Министерство нефтяной промышленности

СОГЛАСОВАНО

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

_____ В.В.Гнатченко

11.01.84.

УТВЕРЖДАЮ

Начальник Технического управления Миннефтепрома

_____ Ю.Н.Байдиков

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 29.12.83 Н.Ф.Кагарманов

Ответственные исполнители:

Зав.сектором добычи нефти электропогружными насосами, руководитель разработки, канд.техн.наук 28.12.83 М.Ф.Вахитов

Ст.инженер Д.Е.Сальманова

Ст.инженер З.Р.Кутдусова

gost.e-ecolog.ru

Продолжение титульного листа

Соисполнители :

Зав.отделом инженерных задач ИИВЦ ПО Башнефть — Р.Б.Узбеков

Ст. инженер — Б.Л.Шульман

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

Начальник СОИ НГДУ Арланьефть — Р.Х.Хафизов

Начальник БПО НГДУ Арланнефть — Ф.М.Нагаев

Начальник СОИ НГДУ Кварланнефть — С.С.Закиров

СОГЛАСОВАНО

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

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

Директор ИИВЦа ПО Башнефть — Р.Н.Батталов

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.Л.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 18.02.84 № 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.I. 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 - зенитный 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;

D - диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ), см;

Q_{min} допустимая производительность УЭЦН, $м^3$/сут;

$Q_н$ - дебит нефти, $м^3$/сут;

$Q_ж$ - дебит жидкости, $м^3$/сут;

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

$P_у$ - давление на устье скважины, МПа;

$P_н$ - давление насыщения нефти, МПа;

ΔP - интервал изменения давления или шаг по давлению, МПа;

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

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

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

$P_{пл}$ - пластовое давление, Мпа;

$P_з$ - забойное давление, МПа;

$P_ф$ - давление фонтанирования, МПа;

$\frac{dP}{dH}$ – градиент давления МПа/м ;

G_o – газовый фактор при давлении насыщения, $м^3/м^3$;

$G_{пл}$ – пластовый газовый фактор, $м^3/м^3$;

Γ – газонасыщенность;

S – количество растворенного в нефти газа при давлении P, $м^3/м^3$, определяется из зависимости $G_o = f(P)$;

$\beta_н$ – объемный коэффициент нефти при давлении P, определяется из зависимости $\beta_н = f(P)$;

$\beta_г$ – объемный коэффициент газа, $м^3/м^3$;

$в$ – обводненность, %;

A – водонефтяной фактор, $м^3/м^3$;

$\rho_н$ – плотность дегазированной нефти, $кг/м^3$;

$\rho_г$ – плотность газа, $кг/м^3$;

$\rho_в$ – плотность воды, $кг/м^3$;

$\rho_{см}$ – плотность смеси, $кг/м^3$;

M – масса I $м^3$ смеси, извлекаемой из скважины, кг;

$V_{см}$ – объем I $м^3$ смеси в НКТ при давлении P, $м^3/м^3$;

$T_з$ – температура потока на забое скважины, К ;

$T_у$ – температура потока на устье скважины, К ;

$T_{ср}$ – средняя температура в НКТ, К ;

Z – коэффициент сжимаемости газа при давлении P и температуре $T_{ср}$;

f – коэффициент трения ;

g – ускорение свободного падения, 9,8 $м/с^2$;

$Н_д$ – динамический уровень, м;

$Н_{под}$ – глубина подвески ЭЦН, м;

$L_{сер}$ – глубина скважины до середины интервала перфорации, м;

K – коэффициент продуктивности, $м^3/сут/МПа$.

I.3. Значения плотности водонефтяной смеси для расчета по данным НГДУ Арланнефть и Ишанлаинефть в зависимости от обводненности по условно вертикальным скважинам сведены в табл. I.

Таблица I

Группы	Плотность жидкости, кг/м³	
	выше приема насоса	ниже приема насоса
I. Безводная	800	840
2. $Q_ж^c$ < I0, 3÷20 % воды	740	смеси
3. $Q_ж^c$ < I0, 20÷60 % воды	900	воды
4. $Q_ж^c$ < I0, 3÷20 % воды	820	смеси
5. $Q_ж^c$ < I0, 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 φ соответственно.

Расчет пространственных параметров ствола скважин сводится к задаче аппроксимации кривизны и декартовых координат вдоль скважины по имеющимся данным β_i, φ_i, ℓ_i, $i = I,2...N$ (рис.I). Примем устье за нулевую точку и предположим $\beta_0 = \varphi_0 = \ell_0 = 0$. Определение декартовых координат x_i, y_i,

Расчетная схема определения
пространственных параметров ствола скважины

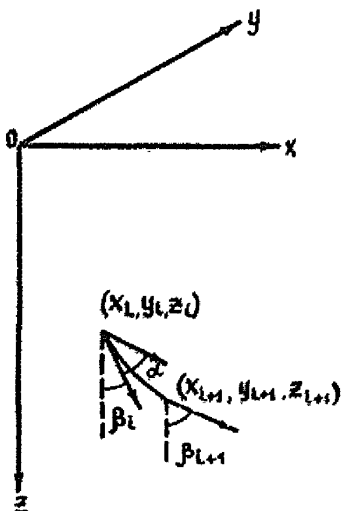


Рис. 1

Z_i и кривизны K_i в i-ой точке проводится по нижеследующим рекурентным 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 $(\beta_{i+1}, \varphi_{i+1})$.

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

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

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

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

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

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

Здесь предполагается, что центр рассматриваемой декартовой системы координат O нахо,ится в устье скважины, ось OZ направлена вертикально вниз, ось OX направлена горизонтально на север, OY – на запад и $X_o = Y_o = Z_o = 0$. 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 (I, 2, 3) с ростом номера i должна накапливаться погрешность в определении координат. Вопрос о точности аппроксимации (I, 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 $\ell_i = 50$ м, определим точные значения x_i, y_i, z_i, κ_i и приближенные, рассчитанные по формулам (I, 2, 3). Относительная ошибка при этом оказалась порядка 0,0I % (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 (I, 2, 3). К величинам β_i, φ_i, ℓ_i прибавили случайные ошибки, равномерно распределенные симметрично около нуля в интервалах $[-\varepsilon_\beta, \varepsilon_\beta]$, $[-\varepsilon_\varphi, \varepsilon_\varphi]$, $[-\varepsilon_\ell, \varepsilon_\ell]$, соответственно и по рекурентным формулам многократно вычислялись величины декартовых координат x_i, y_i, z_i, кривизны κ_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 I%, достаточно измерять ℓ_i с точностью до I м, а углы β_i и φ_i с точностью до I°. 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 (I, 2, 3) все величины, зависящие от φ_i умножаются на $\sin\beta_i$, т.е. на малую величину.

Таблица 2

Δ Случайная ошибка	Максимальное отклонение X от X=0	Максимальное значение δ_y, %	Максимальное значение δ_z, %	Максимальное значение δ_w, %
$\Delta\ell$ = 0 м 1. $\Delta\beta$ = 0° $\Delta\psi$ = 0°	0,0002	0,002I	0,00I2	0,0093
$\Delta\ell$ = I м 2. $\Delta\beta$ = I° $\Delta\psi$ = I°	0,I237	I,778I	0,4033	0,0726
$\Delta\ell$ = I м 3. $\Delta\beta$ = 30' $\Delta\psi$ = 30'	0,II44	0,8889	0,I89I9	0,0764
$\Delta\ell$ = I м 4. $\Delta\beta$ = I5' $\Delta\psi$ = I5'	0,0758	0,4445	0,0820	0,0780
$\Delta\ell$ = 0,5 м 5. $\Delta\beta$ = 30' $\Delta\psi$ = 30'	0,II44	0,8890	0,20I7	0,0764
$\Delta\ell$ = I м 6. $\Delta\beta$ = 2' $\Delta\psi$ = 2'	0,0I26	0,0594	0,0I09	0,0662
$\Delta\ell$ = I м 7. $\Delta\beta$ = 2' $\Delta\psi$ = I°	0,3655	0,0[illegible]997	0,0I09	0,0662
$\Delta\ell$ = I м 8. $\Delta\beta$ = I° $\Delta\psi$ = 2	0,003I	I,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

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

Величина R определяется из прямоугольного треугольника AON

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

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

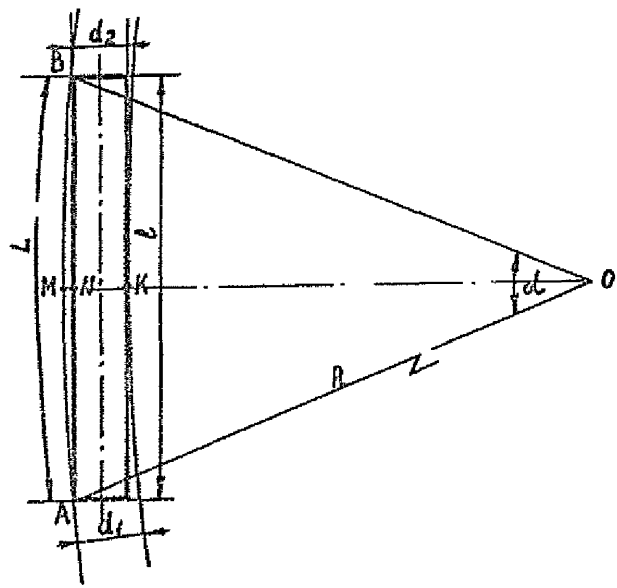
$$\alpha = \frac{4586\,(d - d_2)}{\ell^2} \qquad (8)$$

где размерности: α -град/10 м, ℓ, d_1, d_2 - м.

