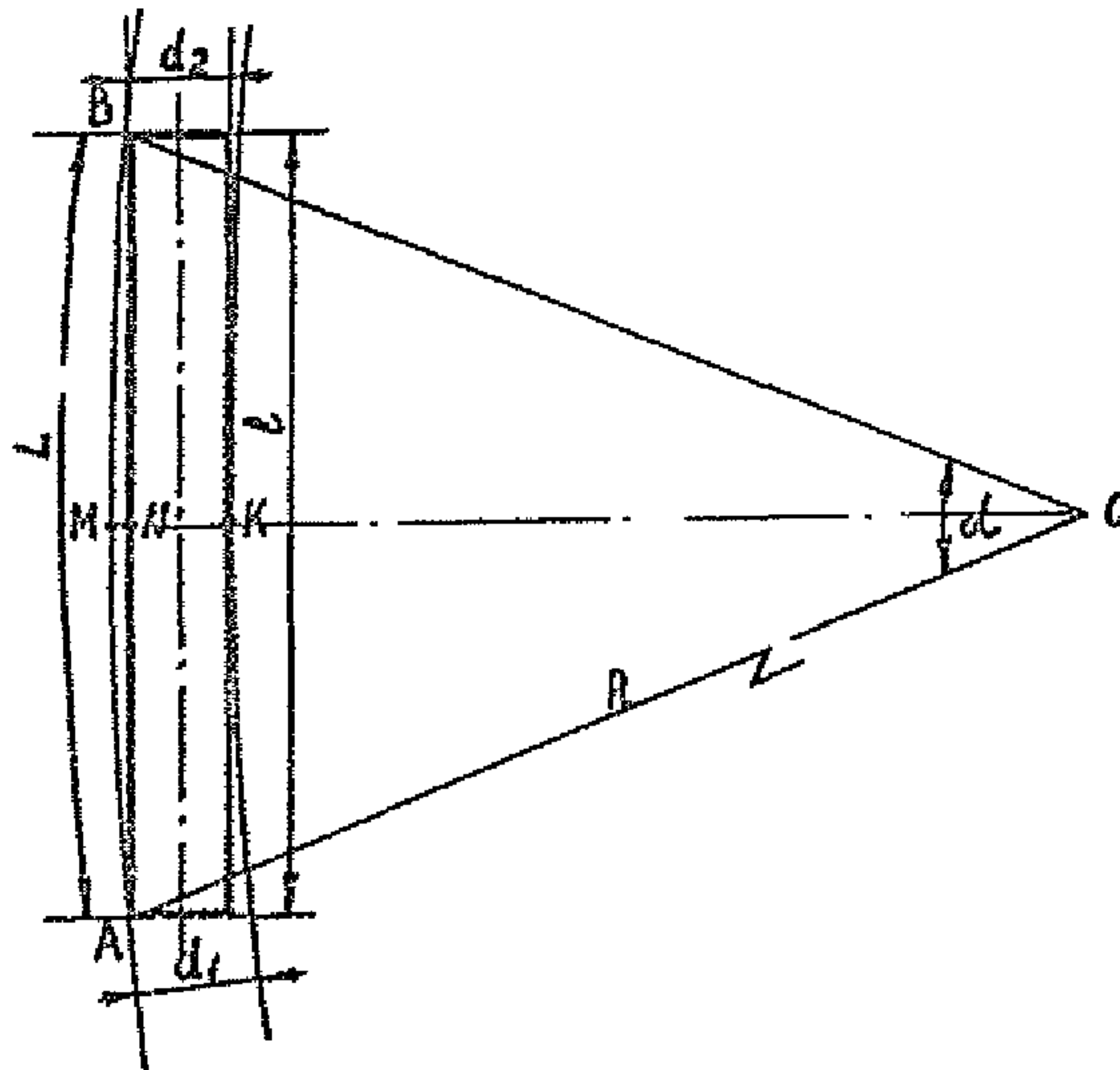
$$\alpha = \frac{4586(d_1 - d_2)}{\ell^2} \quad (8)$$

где размерности: α - град/10 м, ℓ , 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 условия 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 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-5 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,

У1ЭЦН5А-250-1400 и У2ЭЦН5А-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 выходе 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 Поунтмана 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

$$M = \rho_n + G \cdot \rho_r + A \rho_b, \quad (12)$$

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

$$V_{cm} = \beta_n + \beta_r (G_o - S) + A . \quad (I4)$$

$$\beta_r = \frac{\rho_{cm} T_{cm} z}{P T_{cm}} , \quad (I5)$$

где $\rho_{cm} = 0,1$ МПа

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

$$T_{cp} = \frac{T_z + T_y}{2} \quad (I6)$$

5.1.2. Определение поинтервальных градиентов давления

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

или

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta h} \right)_{cp} = \bar{\rho}_{cm} + \kappa \rho_{cm} , \quad (I7)$$

