

## Содержание

1. РАСЧЕТ СВОЙСТВ НЕФТИ .....	4
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....	8
2.1. Расчет процесса освоения скважины .....	8
2.2. Анализ данных исследований, характеристика призабойной зоны .....	17
2.3. Расчет условий фонтанирования скважины и распределения давлений в эксплуатационной колонне и колонне НКТ .....	23
2.4. Техничко–экономическое обоснование механизированных способов эксплуатации скважины и выбор скважинного оборудования .....	31
Расчет кабеля и автотрансформатора .....	35
2.5. Мероприятия по борьбе с осложнениями в работе скважин .....	36
Заключение .....	37
Список использованной литературы .....	38

# 1. РАСЧЕТ СВОЙСТВ НЕФТИ

## Исходные данные для расчета:

Величина	Значение	Ед. измер.
$\Gamma$	50	$\text{м}^3/\text{т}$
$P_{\text{нас}}$	11	МПа
$T_{\text{пл}}$	23	$^{\circ}\text{C}$
$\rho_{\text{нд}}$	790	$\text{кг}/\text{м}^3$
$Q_{\text{H}}$	20	$\text{т}/\text{сут}$
$Q_{\text{Ж}}$	28	$\text{м}^3/\text{сут}$
$\rho_{\text{в}}$	1000	$\text{кг}/\text{м}^3$

1. Определим относительную плотность газа по воздуху:

Молекулярная масса газа:

$$M_z = (10 \cdot 16 + 10,7 \cdot 30 + 20,7 \cdot 44 + 11,3 \cdot 58 + 10,35 \cdot 72 + 3,15 \cdot 44 + 25,45 \cdot 28 + 8,35 \cdot 34) / 100 = 39,28 \text{ г/моль}$$

Плотность газа:

$$\rho_z = \frac{M_z}{22,414} = \frac{39,28}{22,414} = 1,75 \text{ кг/м}^3.$$

Относительная плотность газа:

$$\bar{\rho}_z = \frac{\rho_z}{\rho_{\text{возд}}} = \frac{1,75}{1,293} = 1,36 \text{ кг/м}^3.$$

2. Последовательно рассчитываем:

$$y_{\text{CH}_4} = \frac{10}{16 \cdot 0,03} = 21\%$$

$$y_{\text{N}_2} = \frac{25,45}{28 \cdot 0,03} = 30\%$$

функцию

$$f_{ui} = \frac{701,8}{\Gamma(y_m + 0,8 \cdot y_a)} = 31,32$$

давление насыщения

$$P_{\text{нас}20} = P_{\text{нас}} + \frac{20 - t_{\text{нл}}}{9,157 + f_{ui}} = 10,93$$

Задаемся рядом значений  $n_i$  [5]

$$n_i = P/P_{нас} = (1; 0,75; 0,5; 0,1; 0,05; 0,1/P_{нас20})$$

Приведем пример расчета для первой строки при  $n=1$ :

Вычисляем давление:  $P_1 = n_1 \cdot P_{нас20} = 1 \cdot 10,93 = 10,93$  МПа;

Вспомогательные коэффициенты:

$$R_1 = \lg n_1 / \lg(10P_{нас20}) = \lg 1 / \lg(10 \cdot 10,93) = 0$$

$$D = 4,06(\bar{\rho}_{н0} \cdot \bar{\rho}_{с0} - 1,045) = 4,06 \cdot (790 \cdot 10^{-3} \cdot 1,36 - 1,045) = 0,104$$

$$U = \bar{\rho}_{н0} \cdot \Gamma - 186 = 790 \cdot 10^{-3} \cdot 50 - 186 = -146,5$$

Объем выделившегося газа ( $\text{м}^3/\text{т}$ ):

$$G = \Gamma \cdot R_1 [D(1 + R_1) - 1] = 50 \cdot 0 \cdot [0,104 \cdot (1 + 0) - 1] = 0$$

Относительную плотность выделившегося газа

$$\bar{\rho}_{\Gamma 1} = \bar{\rho}_{с0} - 0,0036(1 + R_1)(105,7 + U \cdot R_1) = 1,36 - 0,0036(1 + 0)(105,7 + (-146,5) \cdot 0) = 1,351$$

Газонасыщенность пластовой нефти

$$\Gamma_1 = \Gamma - G_1 = 50 - 0 = 50 \text{ м}^3 / \text{т}$$

Относительную плотность газа, оставшегося в растворенном состоянии в нефти

$$\bar{\rho}_{\Gamma p 1} = \frac{\Gamma}{\Gamma_1} (\rho_{с0} - \rho_{с1} \frac{G_1}{\Gamma}) = \frac{50}{50} \cdot \left( 1,36 - 1,351 \cdot \frac{0}{50} \right) = 1,355$$

Параметр

$$\lambda_1 = 3,54(1,2147 - \bar{\rho}_{н0}) + 1,0337 \cdot \bar{\rho}_{с p 1} + 5,581 \cdot \bar{\rho}_{н0} \cdot (1 - 1,61 \cdot \bar{\rho}_{н0} \cdot 10^{-3} \cdot \Gamma_1) \cdot 10^{-3} \cdot \Gamma_1 = 3,54 \cdot (1,2147 - 790 \cdot 10^{-3}) + 1,0337 \cdot 1,355 + 5,581 \cdot 790 \cdot 10^{-3} \cdot (1 - 1,61 \cdot 790 \cdot 10^{-3} \cdot 50 \cdot 10^{-3}) \cdot 50 \cdot 10^{-3} = 3,11$$

Объемный коэффициент нефти

$$b_1 = 1 + 1,0733 \bar{\rho}_{н0} \cdot \lambda_1 10^{-3} \Gamma_1 - 6,5 \cdot 10^{-4} \cdot p_1 = 1 + 1,0733 \cdot 790 \cdot 10^{-3} \cdot 3,11 \cdot 10^{-3} \cdot 50 - 6,5 \cdot 10^{-4} \cdot 10,93 = 1,12$$

Относительную плотность газонасыщенной нефти

$$\bar{\rho}_{н 1} = \frac{\bar{\rho}_{н0}}{b_{н 1}} (1 + 1,293 \cdot \bar{\rho}_{с p 1} \cdot 10^{-3} \cdot \Gamma_1) = \frac{790 \cdot 10^{-3}}{1,12} \cdot (1 + 1,293 \cdot 1,355 \cdot 10^{-3} \cdot 50) = 0,764$$

Все расчеты сведем в таблицу:

$n_i$	$P_i$ , МПа	$R_i$	U	D	$G_i$ , $\text{м}^3/\text{т}$	$\rho_{\Gamma i}$	$\Gamma_i$ , $\text{м}^3/\text{т}$	$\rho_{\Gamma p i}$	$\lambda_i$	$b_{н i}$	$\rho_{н i}$
1	10,93	0	-146,5	0,104	0,00	1,351	50,00	1,355	3,11	1,12	0,764
0,75	8,19	-0,061			2,77	1,321	47,234	1,357	3,07	1,12	0,764
0,5	5,46	-0,148			6,73	1,286	43,270	1,366	3,01	1,11	0,765

0,25	2,73	-0,295			13,69	1,243	36,314	1,398	2,94	1,09	0,768
0,1	1,09	-0,491			23,23	1,221	26,770	1,471	2,88	1,06	0,773

Плотность пластовой нефти:

$$\rho_{nl} = 764 \text{ кг/м}^3;$$

Средняя плотность нефти:

$$\rho_{cp} = \frac{\rho_{дег} + \rho_{nl}}{2} = \frac{790 + 764}{2} = 777 \text{ кг/м}^3;$$

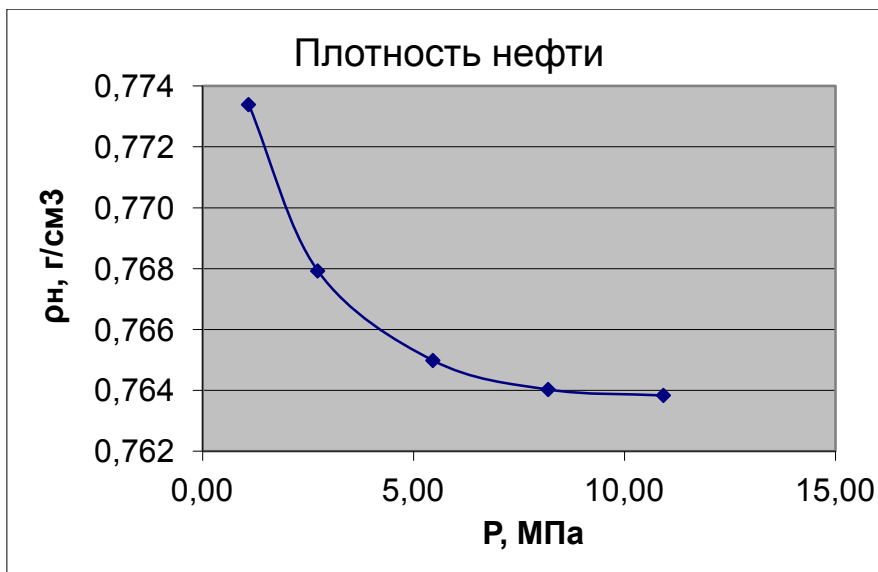
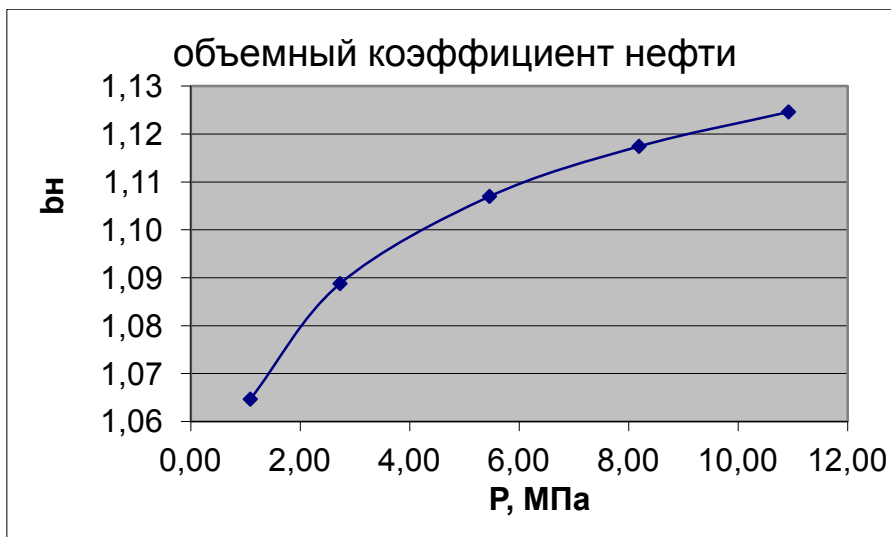
Определяем обводненность скважины:

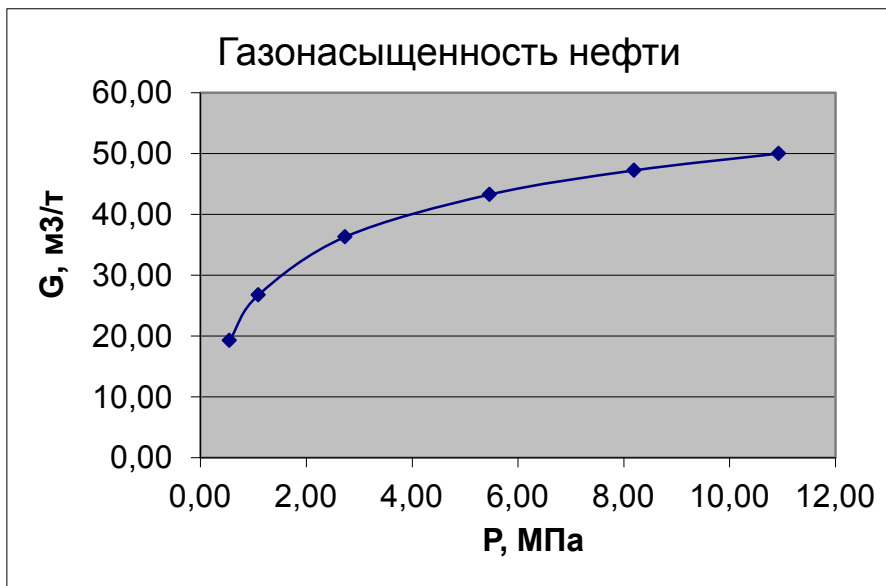
$$n_g = 1 - \frac{q_n \cdot 1000}{q_{жс} \cdot \rho_{дег}} = 1 - \frac{20 \cdot 1000}{28 \cdot 790} = 0,1$$

Плотность газожидкостной смеси:

$$\rho_{гжс} = \rho_{cp} \cdot (1 - n_g) + \rho_g \cdot n_g = 777 \cdot (1 - 0,1) + 1100 \cdot 0,1 = 799 \text{ кг/м}^3;$$

По вычисленным значениям строим графические зависимости.





## 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 2.1. Расчет процесса освоения скважины.

#### Освоение скважины

Основная цель этого процесса - снижение забойного давления скважины и её пуск в эксплуатацию. Рассмотрим освоение скважины заменой жидкости на более легкую без поглощения её пластом. К рассчитываемым параметрам относятся: забойное давление, давление закачки, объем закачиваемой жидкости, продолжительность закачки.

#### Расчет потерь на трение в трубе круглого сечения.

#### Исходные данные:

Величина	Значение	Ед.изм.
$H_c$	2300	м
$D_{\text{нкт}}$	0,073	м
$d_{\text{нкт}}$	0,062	м
$D_{\text{экс}}$	0,146	м
$d_{\text{экс}}$	0,129	м
$\rho_{\text{нд}}$	790	кг/м <sup>3</sup>
$P_{\text{пл нач}}$	23	МПа

агрегат: 9МГР (при агрегате А - 50У).  $Q_1 = 0,00365 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  $Q_2 = 0,006 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Решение: Условие вызова потока:  $P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}} > 0$   $P_{\text{заб}}$  - при освоении = 0,75 от  $P_{\text{пл}}$ .

Принимаем  $L_{\text{скв}} = \sqrt{H_{\text{скв}}^2 + A^2} = \sqrt{2300^2 + 17^2} = 2300 \text{ м}$

Рассчитали и сопоставили потери на трение при объемных расходах воды  $Q = 0,00365 \text{ м}^3/\text{с}$  и  $Q = 0,006 \text{ м}^3/\text{с}$

Т.к. глинистый раствор - вязкопластичная жидкость, то для оценки пластической вязкости  $\eta$  и предельного динамического напряжения сдвига  $\tau_0$  воспользуемся формулой Б.С. Филатова.

$$\rho_{\text{зл}} > \frac{P_{\text{пл}}}{g \cdot H_{\text{скв}}} = \frac{23 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 2300} = 1019 \text{ кг} / \text{м}^3$$

Принимаем  $\rho_{\text{зл}} = 1019 \text{ кг} / \text{м}^3$

$$\eta_{\text{зл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{\text{зл}} - 0,022 = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1019 - 0,022 = 0,012 \text{ Па} \cdot \text{с}$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{\text{зл}} - 7 = 1,66 \text{ Па}$$

Рассчитаем критическую скорость  $\omega_{\text{кр т}}$  в трубе

$$\omega_{\text{кр-т}} = 25 \sqrt{\frac{\tau_0}{\rho_{\text{зл}}}} = 1,23 \text{ м} / \text{с}$$

фактическую среднюю скорость глинистого раствора в трубе  $W_1$  при  $Q_1$

$$\omega_1 = 4Q_1 / (\pi d^2) = 4 \cdot 0,00365 / (3,14 \cdot 0,062^2) = 1,21 \text{ м} / \text{с}$$

$$\omega_2 = 4Q_2 / (\pi d^2) = 4 \cdot 0,006 / (3,14 \cdot 0,062^2) = 1,99 \text{ м} / \text{с}$$

т.к.  $\omega_1 < \omega_{\text{кр т}}$ , режим движения ламинарный. Потери на трение в трубе рассчитываем по формуле:

$$\Delta p_{m2лI} = 4 \cdot \tau_{2л} \cdot \frac{(H_{нкт0} - x_n)}{d_{нктв} \cdot \beta_m},$$

где  $H_{нкт0} = H_{скв}$ , т.е. НКТ спущены до забоя,  $x$ -расстояние, на которое должна опуститься жидкость замещения,

$\beta_m$  – коэффициент, зависящий от параметра Сен-Венана – Ильюшина (Sen) и определяемый по графикам, содержащимся в справочных руководствах, в зависимости от величины Sen;

$$Sen = \frac{\tau_{2л} \cdot d_{нктв}}{\eta_{2л} \cdot W_{mI}}$$

$$Sen = \frac{1,66 \cdot 0,062}{0,012 \cdot 1,21} = 8,4$$

и  $\beta_m = 0,44$ . Например,  $x=0$ .

$$\Delta p_{m2лI} = 4 \cdot 1,66 \cdot \frac{(2300 - 0)}{0,062 \cdot 0,44} = 0,5374 \text{ МПа.}$$

Все расчеты сведены в таблицу 3.

Определение потерь давления в НКТ при движении в них жидкости замещения производится по формуле Дарси-Вейсбаха

$$\Delta p_{мжзI} = \frac{0,81 \cdot \lambda_I \cdot X_n \cdot \rho_n \cdot q_I^2}{d_{нктв}^5},$$

где  $\lambda_I$  – коэффициент гидравлического сопротивления, зависящий от числа Рейнольдса

$$Re_{жзI} = \frac{W_{mI} \cdot d_{нктв} \cdot \rho_n}{\mu_n}$$

Определим вязкость нефти по формуле Дунюшкина:

$$\mu_n = \left[ \frac{0,456 \cdot \rho_n^2}{0,833 - \rho_n^2} \right]^2 = \left[ \frac{0,456 \cdot 0,79^2}{0,833 - 0,79^2} \right]^2 = 1,9 \text{ мПа} \cdot \text{с}$$

$$Re_{жзI} = \frac{1,21 \cdot 0,062 \cdot 790}{1,9 \cdot 10^{-3}} = 26085$$

и рассчитываемый по формуле Блазиуса

$$\lambda_I = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = 0,025$$

Например,  $x=0$  м

$$\Delta p_{мжзI} = \frac{0,81 \cdot 0,025 \cdot 0 \cdot 790 \cdot (0,00365)^2}{0,062^5} = 0 \text{ МПа}$$

Тогда потери давления при движении жидкости глушения и замещения в НКТ :

Таблица 3.

Расстояние		Потери на трение		
X <sub>н</sub> , м	X <sub>гл</sub> , м	ΔP <sub>гл</sub> , МПа	ΔP <sub>н</sub> , МПа	ΣΔP, МПа
0	2300	0,5374	0	0,5374
230	2070	0,4837	0,0518	0,5354
460	1840	0,4299	0,1035	0,5335
690	1610	0,3762	0,1553	0,5315
920	1380	0,3225	0,2070	0,5295
1150	1150	0,2687	0,2588	0,5275
1380	920	0,2150	0,3105	0,5255
1610	690	0,1612	0,3623	0,5235
1840	460	0,1075	0,4140	0,5215
2070	230	0,0537	0,4658	0,5195
2300	0	0	0,5175	0,5175

Суммарные потери давления в НКТ при первом режиме вытеснения глинистого раствора составят

$$\Delta p_{ml} = \Delta p_{m2l} + \Delta p_{m3z}, \text{ МПа}$$

Вытеснение бурового раствора может производиться жидкостью замещения и по кольцевому зазору («затрубному пространству»), образуемому внутренней поверхностью обсадной колонны и наружной поверхностью НКТ.

В этом случае расчёт потерь на трение ведётся в следующей последовательности.

Рассчитывается критическая скорость движения жидкости замещения в кольцевом зазоре

$$W_{крк} = \frac{\eta_{зл} \cdot Re_{кр}}{\rho_{зл} \cdot (D_{эв} - d_{нктн})},$$

где  $Re_{кр}$  – критическое число Рейнольдса, характеризующее смену режима течения жидкости

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot He^{0,58},$$

где  $He = Re \cdot Sen$  – параметр Хёдстрема.

Параметр Сен-Венана – Ильюшина для кольцевого зазора записывается в виде

$$Sen_{кз} = \tau_{зл} \cdot (D_{эв} - d_{нктн}) \cdot \frac{1}{\eta_{зл} \cdot W},$$

а параметр Рейнольдса



$$Re_{кз} = \frac{W_{кз} \cdot (D_{эв} - d_{нктн}) \cdot \rho_{зл}}{\eta_{зл}};$$

и тогда параметр Хёдстрема

$$He = \frac{(D_{эв} - d_{нктн})^2 \cdot \tau_{зл} \cdot \rho_{зл}}{\eta_{зл}^2}.$$

Средняя скорость движения жидкости замещения в кольцевом зазоре при расходе  $q_1 = 0,00365 \text{ м}^3/\text{с}$  составит

$$W_{кзI} = \frac{4 \cdot q_1}{\pi \cdot (D_{эв}^2 - d_{нктн}^2)}, \text{ м/с}$$

$$W_{кзI} = \frac{4 \cdot 0,00365}{3,14 \cdot (0,129^2 - 0,073^2)} = 0,41 \text{ м/с}$$

$$Re_{кз} = \frac{0,41 \cdot (0,129 - 0,073) \cdot 1019}{0,012} = 2017;$$

$$He = \frac{(0,129 - 0,073)^2 \cdot 1,66 \cdot 1019}{0,012^2} = 39643$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 39643^{0,58} = 5490,$$

Параметр Хёдстрема  $He_I = 39643$ ;  $Re_{кзI} = 2017$  и число Рейнольдса при движении глинистого раствора в кольцевом зазоре  $Re_{глкI} < Re_{кзI}$ , т.е. режим движения ламинарный (структурный).