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

В приложении I приведены расчетные данные для всех типоразмеров УЭЦН.

Схема расчета условий вписываемости УЭЦН на искривленном участке ствола скважины



R – радиус искривления,

L – длина искривленного участка,

ℓ – длина УЭЦН,

d_1 – внутренний диаметр ствола скважины,

d_2 – максимальный поперечный размер УЭЦН.

Рис.2

4. ВЫБОР ПОГРУЖНОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ К УЭЦН

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

Расчет минимально допустимого дебита производится в следующей последовательности:

- определяется площадь кольцевого пространства ΔF как разность площадей поперечного сечения обсадной колонны F_1 и погружного электродвигателя F_2

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

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

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

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

1. Не рекомендуется применение ПЭД 28-103АВ5 с УЭЦН-5 в скважинах с 168 мм колоннами без разработки и применения специальных защитных устройств по охлаждению ПЭД.

2. Возможно применение ПЭД 40-103АВ5 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 ПЭД45-117АВ5,

УЭЦН5А-250-1400 и УЭЦН5А-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 промысловых 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 Поуиттмана и Карпентера.

5.1.1. Определение поинтервальной плотности газожидкостной смеси в НКТ.

Плотность смеси при давлении P определяется по формуле

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

где

$$M = \rho_н + G_o \rho_г + A \rho_б , \qquad (12)$$

$$A = \frac{б}{100 - б} ; \qquad (13)$$

$$V_{см} = \beta_н + \beta_г \left(G_o - S\right) + A \ . \qquad (I4)$$

$$\beta_г = \frac{P_{см}\, T_{см}\, z}{P\, T_{см}} \ , \qquad (I5)$$

где $P_{см} = 0{,}I$ МПа

$$T_{см} = 273{,}2 + I5{,}6 = 288{,}8 \text{ К}$$

$$T_{ср} = \frac{T_з + T_у}{2} \qquad (I6)$$

5.I.2. Определение поинтервальных градиентов давления

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

или

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta h}\right)_{ср} = \bar{\rho}_{см} + \kappa \rho_{см} \ ; \qquad (I7)$$

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

Величина κ для НКТ при давлениях P_1, $P_2 \ldots$, P_n определяется по формуле

$$\kappa = \frac{f\, Q_н^2\, M^2}{2{,}25\, \rho_{см}^2\, \mathfrak{D}^5} \ , \qquad (I8)$$

где f – коэффициент трения, определяемый из графика (рис. 3) / 3 /. Параметр $\mathfrak{D}\rho\upsilon$ для НКТ определяется по формуле

$$\mathfrak{D}\rho\upsilon = \frac{10^{-3}\, Q_н\, M}{\mathfrak{D}} \ . \qquad (I9)$$

При добыче обводненной продукции дебит нефти опре-

Зависимость коэффициента трения
от параметра pv

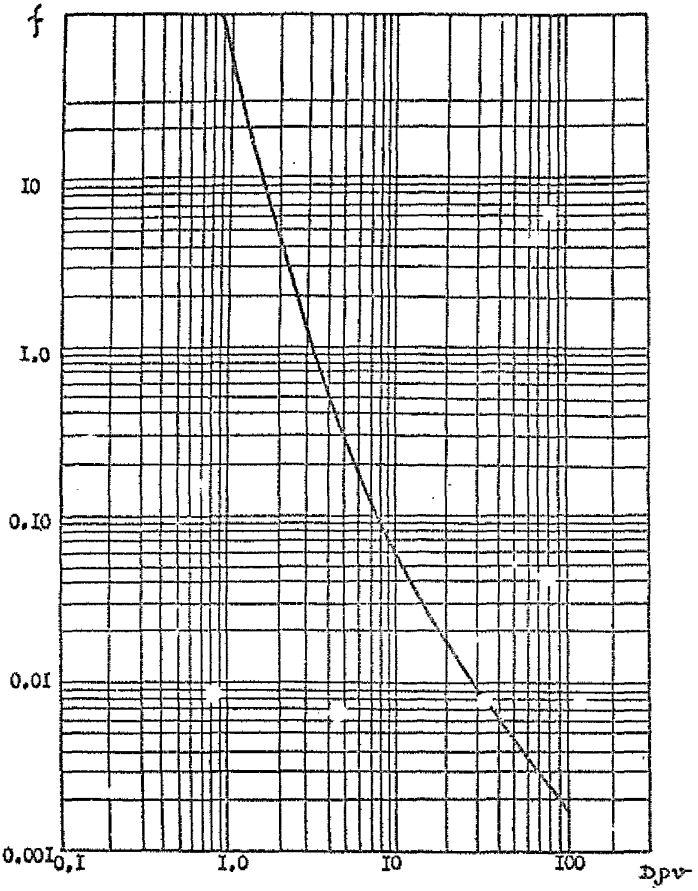


Рис. 3

деляется по формуле

$$Q_н = \frac{Q_ж}{1+A} \qquad (20)$$

5.I.3. Глубина Δh, соответствующая интервалу изменения давления ΔP определяется по формуле

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

5.I.4. Определение профиля давления в НКТ.

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

P_2 ——— $\Delta h = h_2$;

P_3 ——— $\Delta h_1 + \Delta h_2 = h_3$;

P_4 ——— $\Delta h_3 + h_2 = h_4$;

. . . . . .

P_n ——— $h_{n-1} + \Delta h_{n-1}$.

Строится график распределения давления в координатах P , H .

5.I.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

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

5.2. О п р е д е л е н и е г а з о н а с ы щ е н н о с т и н а п р и е м е н а с о с а

Газонасыщенность на приеме насоса определяется по формуле

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

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

$$Q_{г.пр} = \beta_г \left(G_о - S\right) Q_н \qquad (24)$$

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

$$Q_{ж.пр} = Q_н \beta_н \left(1 + A\right) \qquad (25)$$

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

$$Г_{пр} = \frac{\beta_г \left(G_о - S\right)}{\beta_н \left(1 + A\right) + \beta_г \left(G_о - S\right)} . \qquad (26)$$

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

$$Г_{пр} = \frac{\beta_г \left(G_{пл} - S\right)}{\beta_н \left(1 + A\right) + \beta_г \left(G_{пл} - S\right)} . \qquad (27)$$

5.3. Определение давления на выкиде насоса

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

Давление на выкиде насоса определяется формулой

$$P_{вых} = P_{нас} + P_{пр} \qquad (28)$$

5.4. Оптимизация работы УЭЦН по существующему режиму скважины

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

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

Давление, развиваемое насосом, определяется по формуле $P_{нас} = P_{ф} - P_{з}$ 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 (СТП 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

$$P_{з} = P_{пл} - \frac{Q}{K}, \qquad (29)$$

- напор насоса $P_{нас} = P_{ф} - P_{з}$
- необходимый напор насоса в метрах

$$H_{нас} = H_{д} + \frac{P_{у}}{\rho_{ж} \cdot g} \qquad (30)$$

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 $P_{з}^{min}$ по результатам

анализа работы фонда скважин (СТП 991-39.03-013-81).

