

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»

СКВАЖИННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
к курсовой работе по одноименному курсу
для студентов специальности 1-51 02 02
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»**

Электронный аналог печатного издания

Гомель 2007

УДК 622.276.5+622.279(075.8)
ББК 33.36я73
С42

*Рекомендовано к изданию научно-методическим советом
машиностроительного факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 6 от 06.03.2006 г.)*

Автор-составитель: *А. В. Захаров*

Рецензент: канд. геолого-минералог. наук, профессор каф. РЭНМиТН *А. П. Пинчук*

Скважинная добыча нефти и газа : метод. указания к курсовой работе по одноим. курсу для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» / авт.-сост. А. В. Захаров. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2007. – 30 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://gstu.local/lib>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-420-566-3.

Методические указания освещают все аспекты выполнения курсовой работы по технологии добычи нефти и газа.

Для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

УДК 622.276.5+622.279(075.8)
ББК 33.36я73

ISBN 978-985-420-566-3

© Захаров А. В., составление, 2007
© Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», 2007

1. Задание на курсовую работу по предмету «Скважинная добыча нефти и газа» (номер варианта выбирается по варианту согласно зачетно-экзаменационной ведомости)

1.1. Одновременная эксплуатация нескольких нефтяных пластов

Скважина несовершенная по характеру вскрытия, одновременно эксплуатирующая четыре нефтеносных пропластка, исследована методом установившихся отборов. Скважина совершенна по степени вскрытия.

Даны (табл. 1.2): забойные давления $P_{\text{заб}}$, дебиты пропластков Q , замеренные глубинным дебитомером, эффективные толщины пропластков h , радиус скважины r_c , радиус контура питания R_k , плотность дегазированной нефти $\rho_{\text{нд}}$, вязкость нефти в пластовых условиях μ_n , объемный коэффициент нефти b_n , число отверстий на 1 п. м., диаметр отверстий d' , глубина проникновения пуль в породу l' .

Определить коэффициенты несовершенства скважины по характеру вскрытия, суммарный дебит пропластков при соответствующем пластовом давлении, коэффициенты проницаемости и гидропроводности пропластков, характеристику перетоков жидкости после остановки скважины, минимальный дебит, при котором не происходит поглощение жидкости. Расчет провести графическим и аналитическим способами.

1.2. Расчет кривых распределения давления в колонне подъемных труб

Построить кривую распределения давления в колонне подъемных труб и соответствующий ей дебит Q для первого пласта для вертикальной скважины глубиной равной $H_{\text{скв}} = 0,5 \cdot P_{\text{пл}_1} / \rho_n \cdot g$, давлении насыщения $P_{\text{нас}} = 0,7 \cdot P_{\text{пл}_1}$, функции изменения истинной объемной доли газа в потоке в зависимости от давления $\varphi_r = P_{\text{п}} / P_{\text{нас}}$, текущий дебит по газу $Q_r = \varphi_r \cdot Q$, диаметр подъемных труб $D = 63$ мм, забойное давление $P_{\text{заб}} = 0,85 \cdot P_{\text{пл}_1}$, $\rho_r = 0,91$ кг/м³. Изобразить кривые распределения по стволу скважины.

1.3. Расчет эксплуатации скважины установкой электроцентробежных насосов

Рассчитать для Q для первого пласта, полученного в 1.2 курсовой работы, параметры эксплуатации УЭЦН для следующих условий: текущее пластовое давление для эксплуатации $P_{\text{плуэун}} = 0,45 \cdot P_{\text{пл1}} \cdot \frac{\rho_c}{\rho_n}$; обводненность продукции скважины $\beta_B = n \%$ (n – последние две цифры зачетной книжки студента); функции изменения объемной расходной доли газа в потоке в зависимости от давления $\beta_r = \varphi_r$ (φ_r – функция распределения истинной доли газа в потоке в зависимости от давления, рассчитанная в задании № 2), забойное давление, коэффициент продуктивности пласта остается неизменным. Давление на устье $P_y = 1$ МПа. Нарисовать установку электроцентробежного насоса с обозначением всех составных частей. Нарисовать в масштабе скважину с указанием всех рассчитанных уровней (отсчет вести от устья). Изобразить установку штангового глубинного насоса и схему скважины в масштабе с указанием всех рассчитанных уровней (отсчет вести от устья).

1.4. Расчет эксплуатации скважины установкой штанговых глубинных насосов

Рассчитать для Q первого пласта, полученного в 1.2 курсовой работы, параметры эксплуатации УШГН для следующих условий: текущее пластовое давление для эксплуатации $P_{\text{плушгн}} = 0,35 \cdot P_{\text{пл1}} \cdot \frac{\rho_c}{\rho_n}$, обводненность продукции скважины $\beta_B = n \%$ (последние две цифры зачетной книжки студента); функции изменения объемной расходной доли газа в потоке в зависимости от давления $\beta_r = \varphi_r$ (φ_r – функция распределения истинной доли газа в потоке в зависимости от давления, рассчитанная в задании № 2), забойное давление, коэффициент продуктивности пласта остается неизменным. Давление на устье $P_y = 1$ МПа.

Нарисовать установку штангового глубинного насоса с обозначением всех составных частей. Нарисовать в масштабе скважину с указанием всех рассчитанных уровней (отсчет вести от устья).

1.5. Расчет гидравлического разрыва пласта

Составить план проведения гидроразрыва пласта № 3, выбрать рабочие жидкости и оценить показатели процесса для следующих условий: глубина скважины берется из второго раздела курсовой работы, остальные данные приведены в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Показатели	Обозначение	Величина	Размерность
Глубина скважины	L	расчет	м
Диаметр по долоту	D	0,28	м
Вскрытая толщина пласта	h	задание	м
Средняя проницаемость	k	расчет первого раздела	м^2
Модуль упругость пород	E	$2 \cdot 10^{10}$	Па
Коэффициент Пуассона	ν	0,25	о. е.
Средняя плотность пород над продуктивным горизонтом	$\rho_{\text{п}}$	2385,2	кг/м ³
Плотность жидкости разрыва	$\rho_{\text{н}}$	900	кг/м ³
Вязкость жидкости разрыва	μ	0,3	Па · с
Концентрация песка	c	1400	кг/м ³
Темп закачки	Q	$1,8 \cdot 10^{-2}$	м ³ /с

Данные для выполнения курсовой работы приведены в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Данные к расчету курсовой работы