Потери давления на трение в кольцевом зазоре при движении глинистого раствора определяются по формуле

$$\Delta p_{кзI} = \frac{4 \cdot \tau_{зл} \cdot (H_{нктн0} - x_g)}{\beta_{кI} \cdot (D_{эв} - d_{нктн})},$$

где  $\beta_{кI}$  – коэффициент, зависящий от параметра Сен-Венана-Ильюшина, который для случая движения жидкости по кольцевому зазору определяется по формуле

$$Sen_{кI} = \frac{\tau_{зл} \cdot (D_{эв} - d_{нктн})}{\eta_{зл} \cdot W_{кзI}};$$

$$Sen_{кI} = \frac{1,66 \cdot (0,129 - 0,073)}{0,012 \cdot 0,41} = 19,5;$$

по графику  $\beta_{кI} = 0,56$  и при  $x=0$  м

$$\Delta p_{кзI} = \frac{4 \cdot 1,66 \cdot (2300 - 0)}{0,56 \cdot (0,129 - 0,073)} = 0,4675 \text{ МПа.}$$

Результаты сведены в таблицу 5.

Для жидкости замещения

$$Re_{жзI} = \frac{W_{жзI} \cdot (D_{эв} - d_{нктн}) \cdot \rho_{ж}}{\mu_{ж}};$$

$$Re_{жзI} = \frac{0,41 \cdot (0,129 - 0,073) \cdot 790}{0,0019} = 8006$$

потери давления на трение

$$\Delta p_{кжзI} = \frac{\lambda_{к} \cdot x_{ж} \cdot W_{жзI}^2 \cdot \rho_{ж}}{2 \cdot (D_{эв} - d_{нктн})};$$

поскольку  $Re_{жзI} = 8006 > Re_{кр} = 5490$ ,

$$\lambda_k = \frac{0,3164}{8006^{0,25}} = 0,033$$

и тогда при  $x=0$  м

$$\Delta p_{\text{квзл}} = \frac{0,033 \cdot 0 \cdot 0,41^2 \cdot 790}{2 \cdot (0,129 - 0,073)} = 0 \text{ МПа.}$$

Расчеты сведены в таблицу 5.

Таблица 5.

Расстояние		Потери на трение		
$X_H, \text{ м}$	$x_T, \text{ м}$	$\Delta p_{\text{гЛ}}, \text{ МПа}$	$\Delta p_{\text{Н}}, \text{ МПа}$	$\Sigma \Delta p, \text{ МПа}$
0	2300	0,4675	0	0,4675
230	2070	0,4208	0,0089	0,4297
460	1840	0,3740	0,0178	0,3918
690	1610	0,3273	0,0267	0,3540
920	1380	0,2805	0,0356	0,3161
1150	1150	0,2338	0,0445	0,2783
1380	920	0,1870	0,0534	0,2404
1610	690	0,1403	0,0623	0,2026
1840	460	0,0935	0,0712	0,1647
2070	230	0,0468	0,0801	0,1269
2300	0	0	0,0890	0,0890

### Прямая закачка

1°. Расчёт расстояния  $x$ , на которое должна подняться жидкость замещения, считая от забоя, в кольцевом зазоре для случая, когда

$$p_{\text{заб}} = 0,75 * p_{\text{пл}},$$

Давление на забое скважины в этом случае равно

$$p_{\text{заб}} = \rho_{\text{гЛ}} \cdot g \cdot (H_{\text{скв}} - h) + \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot h + \Delta p_{\text{кЛ}} + \Delta p_{\text{квзл}},$$

откуда

$$h = \frac{H_{\text{скв}} \cdot \rho_{\text{гЛ}} \cdot g + L_{\text{скв}} \cdot A_{\text{кзгл}} - p_{\text{заб}}}{g \cdot (\rho_{\text{гЛ}} - \rho_{\text{н}}) + A_{\text{кзгл}} - A_{\text{квзл}}},$$

где  $A_{\text{кзгл}}$  и  $A_{\text{квзл}}$  – градиенты давления от гидравлических потерь при движении соответственно бурового раствора и жидкости замещения в кольцевом зазоре, Па/м, определяемые по формулам:

- для структурного режима бурового раствора

$$A_{\text{кзгл}} = \frac{4 \cdot \tau_{\text{гЛ}}}{\beta_{\text{кЛ}} \cdot (D_{\text{эв}} - d_{\text{нктн}})} \text{ Па/м,}$$

$$A_{кзэл} = \frac{4 \cdot 1,66}{0,56 \cdot (0,129 - 0,073)} = 212 \text{ Па/м}$$

- для структурного режима жидкости замещения

$$A_{кжэ} = \frac{\lambda_k \cdot W_{кзл}^2 \cdot \rho_n}{2 \cdot (D_{эв} - d_{нктн})} \text{ Па/м}$$

$$A_{кжэ} = \frac{0,033 \cdot 0,41^2 \cdot 790}{2 \cdot (0,129 - 0,073)} = 40 \text{ Па/м}$$

и тогда

$$h = \frac{2300 \cdot 1019 \cdot 9,81 + 2300 \cdot 212 - 17,3 \cdot 10^6}{9,81 \cdot (1019 - 790) + 212 - 40} = 2568 \text{ м.}$$

Таким образом, в нашем случае необходимо проводить доосвоение скважины.

## 2°. Расчёт давления закачки

Таким образом получается, что освоение произойдет тогда, когда жидкость замещения полностью вытеснит глинистый раствор из НКТ.

а) Расчет от устья до башмака НКТ:

$$P_{зак} = (\rho_{эл} - \rho_n) \cdot g \cdot (H_{скв} - x) + \Delta P_{кжэл} + \Delta P_{кэлл} + \Delta P_{мэлл} = \\ = (1019 - 790) \cdot 9,81 \cdot (2300 - 0) \cdot 10^{-6} + 0,5374 + 0,4675 = 1,005 \text{ МПа};$$

Результаты сведены в таблицу 6.

б) Расчет от башмака НКТ до устья:

$$P_{зак} = (\rho_{эл} - \rho_n) \cdot g \cdot (H_{скв} - x) + \Delta P_{тжэл} + \Delta P_{кэлл} + \Delta P_{кжэл} = \\ = (1019 - 790) \cdot 9,81 \cdot (2300 - 0) \cdot 10^{-6} + 0,5175 + 0,4675 = 5,712 \text{ МПа};$$

Результаты сведены в таблицу 6.

## Расчет забойного давления:

$$\text{До башмака НКТ: } P_{зАБ} = \rho_{эл} \cdot H_{скв} \cdot g + \Delta P_{кзэл} = 1019 \cdot 9,81 \cdot 2300 \cdot 10^{-6} + 0,4675 = 22,46 \text{ МПа};$$

После башмака НКТ:

$$P_{зАБ} = \rho_{эл} \cdot (H - x) + \rho_z \cdot g \cdot x + \Delta P_{кзэл} + \Delta P_{кзв} = 1019 \cdot 9,81 \cdot 2300 \cdot 10^{-6} + 0 + 0,4675 = 22,46 \text{ МПа};$$

Результаты сведены в таблицу 6.

## 3°. Расчёт объёма закачиваемой жидкости.

а) Объем закачки до башмака НКТ:

$$V_{зак1} = \frac{\pi \cdot d_{НКТ}^2 \cdot x}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,062^2}{4} \cdot 0 = 0$$

Расчеты сведены в таблицу 6.

б) Объем закачки от башмака НКТ до устья:

$$V_{зак1} = \frac{\pi \cdot (d_{экс}^2 - D_{НКТ}^2) \cdot x}{4} + V_T = \frac{3,14(0,129^2 - 0,073^2)}{4} + 6,66 = 6,66 \text{ м}^3$$

Результаты сведены в таблицу 6.

## 4°. Расчёт продолжительности закачки жидкости замещения

$$T_{зак} = \frac{V_{зак}}{q_l} = \frac{6,66}{0,0365} = 1824 \text{ с}$$

Результаты сведены в таблицу 6.

## Обратная закачка

1°. Расчёт расстояния  $x$ , на которое должна подняться жидкость замещения, считая от забоя, в НКТ. Давление на забое скважины в этом случае равно

$$P_{заб} = \rho_{зл} \cdot g \cdot (H_{скв} - x) + \rho_n \cdot g \cdot x + \Delta p_{тжз} + \Delta p_{мгЛ},$$

откуда

$$x = \frac{H_{скв} \cdot \rho_{зл} \cdot g + L_{скв} \cdot B_{мгЛ} - P_{заб}}{g \cdot (\rho_{зл} - \rho_n) + (B_{мгЛ} - B_{тжз})},$$

где  $B_{тгЛ}$  и  $B_{тжз}$  – градиенты давления от гидравлических потерь при движении соответственно глинистого раствора и жидкости замещения в НКТ, Па/м, определяемые по формулам:

- для структурного режима бурового раствора

$$B_{мгЛ} = \frac{4 \cdot \tau_{зл}}{\beta_m \cdot d_{винкп}} \text{ Па/м},$$

$$B_{мгЛ} = \frac{4 \cdot 1,66}{0,44 \cdot 0,062} = 244 \text{ Па/м}$$

- для турбулентного режима жидкости замещения

$$B_{тжз} = \frac{\lambda_m \cdot W_m^2 \cdot \rho_n}{2 \cdot d_{ви}} \text{ Па/м}$$

$$B_{тжз} = \frac{0,025 \cdot 1,21^2 \cdot 790}{2 \cdot 0,062} = 235 \text{ Па/м}$$

и тогда

$$x = \frac{2300 \cdot 1019 \cdot 9,81 + 2300 \cdot 244 - 17,3 \cdot 10^6}{9,81 \cdot (1019 - 790) + 244 - 235} = 2795 \text{ м.}$$

## 2°. Расчёт давления закачки

- а) Расчет от устья до башмака НКТ:

$$P_{зак} = (\rho_{зл} - \rho_n) \cdot g \cdot (H_{скв} - x) + \Delta p_{кжзЛ} + \Delta p_{кзЛ} + \Delta p_{мгЛ} = \\ = (1019 - 790) \cdot 9,81 \cdot (2300 - 0) \cdot 10^{-6} + 0,5374 + 0,4675 = 1,005 \text{ МПа};$$

Результаты сведены в таблицу 7.

- б) Расчет от башмака НКТ до устья:

$$P_{зак} = (\rho_{зл} - \rho_n) \cdot g \cdot (H_{скв} - x) + \Delta p_{тжзЛ} + \Delta p_{мгЛ} + \Delta p_{кжзЛ} = \\ = (1019 - 790) \cdot 9,81 \cdot (2300 - 0) \cdot 10^{-6} + 0,5374 + 0,089 = 5,353 \text{ МПа};$$

Результаты сведены в таблицу 7.

Расчеты остальных точек приведены в таблице 7.

### Расчет забойного давления:

До башмака НКТ:  $P_{зАБ} = \rho_{зл} \cdot H_{скв} \cdot g + \Delta P_{ТгЛ} = 1019 \cdot 9,81 \cdot 2300 \cdot 10^{-6} + 0,5374 = 22,53 \text{ МПа}; ;$

После башмака НКТ:

$$P_{зАБ} = \rho_{зл} \cdot (H - x) \cdot g + \rho_n \cdot g \cdot x + \Delta P_{ТгЛ} + \Delta P_{Тз} = 1019 \cdot 9,81 \cdot 2300 \cdot 10^{-6} + 0 + 0,5374 = 22,53 \text{ МПа};$$

Результаты сведены в таблицу 7.