Определяется дебит скважины $Q = \kappa \left(P_{пл} - P_з^{min} \right)$

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. О п р е д е л е н и е к о э ф ф и ц и е н т а п р о д у к т и в н о с т и с к в а ж и н ы

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

$$P_з = P_ф - P_{нас} \qquad (31)$$

Определяется коэффициент продуктивности

$$\kappa = \frac{Q}{P_{пл} - P_з} \quad . \qquad (32)$$

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:

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

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 ($P_у$, $Q_ж$, β , $H_д$, $H_{под}$).

Функция нормального распределения (Гаусса)

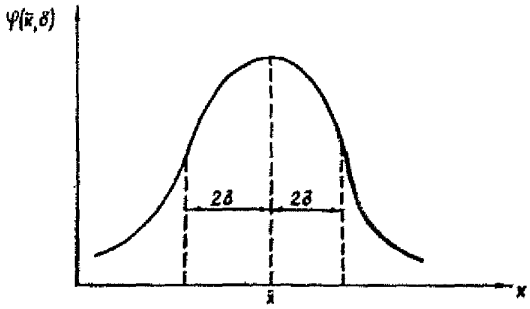


Рис. 4

Определим потери напора насоса на трение $H_{тр}$ при подъеме вязкой жидкости при фиксированных значениях $Q^0_{ж}$, $H^0_{д}$, $H^0_{под}$, $\bar{б}^0$ и $P^0_{у}$ (рис. 5). Определив значения величины $H_{тр}$, находим для него величины $\bar{X}$ и ϑ. Найдя значения $\bar{X}$ и ϑ, выбираем из семейства кривых $\varphi(\bar{X}, \vartheta)$ одну, которая полностью тождественна функции зависимости вязкости жидкости от обводненности $\mu(б) \leftrightarrow \varphi(\bar{X}, \vartheta)$.

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

$$\Pi_б = 1 + \frac{1}{15\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\bar{б}-б)^2}{450}}, \qquad (34)$$

То есть, необходимый напор насоса вычисляется по формуле

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

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

Теоретический напор насоса определяется по формуле

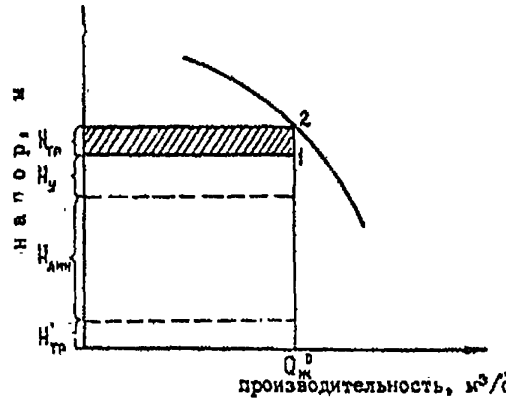
$$H_{нас} = a_0 + a_1 Q + a_2 Q^2, \qquad (36)$$

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 УЭЦН



$H'_{тр}$ – 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.I. Алгоритмы подбора УЭЦН

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

$$Q_{ж} = K_{пр}\left(P_{пл} - P_{з}^{min}\right) \qquad (37)$$

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

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

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

Глубина подвески насоса определяется по формуле

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

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

$$P_{пр} = P_{у} + 1{,}5 \geqslant 3{,}0 \text{ МПа}$$

- 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. Входная информация и ее контроль

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

Обязательно наличие следующих параметров:

1. $Q_{ж}$, δ, $\rho_{н}$, $\rho_{б}$, $H_{под}$, $L_{скв}$, $P_{з}^{min}$, $P_{пр}$, $P_{у}$

2. $H_{ст}$ или $P_{пл}$

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

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

где

$$\rho_{см} = \rho_б \cdot \beta + \rho_н\,(1-\beta) \qquad (40)$$

3. Кпр или Нд

определяется по формуле

$$K_{пр} = \frac{Q}{P_{пл} - P_з}\,,$$

где

$$P_з = (L_{скв} - H_{под})\,\rho_{см_1}\,g + (H_{под} - H_{дин})\,\rho_{см_2} \cdot g \qquad (41)$$

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. О п и с а н и е в ы х о д н о г о д о к у м е н т а

I. 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

I. 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.: ВНИИОЭНГ, 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.

С О Д Е Р Ж А Н И Е

Стр.

I. 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 НЕЙТЯНЫХ 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 I
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

СТР.

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 38

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: поперечный размер	длина	Параметры обсадной колонны: (условный диаметр х толщина стенки), мм внутренний диаметр						
				I40x9,2 I20,5	I40x7,7 I23,6	I40x7 I25	I46x8,5 I28	I46x7,7 I29,6	I46x7 I3I	I45x6,5 I32
У2ЭЦН5 - 40-1400	I2I,7	II6	I5953	5,0	8,2	9,7	I3	I4,7	I6,2	I7,3
У ЭЦН 5 - 40-1750			I8337	3,8	6,2	7,4	9,8	II,I	I2,3	I3,I
У2ЭЦН5 - 80-1200			I5853	5,0	8,3	9,9	I3,I	I4,9	I6,4	I7,5
У ЭЦН 5 - 80-1550			I8733	3,6	6,0	7,I	9,4	I0,7	II,8	I2,6
У ЭЦН 5 - 80-I800			20417	3,0	5,0	5,9	7,9	9,0	9,9	I0,6
У3ЭЦН5 -I30-I200			I8033	3,9	6,4	7,6	I0,2	II,5	I2,7	I3,5
У ЭЦН 5 -I30-I400			20417	3,0	5,0	5,9	7,9	9,0	9,9	I0,6
У2ЭЦН5 -200- 800			I8033	3,9	6,4	7,6	I0,2	II,5	I2,7	I3,5
УI3ЭЦН5А-I00-I350	I30	I24	I5903					6,I	7,6	8,7
УI3ЭЦН5А-I60-II00			I6518					5,7	7,I	8,I
У23ЭЦН5А-I60-I400			I9303					4,I	5,2	5,9
У ЭЦН 5А-I60-I750			22387					3,I	3,8	4,4
УI3ЭЦН5А-250- 800			I6704					5,5	6,9	7,9
УI3ЭЦН5А-250-I000			20703					3,6	4,5	5,I
УI3ЭЦН5А-250-I400			28518					I,9	2,4	2,7
У23ЭЦН5А-360- 850			2I787					3,3	4,I	4,6
У23ЭЦН5А-360-II00			28618					I,9	2,4	2,7
УI3ЭЦН5А-500- 800			27918					2,0	2,5	2,8

ПРИЛОЖЕНИЕ 2
обязательное

Максимально допустимая кривизна обсадной колонны, обеспечивающая работу УЭЦН6 и УЭЦН6А в скважине без изгиба (...°/10 м)

Типоразмер	Минимально допустимый внутренний диаметр обсадной колонны, мм	Размеры УЭЦН, мм		Параметры обсадной колонны: (условный диаметр х толщина стенки / внутренний диаметр), мм			
		Поперечный размер	Длина	168х12,1 / 142,6	168х10,6 / 145,6	168х8,9 / 149	168х7,3 / 152,2
УЭЦН6-160-1450	144,3	137	17611	5,0	7,6	10,7	13,5
УЭЦН6-250-1050			17167	5,2	8,0	11,2	14,2
УЭЦН6-250-1400			19267	4,2	6,4	8,9	11,3
УЭЦН 6-250-1600			19967	3,9	5,9	8,3	10,5
УЭЦН6-350- 850			18467	4,5	6,9	9,7	12,3
УЭЦН6 -350-1100			20667	3,6	5,5	7,8	9,8
УЭЦН6-500- 750			19967	3,9	5,9	8,3	10,5
УЭЦН6-350-1100			20667	3,6	5,5	7,8	9,8
УЭЦН6-500- 750			21367	3,4	5,2	7,3	9,2
УЭЦН6А-500-1100	148,3	142,5	24828			2,9	4,3
УЭЦН6А-700- 800			24128			3,1	4,6

ПРИЛОЖЕНИЕ 3
обязательное

Минимально допустимая производительность УэЦН в зависимости от типоразмера ПэД и внутреннего диаметра обсадной колонны
(ТУ 26-06-916-75)

