

# Алгоритм подбора УЭЦН

## Расчетная часть

Для надежной работы насоса требуется его правильный подбор к используемой скважине. При работе скважины постоянно меняются параметры пласта, призабойной зоны пласта, свойства отбираемой жидкости: содержание воды, количество попутного газа, количество механических примесей, и как следствие, происходит не доотбор жидкости или осуществляется работа насоса вхолостую, что сокращает межремонтный период работы насоса. На данный момент делается упор на более надежное оборудование, для увеличения межремонтного периода, и как следствие снижаются затраты на подъем жидкости. Этого можно добиться, применяя центробежные УЭЦН вместо ШСН, так как центробежные насосы имеют большой межремонтный период.

Для проведения подбора УЭЦН необходимы следующие исходные данные:

- 1) Длина скважины  $L$ , м – 2200;
- 2) Глубина залегания пласта  $H$ , м – 1700;
- 3) Внешний диаметр обсадной колонны  $D_k$ , мм – 144,3;
- 4) Требуемый дебит скважины  $Q_{пл}$ , м<sup>3</sup>/сут. – 270;
- 5) Плотность газожидкостной смеси  $\rho_{см}$ , кг/м<sup>3</sup> – 880;
- 6) Кинематическая вязкость нефти  $\nu$ , м<sup>2</sup>/с –  $2,2 \cdot 10^{-6}$ ;
- 7) Пластовое давление,  $P_{пл}$ , МПа – 15;
- 8) Давление насыщения,  $P_{нас}$ , МПа – 9;
- 9) Буферное давление,  $P_{б}$ , МПа – 0,7;
- 10) Затрубное давление,  $P_з$ , МПа – 1,2;
- 11) Коэффициент продуктивности скважины  $K_{прод}$ , м<sup>3</sup>/МПа·сут. – 48
- 12) Объемный коэффициент нефти  $B$  – 1,15;
- 13) Обводенность продукции скважины  $n$  – 0,35;
- 14) Газовый фактор  $G$ , 70 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

15) Предельно-допустимое газосодержание на приеме насоса,  $\Gamma - 0,1$ ;

16) Температура газожидкостной смеси в пласте  $T_{пл}, ^\circ\text{C} - 70$ ;

- 17) Температурный градиент  $G_T$ , °C/м – 0,02;  
 18) Содержание механических примесей, г/л – нет;  
 19) Содержание сероводорода и углекислого газа, г/л – до 0,01;  
 20) Состояние скважины – запуск.

## 2.1. Подбор УЭЦН

1. Определяем забойное давление, при котором обеспечивается заданный дебит скважины:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{пл}} - \frac{Q}{K_{\text{прод}}} = 15 \cdot 10^6 - \frac{270}{48 \cdot 10^{-6}} = 9,375 \cdot 10^7 \text{ Па}, \quad (1)$$

где  $P_{\text{пл}}$  - пластовое давление;

$Q$  - заданный дебит скважины;

$K_{\text{прод}}$  - коэффициент продуктивности скважины.

2. Определяем глубину расположения динамического уровня при заданном дебите жидкости:

$$H_{\text{дин.верт}} = H_{\text{скв}} - \frac{P_{\text{заб}} - P_{\text{затр}}}{\rho \cdot g} = 1700 - \frac{9,375 \cdot 10^7 - 1,2 \cdot 10^6}{880 \cdot 9,81} = 753,03 \text{ м}. \quad (2)$$

где  $H_{\text{дин.верт}} = 9,375 \cdot 10^7$  – динамический уровень по вертикали, м;

$H_{\text{скв}} = 1700$  – глубина залегания пласта по вертикали, м;

$P_{\text{заб}} = 9,375 \cdot 10^7$  – оптимальное забойное давление, Па;

$\rho = 880$  – удельный вес газожидкостной смеси, кг/м<sup>3</sup>.

А) Определяем среднее значение  $\cos \alpha$ -угла отклонения ствола скважины от вертикали:

$$\cos \alpha = \frac{H_{\text{скв}}}{L_{\text{скв}}} = \frac{1700}{2200} = 0,773, \quad (3)$$

где,  $H_{\text{СКВ}} = 1700$  – глубина залегания пласта по вертикали, м;

$L_{\text{СКВ}} = 2200$  – длина скважины, м.