Вариант	$P_{заб},$ МПа	$Q_1,$ т/сут	$Q_2,$ т/сут	$Q_3,$ т/сут	$Q_4,$ т/сут	$h_1,$ м	$h_2,$ м	$h_3,$ м	$h_4,$ м	$r_c,$ м	$R_k,$ М	$\rho_{нд},$ кг/м ³	$\mu_n,$ МПа·с	b_n	n	d'	l'	
1	$P_{заб1},$ МПа	20	15	19	11	18	3	8	7	4	0,15	400	750	3	2	15	10	10
	$P_{заб2},$ МПа	25	3	15	2	10												
2	$P_{заб1},$ МПа	8	25	12	18	20	8	5	7	3	0,14	600	730	3	2	20	13	30
	$P_{заб2},$ МПа	12	10	8	12	14												
3	$P_{заб1},$ МПа	7	14	17	19	12	5	9	4	5	0,15	500	800	3	1,5	10	11	25
	$P_{заб2},$ МПа	18	10	13	15	7												
4	$P_{заб1},$ МПа	8	15	14	13	18	20	15	17	10	0,14	800	920	4	1,3	20	15	15
	$P_{заб2},$ МПа	14	7	12	10	8												
5	$P_{заб1},$ МПа	7	15	22	17	30	5	15	9	8	0,15	500	930	4	1,5	15	8	20
	$P_{заб2},$ МПа	20	7	15	3	10												
6	$P_{заб1},$ МПа	10	14	18	15	17	7	13	8	11	0,15	700	750	3	1,3	10	11	30
	$P_{заб2},$ МПа	14	7	12	10	8												

Продолжение табл. 1.2

Вариант	$P_{заб},$ МПа	$Q_1,$ т/сут	$Q_2,$ т/сут	$Q_3,$ т/сут	$Q_4,$ т/сут	$h_1,$ м	$h_2,$ м	$h_3,$ м	$h_4,$ м	$r_c,$ м	$R_k,$ м	$\rho_{нд},$ кг/м ³	$\mu_n,$ МПа·с	b_n	n	d'	l'	
7	$P_{заб1},$ МПа	7	14	17	19	12	8	5	7	12	0,15	800	750	3	1,4	10	15	15
	$P_{заб2},$ МПа	18	10	13	15	7												
8	$P_{заб1},$ МПа	15	18	14	19	17	7	13	8	12	0,12	800	730	4	1,7	10	11	20
	$P_{заб2},$ МПа	18	10	11	5	4												
9	$P_{заб1},$ МПа	8	15	14	13	18	5	15	9	14	0,14	800	820	2	1,4	15	8	25
	$P_{заб2},$ МПа	17	8	5	6	11												
10	$P_{заб1},$ МПа	15	18	14	19	17	20	15	17	10	0,15	700	800	2	1,8	10	14	15
	$P_{заб2},$ МПа	18	10	11	5	4												
11	$P_{заб1},$ МПа	12	15	22	17	30	10	19	12	7	0,13	500	920	3	1,5	20	8	20
	$P_{заб2},$ МПа	20	7	15	3	10												
12	$P_{заб1},$ МПа	15	25	12	18	20	7	13	8	5	0,14	600	930	4	1,8	15	10	10
	$P_{заб2},$ МПа	18	7	8	3	10												

Продолжение табл. 1.2

Вариант		$P_{заб},$ МПа	$Q_1,$ т/сут	$Q_2,$ т/сут	$Q_3,$ т/сут	$Q_4,$ т/сут	$h_1,$ м	$h_2,$ м	$h_3,$ м	$h_4,$ м	$r_c,$ м	$R_k,$ м	$\rho_{нд},$ кг/м ³	$\mu_n,$ МПа·с	b_n	n	d'	l'
13	$P_{заб1},$ МПа	12	15	22	17	30	3	8	7	10	0,12	500	800	2	2	10	13	30
	$P_{заб2},$ МПа	20	3	14	13	18												
14	$P_{заб1},$ МПа	7	14	17	19	12	8	5	7	12	0,15	800	750	3	1,4	10	15	15
	$P_{заб2},$ МПа	18	10	13	15	7												
15	$P_{заб1},$ МПа	15	18	14	19	17	20	15	17	12	0,13	500	900	4	1,5	10	12	30
	$P_{заб2},$ МПа	18	10	11	5	4												
16	$P_{заб1},$ МПа	17	15	22	17	30	10	19	12	8	0,15	700	850	2	1,7	15	8	20
	$P_{заб2},$ МПа	24	7	15	3	10												
17	$P_{заб1},$ МПа	7	14	17	19	12	8	5	7	12	0,15	800	750	3	1,4	10	15	15
	$P_{заб2},$ МПа	18	10	13	15	7												
18	$P_{заб1},$ МПа	15	18	14	19	17	7	13	8	7	0,12	900	920	2,3	1,4	15	15	10
	$P_{заб2},$ МПа	18	10	11	5	4												

Продолжение табл. 1.2

Вариант		$P_{заб},$ МПа	$Q_1,$ т/сут	$Q_2,$ т/сут	$Q_3,$ т/сут	$Q_4,$ т/сут	$h_1,$ м	$h_2,$ м	$h_3,$ м	$h_4,$ м	$r_c,$ м	$R_k,$ м	$\rho_{нд},$ кг/м ³	$\mu_n,$ МПа·с	b_n	n	d'	l'
19	$P_{заб1},$ МПа	20	15	19	11	18	20	15	17	10	0,15	700	800	1,5	1,8	20	10	20
	$P_{заб2},$ МПа	25	3	15	2	10												
20	$P_{заб1},$ МПа	8	25	12	18	20	10	19	12	8	0,14	800	920	2	1,7	10	15	15
	$P_{заб2},$ МПа	12	10	8	12	14												
21	$P_{заб1},$ МПа	7	14	17	19	12	7	13	8	7	0,14	700	930	3	1,4	15	11	30
	$P_{заб2},$ МПа	18	10	13	15	7												
22	$P_{заб1},$ МПа	8	15	14	13	18	3	8	7	4	0,15	500	800	2	1,5	10	8	35
	$P_{заб2},$ МПа	14	7	12	10	8												
23	$P_{заб1},$ МПа	7	15	22	17	30	8	5	7	13	0,15	700	750	1,8	1,3	15	10	20
	$P_{заб2},$ МПа	20	7	15	3	10												
24	$P_{заб1},$ МПа	10	14	18	15	17	20	15	17	7	0,14	600	780	1,5	1,8	20	15	10
	$P_{заб2},$ МПа	14	7	12	10	8												