$м^3$/сут

Типоразмер установки	Типоразмер электродвигателя	Рабочая часть: подача, $м^3$/сут	Рабочая часть: напор, м	Скорость охлаждения жидкости, м/с	Размеры обсадной колонны, мм: 140×9,2	140×7,7	140×7	146×8,5	146×7,7	146×7	146×6,5	168×12,1	168×10,6	168×8,9	168×7,3
У20ЦН5 40-1400															
У 20ЦН5 - 40-1750	ПэД 28-103АВ5	25 - 70	1425-1015	0,085	23,6	27,9	29,9	34,9	37,3	39,4	41,0	58,5	63,6	69,4	75,0
У20ЦН5 - 60-1200			1205- 715												
У 30ЦН5 - 60-1550		60 -115	1660- 940												
У 30ЦН5 - 60-1800		- - - -	1905-1030												
У30ЦН5 -130-1200	ПЭД 40-103АВ5		1330- 870	0,12	33,4	39,4	42,3	49,3	52,7	55,7	57,8	82,7	89,8	98,0	105,9
У 60ЦН5 -130-1400		100-155	1700-1060												
У160ЦН5 -200- 800		145-250	960- 545												
У130ЦН5А-100-1350	ПэД 45-117АВ5	80-140	1480- 660	0,27					62,1	68,9	73,7	129,6	145,6	164,1	181,9
У130ЦН5А-160-1100	ПЭД 40-103АВ5	- - - -	1225- 710	0,12					52,7	55,7	57,8	82,7	89,8	98,0	105,9
У130ЦН5А-160-1400			1560-1010						62,1	68,9	73,7	129,6	145,6	164,1	181,9
У 60ЦН5А-200-1750	ПэД 65-117АВ5	125-205	1915-1290	0,27											
У160ЦН5А-450- 800	ПЭД 45-117АВ5		890- 490						62,1	68,9	73,7	129,6	145,6	164,1	181,9
У160ЦН5А-650-1000	ПэД 65-117АВ5	190-330	1160- 610						62,1	68,9	73,7	129,6	145,6	164,1	181,9
У160ЦН5А-250-1400	ПЭД90-117АВ5		1580- 950	0,75					172,6	191,3	204,8	359,9	404,4	455,8	505,4
У230ЦН5А-360- 650	ПэД 65-117АВ5	- - - -	950- 680	0,27					62,1	68,9	73,7	129,6	145,6	164,1	181,9
У20ЦН5А-360-1100	ПэД90-117АВ5	290-450	1480- 920	0,75					172,6	191,3	204,8	359,9	404,4	455,8	505,4
У 30ЦН5А-500- 800		420-550	850- 700												
У250ЦН6 -160-1450	ПэД 55-123АВ5	140-200	1715-1230	0,2								76,4	88,3	102,0	115,2
У40ЦН6 -250-1050		200-340	1100- 820												
У20ЦН6 -250-1400			1590-1070												
У 60ЦН6 -250-1600	ПэД 100-123АВ5	200-320	1700-1080												
У20ЦН6-350- 650			1035- 560	0,3								114,7	132,4	153,0	172,8
У 30ЦН6 -350-1100		230-440	1280- 700												
У20ЦН6 -500- 750		350-650	915- 455												
У20ЦН6 -350-1100		260-430	1170- 710												
У20ЦН6 -500- 750	ПэД 100-123АВ5	420-650	860- 400	0,3								114,7	132,4	153,0	172,8
У 60ЦН6А-500-1100		350-600	1350- 600												
У 60ЦН6А-700- 800	ПэД 125-129АВ5	550-900	870- 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) $м^3$/сут

Типоразмер установки	Типоразмер электродвигателя	Рабочая часть согласно ТУ: подача, $м^3$/сут	Рабочая часть согласно ТУ: напор, м	Скорость охлаждения жидкости, м/с	Размеры обсадной колонны, мм: 140х9,2	140х7,7	140х7	146х8,5	146х7,7	146х7	146х6,5	168х12,1	168х10,6	168х8,9	168х7,3
УЭЦН5- 40-1400 УЭЦН5- 40-1750	ПЭД32-103ВВ5	25- 70	1425-1015 1850-1340	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- 80-1200 УЭЦН5- 80-1550 УЭЦН5- 80-1800	ПЭД45-117ЛВ5	60-115	1285- 715 1680- 940 1905-1030	0,20	13,9	23,9	28,64	40,4	46,0	51,0	54,6	96,0	107,8	121,6	134,8
УЭЦН5-130-1200 УЭЦН5-130-1400		100-155	1330- 870 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- 600	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 УЭЦН5А-160-1750 УЭЦН5А-250-1000 УЭЦН5А-360- 850	ПЭД63-117ВВ5	125-205 190-330 290-430	1560-1040 1915-1290 1160- 610 950- 680	0,27				54,6	62,1	68,9	73,7	129,6	145,6	164,1	181,9
УЭЦН5А-250-1400 УЭЦН5А-360-1100 УЭЦН5А-500- 800	ПЭДС90-117ВВ5	190-330 290-430 420-580	1580- 950 1260- 920 850-700	0,65				131,3	149,6	165,8	177,5	311,9	350,5	395,1	438,09
УЭЦН5А-250-1400 УЭЦН5А-360-1100 УЭЦН5А-500- 800	ПЭДС90-117ЛВ5	200-330 290-430 420-580	1590-1040 1260- 920 850- 700	0,65				131,3	149,6	165,8	177,5	311,9	350,5	395,1	438,0
УЭЦН5А-250-1700 УЭЦН5А-360-1400 УЭЦН5А-500-1000	ПЭДС125-117ЛВ5	180-330 290-440 420-580	1890-1200 1620-1120 1020- 900	0,65				131,3	149,6	165,8	177,5	311,9	350,5	395,1	438,09
УЭЦН6- 250-1050 УЭЦН6-250- 1400		200-340	1100- 820 1590-1040												
УЭЦН6- 250-1600 УЭЦН6- 350-1100 УЭЦН6- 500- 750	ПЭД90-123ВВ5	200-330 250-440 350-680	1700-1080 1280- 700 915- 455	0,30								114,7	132,4	153,0	172,8
УЭЦН6- 500-1100 УЭЦН6- 700- 800	ПЭДС125-117В2В5	350-680 550-900	1350- 600 870- 550	0,65								311,9	350,5	395,1	438,0

ПРИЛОЖЕНИЕ 4
рекомендуемое

Б Л А Н К - З А К А З

для скважин, планируемых к проведению ГТМ (подбор ЭЦН, ШГН)

Площадь	Номер ЦДНГ	Номер скважины	Минимальный внутренний диаметр	Глубина верхних дыр 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
											Типоразмер	Диаметр			пластовое	забойное минимальное	устьевое	на приеме	длина хода пол.штока	число качаний балансира	I ступени	II ступени	III ступени		
01	02	03	04	05	06	07	08	09	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	20	2I	22	23	24	25	26
АРЛАН	I	I953	I32	I394	I500	363	0	I,34	77	87	ЭЦН 5	40		62	I39	60	I5	30	0	0	0	0	0	I08	089

ПРИЛОЖЕНИЕ 5
рекомендуемое

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 ДØØØ7
- Шифра НГДУ

2. Для каждой скважины заполняется Ø 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 КИВЦ 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+АРАСЛ:I:I953:I32:I394:I300:363::I.34:77:87:3ЦН5:40::62:I39:60:I5:30=
I.08:0.89=
50:0.I5:I80=
I00:0.I5:I80=
II0:0.I6:I82=
I20:I.I:I90=
I30:I.5:I90=
I40:2.I:I90=
.
.
.
I370:I0.5:300=
I380:I0.9:30I=
I390:II:300)

0+АРАСЛ:2:733:I30:2400:4620:577:0:5.9:59:I0:3ЦН:80::52:I60:I32:I8:
I8::::::I.I8:0.875=
I0:0.I5:I8=
20:0.I5:I9=
30:0.I6:I9=
40:0.2:I9=
70:0.3:I9=
90:I.I:20=
.
.
.
2380:I5:300=
2390:20:300=
2400:2I:30I)
```

ПРИЛОЖЕНИЕ 6
рекомендуемое

Технологический режим скважин (перевод на ЭЦН)

Площадь / № скважины	Глубина верхних дыр перфораций, м / Внутренний диаметр колонны, мм	Предыдущий/расчетный режим: Тип насоса	Глубина подвески, м	Дебит жидкости, м³/сут	Дебит нефти, м³/сут	Динамический уровень, м	Обводненность, %	Пластовое давление, атм	Давление на устье, атм	Удельный вес нефти, г/см³	Удельный вес воды, г/см³	Коэффициент продуктивности, м³сут/атм	Примечание
01	02	03	04	05	06	07	08	09	I0	II	I2	I3	I4
Н-ХАЗ. 5081	I272 / I32	ЭЦН 350	II89	260	I98	450	24	I28	20.0	0.89	I.I07	5.92	Рпр=40атм
Реком. режим		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=I270.0 НЕДОПУСТИМОЕ ИСКРИВЛЕНИЕ= 6.II											
		НА ГЛУБИНЕ=I280.0 НЕДОПУСТИМОЕ ИСКРИВЛЕНИЕ= 7.85											Макс.возм. дебит = 426 при мин. Рзаб = 56
		:ЭЦН5А-350-II00:I097:423:322:672: КОЭФФИЦИЕНТ ПОДАЧИ = I.I8											
		:ЭЦН5А-500- 800:I07I:409:3II:646: КОЭФФИЦИЕНТ ПОДАЧИ = 0.82											

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: " 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: "SCHAPKA", "KOP", "KORI", "SKV", "VAS", "PRIR", "PROWE", "POD PR"

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

Р Е З У Л Ь Т А Т Ы : 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 "KORI" рассчитывают добывную возможность скважины с учетом потерь напора на трение в НКТ и без учета трения, "SKV" 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.