### 3. Объем закачки

- а) От устья до башмака НКТ:

$$V_{\text{зак1}} = \frac{\pi \cdot (D_{\text{ЭКС}}^2 - d_{\text{НКТ}}^2) \cdot x}{4} = \frac{3,14(0,129^2 - 0,073^2)}{4} \cdot 0 = 0$$

Результаты сведены в таблицу 7.

б) От башмака НКТ до устья:

$$V_{\text{зак1}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{НКТ}}^2 \cdot x}{4} + V_{\text{КЗ}} = \frac{3,14 \cdot 0,062^2}{4} \cdot 0 + 19,59 = 19,59 \text{ м}^3$$

Результаты сведены в таблицу 7.

4<sup>о</sup>. Расчёт продолжительности закачки жидкости замещения

$$T_{\text{зак}} = \frac{V_{\text{зак}}}{q_l} = \frac{19,59}{0,0365} = 5367 \text{ с}$$

Результаты сведены в таблицу 7.

В нашем случае и объем закачиваемой жидкости, и время закачки одинаковые в обоих вариантах. Поэтому можно выбирать любой вид закачки.

Таблица 6.

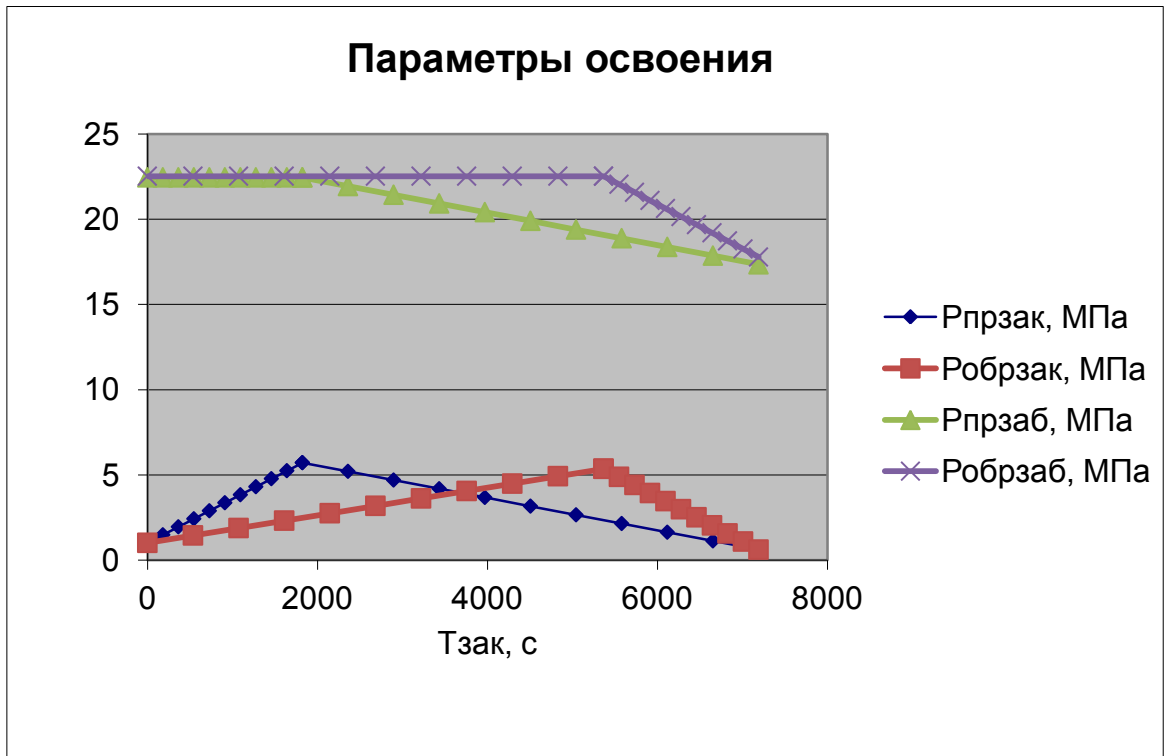
### Основные параметры освоения (прямая закачка)

t <sub>зак</sub> , мин		P <sub>зак</sub> , МПа		P <sub>зab</sub> , МПа	
до башмака	после башмака	до башмака	после башмака	до башмака	после башмака
0	1824	1,005	5,712	22,46	22,46
182	2360	1,476	5,201	22,46	21,95
365	2897	1,946	4,691	22,46	21,44
547	3434	2,417	4,180	22,46	20,93
730	3971	2,888	3,670	22,46	20,42
912	4507	3,358	3,159	22,46	19,91
1094	5044	3,829	2,649	22,46	19,40
1277	5581	4,300	2,138	22,46	18,89
1459	6117	4,770	1,628	22,46	18,38
1641	6654	5,241	1,117	22,46	17,87
1824	7191	5,712	0,607	22,46	17,35

Таблица 7.

**Основные параметры освоения (обратная закачка)**

<b>t<sub>ЗАК</sub>, мин</b>		<b>P<sub>ЗАК</sub>, МПа</b>		<b>P<sub>ЗАБ</sub>, МПа</b>	
<b>до башмака</b>	<b>после башмака</b>	<b>до башмака</b>	<b>после башмака</b>	<b>до башмака</b>	<b>после башмака</b>
0	5367	1,005	5,353	22,53	22,53
537	5549	1,440	4,878	22,53	22,05
1073	5732	1,875	4,404	22,53	21,58
1610	5914	2,309	3,929	22,53	21,11
2147	6096	2,744	3,454	22,53	20,63
2683	6279	3,179	2,980	22,53	20,16
3220	6461	3,614	2,505	22,53	19,68
3757	6644	4,049	2,030	22,53	19,21
4294	6826	4,483	1,556	22,53	18,73
4830	7008	4,918	1,081	22,53	18,26
5367	7191	5,353	0,607	22,53	17,78



## 2.2. Анализ данных исследований, характеристика призабойной зоны.

Исходные данные:

Величина	Значение	Ед. измер.
$q$	28	м <sup>3</sup> /сут
$\mu$	1,9	мПа*с
$h$	16	м
$m$	0,06	д.ед.
$\beta_H$	8	$\times 10^{-10}$ 1/Па
$\beta_P$	4,5	$\times 10^{-10}$ 1/Па
$r_c$	0,0645	м
$\rho_{ср}$	799	кг/м <sup>3</sup>
$H_{СКВ}$	2300	м

Данные для построения КВД приведены в таблице ниже.

№пп	H, м	Pзатр, МПа	t, мин
1	985	2,25	0
2	772	2,32	35
3	761	2,35	45

4	669	2,83	175
5	631	3,16	382
6	603	3,3	698
7	588	3,46	1110
8	583	3,47	1560
9	582	3,5	2980
10	577	3,49	4470

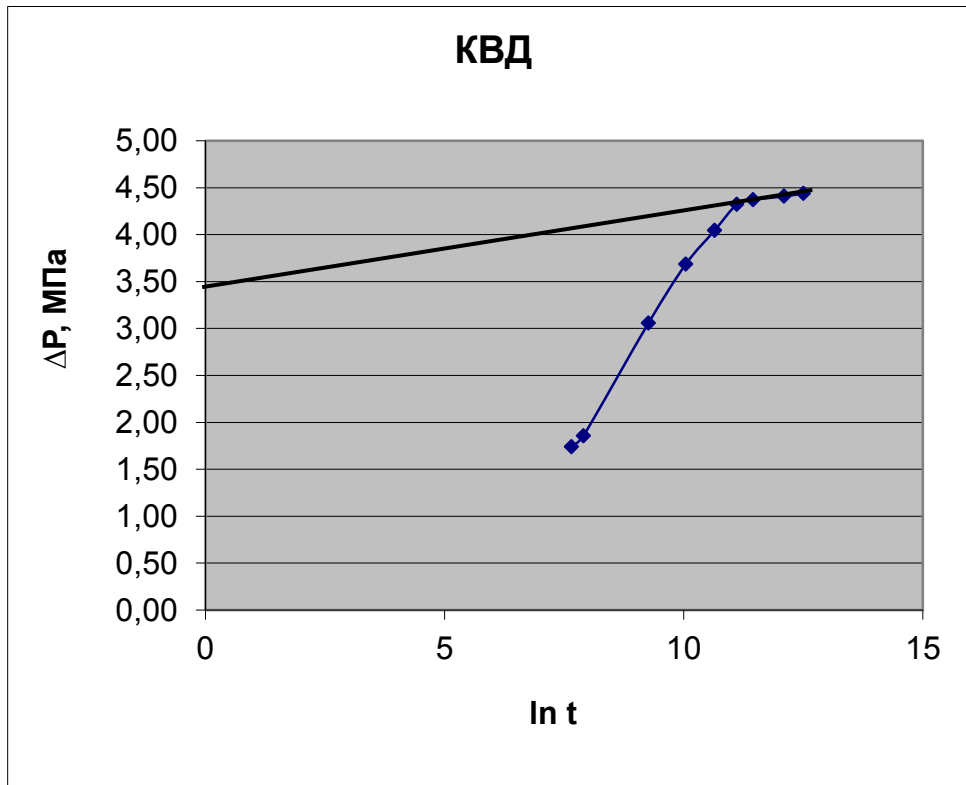
Найдем забойное давление по формуле:

$$P_{заб} = P_{затр} + \rho \cdot g \cdot (H_{скв} - H) = 2,25 + 779 \cdot 9,81 \cdot (2300 - 985) \cdot 10^{-6} = 12,56 \text{ МПа}$$

Расчеты сведем в таблицу:

№пп	Рзаб, МПа	Ln t	D P
1	12,56	-	0
2	14,30	7,65	1,74
3	14,42	7,90	1,86
4	15,62	9,26	3,06
5	16,25	10,04	3,69
6	16,61	10,64	4,05
7	16,88	11,11	4,32
8	16,93	11,45	4,37
9	16,97	12,09	4,41
10	17,00	12,50	4,44





КВД в координатах  $DP - \ln t$

Выделяем на графике прямолинейный участок и находим значение  $tg \alpha$  :

$$B = tg \alpha = \frac{(4,44 - 4,32) \cdot 10^6}{12,5 - 11,11} = 0,08 \cdot 10^6 \text{ Па};$$

$$\varepsilon = \frac{Q}{4\pi B} = \frac{28}{86400 \cdot 4 \cdot 3,14 \cdot 0,08 \cdot 10^6} = 3,09 \cdot 10^{-10} \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{Па} - \text{формула для определения коэффициента гидропроводности};$$

$$k = \frac{\varepsilon \mu}{h} = \frac{3,09 \cdot 10^{-10} \cdot 1,9 \cdot 10^{-3}}{16} = 3,67 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2 - \text{формула определения коэффициента проницаемости}.$$

Полученные значения характеризуют удаленную зону пласта.

Находим коэффициент пьезопроводности:

$$\chi = \frac{k}{\mu(m \cdot \beta_{жс} + \beta_n)} = \frac{3,67 \cdot 10^{-14}}{1,9 \cdot 10^{-3} (0,06 \cdot 8 \cdot 10^{-10} + 4,5 \cdot 10^{-10})} = 0,039 \text{ м}^2/\text{с}$$

Вычисляем Скин – фактор:

$$r_{np} = \sqrt{\frac{2,246 \cdot \chi}{e^{\frac{Y}{B}}}} = \sqrt{\frac{2,246 \cdot 0,039}{2,72^{\frac{3,5}{0,08}}}} = 2,27 \cdot 10^{-10} \text{ м}$$

$$S = \ln \frac{r_{скв}}{r_{np}} = \ln \frac{0,0645}{2,27 \cdot 10^{-10}} = 19,46$$

Скин – фактор, параметр определяющий потери давления в ОЗП, положительный, следовательно, призабойная зона ухудшена относительно удаленной зоны пласта.