Окончание табл. 1.2

Вариант		$P_{заб},$ МПа	$Q_1,$ т/сут	$Q_2,$ т/сут	$Q_3,$ т/сут	$Q_4,$ т/сут	$h_1,$ м	$h_2,$ м	$h_3,$ м	$h_4,$ м	$r_c,$ м	$R_k,$ м	$\rho_{нд},$ кг/м ³	$\mu_n,$ МПа·с	b_n	n	d'	l'
25	$P_{заб1},$ МПа	12	15	22	17	30	10	19	12	7	0,13	500	920	3	1,5	20	8	20
	$P_{заб2},$ МПа	20	7	15	3	10												
26	$P_{заб1},$ МПа	15	25	12	18	20	7	13	8	5	0,14	600	930	4	1,8	15	10	10
	$P_{заб2},$ МПа	18	7	8	3	10												
27	$P_{заб1},$ МПа	12	15	22	17	30	3	8	7	10	0,12	500	800	2	2	10	13	30
	$P_{заб2},$ МПа	20	3	14	13	18												
28	$P_{заб1},$ МПа	7	14	17	19	12	8	5	7	12	0,15	800	750	3	1,4	10	15	15
	$P_{заб2},$ МПа	18	10	13	15	7												
29	$P_{заб1},$ МПа	15	18	14	19	17	20	15	17	12	0,13	500	900	4	1,5	10	12	30
	$P_{заб2},$ МПа	18	10	11	5	4												
30	$P_{заб1},$ МПа	17	15	22	17	30	10	19	12	8	0,15	700	850	2	1,7	15	8	20
	$P_{заб2},$ МПа	24	7	15	3	10												

2. Пример выполнения курсовой работы

2.1. Одновременная эксплуатация нескольких нефтяных пластов

По данным исследования строим индикаторные линии для первого (1), второго (2), третьего (3) и четвертого (4) пластов и общую индикаторную линию (Σ) (рис. 2.1). Индикаторные линии прямые, поэтому точки пересечения их с осью давления позволяют определить для первого пласта $P_{пл1} = 19$ МПа, для второго $P_{пл2} = 46,6$ МПа, для третьего $P_{пл3} = 32$ МПа и для четвертого $P_{пл4} = 18,8$ МПа, давление в остановленной скважине $P_{пл\Sigma} = 23,7$ МПа.

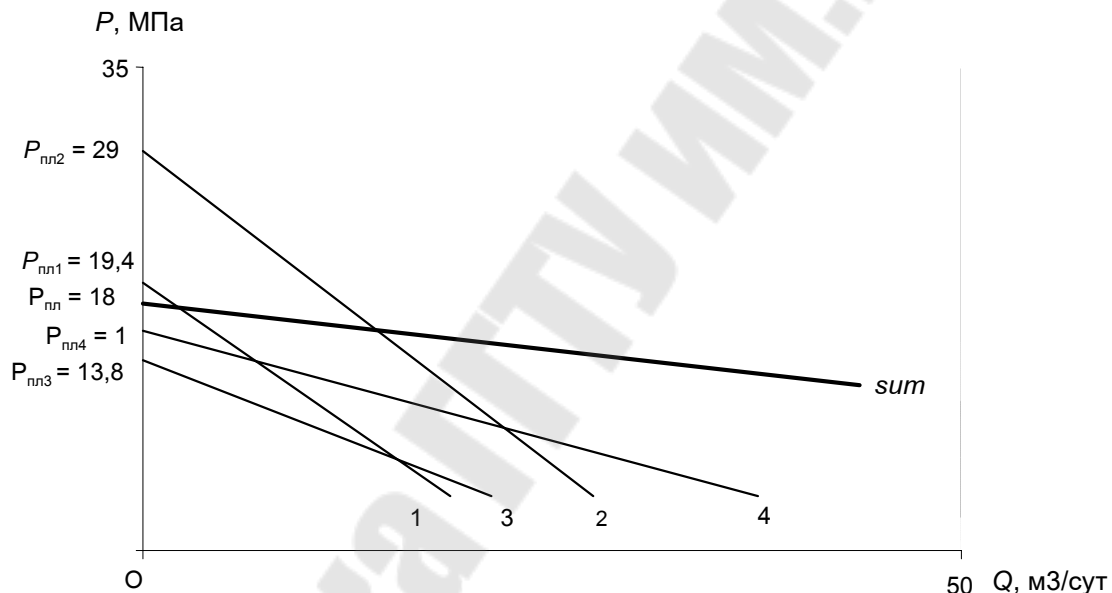


Рис. 2.1. Индикаторные линии скважины

Установившееся давление $P_{пл\Sigma}$ можно определить графически. Для этого строим индикаторные прямые поглощения для пластов 1 и 4 (1^1 и 4^1) – зеркальное отображение прямых. Ордината точек пересечения прямых 1^1 , 4^1 и Σ будут соответствовать давлению $P_{пл\Sigma}$, а отрезок от точки пересечения до оси ординат – дебиту перетока жидкости из пласта 2,3 в пласт 1,4: $Q_{пер1} = 4,5$ т/сут – из пласта 1 в пласт 2; $Q_{пер2} = 5,5$ т/сут – из пласта 4 в пласт 3. При $P_{заб} < P_{пл\Sigma}$ приток из второго и третьего пластов будет больше, чем поглощение первым и четвертым, и тем больше, чем меньше забойное давление. Наконец,

при $P_{заб} = P_{пл\Sigma}$, первый и четвертый пласты прекратят поглощать жидкость и приток из второго и третьего пластов будет являться продукцией скважины. По рис. 2.1 определим минимальный дебит, при котором нет поглощения жидкости: $Q_{min} = 19$ т/сут.

Расчеты можно вести и аналитически. Зная пластовые давления и дебиты при $P_{заб} = 8$ МПа, определим коэффициенты продуктивности пластов и суммарный:

$$k_1 = \frac{Q_1}{(P_{пл_1} - P_{заб})} = \frac{15}{(19 - 8)} = 1,36 \text{ т/}(сут \cdot \text{МПа})$$

$$k_2 = \frac{Q_2}{(P_{пл_2} - P_{заб})} = \frac{14}{(46,6 - 8)} = 0,36 \text{ т/}(сут \cdot \text{МПа})$$

$$k_3 = \frac{Q_3}{(P_{пл_3} - P_{заб})} = \frac{13}{(32 - 8)} = 0,54 \text{ т/}(сут \cdot \text{МПа})$$

$$k_4 = \frac{Q_4}{(P_{пл_4} - P_{заб})} = \frac{18}{(18,8 - 8)} = 1,67 \text{ т/}(сут \cdot \text{МПа})$$