```
                    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 B6           FIXED(4,3),
                    2 B5           FIXED(4,3),
                    2 KRIN(220,3) FIXED(6,2);
 27     1          DCL 1 X,
                    2 (X28,X29,X1,X2,X3,X4,X5,X6,X7,X8,X9,X10,X11,X12,X13,
                          X14,X15,X16,X17,X18,X19,X20,X21,X22,X23,X24,X25,
                          X26,X27(220,3)) CHAR(10);
 28     1            DCL B1 FLOAT(5);
                  /******** ОБЪЯВЛЕНИЯ ДЛЯ КРИВИЗНЫ ****************/
 29     1            DCL (OL,DAZ) FIXED(4);
 30     1            DCL LUDA FIXED(2);
 31     1            DCL (NKRI11,ALFPL,NNNN) CHAR(6);
 32     1            DCL (OSI,OSI1,GR1,AZ1) FLOAT(10);
 33     1           DCL (NKRI(220,3),NK11(220,3)) FLOAT(10);
 34     1           DCL (ALFA,RAD,ALF1,MPOD,FUNK) FLOAT(10);
 35     1           DCL KRNA FLOAT(5);
 36     1           DCL (RI1,AL) FLOAT(10);
 37     1           DCL (DIB,PKRI,DLINA) FIXED(5);
 38     1             ON ENDFILE(IZN) GOTO EE;
 40     1         ON ERROR BEGIN;PUT SKIP LIST('КОД ОШИБКИ=',ONCODE);
 43     2               GOTO BB;END;
 45     1       NCDNG=0;
 46     1      MKI=0;
 47     1      EN=0;
 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 (NASK);
 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;
 62     1        NN=1000;
 63     1     BB: ;
 64     1         READ FILE(IZN) INTO(DAN);
                  /*****************************************/
 65     1                    SCHIFR=SNGU;
 66     1           IF SCHIFR=1 THEN NGDU='ГУЙМАЗАНЕФТЬ';
 68     1           IF SCHIFR=2 THEN NGDU='ОКТЯБРЬСКНЕФТЬ';
 70     1           IF SCHIFR=3 THEN NGDU='АКСАКОВНЕФТЬ';
 72     1           IF SCHIFR=4 THEN NGDU='ИШИМБАЙНЕФТЬ';
 74     1           IF SCHIFR=5 THEN NGDU='АРЛАННЕФТЬ';
 76     1           IF SCHIFR=6 THEN NGDU='ОЖАРЛАННЕФТЬ';
 78     1           IF SCHIFR=7 THEN NGDU='ЧЕКМАГУШНЕФТЬ';
 80     1           IF SCHIFR=8 THEN NGDU='КРАСНОХОЛМСКНЕФТЬ';
 82     1           IF SCHIFR=9 THEN NGDU='УФАНЕФТЬ';
                  /*****************************************/
                /*** ВЫЧИСЛЕНИЕ К ПРОД. И Р ПЛАСТ  ***********/
          IZN1: PROCEDURE OPTIONS(MAIN);
```

```
STMT LEVEL NEST
  84     1                  L=((B6*B2)+B5*(100-B2))/100;
  85     1               IF B7=0 THEN B7=((B3-B8)*L)/10;
  87     1                 IF B9=0 THEN B9=601/(57+((B10-B3)*L)/10);
  89     1                    IF B13=0 THEN DO;B13=B11+15;
  90     1     1                      IF B13<30 THEN B13=30;
  94     1     1                        END;
                            /*****************************************/
  95     1                     KUKU=0;
  96     1                C=B9*(B7-B12);
  97     1                IF C>888 THEN B12=80;
  98     1                 B1=B01;
  99     1                X=DAN;
 100     1                X121=SUBSTR(X12,1,5);
 101     1                XX(1)=SUBSTR(X13,4,5);
 102     1                XX(2)=SUBSTR(X6,4,5);
 103     1                PUT STRING(XX(3)) EDIT(B01)(F(5));
 104     1                XX(4)=SUBSTR(X7,4,5);
 105     1                XX(5)=SUBSTR(X11,1,5);
 106     1                XX(6)=SUBSTR(X16,4,5);
 107     1                XX(7)=SUBSTR(X18,3,5);
 108     1                XX(8)=SUBSTR(X26,3,5);
 109     1                XX(9)=SUBSTR(X25,3,5);
 110     1                XX(10)=SUBSTR(X9,4,5);
 111     1                XX(11)=SUBSTR(X17,4,5);
 112     1                XX(12)=SUBSTR(X19,4,5);
 113     1               DDNAS=DNAS;
 114     1               B141=B141||DDNAS;
 115     1               IF CONC=NCONC THEN GO TO NE;
 116     1             ELSE DO;
 117     1     1       CALL SCHAPKA;
 118     1     1       NCONC=CONC;
 119     1     1       END;
 120     1             NE: ;
 121     1             NN: ;
 122     1              LL: ;
 123     1                 C=B9*(B7-B12);
 124     1                 PUT STRING(C31) EDIT(C)(F(5));
 125     1               CALL CKB;
 126     1                  CALL PRIR;
 127     1              IF KUKU=0 THEN CALL PRONE;
 128     1             EO:  ;
 129     1                 I=1;
                              /* ДЕБИТ СКВ. НАКС.*/
 130     1               C= B9*(B7 -B12);
 131     1            IF C<40 THEN DO;
 132     1     1      IF C <0 THEN DO;
 133     1     2      PUT EDIT ('ОШИБКА В ИСХОДНЫХ ДАННЫХ')(SKIP,COL(10),A);
 134     1     2      PUT EDIT((120)'=')(SKIP,A);
 135     1     2       GO TO CO;
 136     1     2       END;
 137     1     1      PUT EDIT('РЕКОМЕНДУЕТСЯ ШГН')(SKIP,COL(10),A);
 138     1     1      PUT EDIT('ДЕБИТ=',C)(SKIP(0),COL(110),A(6),F(4));
 139     1     1      PUT EDIT('ПРИ НИН.')(SKIP,COL(110),A(8));
 140     1     1      PUT EDIT(';РЗАБ.=',B12,';')(SKIP,COL(100),A(7),F(3),X(2),A);
 141     1     1      PUT EDIT((120)'=')(SKIP,A);
 142     1     1          POLE='РЕКОМЕНДУЕТСЯ  ШГН            ='||((119)'=')||'=';
 143     1     1             CALL VAS(POLE);
 144     1     1             POLE=' ';
 145     1     1      GO TO CC;
 146     1     1                        END;
             IZN1: PROCEDURE OPTIONS(MAIN);
```