Б) Определяем динамический уровень в стволе скважины:

$$H_{\text{дин}} = \frac{H_{\text{дин.верт}}}{\cos \alpha} = \frac{753,03}{0,773} = 974,51 \text{ м}, \quad (4)$$

где  $H_{\text{дин.верт}} = 9,375 \cdot 10^7$  – динамический уровень по вертикали, м;

$\cos \alpha = 0,773$  – угол отклонения ствола скважины от вертикали.

3. Определяем давление на приеме насоса, при котором газосодержание на входе в насос не превышает предельно-допустимое для данного региона:

$$P_{\text{пр}} = 1 - \Gamma \cdot P_{\text{нас}} = 1 - 0,1 \cdot 10 \cdot 10^6 = 9 \cdot 10^6 \text{ Па}, \quad (5)$$

где  $\Gamma$  – предельно-допустимое газосодержание на приеме насоса,

$P_{\text{нас}}$  – давление насыщения, Па.

4. Определение глубины подвески насоса осуществляем по формуле:

$$L_{\text{подв}} = H_{\text{дин}} + \frac{P_{\text{пр}}}{\rho \cdot g} = 974,51 - \frac{9 \cdot 10^6}{880 \cdot 9,81} = 2017 \text{ м}, \quad (6)$$

1. Температура пластовой жидкости на приеме насоса определяется как:

$$T = T_{\text{пл}} - L_{\text{СКВ}} - L_{\text{подв}} \cdot G_T = 70 - 1700 - 2017 \cdot 0,02 = 66,341 \text{ }^\circ\text{C}, \quad (7)$$

где  $T_{\text{пл}}$  – пластовая температура;

$G_T$  – температурный градиент.

2. Определяем объемный коэффициент жидкости при давлении на входе в насос:

$$B_{об} = n + (1 - n) \cdot [1 + (B - 1) \cdot \sqrt{\frac{P_{пр}}{P_{нас}}}] = 0,35 +$$

$$+(1 - 0,35) \cdot [1 + (1,15 - 1) \cdot \sqrt{\frac{9 \cdot 10^6}{10 \cdot 10^6}}] = 1,092, \quad (8)$$

где:  $B_{об}$  -объемный коэффициент нефти при давлении насыщения;

$b$  - объемнаяобводненность продукции;

$P_{пр}$  - давление на входе в насос;

$P_{нас}$  - давление насыщения.

3. Вычисляем дебит жидкости на входе в насос:

$$Q_{пр} = Q \cdot B_{об} = 270 \cdot 1,092 = 294,974 \frac{\text{м}^3}{\text{сут.}}, \quad (9)$$

4. Определяем объемное количество свободного газа на входе в насос:

$$G_{пр} = G \cdot 1 - \frac{P_{пр}}{P_{нас}} = 70 \cdot \frac{9 \cdot 10^6}{10 \cdot 10^6} = 7 \frac{\text{м}^3}{\text{м}}, \quad (10)$$

где  $G$ - газовый фактор.

5. Расчет газосодержания на входе насоса осуществляется по формуле:

$$\beta_{вх} = \frac{1}{1 + \frac{P_{пр} \cdot B}{G_{пр} \cdot об} + 1} = \frac{1}{(1 + 9) \cdot 1,092 + 1} = 0,391; \quad (11)$$

6. Определение расхода газа на входе насоса:

$$Q_{г.пр} = \frac{Q_{пр} \cdot \beta_{вх}}{1 - \beta_{вх}} = \frac{294,974 \cdot 0,391}{1 - 0,391} = 189 \frac{\text{м}^3}{\text{сут.}}; \quad (12)$$

7. Вычисляем приведенную скорость газа в сечении обсадной колонны на входе в насос:

Для того чтобы рассчитать приведенную скорость газа, нужно определить площадь сечения кольца, образованная внешним диаметром корпусной трубы ( $d_{\text{нас}}$ ) насоса и внутренним диаметром обсадной колонны ( $D_{\text{вн}}$ ):

$$f_{\text{СКВ}} = \frac{\pi}{4} \cdot [D_{\text{вн}} \cdot 10^{-3}]^2 - [d_{\text{нас}} \cdot 10^{-3}]^2 =$$

$$= \frac{\pi}{4} \cdot [(144,3 \cdot 10^{-3})^2 - (114 \cdot 10^{-3})^2] = 6,147 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2; \quad (13)$$

$$C_{\Gamma} = \frac{Q_{\Gamma.\text{пр}}}{f_{\text{СКВ}}} = \frac{1,686 \cdot 10^{-3}}{6,147 \cdot 10^{-3}} = 0,274 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (14)$$

где  $f_{\text{СКВ}}$  - площадь сечения скважины на приеме насоса.