По расчетам:

$$k_{\Sigma} = k_1 + k_2 + k_3 + k_4 = 1,36 + 0,36 + 0,54 + 1,67 = 3,93.$$

При $P_{заб} = P_{пл\Sigma}$ производительность второго пласта равна поглощению четвертого:

$$Q^I = k_1 \cdot (P_{пл_1} - P_{пл\Sigma}) = 1,36 \cdot (19 - 23,7) = -6,4 \text{ т/сут}$$

$$Q^{II} = k_2 \cdot (P_{пл_2} - P_{пл\Sigma}) = 0,36 \cdot (46,6 - 23,7) = 8,24 \text{ т/сут}$$

$$Q^{III} = k_3 \cdot (P_{пл_3} - P_{пл\Sigma}) = 0,54 \cdot (32 - 23,7) = 4,48 \text{ т/сут}$$

$$Q^{IV} = k_4 \cdot (P_{пл_4} - P_{пл\Sigma}) = 1,67 \cdot (18,8 - 23,7) = -8,18 \text{ т/сут}$$

$$Q_{пер} = \frac{Q^I + Q^{II} + Q^{III} + Q^{IV}}{4} = \frac{6,4 + 8,24 + 4,48 + 8,18}{4} = 6,83 \text{ т/сут}$$

Минимальный дебит, при котором нет поглощения жидкости:

$$Q_{min} = k_2 \cdot (P_{пл_2} - P_{пл_3}) = 19,8 \text{ т/сут}.$$

Для определения коэффициентов гидропроводности и проницаемости пластов воспользуемся формулой Дюпюи.

C_2 – параметр несовершенства скважины по характеру вскрытия.

Параметр C_2 находим по графику В. И. Щурова [1]:

$$l = \frac{l^I}{D_c} = \frac{L}{2r_c} = \frac{0,015}{2 \cdot 0,14} = 0,053.$$

$$\alpha = \frac{d_0}{D_c} = \frac{d}{2 \cdot r_c} = \frac{0,015}{2 \cdot 0,14} = 0,053.$$

$$n \cdot D_c = 20 \cdot 0,28 = 5,6.$$

$$C_2 = 2,5$$

За Rk примем половину среднего расстояния между скважинами:

$$\left(\frac{kh}{\mu} \right)_1 = \frac{k_1 \cdot \left[b_H \cdot \left(\ln \frac{Rk}{r_c} + C_2 \right) \right]}{2\pi} = \frac{1,36 \cdot \left[1,3 \cdot \left(\ln \frac{800}{0,14} + 2,5 \right) \right]}{2 \cdot 3,14 \cdot 86400 \cdot 10^6} =$$

$$= 2,819 \cdot 10^{-11} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с}).$$

$$k_1 = \left(\frac{kh}{\mu} \right)_1 \cdot \frac{\mu_H}{h_1} = 3,06 \cdot 10^{-11} \cdot \frac{4 \cdot 10^{-3}}{20} = 6,13 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2.$$

$$\left(\frac{kh}{\mu} \right)_2 = \frac{k_2 \cdot \left[b_H \cdot \left(\ln \frac{Rk}{r_c} + C_2 \right) \right]}{2\pi} = \frac{0,36 \cdot \left[1,3 \cdot \left(\ln \frac{800}{0,14} + 2,5 \right) \right]}{2 \cdot 3,14 \cdot 86400 \cdot 10^6} =$$

$$= 7,46 \cdot 10^{-12} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с}).$$

$$k_2 = \left(\frac{kh}{\mu} \right)_2 \cdot \frac{\mu_H}{h_2} = 8,11 \cdot 10^{-12} \cdot \frac{4 \cdot 10^{-3}}{15} = 2,16 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2.$$

$$\left(\frac{kh}{\mu} \right)_3 = \frac{k_3 \cdot \left[b_H \cdot \left(\ln \frac{Rk}{r_c} + C_2 \right) \right]}{2\pi} = \frac{0,54 \cdot \left[1,3 \cdot \left(\ln \frac{800}{0,14} + 2,5 \right) \right]}{2 \cdot 3,14 \cdot 86400 \cdot 10^6} =$$

$$= 1,12 \cdot 10^{-11} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с}).$$

$$k_3 = \left(\frac{kh}{\mu} \right)_3 \cdot \frac{\mu_H}{h_3} = 1,22 \cdot 10^{-11} \cdot \frac{4 \cdot 10^{-3}}{17} = 2,86 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2.$$

$$\left(\frac{kh}{\mu} \right)_4 = \frac{k_4 \cdot \left[b_H \cdot \left(\ln \frac{Rk}{r_c} + C_2 \right) \right]}{2\pi} = \frac{1,67 \cdot \left[1,3 \cdot \left(\ln \frac{800}{0,14} + 2,5 \right) \right]}{2 \cdot 3,14 \cdot 86400 \cdot 10^6} =$$

$$= 3,46 \cdot 10^{-11} \text{ м}^3 / (\text{Па} \cdot \text{с}).$$

$$k_4 = \left(\frac{kh}{\mu} \right)_4 \cdot \frac{\mu_H}{h_4} = 3,76 \cdot 10^{-11} \cdot \frac{4 \cdot 10^{-3}}{10} = 1,50 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2.$$

2.2. Расчет кривых распределения давления в колонне подъемных труб

$$H_{\text{скв}} = \frac{0,5 \cdot P_{\text{пл}}}{\rho_H \cdot g} = \frac{0,5 \cdot 19 \cdot 10^6}{920 \cdot 9,81} = 1053 \text{ м.}$$

$$P_{\text{нас}} = 0,7 \cdot P_{\text{пл}_1} = 0,7 \cdot 19 \cdot 10^6 = 13,3 \cdot 10^6 \text{ Па} = 13,3 \text{ МПа.}$$

$$P_{\text{заб}} = 0,85 \cdot P_{\text{пл}_1} = 0,85 \cdot 19 \cdot 10^6 = 16,15 \cdot 10^6 \text{ Па} = 16,15 \text{ МПа.}$$

1. Определяем дебит скважины для коэффициента продуктивности первого пласта и заданных пластового и забойного давления:

$$Q = k \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}) = 1,5 \cdot (19 - 16,15) = 4,27 \text{ м}^3 / \text{сут} = 4,9 \cdot 10^5 \text{ м}^3 / \text{с.}$$

2. Определяем глубину безгазового течения по формуле:

$$H_{\text{бг}} = H_{\text{скв}} - \frac{P_{\text{заб}} - P_{\text{нас}}}{g \cdot \rho_H + \lambda \cdot \rho_H \cdot \frac{8}{D} \cdot \left[\frac{Q}{\pi \cdot D^2} \right]},$$

где λ – коэффициент гидравлического трения, упрощенно находим по формулам:

$$\lambda = \frac{64}{Re} \text{ для } Re < 2300$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} \text{ для } Re > 2300,$$