#### Расчет гидравлического разрыва пласта.

Сущность этого процесса заключается в нагнетании в проницаемый пласт жидкости при давлении, под действием которого пласт расщепляется, либо по плоскостям напластования, либо вдоль естественных трещин. Для предупреждения смыкания трещин при снятии давления в них вместе с жидкостью закачивается крупный песок, сохраняющий проницаемость этих трещин, в тысячи раз превышающую проницаемость ненарушенного пласта.

#### Исходные данные:

Глубина скважины, м	2300
Вскрытая толщина пласта, м	16
Средняя проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,037
Модуль упругости пород, МПа	10000
Коэффициент Пуассона	0,3
Средняя плотность пород, кг/м <sup>3</sup>	2600
Средний дебит скважины, м <sup>3</sup> /сут.	28

#### Решение:

Считаем, что напряженное состояние пород в условиях залегания подчиняется гипотезе А.Н.Динника.

Вертикальная составляющая горного давления:

$$P_{zg} = \rho_n \cdot g \cdot L, Па$$

$$P_{zg} = 2600 \cdot 9,81 \cdot 2300 = 58,66 МПа$$

Горизонтальная составляющая горного давления:

$$P_2 = P_{zg} \cdot \frac{\nu}{1 - \nu}, Па$$

$$P_2 = 58,66 \cdot \frac{0,3}{1 - 0,3} = 25,14 МПа$$

Запроектируем гидроразрыв нефилтующейся жидкостью. В качестве жидкости разрыва и жидкости-песконосителя используем загущенную нефть с добавкой асфальтита плотностью  $\rho_n = 945 \frac{кг}{м^3}$ , вязкостью  $\mu = 285 МПа \cdot с$ . Содержание песка принимаем  $c = 300$  кг на 1 м<sup>3</sup> жидкости-песконосителя, для расклинивания трещины запланируем закачку примерно 3 т

кварцевого песка фракции 0,8-1,2 мм, темп закачки  $Q=0,01\text{м}^3/\text{с}$ , что значительно больше минимально допустимого при создании вертикальных трещин.

При ГРП непрерывно закачивают жидкость разрыва в объеме  $1\text{ м}^3$  и жидкость-песконоситель в объеме  $9\text{ м}^3$ , которая является и жидкостью-разрыва.

Для определения параметров трещины используются формулы, вытекающие из упрощенной методики Ю.П.Желтова. оценим сначала ширину трещины после закачки  $1\text{ м}^3$  жидкости-разрыва, для чего определим давление на забое  $P_{заб}$  в этот момент времени по формуле:

$$P_{заб} / P_{Г} (P_{заб} / P_{Г} - 1)^3 = 5,25 * E^2 Q \mu / ((1 - \nu^2)^2 P_{Г}^3 V_{Ж})$$

$$\frac{P_{заб}}{P_2} \left( \frac{P_{заб}}{P_2} - 1 \right)^3 = \frac{5,25 \cdot 10^{20} \cdot 0,01 \cdot 0,2}{(1 - 0,3^2)^2 \cdot (25,14 \cdot 10^6)^3 \cdot 1} = 8 \cdot 10^{-5};$$

$$\frac{P_{заб}}{P_2} = 1,043$$

$$P_{заб} = 1,043 \cdot 25,14 = 26,21\text{МПа}$$

Гидроразрыв будем проводить через НКТ с внутренним диаметром  $d=0,062\text{ м}$ , изолируя продуктивный пласт пакером с гидравлическим якорем.

**1.** Рабочие жидкости гидроразрыва в скважину закачивают насосными агрегатами 4АН-700

Техническая характеристика 4АН-700

Скорость	Подача, л/с	Давление, МПа
1	6,0	70
2	8,3	51
3	11,6	36
4	14,6	29

**2.** Потери давления на трение при движении жидкости – песконосителя по НКТ. В качестве жидкости гидроразрыва используется нефилтующаяся амбарная нефть плотностью  $945\text{ кг/м}^3$  и вязкостью  $0,285\text{ Па}\cdot\text{с}$ .

Плотность жидкости – песконосителя

$$\rho_{ж} = \rho_{н} (1 - n_0) + \rho_{пес} n_0$$

$$\rho_{ж} = 945(1 - 0.1) + 2500 * 0.1 = 1100\text{кг} / \text{м}^3$$

Вязкость жидкости с песком:

$$\mu_{ж} = \mu_{жн} \exp(3,18 \cdot n_0) = 0,285 \exp(3,18 \cdot 0,1) = 0,392 \text{ Па} \cdot \text{с}$$

Число Рейнольдса

$$\text{Re} = \frac{4Q\rho_{ж}}{\pi d \mu_{ж}}$$

$$\text{Re} = \frac{4 * 0,01 * 1100}{3,14 * 0,062 * 0,392} = 577$$

Коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda = \frac{64}{\text{Re}}$ ,

$$\lambda = \frac{64}{577} = 0,11$$

По Ю.П.Желтову, при наличии песка в жидкости при  $\text{Re} > 200$  происходит ранняя турбулизация потока, и потери на трение при  $\text{Re} = 577$  возрастают в 1,52 раза:

$$p_T = 1,52 \lambda \frac{16Q^2 L}{2\pi^2 d^5} \rho_{ж}$$

$$p_T = 1,52 * 0,11 \cdot \frac{16 * 0,01^2 * 2300 * 1100}{2\pi^2 * 0,062^5} = 32,48 \text{ МПа}$$

3. Давление, которое нужно создать на устье при гидроразрыве:

$$p_{уст} = p_{зб} - \rho_{ж} g L + p_T$$

$$p_{уст} = 26,21 - 1100 * 9,81 * 2300 * 10^{-6} + 32,48 = 33,87 \text{ МПа}$$

4. Необходимое число насосных агрегатов:

$$N = \frac{p_{уст} Q}{p_A Q_A k_{ТС}}$$

где  $p_A$  – рабочее давление агрегата;  $Q_A$  – подача агрегата при этом давлении;  $k_{ТС}$  – коэффициент технического состояния агрегата в зависимости от срока службы  $k_{ТС} = 0,5 - 0,8$ .

$$N = \frac{33,87 * 0,01 * 10^3}{51 * 8,3 * 0,8} + 1 = 2$$

5. Объем жидкости для продавки жидкости-песконосителя:

$$V_n = 0,785 \cdot d^2 \cdot L$$

$$V_n = 0,785 \cdot 0,062^2 \cdot 2300 = 6,94 \text{ м}^3;$$

6. Продолжительность срока гидроразрыва одним агрегатом при работе его на 2 скорости:

$$t = \frac{(V_{ж} + V_{п})}{Q_A}$$

$$t = (10 + 6,94) / (8,3 \cdot 10^{-3} \cdot 60) = 34 \text{ мин.}$$

7. Расчёт размеров трещин:

- рассчитаем длину вертикальной трещины:

$$l_{mp} = \sqrt{\frac{V_{жпр} \cdot E}{5,6 \cdot (1 - \nu^2) \cdot h \cdot (P_3^{разп} - p_{zz})}} = \sqrt{\frac{6,94 \cdot 10^4}{5,6 \cdot (1 - 0,3^2) \cdot 16 \cdot (26,21 - 25,14)}} = 28 \text{ м}$$

- определим раскрытость трещины:

$$W = \frac{4(1 - \nu^2) \cdot l_{mp} \cdot (P_3^{разп} - p_{zz})}{E} = \frac{4(1 - 0,3^2) \cdot 28 \cdot (26,21 - 25,14)}{10^4} = 0,011 \text{ м} = 1,1 \text{ см}$$

- определим остаточную ширину трещины после снятия давления (пористость проппанта в трещине после её закрытия примем равной 0,2):

$$W_1 = \frac{W \cdot C_0}{1 - m} = \frac{1,1 \cdot 0,016}{1 - 0,2} = 0,02 \text{ см}$$

- проницаемость трещины такой ширины:

$$k_m = \frac{W_1^2}{12} = \frac{0,02^2}{12} = 3,89 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2$$

- определим среднюю проницаемость в призабойной зоне:

$$k_i = \frac{(2\pi r_c - W_1) \cdot k + W_1 \cdot k_m}{2\pi r_c} = \frac{(2 \cdot 3,14 \cdot 0,146 - 0,0002) \cdot 0,037 \cdot 10^{-12} + 0,0002 \cdot 3,89 \cdot 10^{-9}}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,146} = 9,99 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$$

Расход жидкости (дебит скважины) определится по формуле:

$$Q = \frac{2\pi k h}{\mu} \cdot \frac{P_k - P_c}{\ln r_k / r_c} = \frac{86400 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 9,99 \cdot 10^{-14} \cdot 16}{1,9 \cdot 10^{-3}} \cdot \frac{(18 - 8,25) \cdot 10^6}{\ln 350 / 0,0645} = 518 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

### 2.3. Расчет условий фонтанирования скважины и распределения давлений в эксплуатационной колонне и колонне НКТ

#### Расчет условий фонтанирования скважины

Исходные данные:

Величина	Значение	Ед. измер.
Г	50	м <sup>3</sup> /т
ρ <sub>нд</sub>	790	кг/м <sup>3</sup>
Р <sub>нас</sub>	11	МПа
Р <sub>у</sub>	2	МПа
ρ <sub>ср</sub>	777	кг/м <sup>3</sup>
Н <sub>с</sub>	2300	м
д <sub>нкТ</sub>	0,062	м

$\rho_{гжс}$	799	кг/м <sup>3</sup>
n	0,10	д.ед.

1. При начальных условиях ( $n=0\%$ )

Коэффициент растворимости газа

$$\alpha = \frac{\Gamma \cdot \rho_{ню}}{(P_{нас} - 0,1) \cdot 10^9} = \frac{50 \cdot 790}{(11 - 0,1) \cdot 10^9} = 3,6 \text{ МПа}^{-1}$$

Трудно ожидать, что минимальное забойное давление будет меньше давления насыщения.

Определим эффективный газовый фактор

$$\Gamma_{эф} = \frac{\Gamma - 10^3 \cdot p_y \cdot \alpha / \rho_{ню}}{2} \left( 1 - \frac{n_g}{100} \right) = \frac{50 - 10^3 \cdot 2 \cdot 3,6 / 790}{2} \left( 1 - \frac{0}{100} \right) = 20,4 \text{ м}^3 / \text{т}.$$

При уменьшении  $P_{заб}$  длина газожидкостного подъёмника увеличивается, что ведёт к росту необходимого удельного расхода газа и когда этот расход станет равным  $\Gamma_{эф}$ , фонтанирование прекратится.