8. Определение истинного газосодержания на входе в насос:

$$\varphi = \frac{\beta_{\text{вх}}}{1 + \frac{C_{\text{п}}}{C_{\Gamma}} \cdot \beta_{\text{вх}}} = \frac{0,391}{1 + \frac{0,02}{0,274} \cdot 0,391} = 0,38, \quad (15)$$

где  $C_{\text{п}}$  - скорость всплытия газовых пузырьков, зависящая от обводненности продукции скважины,  $\frac{\text{м}}{\text{с}}$ .

9. Определяем работу газа на участке "забой-прием насоса":

$$P_{\Gamma 1} = P_{\text{нас}} \cdot \left( \frac{1}{1 - 0,4 \cdot \varphi} - 1 \right) = 10 \cdot 10^6 \cdot \left( \frac{1}{1 - 0,4 \cdot 0,38} - 1 \right) =$$

$$= 1,791$$

$$\cdot 10^6 \text{ Па}; \quad (16)$$

10. Определяем работу газа на участке "нагнетание насоса - устье скважины":

Для расчета работы газа необходимо знать: объемное количество свободного газа на устье, объемный коэффициент жидкости, а также газосодержание и истинное газосодержание у устья скважины.

А) Определение объемного количества газа на устье:

$$G_{\text{пр}} = G \cdot \left(1 - \frac{P_{\text{б}}}{P_{\text{нас}}}\right) = 70 \cdot \left(1 - \frac{0,7 \cdot 10^6}{10 \cdot 10^6}\right) = 65,1; \quad (17)$$

Б) Объемный коэффициент жидкости у устья:

$$B_{\text{об.буф}} = n + (1 - n) \cdot \left[1 + (B - 1) \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{б}}}{P_{\text{нас}}}}\right] = 0,35 + \\ + (1 - 0,35) \cdot \left[1 + (1,15 - 1) \cdot \sqrt{\frac{0,7 \cdot 10^6}{10 \cdot 10^6}}\right] = 1,026; \quad (18)$$

В) Газосодержание у устья скважины:

$$\beta_{\text{буф}} = \frac{1}{\frac{(1 + P_{\text{б}}) \cdot B_{\text{об.буф}}}{G_{\text{буф}} + 1}} = \frac{1}{\frac{(1 + 0,7) \cdot 1,023}{65,1} + 1} = 0,974; \quad (19)$$

Г) Истинное газосодержание у устья скважины:

$$\varphi = \frac{\beta_{\text{буф}}}{1 + \frac{C_{\text{п}} \cdot \beta_{\text{буф}}}{C_{\text{г}}}} = \frac{0,974}{1 + \frac{0,02 \cdot 0,974}{0,274}} = 0,909; \quad (20)$$

Д) Расчет работы газа:

$$P_{\text{г2}} = P_{\text{нас}} \cdot \left(\frac{1}{1 - 0,4 \cdot \varphi_{\text{буф}}} - 1\right) = 10 \cdot 10^6 \cdot \left(\frac{1}{1 - 0,4 \cdot 0,909} - 1\right) = \\ = 5,717 \cdot 10^6 \text{ Па}; \quad (21)$$

Величины с индексом «буф» относятся к сечению устья скважины и являются «буферными» давлением, газосодержанием и т.д.

11. Определяем потребное давление насоса:

$$P = \rho \cdot g \cdot L_{\text{подв}} + P_{\text{б}} - P_{\text{г1}} - P_{\text{г2}} = 880 \cdot 9,81 \cdot 2017 + 0,7 \cdot 10^6 - \\ - 1,791 \cdot 10^6 - 5,717 \cdot 10^6 = 1,141 \cdot 10^7 \text{ Па}, \quad (22)$$

где  $L_{\text{дин}}$  - глубина расположения динамического уровня;

$P_{\text{буф}}$  - буферное давление;

$P_{\text{Г1}}$ -давление работы газа на участке "забой-прием насоса";

$P_{\text{Г2}}$ -давление работы газа на участке "нагнетание насоса-устье скважины".