```
STMT LEVEL NEST
                                  /*СРАВНЕНИЕ ДИАМЕТРОВ НАСОСА И СКВ.*/
1          CO: IF B15<A(I,6) THEN GO  TO MM;
1            ELSE GO TO FF;
1          FF: K=K+1;
                                  /* ВЫЧИСЛЕНИЕ КОРНЕЙ */
1              CALL KOP;
1            CALL KOP1;
1             IF DEB(I)<=0 THEN GOTO MM;
1            IF DEB(I)>C THEN GOTO MM;
1              IF P(I,1)>C THEN GOTO MM;
                                  /*ВЫЧИСЛЕНИЕ НАПОРА НАСОСА*/
1          T(I,1)=F1+A(I,2)*P(I,1)+A(I,3)*P(I,1)**2;
                                  /*ВЫЧИСЛЕНИЕ ДИНАМ.УРОВНЯ СКВ.*/
1          S(I,1)=B3-(B7-DEB(I)/B9)*10/L;
                                  /*ВЫЧИСЛЕНИЕ.НЕОБХ.НАПОРА НАСОСА*/
1          Q=S(I,1);
1          M(I,1)=S(I,1)+(B13*10)/L;
1           IF M(I,1)>B3 THEN GO TO MM;
1                IF M(I,1)<950 THEN DO;
1     1     A =B13*(950-M(I,1))*L/10;
1     1     M(I,1)=950+AB;
1     1    END;
1           PP: PO= P(I,1)-P(I,1)*(B2/100);
1          IF DEB(I)>( A(I,4) -A(I,4)/15) THEN IF
1              DEB(I) <(A(I,5) + A(I,5)/15) THEN GO TO TT;
1                              GO TO MM;
1          TT: ;
1              R(J,I)=DEB(I);
1           IF R(J,I)>C THEN R(J,I)=0;
1          MM: I=I+1;
           /* IF I=3 THEN I=I+1;
            IF I=7 THEN I=I+1; */
           /* IF I=16 THEN I=30;*/
1            IF I=30 THEN  DO;
1     1    KO: Z=0;
1     1    R1=R(J,29);
1     1       DO I=1 TO 28;
1     2      K=29-I;
1     2    IF R1< R(J,K) THEN DO;
1     3     R1=R(J,K); Z=K;
1     3       END;
1     2            END;
1     1     I=Z;
1     1     IF EN=1 THEN IF R1=0 THEN DO;
1     2      POLE=((119)'-')||'=';
1     2       CAL  VAS(POLE);
1     2       POLE=' ';
1     2      PUT EDIT((120)'-')(SKIP,A);
1     2     EN=0;
1     2       GO TO CC;
1     2       END;
1     1      IF R1=0 THEN DO;
1     2    PUT EDIT(':ЭЦН НЕ РЕКОМЕНДУЕТСЯ.УТОЧНИТЬ.ИСХ.ДАННЫЕ')(SKIP,A);
1     2    PUT EDIT((120)'-')(SKIP,A);
1     2      POLE='   ЭЦН НЕ РЕКОМЕНДУЕТСЯ.УТОЧНИТЬ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ '||'='||
                ((119)'-')||'=';
1     2      CALL VAS(POLE);
1     2      POLE=' ';
1     2      EN=0;
1     2      GO TO CC;END;
IZN11 PROCEDURE OPTIONS(MAIN);
```

```
STMT LEVEL NEST

219     1    1       IF R1<B1 THEN DO;PUT EDIT(':РЕЖИМ НЕ ОПТИМАЛЕН')
229     1    2    (SKIP,A); POLE=':РЕЖИМ НЕ ОПТИМАЛЕН'||'='||
                  ((120)'-')||'=';
225     1    2       PUT EDIT((120)'-')(SKIP,A);
224     1    2       CALL VAS(POLE);
225     1    2       POLE=' ';  END;
227     1    1     KP=DEB(I)/((A(I,4)+A(I,5))/2);
228     1    1     DH=DEB(I)-(DEB(I)*82)/100;
229     1    1     PUT STRING(DH1) EDIT(DH)(F(5));
230     1    1     PUT STRING(M12) EDIT(M(I,1))(F(5));
231     1    1     PUT STRING(DEB11) EDIT(DEB(I))(F(8));
232     1    1     PUT STRING(S12) EDIT(S(I,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(I,1),':',M(I,1),':',DEB(I),':',DH,':',S(I,1),':',
                  'КОЭФ.ИНЦИЕНТ ПОДАЧИ =',KP,':',':')(SKIP,A,X(28),A,A(14),A,F(4),X(1),A,
                  F(3),X(2),A,X(2),F(3),X(1),A,F(4),A,X(1),A(28),F(6,2),X(11),A,X(11),A);
239     1    1        POLE=((27)' ')||DOB(I,1)||'  '||M12||' '||DEB11||DH11||' '||S12||
                       '=';
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('ДЕБИТ=',C)(SKIP(2),COL(110),A(6),F(4));
245     1    1     RT: ;
246     1    1     IF EN=1 THEN DO;
248     1    2      PUT EDIT('ПРИ МИН.')(SKIP(0),COL(110),A(8));
249     1    2     PUT EDIT(':РЗАБ,=',B12,':')(SKIP,COL(106),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 K0;
259     1    1     EN=0 ;
260     1    1             END;
261     1                    ELSE GO TO CC;
262     1               CC: 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(I,1)-A(I,1)/10;
268     2          S01=1+(2,71**(((55-82)**2)/(-458)))/(15*(4,28**0.5));
269     2            GRL=10; GRP=700;
271     2           AK: POL=(GRP+GRL)/2;
272     2           BT=(ABS(B3-(87-POL/89)*10/L)**1,03)*S01;
273     2           BT=BT-F1-A(I,2)*POL-A(I,3)*(POL**2);
274     2           AT=(ABS(B3-(87-GRL/89)*10/L)**1,03)*S01;
275     2           AT=AT-F1-A(I,2)*GRL-A(I,3)*(GRL**2);
276     2           CT=(ABS(B3-(87-GRP/89)*10/L)**1,03)*S01;
277     2           CT=CT-F1-A(I,2)*GRP-A(I,3)*(GRP**2);
278     2           IF BT=0 THEN DO; P(I,1)=POL; GO TO AKK; END;
283     2           IF AT*BT>0 THEN GO T  AK1;
285     2           ELSE DO; IF ABS(AT-BT)<0,0001 THEN DO; P(I,1)=GRL; GO TO AKK; END;
291     2    1      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(I,1)=GRP; GO TO
301     2    2     AKK; END; GRL=POL; GO TO AK; END;
             1ZN1: PROCEDURE OPTIONS(MAIN);                                          PAGE
```

```
STMT LEVEL NEST

2          AKK1 ;
2          IF P(I,1)>C THEN GO  TO MM;
2           DEB(I)=P(I,1);
2           END;
1          KOP1: PROCEDURE;
2              F1=A(I,1)-A(I,1)/10;
2           D=B9*L;
2          H=A(I,3);
2          G=A(I,2)-10/D;
2          F2=F1 -(10*B11)/L;
2          U=F2-B3+(10*B7)/L;
2                      DISC=G**2 -4*H*U;
2        ON ZERODIVIDE GOTO MM;
2              E=-G/(2*H);
2               IF DISC=0 THEN DO;
2    1                          ROOT1=E; ROOT2=E; END;
2                ELSE DO;
2    1                  IF DISC>0 THEN DO;
2    2             F=SQRT(DISC)/(2*H);
2    2                          ROOT1=E+F; ROOT2=E-F;
2    2                                          END;
2    1                        ELSE GO TO MM; END;
2              IF ROOT1<0 THEN IF ROOT2<0 THEN GO TO MM;
2           IF ROOT1> ROOT2 THEN DO;
2    1                          P(I,1)=ROOT1; END;
2                ELSE DO;
2    1                    P(I,1)=ROOT2; END;
2          IF P(I,1)>C THEN GO TO MM;
2          END;
1              PRIR:  PROCEDURE;
           /*****************************************************/
          /****** РАЗБИЕНИЕ ГЛУБИНЫ СКВАЖИНЫ НА 10 МЕТР. ИНТЕРВАМЫ ******/
2                      DO I=1 TO 220;
2    1                    NKRI(I,1)=0;
2    1                  END;
2                        NKRI=0; NK11=0;
2                      NKRI(1,*)=KRIW(1,*);
2            DO I1=1 TO 220 WHILE(KRIW(I1,1)~=0);
2    1                K=I1;
2    1          DL=KRIW(I1+1,1)-KRIW(I1,1);
                  /* ДЛИНА ИНТЕРВАЛОВ >10 М **/
2    1                IF DL>10 THEN
2    1                 DO;
2    2                 NK11(I1,*)=KRIW(I1,*);
2    2     UU1:       DAZ=ABS(KRIW(I1+1,3)-NK11(K,3));
2    2                ISE=KRIW(I1+1,2);
2    2                OSI=KRIW(I1+1,2)-ISE;
2    2                ISE=ISE*60+OSI;
2    2                ISE1=NK11(K,2);
2    2                OSI1=NK11(K,2)-ISE1;
2    2                ISE1=ISE1*60+OSI1;
2    2                DUG=ABS(ISE-ISE1);
2    2                GR1=(DUG/DL)*10; AZ1=(DAZ/DL)*10;
2    2                NKRI(K+1,1)=NK11(K,1)+10;
2    2                  IF ISE1>ISE THEN NKRI(K+1,2)=NK11(K,2)-GR1/60;
2    2                    ELSE NKRI(K+1,2)=NK11(K,2)+GR1/60;
           /*    PUT SKIP LIST(KRIW(K+1,3),NK11(K,3),DAZ);   */
2    2                  IF KRIW(K+1,3)>NK11(K,3) THEN NKRI(K+1,3)=NK11(K,3)+AZ1;
2    2                    ELSE NKRI(K+1,3)=NK11(K,3)-AZ1;
2    2                   IF KRIW(K+1,1)-NKRI(K+1,1)>10 THEN
       IZN1: PROCEDURE OPTIONS(MAIN);
```