Отсюда следует важный вывод: существует некая максимальная длина газожидкостного подъёмника  $H_{нас}^{max}$ , соответствующая моменту прекращения фонтанирования и минимальному давлению фонтанирования  $P_{с min}$ .

$$H_{нас}^{max} = 0,5 \cdot \left( h + \sqrt{h^2 + 10,31 \cdot \Gamma_{эф} \cdot d_{нктв}^{0,5} \cdot h \cdot \lg \frac{P_{нас}}{P_y}} \right), \text{ м},$$

где

$$h = \frac{P_{нас} - p_y}{\rho_{ср} \cdot g} = \frac{(11 - 2) \cdot 10^6}{777 \cdot 9,81} = 1181 \text{ м}$$

$$H_{нас}^{max} = 0,5 \cdot \left( 1181 + \sqrt{1181^2 + 10,31 \cdot 20,4 \cdot 62^{0,5} \cdot 1181 \cdot \lg \frac{11}{2}} \right) = 1434 \text{ м},$$

$$H_{нас}^{max} < H_{скв}$$

Величина минимального забойного давления фонтанирования в этом случае ориентировочно может быть определена по формуле:

$$P_{с min} = P_{нас} + (H_{скв} - H_{нас}) \cdot \rho_n \cdot g = 11 + (2300 - 1434) \cdot 777 \cdot 9,8 \cdot 10^{-6} = 17,6 \text{ МПа}.$$

При начальных условиях скважины, оборудованные НКТ с внутренним диаметром 62 мм прекратят фонтанирование при снижении забойного давления до 17,6 МПа.

2. При текущих условиях ( $n=10\%$ )

Определим эффективный газовый фактор

$$G_{эф} = \frac{G - 10^3 \cdot p_y \cdot \alpha / \rho_{ню}}{2} (1 - n_g) = \frac{50 - 10^3 \cdot 2 \cdot 3,6 / 790}{2} (1 - 0,10) = 18,4 \text{ м}^3 / \text{т}.$$

При уменьшении  $R_{зab}$  длина газожидкостного подъёмника увеличивается, что ведёт к росту необходимого удельного расхода газа и когда этот расход станет равным  $G_{эф}$ , фонтанирование прекратится.

Отсюда следует важный вывод: существует некая максимальная длина газожидкостного подъёмника  $H_{нас}^{max}$ , соответствующая моменту прекращения фонтанирования и минимальному давлению фонтанирования  $P_{с min}$ .

$$h = \frac{P_{нас} - p_y}{\rho_{зжс} \cdot g} = \frac{(11 - 2) \cdot 10^6}{799 \cdot 9,81} = 1148 \text{ м}$$

$$H_{нас}^{max} = 0,5 \cdot \left( 1148 + \sqrt{1148^2 + 10,31 \cdot 18,4 \cdot 62^{0,5} \cdot 1148 \cdot \lg \frac{11}{2}} \right) = 1378 \text{ м},$$

Величина минимального забойного давления фонтанирования в этом случае ориентировочно может быть определена по формуле:

$$P_{с min} = P_{нас} + (H_{скв} - H_{нас}) \cdot \rho_n \cdot g = 11 + (2300 - 1378) \cdot 799 \cdot 9,8 \cdot 10^{-6} = 18,23 \text{ МПа}.$$

При текущих условиях скважины, оборудованные НКТ с внутренним диаметром 62 мм и обводненные на 10%, прекратят фонтанирование при снижении забойного давления до 18,23 МПа.

**Расчет распределения давления в эксплуатационной колонне и колонне НКТ.**  
Исходные данные:

Величина	Значение	Ед. измер.
$T_{пл}$	23	$^{\circ}C$
$P_{нас}$	11	МПа
$P_{пл тек}$	18	МПа
$P_y$	2	МПа
$G$	50	$\text{м}^3/\text{т}$
$\rho_{нд}$	790	$\text{кг}/\text{м}^3$
$\rho_{го}$	1,36	$\text{кг}/\text{м}^3$
$n$	0,10	-
$\rho_{пл вода}$	1000	$\text{кг}/\text{м}^3$
$Q_{ж}$	518	$\text{м}^3/\text{сут}$

днкТ	0,062	кг/м <sup>3</sup>
μ	1,9	МПа*с
дэкс	0,146	м
Нс	2300	м
Рзаб	8,3	МПа

Решение:

Используя метод Ф. Поэтмана – П. Карпентера. Расчет ведем «сверху-вниз».

1. Задаем шаг  $\Delta P = 1 \text{ МПа}$ ,  $P_{нас} = 11 \text{ МПа}$  и определяем число расчетных точек:

$$N = \frac{11 - 2}{1} \approx 9$$

2. Рассчитываем температурный градиент потока

$$\omega_{II} = \frac{(0,0034 + 0,79\omega)}{\left[10^{Q_{ж ст} / (20D_T^{2,67})}\right]} = \frac{(0,0034 + 0,79 \cdot 0,007)}{\left[10^{518 / (86400 \cdot 20 \cdot 0,062^{2,67})}\right]}$$

$$= 0,0028 \text{ К/м.}$$

где  $\omega \approx (T_{nl} - T_{cp.cл\text{ж}}) / L_c = (296 - 279) / (2300 - 25) = 0,007 \text{ К/м}$ . - средний геотермический градиент скважины,  $Q_{ж ст}$  – дебит скважины по жидкости при стандартных условиях;  $D_T$  – внутренний диаметр колонны НКТ, м.

3. Определяем температуру ГЖС на устье скважины

$$T_y = T_c \pm \omega_n H = 296 - 0,0028 \cdot 2300 = 289,5 \text{ К.}$$

Рассчитываем температуру потока в рассматриваемых сечениях (точках) потока.

Например, в сечении, где  $P = 3 \text{ МПа}$ , температура будет:

$$T(P) = T_y + (T_{nl} - T_y) \cdot \frac{(P - P_y)}{(P_{nl} - P_y)} = 289,9 + (296 - 289,9) \cdot \frac{(3 - 2)}{(18 - 2)} = 289,9 \text{ К}$$

5. Используя данные исследования проб пластовой нефти, определяем физические параметры, соответствующие заданным давлениям

$$G = f(P); b_n = f(P);$$

6. Вычислим коэффициент сверхсжимаемости газа  $Z$ , для этого определим приведенные параметры смеси газов:

$$P_{np} = \frac{P}{10^5 (46,9 - 2,06 P_{zy}^2)}$$

$$T_{np} = \frac{T}{97 + 172 P_{zy}^2}$$

$P_{zy}^2$  – относительная по воздуху плотность смеси газов,



$$P_{np} = \frac{3 \cdot 10^6}{10^5(46,9 - 2,06 * 1,36^2)} = 0,696$$

$$T_{np} = \frac{289,9}{97 + 172 * 1,36^2} = 1,7$$

Коэффициент сверхсжимаемости газовой смеси при  $P = 3$  МПа:

При  $0 \leq p_{np} \leq 3$  и  $1,3 \leq T_{np} \leq 1,9$

$$z = 1 - 10^{-2}(0,76T_{np}^3 - 9,36T_{np} + 13)(8 - p_{np})p_{np} \\ = 1 - 10^{-2}(0,76 \cdot 1,7^3 - 9,36 \cdot 1,7 + 13)(8 - 0,696) \cdot 0,696 = 0,959$$

7. Определяем удельный объем ГЖС при  $P=3$  МПа

$$V_{см} = b_H + \frac{V_{z0} z P_0 T}{P T_0} + \frac{n_g}{1 - n_g}$$

$$V_{см} = 1,09 + \frac{10,19 * 0,959 * 0,1 * 289,9}{3 * 273} + \frac{0,1}{1 - 0,1} = 1,55 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

8. Определяем удельную массу смеси при стандартных условиях

$$M_{см} = \rho_{H_2O} + \rho_{z0} \frac{V}{1 - n_g} + \frac{\rho_{g0} n_g}{1 - n_g}$$

$$M_{см} = 790 + 1,36 * \frac{50 * 0,79}{1 - 0,1} + \frac{1100 * 0,1}{1 - 0,1} = 961 \text{ кг}/\text{м}^3$$

9. Рассчитываем идеальную плотность ГЖСм при  $P=3$  МПа

$$\rho_{см и} = \frac{M_{см}}{V_{см}} = \frac{961}{1,55} = 621 \text{ кг}/\text{м}^3$$

10. Определяем корреляционный коэффициент  $f$ :

$$f = 10^{19,66 * (1 + \lg(0,99 * 10^{-5} * Q_{жс} * \frac{(1 - n_g) M_{см}}{d_{нкт}}))^{-0,25} - 17,713} \\ = 10^{19,66 * (1 + \lg(0,99 * 10^{-5} * 518 * \frac{(1 - 0,1) 961}{0,062}))^{-0,25} - 17,713} = 0,003$$

11. Вычисляем полный градиент давления при  $P=3$  МПа

$$\frac{dP}{dH} = \rho_{см и} g \cdot 10^{-6} \cos \alpha + \frac{f Q_{жс см}^2 (1 - n_g)^2 M_{см}^2}{2,3024 \cdot 10^{15} \rho_{см и} d_{нкт}^5}$$

$$\frac{dP}{dH} = 621 * 9,81 * 10^{-6} + \frac{0,003 * 518^2 * (1 - 0,1)^2 * 961^2}{2,3024 * 10^{15} * 621 * 0,062^5} = 0,0065$$

Вычисляем  $\frac{dP}{dH}$  - обратные расчетным градиентам давления.

12. Распределение давления (см. табл.)

$$H_i = (P_{кон} - P_y) / N * (((dH/dP)_y + (dH/dP)_i) / 2 + (dH/dP)_1 + (dH/dP)_2 + \dots + (dH/dP)_i - 1)$$

Проводим численное интегрирование зависимости  $dH/dp = f(p)$ , в результате чего получаем распределение давления на участке НКТ, где происходит течение газожидкостного потока.