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

$$\kappa = \frac{f Q_n^2 M^2}{2,25 \rho_{cm}^2 \varpi^5} , \quad (I8)$$

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

$$\varpi_{p\psi} = \frac{10^{-3} Q_n M}{\varpi} . \quad (I9)$$

При добыче обводненной продукции дебит нефти опре-

Зависимость коэффициента трения
от параметра Drv

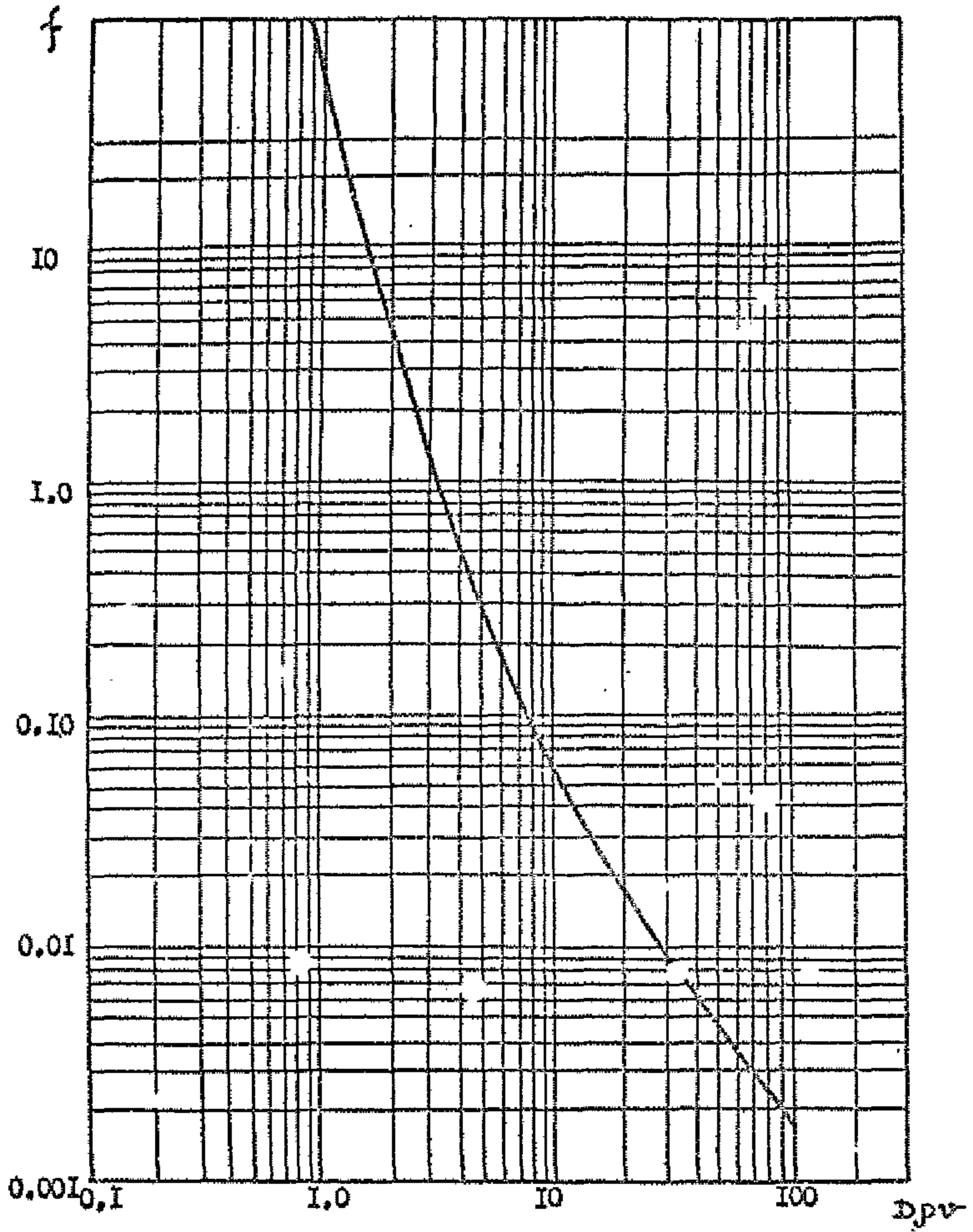


Рис. 3

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, $м^3/сут$.

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

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

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

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

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

5.3. Определение давления на выкиде насоса

Давление на выкиде насоса определяется по кривой распределения давления¹⁴ соответствует глубине подвески насоса. Расчет проводится от известного значения устьевого 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 $P_{нас} = P_{св} - P_3$

- необходимый напор насоса в метрах

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

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 (СТП 99I-39.03-0I3-8I).

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

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 $P_{ф} = f(H)$ 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, $P_{нас}$.

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

Определяется забойное давление

$$P_3 = P_{ф} - P_{нас} \quad (31)$$

Определяется коэффициент продуктивности

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

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 давления на трение из-за увеличения вязкости водонефтяной 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:

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

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 $\varphi(\bar{x}, \sigma)$ одного соответствия видов зависимости недостаточно, так как параметры \bar{x} и σ , принимая различные значения, способствуют образованию семейства кривых вида $\varphi(\bar{x}, \sigma)$, из которых нам необходима только одна кривая, которая полностью аналогична зависимости $\mu(\beta)$.

Для определения количественного значения параметров \bar{x} и σ необходимо иметь опытные точки, полученные в результате эксплуатации погружных ЭЦН ($P_y, Q_{ж}, \beta, H_{д}, H_{под}$).