12. Определение требуемого напора насоса:

$$H_{\text{тр}} = \frac{P}{\rho \cdot g} = \frac{1,141 \cdot 10^7}{880 \cdot 9.81} = 1321 \text{ м}; \quad (23)$$

13. Выбор насоса:

В соответствии с величинами требуемого напора и требуемой подачи, а также диаметра обсадной колонны произведем выбор погружного электроцентробежного насоса:

$$Q = 270 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

$$H_{\text{тр}} = 1321 \text{ м}$$

$$D_{\text{вн}} = 144,3 \text{ мм}$$

**ЭЦН6-250-1400**

Основные технические показатели выбранного насоса (для оптимального режима на воде):

Подача	$Q_{\text{ов}} = 250 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$
--------	---

Напор	$H_{\text{хар}} = 1385 \text{ м}$
-------	-----------------------------------

Коэффициент полезного действия	$\eta = 0,62$
--------------------------------	---------------

Количество ступеней выбранного насоса	$Z_{\text{ст}} = 183$
---------------------------------------	-----------------------



14. Определяем коэффициент изменения подачи насоса при работе на нефтегазодобывающей смеси относительно водяной характеристики:

$$K_{Qv} = 1 - 4,95 \cdot \frac{\nu^{0,85}}{Q_{об}^{0,57}} = 1 - 4,95 \cdot \frac{0,022^{0,85}}{250^{0,57}} = 0,992, \quad (24)$$

где  $\nu$  - эффективная вязкость смеси;

$Q_{об}$  - оптимальная подача насоса на воде.

15. Вычисляем коэффициент изменения КПД насоса из-за влияния вязкости:

$$K_{\eta v} = 1 - 1,95 \cdot \frac{\nu^{0,4}}{Q_{об}^{0,27}} = 1 - 1,95 \cdot \frac{0,022^{0,4}}{250^{0,27}} = 0,905. \quad (25)$$

16. Вычисляем коэффициент сепарации газа на входе в насос:

$$K_c = \frac{1}{1 + 6,02 \cdot \frac{Q_{пр}}{f_{скв}}} = \frac{1}{1 + 6,02 \cdot \frac{294,974}{3600 \cdot 24 \cdot 6,147 \cdot 10^{-3}}} = 0,23, \quad (26)$$

где  $f_{скв}$  - площадь кольца, образованного внутренней стенкой обсадной колонны и корпусом насоса.

17. Определяем относительную подачу жидкости на входе в насос:

$$q = \frac{Q_{пр}}{Q_{об}} = \frac{294,974}{250} = 1,18, \quad (27)$$

где  $Q_{об}$  - подача в оптимальном режиме по водяной характеристике насоса.

18. Определяем относительную подачу на входе в насос в соответствующей точке водяной характеристики насоса:

$$q_{пр} = \frac{Q_{пр}}{Q_{об} \cdot K_{Qv}} = \frac{294,974}{250 \cdot 0,992} = 1,19; \quad (28)$$

19. Вычисляем газосодержание на приеме насоса с учетом газосепарации:

$$\beta_{пр} = \frac{\beta_{вх} \cdot (1 - K_c)}{\beta_{вх} \cdot (1 - K_c) + Q_{пр}} = \frac{0,391 \cdot (1 - 0,23)}{0,391 \cdot (1 - 0,23) + 294,974} = 1,018 \cdot 10^{-3}; \quad (29)$$

20. Определяем коэффициент изменения напора насоса из-за влияния вязкости:

$$K_{Hv} = 1 - 1,07 \cdot \frac{\nu^{0,6} \cdot q_{\text{пр}}}{Q_{\text{ов}}^{0,57}} = 1 - 1,07 \cdot \frac{0,22^{0,6} \cdot 1,19}{250^{0,57}} = 0,994; \quad (30)$$

21. Определяем коэффициент изменения напора насоса с учетом влияния газа:

$$K = \frac{1 - \beta_{\text{пр}}}{0,85 - 0,31 \cdot q_{\text{пр}}} A = \frac{1 - 1,018 \cdot 10^{-3}}{(0,85 - 0,31 \cdot 1,19)^{0,017}} = 1,012, \quad (31)$$

$$\text{где } A = \frac{1}{15,4 - 19,2 \cdot q_{\text{пр}} + (6,8 \cdot q_{\text{пр}})^2} = \frac{1}{15,4 - 19,2 \cdot 1,19 + (6,8 \cdot 1,19)^2} = 0,017; \quad (32)$$