***Расчет распределения давления в эксплуатационной колонне***

Аналогично рассчитываем давление по методу Поэтмана-Карпентера, но «снизу вверх», при этом в качестве  $P_{нач}$  берем  $P_{заб}$ ,  $P_{кон} = P_{затр}$  и учитываем, что расчет ведем в кольцевом зазоре ( $D_{экв}$ ).

$$D_{экв} = \sqrt{D_{эк}^2 - D_{нкт}^2} = \sqrt{(0,129)^2 - (0,073)^2} = 0,106 \text{ м}$$

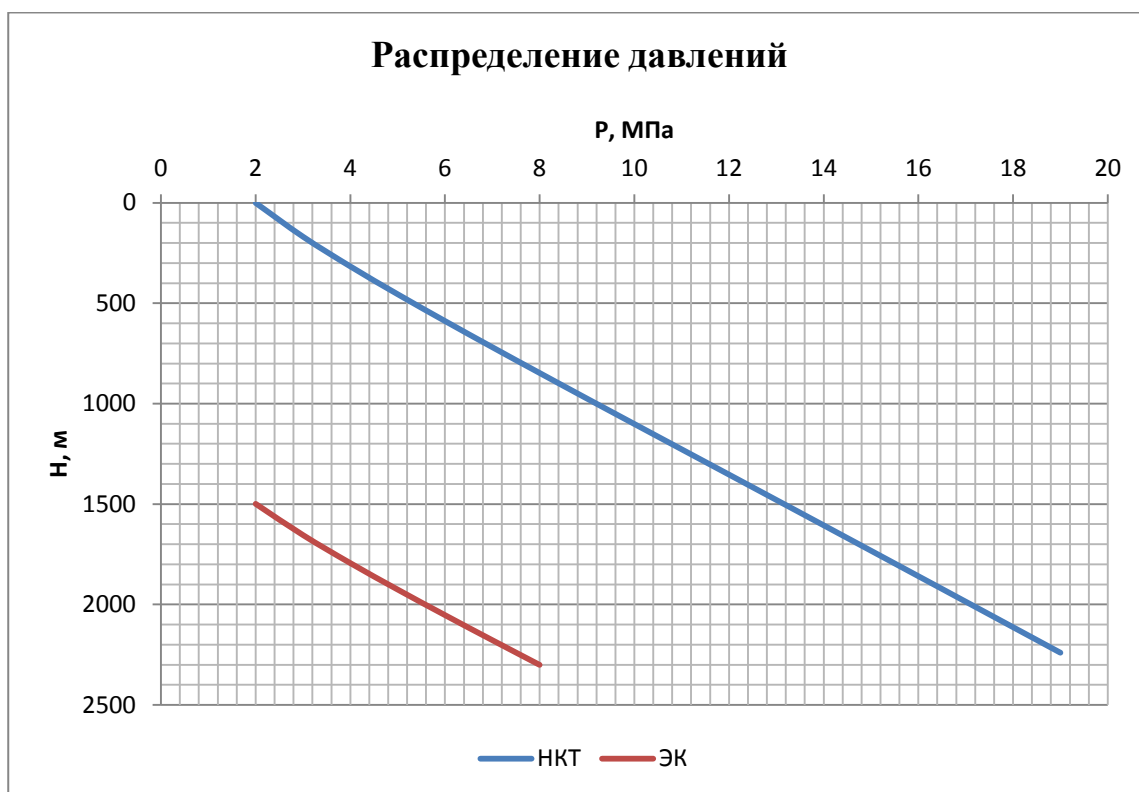
Результаты расчета распределения давления в колонне НКТ

P, МПа	T, К	V <sub>гр</sub> , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	V <sub>гв</sub> , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	b <sub>н</sub>	P <sub>пр</sub>	T <sub>пр</sub>	Z	V <sub>см</sub> , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	M <sub>см</sub> , кг/м <sup>3</sup>	ρ <sub>см</sub> , кг/м <sup>3</sup>	f	dP/dH, МПа/м	dH/dP, м/МПа	H, м
2	289,5	26,07	13,43	1,08	0,464	1,70	0,971	1,88	961	510	0,003	0,0055	182,3	0
3	289,9	29,31	10,19	1,09	0,696	1,70	0,959	1,55	961	621	0,003	0,0065	154,2	168
4	290,3	31,60	7,90	1,10	0,928	1,70	0,947	1,41	961	682	0,003	0,0071	141,8	316
5	290,7	33,38	6,12	1,10	1,160	1,70	0,936	1,34	961	718	0,003	0,0074	135,4	455
6	291,1	34,83	4,67	1,11	1,392	1,71	0,926	1,30	961	741	0,003	0,0076	131,6	588
7	291,5	36,06	3,44	1,11	1,623	1,71	0,917	1,27	961	755	0,003	0,0077	129,3	719
8	291,9	37,13	2,37	1,12	1,855	1,71	0,909	1,26	961	765	0,003	0,0078	127,9	847
9	292,4	38,07	1,43	1,12	2,087	1,71	0,901	1,25	961	771	0,003	0,0079	126,9	975
10	292,8	38,91	0,59	1,12	2,319	1,71	0,895	1,24	961	775	0,003	0,0079	126,2	1101
11	293,2	39,67	0	1,12	2,551	1,71	0,890	1,24	961	777	0,003	0,0079	125,9	1227
12	293,6	40,36	0	1,13	2,783	1,71	0,885	1,24	961	776	0,003	0,0079	126,2	1354
13	294,0	41,00	0	1,13	3,015	1,71	0,881	1,24	961	774	0,003	0,0079	126,3	1480
14	294,4	41,59	0	1,13	3,247	1,71	0,879	1,24	961	773	0,003	0,0079	126,5	1606
15	294,8	42,14	0	1,13	3,479	1,71	0,877	1,24	961	772	0,003	0,0079	126,7	1733
16	295,2	42,66	0	1,13	3,711	1,71	0,876	1,25	961	771	0,003	0,0079	126,9	1860
17	295,6	43,14	0	1,14	3,943	1,72	0,875	1,25	961	770	0,003	0,0079	127,0	1987
18	296,0	43,59	0	1,14	4,175	1,72	0,876	1,25	961	769	0,003	0,0079	127,1	2114
19	296,4	44,03	0	1,14	4,407	1,72	0,878	1,25	961	768	0,003	0,0079	127,3	2241
20	296,8	44,43	0	1,14	4,639	1,72	0,880	1,25	961	768	0,003	0,0078	127,4	2368

Результаты расчёта распределения давления в эксплуатационной колонне

P, МПа	T, К	V <sub>гр</sub> , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	V <sub>гв</sub> , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	b <sub>н</sub>	P <sub>пр</sub>	T <sub>пр</sub>	Z	V <sub>см</sub> , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	M <sub>см</sub> , кг/м <sup>3</sup>	ρ <sub>см</sub> , кг/м <sup>3</sup>	f	dP/dH, МПа/м	dH/dP, м/МПа	H, м
2	289,5	26,07	13,43	1,08	0,464	1,701	0,971	1,88	961	510	0,005	0,0060	166,0	1499
3	289,9	29,31	10,19	1,09	0,696	1,702	0,959	1,55	961	621	0,005	0,0069	144,4	1655
4	290,3	31,60	7,90	1,10	0,928	1,703	0,947	1,41	961	682	0,005	0,0075	134,2	1794
5	290,7	33,38	6,12	1,10	1,160	1,704	0,936	1,34	961	718	0,005	0,0078	128,7	1925
6	291,1	34,83	4,67	1,11	1,392	1,705	0,926	1,30	961	741	0,005	0,0080	125,5	2053
7	291,5	36,06	3,44	1,11	1,623	1,706	0,917	1,27	961	755	0,005	0,0081	123,5	2177
8	291,9	37,13	2,37	1,12	1,855	1,707	0,909	1,26	961	765	0,005	0,0082	122,3	2300

Строим график распределения давления:



## 2.4. Техничко–экономическое обоснование механизированных способов эксплуатации скважины и выбор скважинного оборудования.

Механизированные способы эксплуатации осуществляются путём искусственного ввода энергии непосредственно в каждую скважину:

- компримированным (сжатым) газом – компрессорная эксплуатация;
- безкомпрессорный газлифт – для подъёма ГЖС используется газ высокого давления, добываемый либо попутно с нефтью, либо специально отбираемый из газоносных пропластков;
- плунжерный лифт – подъём ГЖС происходит за счёт природной энергии сжатого газа с применением специальных плунжеров, препятствующих потерям газа в связи с его относительным проскальзыванием;
- специальными механическими приспособлениями – насосная эксплуатация.

Практикой эксплуатации установлено, что к низкодебитным скважинам относятся те, которые имеют дебит  $3 \div 5 \text{ м}^3/\text{сут}$  независимо от высоты подъёма жидкости. Скважины с дебитом более  $100 \text{ м}^3/\text{сут}$  независимо от высоты подъёма жидкости относятся к высокодебитными. Остальные скважины, не попадающие в эти категории, относятся к среднедебитным. По высоте подъёма жидкости все скважины условно делятся на: неглубокие – до 500 м, средней глубины – от 500 до 1500 м и глубокие – более 1500 м.

В соответствии с приведенной классификацией рассматриваемая здесь скважина ( $q_c = 518 \text{ м}^3/\text{сут}$  и  $H_{\text{скв}} = 2300 \text{ м}$ ) относится к категории высокодебитных и глубоких;

Характеристики скважин	Низкодебитные	Среднедебитные	Высокодебитные
Неглубокие	ШГН	ШГН, ЭЦН	ЭЦН
Средней глубины	ШГН	ШГН, ЭЦН	ЭЦН
Глубокие	ШГН – периодическая эксплуатация	ЭЦН, ШГН	ЭЦН

Следовательно, рациональная эксплуатация возможна с помощью ЭЦН.

Исходные данные:

Величина	Значение	Ед. измер.
$P_{нас}$	15	МПа
$n$	0,62	д. ед.
$\mu_{нд}$	5,9	мПа*с
$\mu_{нг}$	2,3	мПа*с
$Q$	156,1	м <sup>3</sup> /сут
$H$	2200	м
$P_{заб}$	11,3	МПа
$\rho_{гжс}$	1043	кг/м <sup>3</sup>
$P_y$	2	МПа
$\Gamma$	60	м <sup>3</sup> /т

1. Рассчитываем оптимальное давление на приеме ЦН:

$$P_{опт} = P_{нас} \times (0,325 - 0,316 \times n_B) \times \frac{\mu_{нд}}{\mu_{нг}} =$$
$$= 11 \times 10^6 \times (0,325 - 0,316 \times 0,1) \times \frac{3,2 \times 10^{-3}}{1,9 \times 10^{-3}} = 5,4 \text{ МПа};$$

2. По рассчитанному давлению на приеме насоса с помощью графика распределения давления в скважине определяем глубину погружения насоса.

$$L_n = 1976 \text{ м.}$$

Динамический уровень определяем из ГДИ:

$$H_{дин} = 985 \text{ м.}$$

3. Необходимый напор ЦН определяется из уравнения условной характеристики скважины

$$H_{скв}(Q) = H_{дин}(Q) + H_y(Q) + H_{тр}(Q) - H_r(Q);$$

где:  $H_{дин}(Q)$  – динамический уровень жидкости;  $H_y(Q)$  – потери напора в скважине на преодоление устьевого давления;  $H_{тр}(Q)$  – потери напора в скважине на преодоление гидравлического трения в НКТ;  $H_r(Q)$  – полезная работа газа по подъему жидкости в НКТ.

$$H_y(Q) = \frac{P_y}{\rho \cdot g} = \frac{2 \cdot 10^6}{799 \cdot 9,81} = 255 \text{ м}$$

$$H_{TP} = \lambda \cdot \frac{L_n \cdot V^2}{D \cdot 2 \cdot g} = 0,02 \times \frac{1976 \times 2^2}{0,062 \times 2 \times 9,81} = 134 \text{ м.}$$

Находим скорость движения жидкости в колонне НКТ:

$$V = \frac{Q}{F} = \frac{4 \times Q}{\pi \times D^2} = \frac{4 \times 518}{86400 \times 3,14 \times 0,062^2} = 2 \text{ м/сек.}$$

$D = 0,062$  мм – внутренний диаметр колонны НКТ.

86400 – количество секунд в сутках.