Функция нормального распределения (Гаусса)

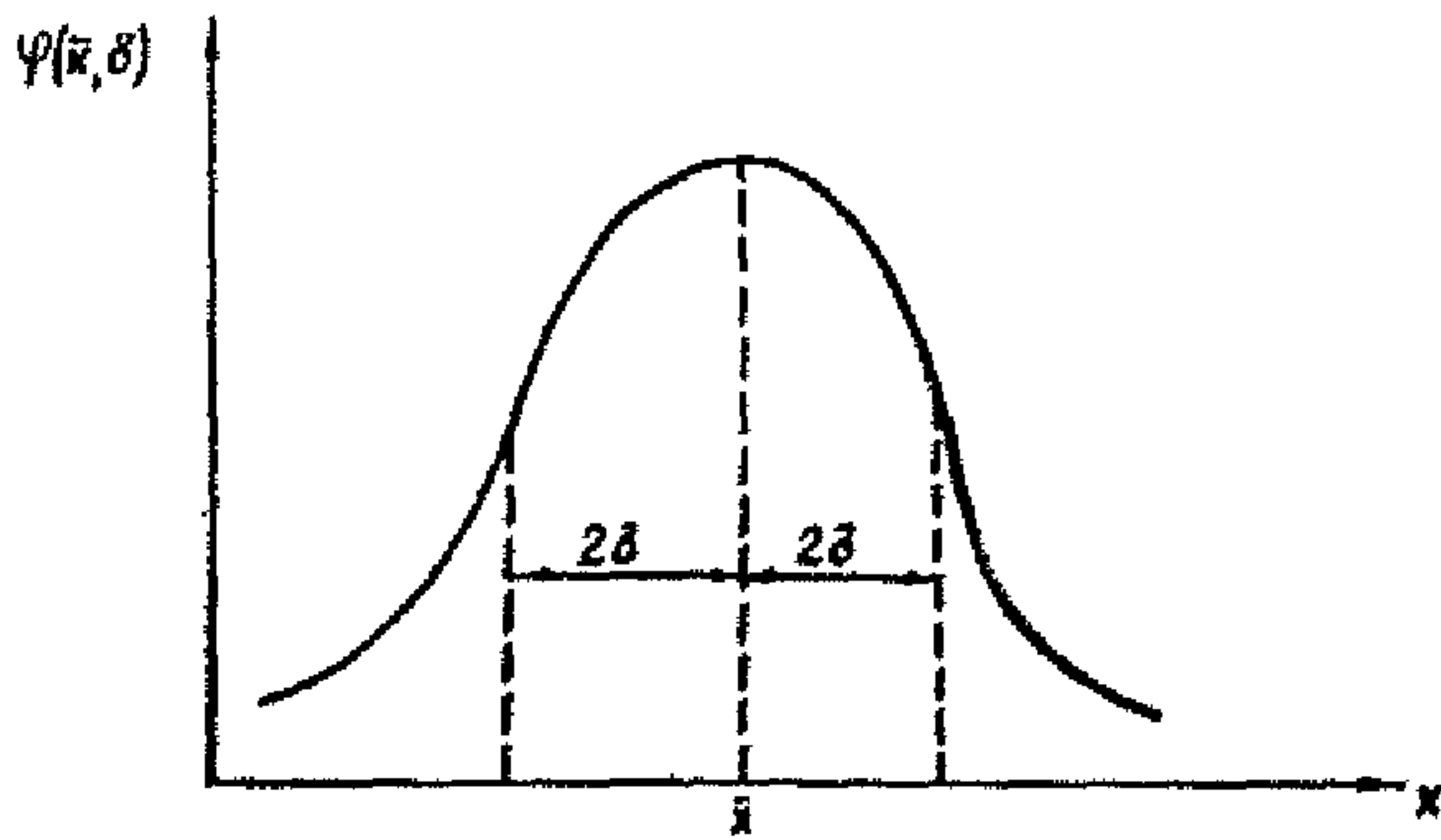


Рис. 4

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

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

$$\Pi_{\bar{b}} = 1 + \frac{1}{15 \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\bar{b} - \bar{b}^0)^2}{450}}, \quad (34)$$

То есть, необходимый напор насоса вычисляется по формуле

$$F'(Q) = \left(H_d + \frac{P_y}{\rho \cdot g} \right)^\alpha \left[1 + \frac{1}{15 \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\bar{b} - \bar{b}^0)^2}{450}} \right], \quad (35)$$

где $\bar{b}^0 = 55\%$, $\alpha = 1,03$ — показатель, учитывающий потери давления в трубах.