22. Определяем напор насоса на воде при оптимальном режиме:

$$H_{\text{опт.реж.}} = \frac{P}{\rho \cdot g \cdot K \cdot K_{Hv}} = \frac{1141 \cdot 10^7}{880 \cdot 9,81 \cdot 1,012 \cdot 0,994} = 1313 \text{ м}; \quad (33)$$

23. Определение необходимого числа ступеней насоса:

А) Напор одной ступени выбранного насоса:

$$z_{\text{ст}} = \frac{H_{\text{хар}}}{Z_{\text{ст}}} = \frac{1385}{229} = 6,048 \text{ м}, \quad (34)$$

где  $Z_{\text{ст}}$  – количество ступеней выбранного насоса.

Б) Необходимое число ступеней:

$$Z = \frac{H_{\text{опт.реж.}}}{z_{\text{ст}}} = \frac{954,889}{6,23} = 217,13; \quad (35)$$

Принимаем число ступеней 218. Стандартное число ступеней превышает расчетное менее чем на 10%, следовательно убирать ступени нет необходимости.

24. Определяем КПД насоса с учетом влияния вязкости, свободного газа и режима работы:

$$\eta_{\text{н}} = 0,8 \cdot K_{\eta\nu} \cdot K \cdot \eta = 0,8 \cdot 0,905 \cdot 1,012 \cdot 0,62 = 0,567; \quad (36)$$

25. Определяем мощность насоса:

$$N_{\text{нас}} = \frac{P \cdot Q}{\eta_{\text{н}} \cdot 24 \cdot 3600} = \frac{8,293 \cdot 10^6 \cdot 270}{0,567 \cdot 24 \cdot 3600} = 6,282 \cdot 10^4 \text{ Вт}; \quad (37)$$

26. Определяем мощность погружного двигателя:

$$N_{\text{пэд}} = \frac{N_{\text{нас}}}{\eta_{\text{пэд}}} = \frac{45680}{0,85} = 7,74 \cdot 10^3 \text{ Вт}, \quad (38)$$

где  $\eta_{\text{пэд}}$  – коэффициент полезного действия электродвигателя.

27. В скважинах с возможным фонтанированием или выбросом жидкости при смене скважинного насоса глушение осуществляется заливкой тяжелой жидкости (воды, воды с утяжелителями). При спуске нового насоса необходимо откачать насосом эту жидкость из скважины, чтобы установка начала работать на оптимальном режиме при отборе нефти. При этом сначала необходимо проверить мощность, потребляемую насосом в том случае, когда насос перекачивает тяжелую жидкость. В формулу для определения мощности вводится плотность, соответствующая перекачиваемой тяжелой жидкости (для начального периода ее отбора).

При этой мощности проверяется возможный перегрев двигателя. По увеличению мощности и перегреву определяется необходимость комплектации установки более мощным двигателем.

28. Проверяем насос и погружной двигатель на возможность откачки тяжелой жидкости (жидкости глушения) при освоении скважины:

$$\begin{aligned} P_{\text{гл}} &= \rho_{\text{гл}} \cdot g \cdot L_{\text{подв}} + P_{\text{заб}} + P_{\text{б}} - P_{\text{пл}} \\ &= 1,1 \cdot 10^3 \cdot 9,81 \cdot 1,657 \cdot 10^3 + 0,7 \cdot 10^6 + 9,375 \cdot 10^6 - 15 \\ &\cdot 10^6 = 1,295 \cdot 10^7 \text{ Па}, \end{aligned} \quad (39)$$

где  $\rho_{\text{гл}}$  - плотность жидкости глушения =  $1100 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$

29. Вычисляем напор насоса при освоении скважины:

$$H_{\text{гл}} = \frac{P_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}} \cdot g} = \frac{1,295 \cdot 10^7}{1,1 \cdot 10^3 \cdot 9,81} = 1,2 \cdot 10^3; \quad (40)$$

30. Определяем мощность насоса при освоении скважины:

$$N_{\text{гл}} = \frac{P_{\text{гл}} \cdot Q_{\text{пр}}}{\eta_{\text{н}}} = \frac{1,295 \cdot 10^7 \cdot 3,414 \cdot 10^{-3}}{0,567} = 7,792 \cdot 10^4 \text{Вт}; \quad (41)$$

31. Мощность, потребляемая погружным электродвигателем при освоении скважины:

$$N_{\text{пэд.гл}} = \frac{N_{\text{гл}}}{\eta_{\text{пэд}}} = \frac{7,792 \cdot 10^4}{0,85} = 9,167 \cdot 10^4 \text{Вт}; \quad (42)$$

Делаем вывод, что данный насос подходит для работы с тяжелой жидкостью.