где Re – число Рейнольдса потока:

$$Re = \frac{V \cdot D}{\nu}, \text{ т. к. } V = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2}, \nu = \frac{\mu}{\rho}, \text{ тогда}$$

$$Re = \frac{V \cdot D}{\nu} = \frac{4 \cdot 4,9 \cdot 10^{-5} \cdot 920}{3,14 \cdot 63 \cdot 10^{-3} \cdot 4 \cdot 10^{-3}} = 228.$$

Коэффициент гидравлического трения равен:

$$\lambda = \frac{64}{Re} = \frac{64}{228} = 0,28.$$

Глубина безгазового течения:

$$H_{\text{бг}} = H_{\text{скв}} - \frac{P_{\text{заб}} - P_{\text{нас}}}{g \cdot \rho_{\text{н}} + \lambda \cdot \rho_{\text{н}} \cdot \frac{8}{D} \cdot \left[\frac{Q}{\pi \cdot D^2} \right]^2} =$$

$$= 1053 - \frac{(16,15 - 13,3) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 920 + 0,28 \cdot 920 \cdot \frac{8}{63 \cdot 10^{-3}} \cdot \left[\frac{4,9 \cdot 10^{-5}}{3,14 \cdot (63 \cdot 10^{-3})^2} \right]^2} = 737 \text{ м.}$$

Интервал течения смеси со свободным газом:

$$H_{\text{г}} = H_{\text{скв}} - H_{\text{бг}} = 1053 - 737 = 316 \text{ м.}$$

3. Рассчитаем распределение давления в колонне подъемных труб. Для этого интервал течения газожидкостной смеси разделим на шесть участков (ступеней) с $\Delta P = 1$ МПа.

Строим кривую распределения давления в колонне подъемных труб. Для этого: а) задаемся ΔP_i через каждые 1 МПа; б) находим $\varphi_{\text{г}}, Q_{\text{г}}$ для n -го интервала $P_n = P_{\text{нас}} - n \cdot \Delta P$; в) для приращения давления ΔP_i находим соответствующее приращение глубины ΔL_i ; г) затем по параметрам ΔP_i и ΔL_i строим зависимость с учетом $H_{\text{бг}}$ и давления насыщения (рис. 2.2).

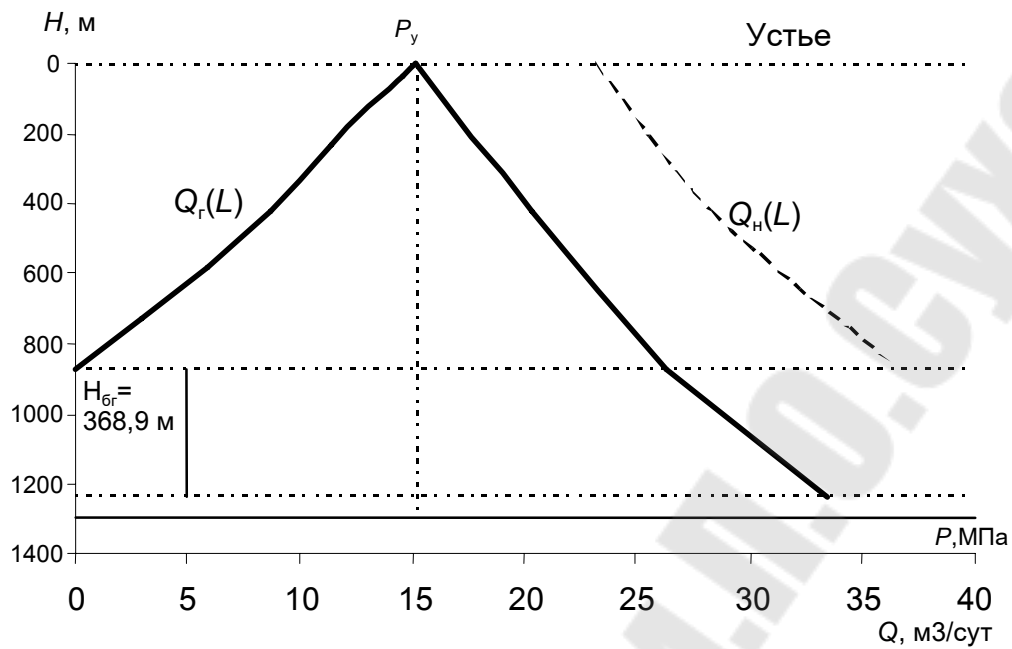


Рис. 2.2. Кривые распределения давления в скважине

Найдем значения давлений на каждом участке:

$$P_n = P_{\text{нас}} - n \cdot \Delta P$$

$$P_1 = 13,3 - 1 \cdot 1 = 12,3 \text{ МПа}$$

$$P_2 = 13,3 - 2 \cdot 1 = 11,3 \text{ МПа}$$

$$P_3 = 13,3 - 3 \cdot 1 = 10,3 \text{ МПа}$$

$$P_4 = 13,3 - 4 \cdot 1 = 9,3 \text{ МПа}$$

$$P_5 = 13,3 - 5 \cdot 1 = 8,3 \text{ МПа}$$

$$P_6 = 13,3 - 6 \cdot 1 = 7,3 \text{ МПа}$$

Найдем значения истинной объемной доли нефти и газа в потоке:

$$\varphi_{\Gamma} = (P_{\text{нас}} - P_n) / P_{\text{нас}}$$

$$\varphi_{\Gamma 1} = \frac{13,3 - 12,3}{13,3} = 0,075$$

$$\varphi_{\Gamma 2} = \frac{13,3 - 11,3}{13,3} = 0,15$$

$$\varphi_{\Gamma 3} = \frac{13,3 - 10,3}{13,3} = 0,225$$

$$\varphi_{\text{H}} = 1 - \varphi_{\Gamma}$$

$$\varphi_{\text{H} 1} = 1 - 0,075 = 0,925$$

$$\varphi_{\text{H} 2} = 1 - 0,15 = 0,85$$

$$\varphi_{\text{H} 3} = 1 - 0,225 = 0,775$$

$$\varphi_{r4} = \frac{13,3 - 9,3}{13,3} = 0,3$$

$$\varphi_{H4} = 1 - 0,3 = 0,7$$

$$\varphi_{r5} = \frac{13,3 - 8,3}{13,3} = 0,376$$

$$\varphi_{H5} = 1 - 0,376 = 0,624$$

$$\varphi_{r6} = \frac{13,3 - 7,3}{13,3} = 0,45$$

$$\varphi_{H6} = 1 - 0,45 = 0,55$$

Определим значение дебита нефти и газа на каждом интервале ступени:

$$Q_r = \varphi_r \cdot Q, \quad Q_H = \varphi_H \cdot Q.$$

$$Q_{r1} = 0,075 \cdot 4,9 \cdot 10^{-5} = 3,7 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{H1} = 0,925 \cdot 4,9 \cdot 10^{-5} = 4,5 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{r2} = 0,15 \cdot 4,9 \cdot 10^{-5} = 7,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{H2} = 0,85 \cdot 4,9 \cdot 10^{-5} = 4,16 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{r3} = 0,225 \cdot 4,9 \cdot 10^{-5} = 1,10 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{H3} = 0,775 \cdot 4,9 \cdot 10^{-5} = 3,43 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{r4} = 0,3 \cdot 4,9 \cdot 10^{-5} = 1,47 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{H4} = 0,7 \cdot 4,9 \cdot 10^{-5} = 3,4 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{r5} = 0,376 \cdot 4,9 \cdot 10^{-5} = 1,84 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{H5} = 0,624 \cdot 4,9 \cdot 10^{-5} = 3,06 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{r6} = 0,45 \cdot 4,9 \cdot 10^{-5} = 2,20 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{H6} = 0,55 \cdot 4,9 \cdot 10^{-5} = 2,7 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$$

Определим приведенные скорости нефти и газа в потоке:

$$\omega_{пр} = \frac{Q_r}{S}, \quad \omega_{пн} = \frac{Q_H}{S}$$

$$S = \frac{\pi \cdot D^2}{4} = \frac{1}{4} \cdot 3,14 \cdot (63 \cdot 10^{-3})^2 = 3,12 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2,$$

$$\omega_{\text{пр}1} = \frac{3,7 \cdot 10^{-6}}{3,12 \cdot 10^{-3}} = 0,0012 \text{ м/с}$$

$$\omega_{\text{пр}2} = \frac{7,3 \cdot 10^{-6}}{3,12 \cdot 10^{-3}} = 0,0023 \text{ м/с}$$

$$\omega_{\text{пр}3} = \frac{1,10 \cdot 10^{-5}}{3,12 \cdot 10^{-3}} = 0,0035 \text{ м/с}$$

$$\omega_{\text{пр}4} = \frac{1,47 \cdot 10^{-5}}{3,12 \cdot 10^{-3}} = 0,0047 \text{ м/с}$$

$$\omega_{\text{пр}5} = \frac{1,84 \cdot 10^{-5}}{3,12 \cdot 10^{-3}} = 0,0059 \text{ м/с}$$

$$\omega_{\text{пр}6} = \frac{2,20 \cdot 10^{-5}}{3,12 \cdot 10^{-3}} = 0,007 \text{ м/с}$$

$$\omega_{\text{пн}1} = \frac{4,5 \cdot 10^{-5}}{3,12 \cdot 10^{-3}} = 0,0144 \text{ м/с}$$

$$\omega_{\text{пн}2} = \frac{4,16 \cdot 10^{-5}}{3,12 \cdot 10^{-3}} = 0,0133 \text{ м/с}$$

$$\omega_{\text{пн}3} = \frac{3,43 \cdot 10^{-5}}{3,12 \cdot 10^{-3}} = 0,011 \text{ м/с}$$

$$\omega_{\text{пн}4} = \frac{3,4 \cdot 10^{-5}}{3,12 \cdot 10^{-3}} = 0,011 \text{ м/с}$$

$$\omega_{\text{пн}5} = \frac{3,06 \cdot 10^{-5}}{3,12 \cdot 10^{-3}} = 0,009 \text{ м/с}$$

$$\omega_{\text{пн}6} = \frac{2,7 \cdot 10^{-5}}{3,12 \cdot 10^{-3}} = 0,0086 \text{ м/с}$$

Определим распределение давления в колонне подъемных труб при движении газожидкостной смеси по формуле:

$$\Delta L = \frac{\Delta P}{g \cdot [\rho_{\text{г}} \cdot \varphi_{\text{г}} + \rho_{\text{н}} \cdot (1 - \varphi_{\text{г}})] + \frac{\lambda}{2D} \cdot \left(\frac{\rho_{\text{г}}}{\varphi_{\text{г}}} \cdot \omega_{\text{пр}}^2 + \frac{\rho_{\text{н}}}{1 - \varphi_{\text{г}}} \cdot \omega_{\text{пн}}^2 \right)},$$

где $\omega_{\text{пр}}$, $\omega_{\text{пн}}$ – приведенные скорости нефти и газа.

$$\Delta L_1 = \frac{1 \cdot 10^6}{9,81 \cdot [0,91 \cdot 0,075 + 920 \cdot (1 - 0,075)] + \frac{0,28}{2 \cdot 0,063} \cdot \left(\frac{0,91}{0,075} \cdot 0,0012^2 + \frac{920}{1 - 0,075} \cdot 0,0144^2 \right)} = 120 \text{ м}$$

$$\Delta L_2 = \frac{1 \cdot 10^6}{9,81 \cdot [0,91 \cdot 0,15 + 920 \cdot (1 - 0,15)] + \frac{0,28}{2 \cdot 0,063} \cdot \left(\frac{0,91}{0,15} \cdot 0,0023^2 + \frac{920}{1 - 0,15} \cdot 0,0133^2 \right)} = 130 \text{ м}$$

$$\Delta L_3 = \frac{1 \cdot 10^6}{9,81 \cdot [0,91 \cdot 0,225 + 920 \cdot (1 - 0,225)] + \frac{0,28}{2 \cdot 0,063} \cdot \left(\frac{0,91}{0,225} \cdot 0,0035^2 + \frac{920}{1 - 0,225} \cdot 0,011^2 \right)} = 143 \text{ м}$$

$$\Delta L_4 = \frac{1 \cdot 10^6}{9,81 \cdot [0,91 \cdot 0,3 + 920 \cdot (1 - 0,3)] + \frac{0,28}{2 \cdot 0,063} \cdot \left(\frac{0,91}{0,3} \cdot 0,0047^2 + \frac{920}{1 - 0,3} \cdot 0,011^2 \right)} = 158 \text{ м}$$

$$\Delta L_5 = \frac{1 \cdot 10^6}{9,81 \cdot [0,91 \cdot 0,376 + 920 \cdot (1 - 0,376)] + \frac{0,28}{2 \cdot 0,063} \cdot \left(\frac{0,91}{0,376} \cdot 0,0059^2 + \frac{920}{1 - 0,376} \cdot 0,009^2 \right)} = 177 \text{ м}$$

$$\Delta L_6 = \frac{1 \cdot 10^6}{9,81 \cdot [0,91 \cdot 0,45 + 920 \cdot (1 - 0,45)] + \frac{0,28}{2 \cdot 0,063} \cdot \left(\frac{0,91}{0,45} \cdot 0,007^2 + \frac{920}{1 - 0,45} \cdot 0,0086^2 \right)} = 201 \text{ м}$$