Теоретический напор насоса определяется по формуле

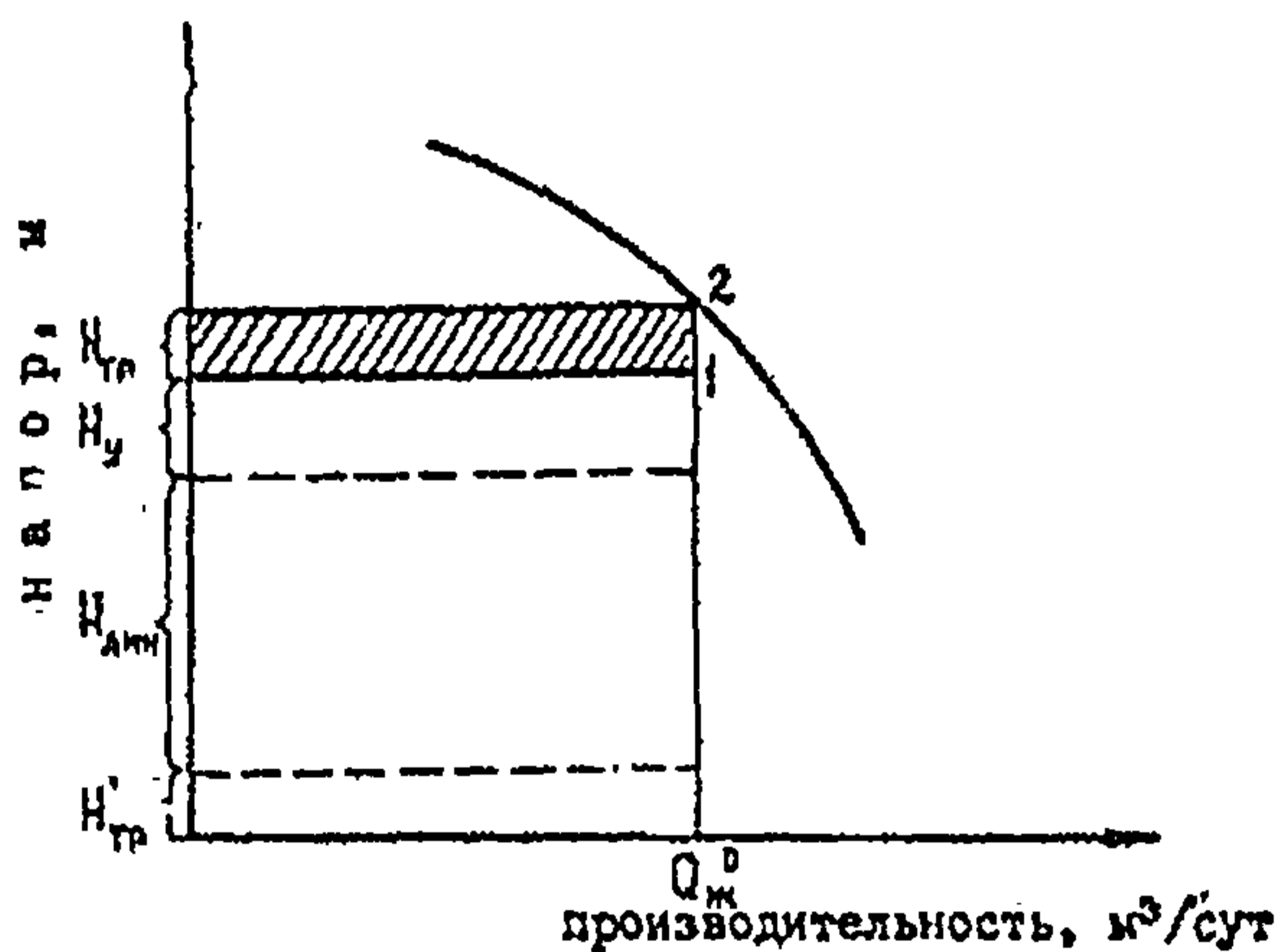
$$H_{нас} = a_0 + a_1 Q + a_2 Q^2, \quad (36)$$

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 УЭДН



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

точка 2 - характеризует теоретический напор насоса при подъеме воды

точка I - 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

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

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

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

- для месторождений типа Арланского

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

- для девонских месторождений типа Уршакской группы

$$P_{пр} = 4,0 \text{ МПа}$$

Затем все расчеты повторяются для следующего насоса. На печать выдаются 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 н 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 ЮИВЦ на "Бланк-заказе для скважин, планируемых к проведению ГТМ (подбор ЭЦН, ШГН)".

Обязательно наличие следующих параметров:

1. $Q_{ж}$, δ , 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

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

3. $K_{пр}$ или H_d

определяется по формуле

$$K_{пр} = \frac{Q}{P_{пл} - P_3},$$

где

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

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

Входная информация присылается в КИВЦ на "Бланк-заказе" для скважин, планируемых к проведению ГТИ (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. Гиматудинов 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.: ВНИМОЭНГ, 1982, вып. 4. - 43 с.
6. Галлямов М.Н., Батталов 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.

СОДЕРЖАНИЕ

	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 НЕФТЯНЫХ 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 ПЭД и внутреннего диаметра обсадной колонны	33
ПРИЛОЖЕНИЕ 4	
рекомендуемое	
Бланк-заказ для скважин, планируемых к проведению Г Т М (подбор ЭЦН, ШГН)	34

ПРИЛОЖЕНИЕ 5
рекомендуемое

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

ПРИЛОЖЕНИЕ 6
рекомендуемое

Контрольный пример 37

ПРИЛОЖЕНИЕ 7
рекомендуемое

Программное обеспечение 58

ПРИЛОЖЕНИЕ I
обязательное

Максимально допустимая кривизна обсадной колонны, обеспечивающая работу
УЭЦН5 и УЭЦН5А в скважине без изгиба (...°/10 м)