## 2.2. Выбор погружного электродвигателя

В соответствии с определенными величинами мощностей, потребляемых насосом в режиме добычи пластового флюида и при освоении, а так же диаметром обсадной колонны выбираем электродвигатель ПЭД90-117.

### ПЭД90-117М

Технические показатели выбранного электродвигателя:

Мощность  $N_{\text{пэд.х}} = 90 \text{кВт}$

Рабочее напряжение  $U_{\text{раб.}} = 2000 \text{В}$

Рабочая сила тока  $I_{\text{раб.}} = 38,7 \text{А}$

КПД  $\eta_{\text{пэд.х}} = 0,81$

Диаметр корпуса  $D_{\text{корп.}} = 117 \text{мм}$

Проверяем установку на теплоотвод по минимально допустимой скорости охлаждающей жидкости в кольцевом сечении, образованном внутренней поверхностью обсадной колонны в месте установки погружного агрегата и внешней поверхностью погружного двигателя, для чего рассчитываем скорость потока откачиваемой жидкости:

$$W = \frac{Q}{24 \cdot 3600 \cdot F} = \frac{270}{24 \cdot 3600 \cdot 5,6 \cdot 10^{-4}} = 0,558 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (43)$$

где  $F = 0,785 (D^2 - d^2)$  - площадь кольцевого сечения,

$D_{\text{вн}}$  -внутренний диаметр обсадной колонны,

$d_{\text{пэд}}$ -внешний диаметр ПЭД= 103м

$$F = 0,785(D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{пэд}}^2) = 0,785(144,3^2 - 103^2) = 5,6 \cdot 10^{-4}\text{м}^2, \quad (44)$$

$$W \geq W_{\text{мин}} \quad (45)$$

$0,558 \geq 0,23$  –Условие выполняется.

### 2.3. Выбор кабеля, трансформатора и определение эксплуатационных параметров УЭЦН

Выбор кабеля осуществляется:

1) Определяем сечение жилы кабеля:

$$S = \frac{I_{\text{раб}}}{i} = \frac{38,7}{5} = 7,74 \text{ мм}^2, \quad (46)$$

где  $I_{\text{раб}}$  – номинальный ток выбранного электродвигателя = 38,7А;

$i$  – плотность рабочего тока в кабеле =  $5 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$ ;

2) Определяем потери мощности в кабеле:

$$\begin{aligned} R &= \rho_{\text{меди}} \cdot (1 + \alpha T \cdot (T - T_{20})) \cdot \frac{1}{S} \\ &= 0,01750 \cdot (1 + 0,004 \cdot (69,085 - 20)) \cdot \frac{1}{6,45} \\ &= 2,705 \cdot 10^{-3} \frac{\text{Ом}}{\text{м}} \end{aligned} \quad (47)$$

где  $\alpha T$  – температурный коэффициент для меди= 0,004,

$\rho_{\text{меди}}$  – удельное сопротивление меди =  $0,01750 \text{ м} \cdot \frac{\text{мм}^2}{\text{м}}$ ,

$T$  – температура на заборе у приема насоса =  $69,085^\circ\text{C}$

$$T_{20} = 20^\circ\text{C};$$

3) Общая длина кабеля определяется как:

$$L_{\text{к}} = L_{\text{подв}} + 100 = 1,757 \cdot 10^3 \text{ м}, \quad (48)$$

$$\Delta P_{\text{к}} = 3 \cdot I_{\text{раб}}^2 \cdot R \cdot L_{\text{к}} \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 38,7^2 \cdot 3,246 \cdot 1,757 = 21,348 \text{ Вт}; \quad (49)$$

Возьмем кабель КПБК 3×10:

Максимальные наружные размеры, мм – 29

Номинальная строительная длина, м – 1200-1700

Расчетная масса, кг – 898

Рабочее напряжение, В – 2500

Выбор трансформатора:

1) Мощность трансформатора:

$$P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{к}} + \frac{N_{\text{пэд.х}} \cdot 10^3}{\eta_{\text{пэд.х}}} = 1,111 \cdot 10^5 \text{ Вт}; \quad (50)$$