```
STMT LEVEL NEST

379     2    2                        DO;
380     2    3                     K=K+1;
381     2    3                     NK11(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=KRIW(I1+MI,1)-KRIW(I1,1);
390     2    3          IF LLO>=10 THEN DO;
392     2    4                          NKRI(I1+1,*)=KRIW(I1+MI,*);
393     2    4                       IMMA=1;END;
395     2    3                    END;
396     2    2             END;
                          /*  ДЛИНА ИНТЕРВАЛА=10 М */
397     2    1                       IF DL=10 THEN NKRI(I1+1,*)=KRIW(I1+1,*);
399     2    1                  END;/* КОНЕЦ ЦИКЛА ПО РАЗБИЕНИЮ  ГЛУБИНЫ */
400     2                        END;/* КОНЕЦ П/ПРОГРАММЫ */
401     1              PROWE:   PROCEDURE;
                     /*****************************************************************/
                       /*** ПРОВЕРКА КРИВИЗНЫ СКВ. ПО ИНТЕРВАЛЬНО *****/
                     /*****************************************************************/
402     2                          KUKU=1;
403     2                       R11=180/3.1415926589793;
404     2                  DO I1=1 TO 220 WHILE(NKRI(I1,1)~=0);
405     2    1                  IMIK=NKRI(I1,2);
406     2    1                  AL=NKRI(I1,2)-IMIK;
407     2    1                  AL=AL*0.016667;
408     2    1                  AL=IMIK+AL;
409     2    1                  NKRI(I1,2)=AL;
410     2    1                  AAA=3.1415926589793/180;
411     2    1                NKRI(I1,2)=NKRI(I1,2)*AAA;
412     2    1                NKRI(I1,3)=NKRI(I1,3)*AAA;
413     2    1               END;
414     2                          NFLA=0;
415     2                       DO I1=1 TO 220 WHILE(NFLA=0);
416     2    1      IF NKRI(I1,1)=0 THEN DO;NFLA=1;GOTO METO;END;
421     2    1               DLINA=NKRI(I1+1,1)-NKRI(I1,1);
422     2    1           IF DLINA=0 THEN GOTO METO;
424     2    1      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)));
425     2    1      ALFA=ABS((SQRT(1-ALFA**2))/ALFA);
426     2    1               ALFA=ATAN(ALFA);
427     2    1           ALFA=ALFA*R11*10/DLINA;
428     2    1                   IF ALFA>2 THEN DO;
430     2    2      PUT EDIT('1','В ИНТЕРВАЛЕ=',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);
431     2    2              PUT STRING(NNNN) EDIT(NKRI(I1,1)) (F(6));
432     2    2                 PUT STRING(NKRI11) EDIT(NKRI(I1+1,1)) (F(6));
433     2    2                 PUT STRING(ALFPL) EDIT(ALFA) (F(6,2));
434     2    2      POLE=((20)' ')||' ИНТЕРВАЛЕ:'||NNNN||'-'||NKRI11||
                      'НЕДОПУСТИМОЕ ИСКРИВЛЕНИЕ'||ALFPL||'=';
435     2    2                  CALL VAS(POLE);
436     2    2                   POLE=' ';
437     2    2                              END;
438     2    1              METO:;
            IZN1: PROCEDURE OPTIONS(MAIN);
```

```
STMT LEVEL NEST

430    2    1                END;
440    2                     END;/* КОНЕЦ П/ПРОГРАММЫ */
441    1          PODPR:  PROCEDURE;
                        /*****************************************************/
                      /** ПРОВЕРКА КРИВИЗНЫ В ИНТЕРВАЛЕ УСТАНОВКИ НАСОСА      *******/
                        /*****************************************************/
442    2                                  MPOD=M(I,1);
443    2                              R111=180/3.1415926589793;
444    2                                NOON=0;
445    2                DO I1=1 TO 220 WHILE(NOON=0);
446    2    1              IF NKRI(I1,1)>=MPOD THEN
447    2    1              DO;
448    2    2              ALF1=COS(NKRI(I1+2,1))*COS(NKRI(I1,2))+
                 (SIN(NKRI(I1+2,2))*SIN(NKRI(I1,2))*COS(NKRI(I1,3)-NKRI(I1+2,3))));
449    2    2                  LUDA=ALF1;
450    2    2          IF LUDA=1 THEN ALF1=ALF1-0.005;
451    2    2                ALF1=ABS((SQRT(1-ALF1**2))/ALF1);
452    2    2                ALF1=ATAN(ALF1);
453    2    2                ALF1=ALF1*R111*10/(NKRI(I1+2,1)-NKRI(I1,1));
454    2    2                RAD=3600/(ALF1*6.2831853);
455    2    2                FUNK=409.4552/(0.005*ABS(B15-128));
456    2    2                  IF RAD>=FUNK THEN NOON=1;
457    2    2                    ELSE DO;
458    2    3                      IF NKRI(I1,1)>=(B3-40) THEN
459    2    3                          DO;
460    2    4                          NOON=1;
461    2    4                  PUT EDIT(':','В МЕСТЕ ПОДВЕСКИ НАСОСА ЖЕСТКИЕ',
                 'УСЛОВИЯ РАБОТЫ,НАСОС НЕ ВПИСЫВАЕТСЯ.',':')
                                    (SKIP,A,X(29),A,A,X(17),A);
462    2    4      POLE=((30)' ')||'В МЕСТЕ ПОДВЕСКИ НАСОСА ЖЕСТКИЕ УСЛОВИЯ РАБОТЫ.'||
                 ',НАСОС НЕ ВПИСЫВАЕТСЯ.'||'=';
463    2    4                CALL VAS(POLE);
464    2    4                POLE=' ';
465    2    4                      END;
466    2    3                    END;
467    2    2            END;
468    2    1          END;
469    2              END; /**КОНЕЦ П/ПОДПРОГРАММЫ**/
470    2          /*****************************************************/
471    1          CKB: PROCEDURE;
472    2          DH = B1 -(B1*B2)/100 ;
473    2          PUT STRING(DH1) EDIT(DH)(F(5));
474    2            POLE=X1||((10)' ')||X5||'  '||X121||' '||XX(1)||' '||XX(2)||'  '||
                     XX(3)||'  '||DH1||' '||XX(4)||' '||XX(5)||' '||XX(6)||' '||
                     XX(7)||XX(8)||' '||XX(9)||'  '||XX(10)||' '||C01||' '||
                     XX(11)||'='||X3||((10)' ')||X4||((78)' ')||XX(12)||
                     '       ='||((119)' ')||'=';
476    2            CALL VAS(POLE);
477    2            POLE=' ';
478    2          PUT EDIT(':',SPL,':',B3,':',B141,':',B4,':',B1,':',DH,':',B10,':',B2,':
                ',B7,':',B11,':',B5,':',B6,':',B9,':',':')(SKIP,A,X(3),A(14),X(3),A,
                X(1),F(4),X(2),A,A(14),A,F(4),X(1),A,X(1),F(3),X(1),A,X(2),F(4),A,
                F(4),A,X(1),F(3),X(1),A,X(1),F(3),X(1),A,X(1),F(4,1),A,X(1),F(4,2),A,
                F(5,3),A,X(1),F(5,2),X(2),A,X(11),A);
479    2          PUT EDIT(':',B16,':',B15,':',':',':',':',':',':',':',':',':',':',':',':
                ',':')(SKIP,A,X(3),A(5),X(12),A,X(2),F(3),X(2),A,X(14),A,X(5),A,X(5),A,
                X(6),A,X(4),A,X(5),A,X(5),A,X(5),A,X(5),A,X(5),A,X(8),A,X(11),A);
480    2           PUT EDIT('PDP=',B13,'ATM')(SKIP(0),COL(110),A(4),F(3),A(3));
481    2          PUT EDIT('   РЕКОМ. РЕЖИМ',':')(SKIP,A(16),X(103),A);
482    2            END;
           IZN1: PROCEDURE OPTIONS(MAIN);
```