Типоразмер	Минимально допустимый внутренний 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
				120,5	123,6	125	128	129,6	131	132
УЭЦН5 - 10-1400			15953	5,0	8,2	9,7	13	14,7	16,2	17,3
УЭЦН5 - 40-1750			18337	3,8	6,2	7,4	9,8	11,1	12,3	13,1
УЭЦН5 - 80-1200			15853	5,0	8,3	9,9	13,1	14,9	16,4	17,5
УЭЦН5 - 80-1550			18733	3,6	6,0	7,1	9,4	10,7	11,8	12,6
УЭЦН5 - 80-1800	121,7	116	20417	3,0	5,0	5,9	7,9	9,0	9,9	10,6
УЭЦН5 - 130-1200			18033	3,9	6,4	7,6	10,2	11,5	12,7	13,5
УЭЦН5 - 130-1400			20417	3,0	5,0	5,9	7,9	9,0	9,9	10,6
УЭЦН5 - 200-800			18033	3,9	6,4	7,6	10,2	11,5	12,7	13,5
УЭЦН5А-100-1350			15903					6,1	7,6	8,7
УЭЦН5А-160-1100			16518					5,7	7,1	8,1
УЭЦН5А-160-1400			19303					4,1	5,2	5,9
УЭЦН5А-160-1750			22337					3,1	3,8	4,4
УЭЦН5А-250-800			16704					5,5	6,9	7,9
УЭЦН5А-250-1000	130	124	20703					3,6	4,5	5,1
УЭЦН5А-250-1400			28518					1,9	2,4	2,7
УЭЦН5А-360-850			21787					3,3	4,1	4,6
УЭЦН5А-360-1100			28518					1,9	2,4	2,7
УЭЦН5А-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 x толщина стенки), мм			
		Поперечный размер	Длина	внутренний диаметр			
				168x12,1 142,6	168x10,6 145,6	168x8,9 149	168x7,3 152,2
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
УЭЦНБ-250-1600	144,3	137	19967	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			24828			2,9	4,3
УЭЦНБА-700-800	148,3	142,5	24128			3,1	4,6

ПРИЛОЖЕНИЕ 3
обязательное

Минимально допустимая производительность УОЦП в зависимости от типоразмера ПЭД и внутреннего диаметра обсадной колонны

СТУ 26-06-916-75

м³/сут

Типоразмер установки	Типоразмер электро- двигатели	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	
У20ЦН5 40-1400	ПЭД 28-103AB5	25-70	1425-1015	0,085	23,6	27,9	29,9	34,9	37,3	39,4	41,0	53,5	63,6	69,4	75,0	
1205-715																
1680-940																
У30ЦН5 60-1550	ПЭД 40-103AB5	60-115	1905-1030	0,12	33,4	39,4	42,3	49,3	52,7	55,7	57,8	82,7	89,8	98,0	105,9	
1330-870																
1700-1080																
145-250 960-545																
У130ЦН5А-100-1350	ПЭД 45-117AB5	80-140	1480-860	0,27								129,6	145,6	164,1	181,9	
У130ЦН5А-160-1100			1225-710													0,12
У230ЦН5А-160-1400	ПЭД 65-117AB5	125-205	1560-1010	0,27									129,6	145,6	164,1	181,9
У30ЦН5А-160-1750			1915-1290													
У130ЦН5А-250-800			890-490													
У130ЦН5А-250-1000	ПЭД 65-117AB5	190-330	1160-610	0,75									129,6	145,6	164,1	181,9
У130ЦН5А-250-1400			1580-950													
У230ЦН5А-360-850	ПЭД 65-117AB5	950-680	950-680	0,27									129,6	145,6	164,1	181,9
У20ЦН5А-360-1100			1260-920													
У130ЦН5А-500-800	ПЭД 90-117AB5	420-580	850-700	0,75												
У20ЦН6 -160-1450			1715-1230													
У40ЦН6 -250-1050	ПЭД 100-123AB5	200-340	1100-820	0,3												
У20ЦН6 -250-1400			1590-1010													
У30ЦН6 -250-1600			1700-1080													
У20ЦН6-350-350			1035-560													
У30ЦН6 -350-1100	ПЭД 100-123AB5	230-440	1280-700	0,3												
У20ЦН6 -500-750			915-455													
У20ЦН6 -350-1100	ПЭД 100-123AB5	260-430	1170-710	0,3												
У20ЦН6 -500-750			420-650 860-480													
У30ЦН6А-500-1100	ПЭД 125-123AB5	350-600	1350-600	0,9												
У30ЦН6А-700-800			870-550													

Продолжение приложения 3

Минимально допустимая производительность УЭЦН в зависимости от типоразмера ПЭД и внутреннего диаметра обсадной колонны
(ТУ 26-66-916-83) 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	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
УЭЦН5-40-1750			1850-1340												
УЭЦН5-80-1200	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
УЭЦН5-80-1550			1680-940												
УЭЦН5-80-1800			1905-1030												
УЭЦН5-130-1200			1330-870												
УЭЦН5-130-1400	100-155	1700-1080													
УЭЦН5-130-1700	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
УЭЦН5-200-800	ПЭД45-103ВВ5	122-250	960-550	0,30	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	ПЭД45-117ЛВ5	80-140	1480-860	0,20				40,4	46,0	51,0	54,6	96,0	107,8	121,6	134,8
УЭЦН5А-160-1400	ПЭД63-117ВВ5	125-205	1560-1040	0,27				54,5	62,1	68,9	73,7	129,6	145,6	164,1	181,9
УЭЦН5А-160-1750			1915-1290												
УЭЦН5А-250-1000			1160-610												
УЭЦН5А-330-850			950-680												
УЭЦН5А-250-1400		190-330	1580-950												
УЭЦН5А-360-1100	ПЭДС90-117ВВ5	290-430	1260-920	0,65				131,3	149,6	165,8	177,5	311,9	350,5	395,1	438,09
УЭЦН5А-500-800		420-580	850-700												
УЭЦН5А-250-1400		200-330	1590-1040												
УЭЦН5А-360-1100	ПЭДС90-117ЛВ5	290-430	1260-920	0,65				131,3	149,6	165,8	177,5	311,9	350,5	395,1	438,0
УЭЦН5А-500-800		420-580	850-700												
УЭЦН5А-250-1700		180-330	1890-1200												
УЭЦН5А-360-1400	ПЭДС125-117ВВ5	290-440	1620-1120	0,65				131,3	149,6	165,8	177,5	311,9	350,5	395,1	438,09
УЭЦН5А-500-1000		420-580	1020-900												
УЭЦН6-250-1050			1100-820												
УЭЦН6-250-1400		200-340	1590-1040												
УЭЦН6-250-1600	ПЭД90-123ВВ5	200-330	1700-1080	0,30								114,7	132,4	153,0	172,8
УЭЦН6-350-1100		250-440	1280-700												
УЭЦН6-500-750		350-680	915-455												
УЭЦН6-500-1100	ПЭДС125-117В2В5	350-680	1350-600	0,65								311,9	350,5	395,1	438,0
УЭЦН6-700-800			870-550												