2) Для определения величины напряжения во вторичной обмотке трансформатора найдем величину падения напряжения в кабеле:

Активное удельное сопротивление на 1 км кабеля:  $R_{\text{к}} = R \cdot 10^3 = 2,705 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$

$$\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3} \cdot (R \cdot \cos\varphi + X_0 \cdot \sin\varphi) \cdot I_{\text{раб}} \cdot L_{\text{к}} = \Delta U \\ &= \sqrt{3} \cdot (3,246 \cdot 0,75 + 0,1 \cdot 10^{-3} \cdot 0,661) \cdot 38,7 \cdot 1,757 \cdot 10^3 \\ &= 265,65 \text{ В}, \end{aligned} \quad (51)$$

где  $X_0$  – индуктивное удельное сопротивление кабеля  $= 0,1 \cdot 10^{-3} \frac{\text{Ом}}{\text{м}}$ ,

$\cos\varphi$  – коэффициент мощности электродвигателя  $= 0,75$ ,

$\sin\varphi$  – коэффициент реактивной мощности  $= \sqrt{1 - \cos^2\varphi} = 0,661$ .

Напряжение на вторичной обмотке трансформатора должно быть равно сумме напряжения электродвигателя и величины потерь напряжения в кабеле.

$$\begin{aligned} U_{\text{тр}} &= U_{\text{раб}} + \Delta U = 2000 + 294 \\ &= 2,247 \cdot 10^3 \text{В.} \end{aligned} \quad (52)$$

#### 2.4. Выбор насосно-компрессорных труб

Диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ) определяется их пропускной способностью и возможностью совместного размещения в скважине труб с муфтами, насоса и круглого кабеля. Выбирается диаметр НКТ по дебиту скважины, исходя из условия, что средняя скорость потока в трубах должна быть в пределах  $1,2 \div 1,6 \frac{\text{м}}{\text{с}}$ , причем меньшее значение берется для малых дебитов.

1) Площадь внутреннего канала НКТ:

$$F_{\text{вк}} = \frac{Q}{24 \cdot 3600 \cdot 86400 \cdot V_{\text{ср}}} = 3,617 \cdot 10^{-8} \text{м}^2, \quad (53)$$

где  $V_{\text{ср}}$  – средняя скорость потока в трубах  $= 1 \frac{\text{м}}{\text{с}}$ ;

2) Находим внутренний диаметр НКТ:

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вк}} \cdot 10^4}{0,785}} = \sqrt{\frac{3,617 \cdot 10^{-8} \cdot 10^4}{0,785}} = 0,021 \text{м}; \quad (54)$$

Примем ближайшее значение  $D_{\text{НКТ}} = 26,7 \text{ мм}$

3) Корректируем среднюю скорость потока в трубах:

$$F_{\text{вк1}} = \frac{\pi \cdot D_{\text{НКТ}}^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,0267^2}{4} = 3,365 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2, \quad (55)$$

где  $D_{\text{НКТ}}$  - внутренний диаметр выбранной НКТ = 0,02 м;

$$V_{\text{ср1}} = \frac{Q}{24 \cdot 3600 \cdot 86400 \cdot F_{\text{вк1}}} = 1,075 \cdot 10^{-4} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}; \quad (56)$$

По полученным данным выбираем трубы с высаженными наружу концами с треугольной резьбой:

Условный диаметр – 27

Внутренний диаметр  $D$ , мм – 26,7

Толщина стенки  $S$ , мм – 3

Наружный диаметр муфты  $D_m$ , мм – 42,2

Масса, кг/м – 1,8

Высота резьбы  $h$ , мм – 1,412

Длина резьбы с полным профилем  $L$ , мм – 16,3

Наружный диаметр высаженной части  $D_v$ , мм – 33,4

## 2.5. Освоение скважины методом свабирования

Освоение скважины заключается в снижении уровня жидкости в скважине поршнем (свабом). Снижение выполняется путем последовательного выноса на поверхность объемов жидкости над поршнем. Объем захватываемой порции флюида определяется глубиной погружения сваба под уровень жидкости, что, в свою очередь, диктуется характеристиками грузонесущего троса (кабеля) и манжеты сваба. Параметрами, определяющими ход работ, являются проектная глубина снижения и объем извлеченной жидкости. При использовании автономной