```
STMT LEVEL NEST

487       1           SCHARYAS PROCEDURE;
488       2           DA=DATE;
489       2           DAT='UBSTR(DA,5,2)!!'.'!!SUBSTR(DA,3,2)!!'.'!!SUBSTR(DA,1,2);
490       2            PO(1)='   '!!'НГДУ':!' '!!(NGDU)!!'" '!!((53)' ')!!DAT!!((40)' ')!!
                       '='!!'   '!!'ЦДНГ':!' '!!X2!!((111)' ')!!'=';
491       2             CALL VAS('POLE');  POLE=' ';
492       2           PUT EDIT('НГДУ',NGDU)(SKIP(8),COL(19),A,X(2),A(20));
493       2           POLE=((119)'-')!!'=';((6)' ')!!'ЦП   ':')!!((18)' ')!!'ЦЕХ':!!
                       '  :  ':!
                       'НАСОС    :'!!((13)' ')!!'НГОД :QR    : QK   :НАИН':!!
                       ': ОБЯ : РПЛ : РУСТ:   УД.ВЕС  :  КПР  : '!!'ЭНАХ:  '!!
                       'РЗАБ':!!'='!!((6)' ')!!'NC/B    :'!!((10)' ')!!
                       'ДИАМ  :'!!((11)' ')!!':'!!((8)' ')!!':'!!((5)' ')!!':'!!((5)' ')!!
                        ':':!!((4)' ')!!':':!:'      :'!!((5)' ')!!':'!!((5)' ')!!
                        ':НЕФТИ:ВОДЫ :'!!((7)' ')!!': РПР :'!!((6)' ')!!
                        '='!!((119)'-')!!'=';
494       2              CALL VAS('POLE');
495       2           PUT EDIT('Г.УФА')(SKIP(8),COL(90),A);
496       2           PUT EDIT('ЦДНГ',CDNG)(SKIP COL(10),A(4),X(2),F(2));
497       2            PUT EDIT('КИЗЦ " БАШНЕФТЬ "')(SKIP(6),COL(80),A);
498       2             PUT EDIT('ДАТА РАСЧЕТА ',DAT,'Г.')(SKIP,COL(82),A,A(8),A);
499       2            PUT EDIT('ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ  РЕЖИМ  СКВАЖИН')(SKIP(6),COL(40),A);
500       2            PUT EDIT('(ПЕРЕВОД  НА  ЗИМ)')(SKIP(2),COL(58),A);
501       2            PUT EDIT((123)'=')(SKIP(2),A);
502       2           PUT EDIT(':',':ГЛУБИНА:',':(РЕЖИДУЩИЙ/РАСЧЕТНЫЙ РЕЖИМ',':',':')(SKIP,A,
                       X(28),A(9),X(20),A(26),X(3),A,X(11),A);
503       2           PUT EDIT(':',':ВЕРХНИХ:',':',':')(SKIP,A,X(28),A(9),X(77),A,X(11),A);
504       2           PUT EDIT((78)'-')(SKIP(3),COL(30),A);
505       2           PUT EDIT(':',':ПЛОЩАДЬ',':ДЕР ЛЕР:',':',':',':',':ПЛАС-:      :',
                       ':КОЭФФИ -:',':')(SKIP,A,X(5),A(7),X(6),A(9),X(14),A,X(5),A,X(5),A,X(6)
                       ,A,X(4),A,X(5),A(3),X(11),A(18),X(11),A);
506       2           PUT EDIT(':',':ФОРАЦИИ:',':',':',':',':',':ДИНА:ОБВОД:ТОВОЕ:ДАВ- :УДЕЛЬНЫЙ
                        :ЦИЭНТ   :',':') (SKIP,A,X(20),A(9),X(14),A,X(5),A,X(5),A,X(6),A(45),
                       X(11),A);
507       2           PUT EDIT(':',':  М    :',':ДЕБИТ:',':НИЧЕ',':',':ЛЕНИЕ:   ВЕС',':'
                        ,':',':')(SKIP,A,X(23),A(9),X(14),A,X(5),A(7),X(6),A(6),X(5),A,X(5),
                       X(15),X(5),A,X(8),A,X(11),A);
508       2           PUT EDIT(':',':',':',':',':',':',':ДЕБИТ :СКИН:НЕН- :ДАВЛЕ:',':',':',':ПРОД
                       УК- :',':')(SKIP,A,X(20),A,X(7),A,X(14),A,X(5),A,X(5),A(25),X(5),A,X(5)
                       ,A,X(5),A(10),X(11),A);
509       2           PUT EDIT((30)'-')(SKIP(8),A);
510       2           PUT EDIT((12)'-')(SKIP(8),COL(87),A);
511       2           PUT EDIT(':',':ВНУТРЕН:',':ТИП',':ГЛУ- :НИД- :',':',':',':НИЕ  : НА  :НС
                       ТИ:ВОДЫ :',':ПРИМЕЧАНИЕ :')(SKIP,A,X(20),A(9),X(4),A(3),X(7),A(13),
                       X(6),A,X(4),A,X(5),A(25),X(8),A(15));
512       2           PUT EDIT(':',':НИЯ ДИА:',':БИНА :КОСТИ:НЕФТИ :УРО-:НОСТЬ',':',':',':',':',
                       ':ТИВНОСТИ:',':')(SKIP,A,X(20),A(9),X(14),A(31),X(9),A,X(5),A,X(5),A,X(
                       5),A(18),X(11),A);
513       2           PUT EDIT(':',':М СКВАЖИНЫ    :НЕГР   :',':ПОД=  :',':',':ВЕНЬ:',':',':',':УСТ
                       ЬЕ:',':',':',':',':',':')(SKIP,A,X(6),A(25),X(64),A(7),X(5),A,X(6),A(6),X(5
                       ,A,X(49),A(7),X(5),A,X(5),A,X(8),A,X(15),A);
514       2           PUT EDIT(':',':КОЛОННЫ:  НАСОСА      :ВЕСКИЙ: 3    :  3    :',':',':',':',':',
                       ':',':3:    3: 3',':',':',':')(SKIP,A,X(20),A(49),X(9),A,X(5),A,X(5),A,X(5),
                       A,X(4),A(10),X(6),A,X(11),A);
515       2           PUT EDIT(':',':  НМ    ',':  М  :М/СУТ:М/СУТ : М  :  %   :АТМ  : АТМ :Г/
                       СМ :Г/СМ :МСУТ/АТМ:',':')(SKIP,A,X(20),A(9),X(14),A(66),X(11),A);
516       2           PUT EDIT((120)'-')(SKIP,A);
517       2            PUT EDIT(':','01',':','02',':','03', ': 04 : 05  :  06  : 07 : 08  : 0
                       9  : 10  : 11  : 12  :  13    :',':')(SKIP,A,X(9),A(2),X(9),A,X(2),A(62)
                        ,X(3),A,X(5),A(2),X(7),A(65),X(10),A);
                  IZN1: PROCEDURE OPTIONS(MAIN);
```

```
STMT LEVEL NEST

516     2          PUT EDIT((120)'-')(SKIP,A);
517     2                 END;
518     1                 PUT EDIT('///END')(SKIP,A);
519     1                   EE: CLOSE FILE(SPRIZN);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. 518 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 PROWE 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 OKB 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 STAYIC  CSECT IS NAMED ***IZN1A AND IS 7808 BYTES LONG.

*STATISTICS*     SOURCE RECORDS =      545,PROG TEXT STMNTS =      521,OBJECT BYTES =     31226
                 IZN1: PROCEDURE OPTIONS(MAIN);
```

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

ПО 3/14 Заказ № 90 Тираж 200 экз.

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

gost.e-ecolog.ru