ПРИЛОЖЕНИЕ 4
рекомендуемое

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

П л о щ а д ь		Н о м е р Ц Д Н Г	Н о м е р с к в а ж и н ы	М и н и м а л ь н ы й в н у т р е н н и й д и а м е т р	Г л у б и н а в е р х н и х д ы р п е р ф о р а ц и и	Г л у б и н а п о д в е с к и н а с о с а	Д и н а м и ч е с к и й у р о в е н ь ж и д к о с т и	С т а т и ч е с к и й у р о в е н ь ж и д к о с т и	К о э ф ф и ц и е н т п р о д у к т и в н о с т и	Д е б и т ж и д к о с т и	О б в о д н е н н о с т ь	Н а с о с		Т и п о р а з м е р с т а н к а - к а ч а л к и	Д и а м е т р Н К Т	Д а в л е н и е			Р е ж и м о т к а ч к и		Д л и н а ш т а н г о в о й к о л о н н ы			У д е л ь н ы й в е с в о д ы	У д е л ь н ы й в е с н е ф т и	
01	02											12	13			14	15	16	17	18	19	20	21			22
АРЛАН	I	1953	132	1394	1500	363	0	1,34	77	87	ЭЦН 5	40		62	139	60	15	30	0	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:

- Шифра документа ДЭУ/87
- Шифра НГДУ

2. Для каждой скважины заполняется 8 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:

- Глубина замеров (м)
- У г о л (град.мин)
- А з и м у т (град)

Информация передается в КИИЦ на перфоленте.

Разделителем 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 скважинам

Д0007:4=

0+APACM:1:1953:132:1394:1300:363::1.34:77:87:ЭЦН5:40::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+APACM:2:733:130:2400:4620:577:0:5.9:59:10:ЭЦН: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
		№ скважины	Внутренний диаметр колонны, мм	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	
г/см ³	г/см ³												
01	02	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-360-1100:	1097:	423:	322:	672:	КОЭФФИЦИЕНТ ПОДАЧИ = 1.18						
		:ЭЦН5А-500-	800:	1071:	409:	311:	КОЭФФИЦИЕНТ ПОДАЧИ = 0.82						
												Макс.возм. дебит = 426 при мин. Рзаб = 56	

ПРИЛОЖЕНИЕ 7
рекомендуемое

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: " I Z K "

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: "SCHAPKA", "KOP", "KOP1", "СКВ", "VAS", "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.

КРАТКИЙ АЛГОРИТМ: Программа рекомендует для каждой скважины два ЭЦН с оптимальными режимами. "SCHAPKA" выводит на АЦПУ и П/Л шапку таблицы. Подпрограммы-процедуры "KOP" и "KOP1" рассчитывают добычную возможность скважины с учетом потерь напора на трение в НКГ и без учета трения, "СКВ" выводит на АЦПУ и П/Л существующий режим скважины. На П/Л результаты выводятся стандартной программой вывода "VAS". 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 LS1      FIXED(4);
2 LS2      FIXED(4);
2 LS3      FIXED(4);
2 R6       FIXED(4,3);
2 B5       FIXED(4,3);
2 KRIN(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 B1 FLOAT(5);
          /****** ОБЪЯВЛЕНИЯ ДЛЯ КРИВИЗНУ *****/
29 1      DCL (OL,DAZ) FIXED(4);
30 1      DCL LUOA FIXED(2);
31 1      JCL (NKR(11),ALFPL,NMNM) CHAR(6);
32 1      DCL (OS1,OS(1,CR),AZ1) FLOAT(10);
33 1      DCL (NKR(220,3),NK;1(220,3)) FLOAT(10);
34 1      DCL (ALFA,RAD,ALF1,PROD,FUNK) FLOAT(10);
35 1      DCL KRVA FLOAT(5);
36 1      DCL (R11,AL) FLOAT(10);
37 1      DCL (OIB,PKRI,OLINA) FIXED(5);
38 1      ON ENDFILE(IZN) GOTO EE;
40 1      ON ERROR BEGIN:PUT SKIP LIST('КОД ОШИБКИ=',ONCODE);
41 2      GOTO BB:END;
42 1      NCDNG=0;
43 1      MKI=F;
44 1      ENR=0;
45 1      OPEN FILE(SPRIZN);
46 1      OPEN FILE(IZN) INPUT;
47 1      DO I=1 TO 29;
48 1          1      READ FILE(SPRIZN) INTO (ASK);
49 1          1      DOB(1,1)=DOB1;
50 1          1      DO J=1 TO 6;
51 1              2      A(I,J)=ASK(J);
52 1          2      END;
53 1          1      END;
54 1      K=0;
55 1      J=1;
56 1      CD: ;
57 1      ON ENDFILE(IZN) GOTO EE;
58 1      NN=1000;
59 1      BB: ;
60 1      READ FILE(IZN) INTO (DAN);
61 1      /******/
62 1          SCHIFR=SNCG;
63 1          IF SCHIFR=1 THEN NGDU='(УАМАЗАНЕФТЬ';
64 1          IF SCHIFR=2 THEN NGDU='(ОХТЯБРЬСХНЕФТЬ';
65 1          IF SCHIFR=3 THEN NGDU='(АКСАКОВНЕФТЬ';
66 1          IF SCHIFR=4 THEN NGDU='(ИШИБАЯКЕФТЬ';
67 1          IF SCHIFR=5 THEN NGDU='(АРЛАННЕФТЬ';
68 1          IF SCHIFR=6 THEN NGDU='(ОХАРЛАННЕФТЬ';
69 1          IF SCHIFR=7 THEN NGDU='(ЧЕКМАГУШНЕФТЬ';
70 1          IF SCHIFR=8 THEN NGDU='(КРАСНОХОЛМСКНЕФТЬ';
71 1          IF SCHIFR=9 THEN NGDU='(УФАНЕФТЬ';
72 1      /******/
73 1      /*** ВЪИЧИСЛЕНИЕ К ПРОД. И Р ДАСТ *****/
74 1      IZN: PROCEDURE OPTIONS(MAIN);

```

STMT LEVEL NEST

44