Находим кинематическую вязкость жидкости:

Находим число Рейнольдса:

$$Re = \frac{V \times D}{\nu} = \frac{2 \times 0,062}{2,38 \times 10^{-6}} = 51773$$

Определяем коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$ :

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = 0,02.$$

Рассчитаем положительную работу газа:

$$H_z(Q) = \frac{1}{\rho \cdot g} \left[ \psi_0 - \alpha \left( \frac{P_{нас} + P_y}{2} - P_0 \right) \right] (1 - n_g) P_0 \cdot \eta \cdot \ln \frac{P_{нас} + P_0}{P_y + P_0}$$

где:  $\psi_0$  - газонасыщенность нефти;  $\alpha$  - коэффициент растворимости газа в нефти (коэффициент растворимости Генри);  $P_{нас}$ ,  $P_y$ ,  $P_0$  – давления, соответственно, насыщения, устьевое и атмосферное;  $n_g$  – коэффициент объемной обводненности нефти;  $\eta$  - коэффициент полезного действия газа по подъему жидкости, в зависимости от газового фактора, обводненности и структуры потока ГЖС изменяется в интервале 0.275 ÷ 0.975 (большее значение соответствует безводному способу эксплуатации).

$$H_z(Q) = \frac{1}{727 \cdot 9,81} \left( 50 - 3,6 \cdot \left[ \frac{11 + 2}{2} - 0,1 \right] \right) \cdot (1 - 0,1) \cdot 0,1 \cdot 0,97 \cdot \ln \frac{11 + 0,1}{2 + 0,1} = 0,6 \text{ м}$$

$$H_{скв}(Q) = 985 + 255 + 134 - 0,6 = 1374 \text{ м}$$

Подбор насоса ведётся в зависимости от дебита скважины и необходимого напора, а также диаметра эксплуатационной колонны.

Выбираем насос: ЭЦНМ5А-500-2000

### Техническая характеристика

Шифр насоса	Оптимальная подача, м <sup>3</sup> /сут	Оптимальный напор, м	Количество		КПД насоса, %	Длина насоса, м	Масса насоса, кН
			Секции	Ступеней в секции			
ЭЦНМ5А-500-2000	500	2000	4	224	58,7	7,96	3,42

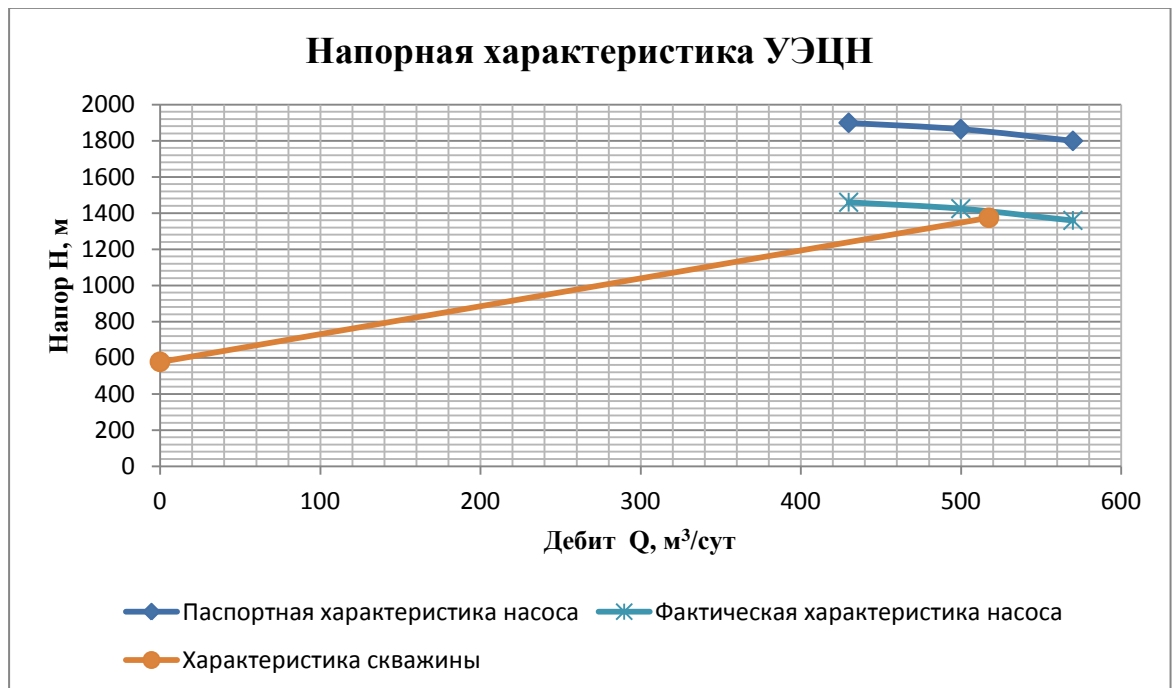
Рассчитываем снижение напора  $\Delta H$  от паспортной характеристики по формуле:

$$\Delta H = \frac{0,92 \times H_{opt}}{3,9 + 0,023 \times Q_{opt}}$$

где,  $H_{opt}$  – напоры, соответственно, паспортный и оптимальный по воде;  $Q_{opt}$  – оптимальная подача ЭЦН по воде.

Рассчитаем скорректированный (реальный) напор:

$$H' = H_{opt} - \Delta h$$





### Расчет кабеля и автотрансформатора.

Для подвода электроэнергии к электродвигателю используется кабель круглого сечения марки КПБК3×25 с площадью сечения  $q_k = 25 \text{ мм}^2$  и диаметром 32,1 мм; по корпусу насоса и протектора прокладывается плоский кабель марки КПБПЗ×16 с площадью сечения  $16 \text{ мм}^2$  - с целью уменьшения основного размера агрегата.

Потери электроэнергии в кабеле КПБК 3×25 длиной 100 м определяются по формуле

$$\Delta P_k = 3 \cdot 10^{-3} \cdot I_c^2 \cdot R, \text{ кВт},$$

где  $I_c = 24 \text{ А}$  – сила тока в статоре электродвигателя;

$R$  – сопротивление в кабеле длиной 100 м, которое определяется по формуле

$$R = 100 \cdot \rho_i \cdot \frac{1}{q_k}, \text{ Ом},$$

где  $\rho_i$  – удельное сопротивление при средней температуре в скважине, определяемое по формуле

$$\rho_i = \rho_{cu} \cdot [1 + \alpha \cdot (\bar{T} - 293)] \cdot \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}},$$

где  $\rho_{cu} = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$  – удельное сопротивление меди при  $T = 293\text{К}$ ;

$\alpha = 0,004 \text{ 1/К}$  – температурный коэффициент для меди;

тогда  $\rho_i = 0,0175 \cdot (1 + 0,004 \cdot (290 - 293)) = 0,0177 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ ;

$$R = 100 \cdot 0,0177 / 25 = 0,071 \text{ Ом};$$

$$\Delta P_k = 3 \cdot 10^{-3} \cdot 24^2 \cdot 0,071 = 0,122 \text{ кВт}.$$

Длина кабеля должна равняться глубине спуска насоса, увеличенной на 10% для учёта расстояния от скважины до станции управления

$$L_k = 1,1 \cdot (L_n) = 1,1 \cdot 1976 = 2174 \text{ м}$$

Общие потери электрической мощности в кабеле составят

$$\Delta P_{ко} = \Delta P_k \cdot \frac{L}{100} = 0,122 \cdot (2174/100) = 2,65 \text{ кВт}$$

Для выбора автотрансформатора и определения величины напряжения в его вторичной обмотке необходимо найти падение напряжения в кабеле, В

$$\Delta U_k = \sqrt{3} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot I_c \cdot \frac{L_k}{100},$$

где  $r_0 = 10^3 \cdot \rho_i / q_k = 0,71 \text{ Ом/км}$  – активное удельное сопротивление кабеля,

$x_0 = 0,10 \text{ Ом/км}$  – индуктивное удельное сопротивление кабеля,

$\cos \varphi = 0,85$  – коэффициент мощности установки,

$\sin \varphi = 0,604$  – коэффициент реактивной мощности.

$$\Delta U_{\kappa} = \sqrt{3}(0,71*0,825+0,1*0,604)*24*2174/100 = 512 \text{ В}$$

Напряжение на вторичной обмотке трансформатора равно сумме напряжений электродвигателя (750 В) и потерь напряжения в кабеле, т.е. на вторичной обмотке трансформатора требуется напряжение  $750 + 512 = 1262$  В; этому требованию удовлетворяют автотрансформаторы ТМПН-100/3-73У1.

## **2.5. Мероприятия по борьбе с осложнениями в работе скважин.**

При фонтанном способе эксплуатации скважины возможны следующие осложнения:

- Открытое нерегулируемое фонтанирование в результате нарушения герметичности устьевого арматуры;
- Образование асфальтосмолистых и парафиновых отложений на внутренних стенках НКТ и в выкидных линиях;
- Образование песчаных пробок на забое и в самих НКТ;
- Отложение солей на забое и внутри НКТ.

Мероприятия, предупреждающие и борющиеся с этими осложнениями, заключаются в следующем:

Для предотвращения открытого фонтанирования были разработаны отсекатели, спускаемые в скважину; для предупреждения фонтанирования арматура должна опрессовываться на двойное рабочее движение; причем опрессовывается как отдельные элементы, так и арматура в сборе;

Для ликвидации отложений парафинов можно применять скребки, спускаемые в скважину; извлекать запарафиненную часть колонны НКТ и очистка ее на поверхности; применять автоматические скребки; прогревать колонны труб путем закачки прогретого пара; прогревать трубы путем закачки горячей нефти; можно применять трубы, имеющие внутреннее покрытие из стекла, эмали; применять растворители парафиновых отложений;

Для предотвращения солевых отложений применяются химические методы, т.е. применение различных растворителей с последующим удалением продуктов реакции; для предотвращения выпадения солей в пласте нагнетаемые воды проверяются на совместимость с пластовыми водами;

Чтобы уменьшить газосодержание на приеме насоса, нужно уменьшить вредное пространство, газовый фактор. Уменьшение вредного пространства достигается применением насоса, имеющего на нижнем конце плунжера дополнительный нагнетательный клапан, так как нужно производить правильную посадку плунжера в цилиндре насоса. Газовый фактор уменьшается за счет погружения насоса под динамический уровень, могут применяться газовые якоря.

## **Заключение.**

В настоящем курсовом проекте рассмотрены вопросы ввода в эксплуатацию и особенностей эксплуатации скважины № 7. В результате детального изучения условий работы скважины были сделаны следующие **выводы:**

1. При освоении скважины будем использовать прямую закачку (через НКТ).
2. В текущих условиях скважина способна фонтанировать при снижении забойного давления до 18,23 МПа.
3. Провели анализ состояния ОЗП. ОЗП ухудшена.
4. Установлено, что данную скважину наиболее целесообразно эксплуатировать с помощью ЭЦН.

## Список использованной литературы

1. Мищенко И. Т., Сахаров В. А., Грон В. Г., Богомольный И. Г. Сборник задач по технологии и технике добычи нефти – М.:Недра, 1984
2. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под ред. Ш. К. Гиматудинова - -М.:Недра, 1983
3. Юрчук А. М. , Истомин А. З. Расчеты в добыче нефти – М.:Недра
4. Справочник по нефтепромысловому оборудованию. Под ред. Е.И. Бухаленко. – М.:Недра, 1983
5. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти: Учебник для вузов. – 2-е изд., стереотипное. Перепечатка с издания 1983 г. – М.: ООО ТИД «Альянс», 2005. – 510.