```

      L=(B6*B2)+B5*(102-B21)/100;
      IF B7=0 THEN B7=(103-B7)-L/10;
      IF B9=0 THEN B9=601/(57+(1010-B3)*L/10);
      IF B13=0 THEN DO;B13=B11+15;
      IF B13<30 THEN B13=30;
      END;
      /*****
      KUKU=0;
      C=B9*(B7-B12);
      IF C>000 THEN B12=00;
      B1=B21;
      X=DAN;
      X121=SUBSTR(X12,1,5);
      XX(1)=SUBSTR(X13,4,5);
      XX(2)=SUBSTR(X6,4,5);
      PUT STRING(XX(3)) EDIT(00)(F(5));
      XX(4)=SUBSTR(X7,4,5);
      XX(5)=SUBSTR(X11,1,5);
      XX(6)=SUBSTR(X16,4,5);
      XX(7)=SUBSTR(X10,3,5);
      XX(8)=SUBSTR(X26,3,5);
      XX(9)=SUBSTR(X25,3,5);
      XX(10)=SUBSTR(X9,4,5);
      XX(11)=SUBSTR(X17,4,5);
      XX(12)=SUBSTR(X19,4,5);
      DONAS=DNAS;
      B141=B141|DONAS;
      IF CONG=NCONG THEN GO TO NE;
      ELSE DO;
      CALL SCHAPKA;
      NCONG=CONG;
      END;
      NE;
      NH;
      LL;
      C=B9*(B7-B12);
      PUT STRING(C31) EDIT(C)(F(5));
      CALL CK0;
      CALL PR1;
      IF KUKU=0 THEN CALL PRONE;
      EO;
      I=1;
      /* DEBIT CK0. MAK0.*/
      C= B9*(B7 -B12);
      IF C<40 THEN DO;
      IF C <0 THEN DO;
      PUT EDIT ('СМЕТКА В ИСХОДНЫХ ДАННЫХ') (SKIP,COL(10),A);
      PUT EDIT (('120') ('-')) (SKIP,A);
      GO TO CO;
      END;
      PUT EDIT ('РЕКОМЕНДУЕТСЯ ВГН') (SKIP,COL(10),A);
      PUT EDIT ('ДЕБИТ=',C) (SKIP(0),COL(110),A(6),F(4));
      PUT EDIT ('ПРИ МИН.') (SKIP,COL(110),A(8));
      PUT EDIT ('?ЗАБ,=?',B12,'?') (SKIP,COL(100),A(7),F(3),X(2),A);
      PUT EDIT (('20') ('-')) (SKIP,A);
      POLE='РЕКОМЕНДУЕТСЯ ВГН          *|((119) '-')|'|';
      CALL VAS(POLE);
      POLE='?';
      GO TO CO;
      END;
      IZNI: PROCEDURE OPTIONS(MAIN);

```

3.1.1. LEVEL NEXT

```

154 1 /*СРАВНЕНИЕ ДИАМЕТРОВ НАСОСА И СКВ.*/
155 1 CO: IF B15<A(I,6) THEN GO TO MM;
156 1 ELSE GO TO FF;
157 1 FF: K=K+1;
158 1 /* ВЫЧИСЛЕНИЕ КОРНЕЙ */
159 1 CALL KOP;
160 1 CALL KOP1;
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 /*ВЫЧИСЛЕНИЕ НАПОРА НАСОСА*/
165 1 Y(I,1)=F1+A(I,2)*P(I,1)+A(I,3)*P(I,1)**2;
166 1 /*ВЫЧИСЛЕНИЕ ДИНАМ.УРОВНЯ СКВ.*/
167 1 S(I,1)=B3-(B7-DEB(I))/B9)*L/L;
168 1 /*ВЫЧИСЛЕНИЕ МЕДВХ.НАПОРА НАСОСА*/
169 1 Q=S(I,1);
170 1 M(I,1)=S(I,1)+(B13-18)/L;
171 1 IF M(I,1)>B3 THEN GO TO MM;
172 1 IF M(I,1)<950 THEN DO;
173 1 A =B13*(950-M(I,1))/L/18;
174 1 M(I,1)=950+A*B;
175 1 END;
176 1 PP: PO= 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 YT;
179 1 GO TO MM;
180 1 YT: ;
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=1+1;
185 1 IF I=7 THEN I=1+1; */
186 1 /* IF I=10 THEN I=30; */
187 1 IF I=30 THEN DO;
188 1 KO: Z=0;
189 1 R1=R(J,29);
190 1 DO I=1 TO 20;
191 1 K=29-I;
192 1 IF R< R(J,K) THEN DO;
193 1 R1=R(J,K); Z=K;
194 1 END;
195 1 END;
196 1 I=Z;
197 1 IF EN=1 THEN IF R1=0 THEN DO;
198 1 POLE=((119)*"-")||I|";
199 1 CAL VAS(POLE);
200 1 POLE=" ";
201 1 PUT EDIT((120)*"-") (SKIP,A);
202 1 EN=0;
203 1 GO TO CO;
204 1 END;
205 1 IF R1=0 THEN DO;
206 1 PUT EDIT("1300 НЕ РЕКОМЕНДУЕТСЯ.УТОЧНИТЬ ИСК.ДААННЫЕ") (SKIP,A);
207 1 PUT EDIT((120)*"-") (SKIP,A);
208 1 POLE=" 000 НЕ РЕКОМЕНДУЕТСЯ.УТОЧНИТЬ ИСКОДАННЕ ДАННЫЕ "||I|";
209 1 ((119)*"-")||I|";
210 1 CALL VAS(POLE);
211 1 POLE=" ";
212 1 EN=0;
213 1 GO TO CO;END;
214 1 ZN1: PROCEDURE OF PROC(ONR,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' || '=' ||
((128)'-' || '=';
223 1 2 PUT EDIT((128)'-' || '=')(SKIP,A);
224 1 2 CALL VAS(POLE);
225 1 2 POLE=' '; ENDO;
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(D4) EDIT(DH)(F(5));
230 1 1 PUT STRING(M12) EDIT(M(1,1))(F(5));
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(' ', 'МАКС.ВОЗМ. :')(SKIP,A,X(106),A(13));
237 1 2 ENDO;
238 1 1 PUT EDIT(' ', 'ДОБ(1,1), ', 'M(1,1), ', 'DEB(1), ', 'DH, ', 'S(1,1), ', '
'КОЭФИЦИЕНТ ПОДАЧИ ',KP, ', ', ' ||SKIP,A,X(28),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=((127)' ' ||DOB(1,1) || ' ' ||M(1,1) || ' ' ||DEB(1) ||DH || ' ' ||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('АБАТ=',C)(SKIP(0),COL(118),A(6),F(4));
245 1 1 RT; ;
246 1 1 IF EN=1 THEN DO;
248 1 2 PUT EDIT('ПРИ МНН,')(SKIP(0),COL(118),A(8));
249 1 2 PUT EDIT('ПЗАБ,=',B(2),'')(SKIP,COL(108),A(7),F(3),X(2),A);
250 1 2 PUT EDIT((128)'-' || '=')(SKIP,A);
251 1 2 POLE=((119)'-' || '=';
252 1 2 CALL VAS(POLE);
253 1 2 POLE=' ';
254 1 2 ENDO;
255 1 1 R(J,1)=0; EN=EN+1;
257 1 1 IF EN=1 THEN GO TO KO;
259 1 1 EN=0;
260 1 1 ENDO;
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 BB;
266 1 KOP: PROCEDURE;
267 2 F1=A(1,1)-A(1,1)/10;
268 2 SO1=1+(2,71)*((155-B2)**2)/(-450) || / || (15*(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)+SO;
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)+SO;
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)+SO;
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; ENDO;
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; ENDO;
291 2 GRP=POL; GO TO AK; ENDO;
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; ENDO; GRL=POL; GO TO AK; ENDO;
17N1: PROCEDURE OPTIONS(MAIN);
```


STMT LEVEL NEST

```

516     2     PUT EDIT(128)('-')(SKIP,A);
517     2     END;
518     1     PUT EDIT('//END')(SKIP,A);
519     1     EE: CLOSE FILE(SPP1ZN);CLOSE FILE(1ZN); END;
          ZN1: PROCEDURE OPTIONS(MAIN);

```

PAGE 12

STORAGE REQUIREMENTS.

THE STORAGE AREA FOR THE PROCEDURE LABELLED 1ZN1 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 CK8 IS 648 BYTES LONG.
 THE STORAGE AREA (IN STATIC) FOR THE PROCEDURE LABELLED SCHAPKA IS 544 BYTES LONG.
 THE PROGRAM CSECT IS NAMED 1ZN1 AND IS 31226 BYTES LONG.
 THE STATIC CSECT IS NAMED ***1ZN1A AND IS 7808 BYTES LONG.

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

52

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

по 3/24

Заказ № 90

Тираж 200 экз.

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