2.3. Расчет эксплуатации скважины установкой электроцентробежных насосов

1. Принимая, что истинная и расходная доли фазы и среды равны между собой, зная плотности нефти, газа и воды, определить плотность смеси ρ_c :

Принимая, что истинная и расходная доля фазы и среды равны между собой, зная плотности всех нефти, газа и воды определим плотность смеси ρ_c :

$$\rho_{ж} = \rho_{н} + \beta_{в} \cdot (\rho_{в} - \rho_{н}).$$

$$\rho_{ж} = 920 + 0,04 \cdot (1000 - 920) = 923,2 \text{ кг/м}^3.$$

$$\rho_c = \rho_{ж} - \Phi_{г} \cdot (\rho_{ж} - \rho_{г}).$$

$$\rho_c = 923,2 - 0,45 \cdot (923,2 - 0,91) = 508,2 \text{ кг/м}^3.$$

$$P_{\text{плуэцн}} = 0,45 \cdot P_{\text{пл}_1} \cdot \frac{\rho_c}{\rho_{н}}$$

$$P_{\text{плуэцн}} = 0,45 \cdot 19 \cdot \frac{508,2}{920} = 4,72 \text{ МПа}.$$

2. Для заданного $P_{\text{плуэцн}}$ и рассчитанной плотности смеси ρ_c определить статический уровень $H_{\text{ст}}$ в неработающей скважине:

$$H_{\text{ст}} = H_{\text{скв}} - \frac{P_{\text{плуэцн}}}{\rho_c \cdot g},$$

$$H_{\text{ст}} = 1053 - \frac{4,72 \cdot 10^6}{508,2 \cdot 9,81} = 106,24 \approx 106 \text{ м}.$$

3. Зная дебит Q и коэффициент продуктивности первого пласта, найти забойное давление $P_{\text{заб}}$:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{плуэцн}} - \frac{Q}{K}.$$
$$P_{\text{заб}} = 4,72 - \frac{4,23}{1,48} = 1,86 \text{ МПа}.$$

4. Для рассчитанного $P_{\text{заб}}$ и плотности смеси ρ_c найти динамический уровень в скважине $H_{\text{дин}}$ при установившемся отборе Q :

$$H_{\text{дин}} = H_{\text{скв}} - \frac{P_{\text{заб}}}{\rho_c \cdot g}.$$
$$H_{\text{дин}} = 1053 - \frac{1,86 \cdot 10^6}{508,2 \cdot 9,81} = 680 \text{ м}.$$

5. Глубину спуска УЭЦН определяем на 300 м глубже динамического уровня:

$$H_{\text{уэцн}} = H_{\text{дин}} + 300.$$
$$H_{\text{уэцн}} = 680 + 300 = 980 \text{ м}.$$

6. Определяем давление на уровне установки насоса:

$$P_{\text{уэцн}} = 300 \cdot \rho_c \cdot g.$$
$$P_{\text{уэцн}} = 300 \cdot 508,2 \cdot 9,81 = 1,5 \text{ МПа}.$$

7. Для давления соответствующего глубине спуска насоса определить объемную расходную долю газа β_r :

$$\beta_{\text{гуэцн}} = (P_{\text{нас}} - P_{\text{уэцн}}) / P_{\text{нас}}.$$
$$\beta_{\text{гуэцн}} = (13,3 - 1,5) / 13,3 = 0,887.$$

8. Определяем необходимость газосепаратора: $\beta_r \leq 0,2$ – газосепаратор не требуется; $\beta_r > 0,2$ – газосепаратор требуется; $\beta_r = 0,887 > 0,2$ – газосепаратор требуется.

9. Определяем для данного дебита Q по рабочему графику для одной ступени рабочий напор H_0 :

$$Q = 4,23 \text{ м}^3/\text{сут}.$$
$$H_0 = 7 \text{ м}.$$

10. Определяем количество ступеней насоса по формуле:

$$N_{\text{ст}} = 1,15 \cdot (H_{\text{дин}} + P_{\text{уст}} / (\rho_c \cdot g)) / H_0,$$

$$N_{\text{ст}} = 1,15 \cdot (680 + 10^6 / (508,2 \cdot 9,81)) / 7 = 206 \text{ шт.}$$

11. Определяем потребную мощность ПЭД:

$$N = 1,3 \cdot N_{\text{ст}} \cdot H_0 \cdot \rho_c \cdot g \cdot Q,$$

$$N = 1,3 \cdot 206 \cdot 7 \cdot 508,2 \cdot 9,81 \cdot 4,23 = 0,45 \text{ кВт.}$$

12. Подбираем по таблицам ПЭД: ЭД Б12-117В5

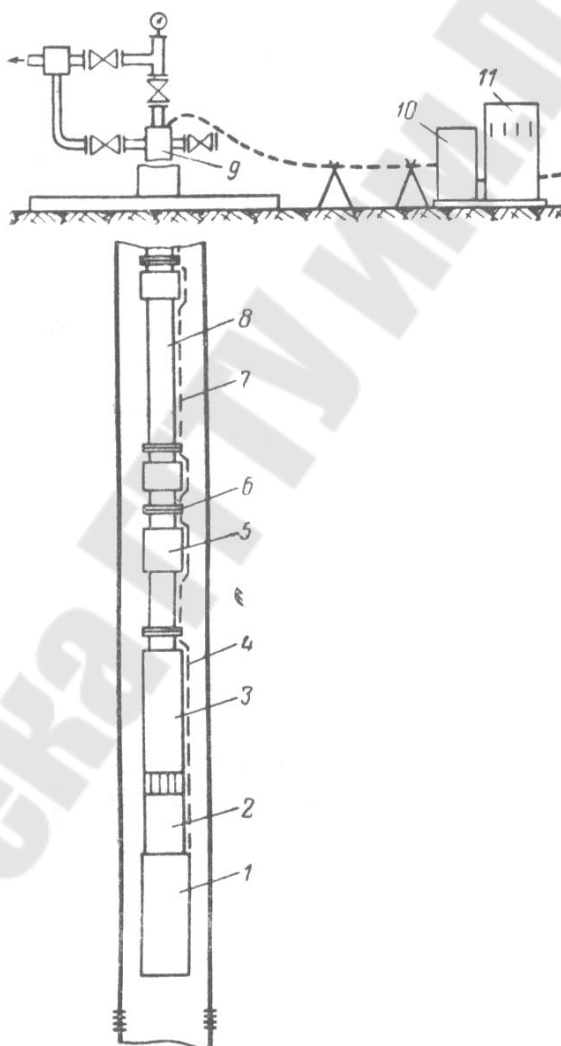


Рис. 2.3. Установка глубинного центробежного насоса:

- 1 – электродвигатель; 2 – узел гидрозащиты; 3 – насос; 4, 7 – плоский и круглый кабель соответственно; 5 – спускной клапан; 6 – хомут для крепления кабеля; 8 – насосно-компрессорные трубы; 9 – оборудование устья скважины; 10 – автотрансформатор; 11 – станция управления

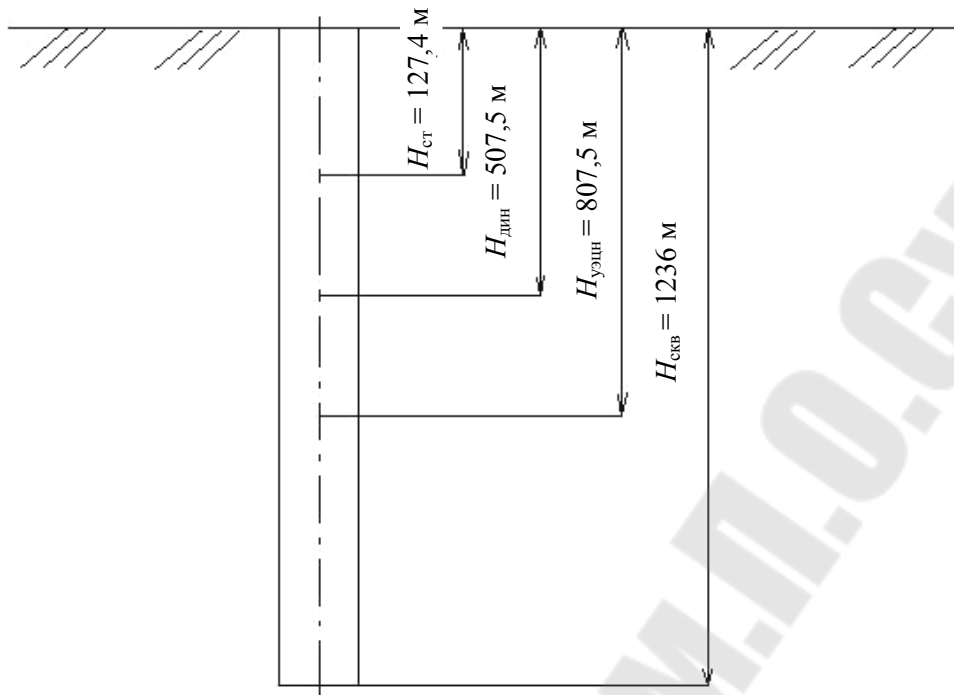


Рис. 2.4. Расчетные уровни в скважине, оборудованной УЭЦН

2.4. Расчет эксплуатации скважины установкой штанговых глубинных насосов

1. Принимая, что истинная и расходная доли фазы и среды равны между собой, зная плотности нефти, газа и воды, определить плотность смеси ρ_c :

$$\beta_g = \varphi_g = 0,45 \text{ (см. задание 1.2);}$$

$$\rho_{ж} = \rho_n + \beta_v \cdot (\rho_v - \rho_n) = 920 + 0,12 \cdot (1000 - 920) = 930 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_c = \rho_{ж} - \varphi_g \cdot (\rho_{ж} - \rho_g) = 930 - 0,45 \cdot (930 - 0,91) = 512 \text{ кг/м}^3;$$

$$P_{\text{плушгн}} = 0,35 \cdot P_{\text{пл1}} \cdot \frac{\rho_c}{\rho_n} = 0,35 \cdot 19 \cdot \frac{512}{920} = 3,7 \text{ МПа.}$$

2. Для заданного $P_{\text{плушгн}}$ и рассчитанной плотности смеси ρ_c определить статический уровень $H_{\text{ст}}$ в неработающей скважине:

$$H_{\text{ст}} = H_{\text{скв}} - \frac{P_{\text{плушгн}}}{\rho_c \cdot g} = 1053 - \frac{3,7 \cdot 10^6}{512 \cdot 9,81} = 316 \text{ м.}$$

3. Зная дебит Q и коэффициент продуктивности первого пласта, найдем забойное давление $P_{\text{заб}}$:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{плушгн}} - \frac{Q}{k} = 3,7 - \frac{4,23}{1,48} = 0,84 \text{ МПа}.$$

4. Для рассчитанного $P_{\text{заб}}$ и плотности смеси ρ_c , найти динамический уровень в скважине $H_{\text{дин}}$ при установившемся отборе Q :

$$H_{\text{дин}} = H_{\text{скв}} - \frac{P_{\text{заб}}}{\rho_c \cdot g} = 1053 - \frac{0,84 \cdot 10^6}{512 \cdot 9,81} = 886 \text{ м}.$$

5. Глубину спуска УШГН определяем на 50 м глубже уровня $H_{\text{дин}}$:

$$H_{\text{ушгн}} = H_{\text{дин}} + 50 = 886 + 50 = 936 \text{ м}.$$

6. Определяем давление на устье установки насоса:

$$P_{\text{ушгн}} = \rho_c \cdot g \cdot 50 = 512 \cdot 9,81 \cdot 50 = 0,25 \text{ МПа}.$$

7. По диаграмме Адонина для заданных глубин спуска и дебита скважины подбираем насос и тип станка качалки. Для глубин спуска более 1000 метров применяется вставной насос. Для глубин менее 1000 метров – невставной.

Насос невставной НН1С – 32 – 09 – 12.

Шифр станка ЗСК = 3 = 0,75 = 400, число качаний в мин – 15.

8. По таблице 1.11 [3] для полученного типоразмера насоса и станка качалки подбираем НКТ и штанги. Количество штанг определяем исходя из глубины спуска насоса с учетом длины одной штанги равной 8 м; ШН – 16; трубы – 51 мм; количество штанг – 117 шт.

9. Определяем число качаний по формуле:

$$n_1 = \frac{Q \cdot n_{\text{max}}}{Q_{\text{max}}},$$

где $n_{\text{max}} = 15$ – максимальное число качаний, установленное для станка-качалки; $Q_{\text{max}} = 10 \text{ м}^3/\text{сут}$ – максимальная добыча, соответствующая верхней границе данного поля; $Q = 4,23 \text{ м}^3/\text{сут}$ – заданная добыча;

$$n_1 = \frac{4,23 \cdot 15}{10} = 6,34.$$

10. Рассчитываем максимальную нагрузку на головку балансира (при ходе вверх) и максимальное удлинение колонны штанг по расчетной модели, изображенной на рис. 2.5 (стержень с распределенной по длине массой m , соответствующая массе колонны штанг и силой, действующей на нижнюю часть от давления жидкости, масса одной штанги 12,93 кг).

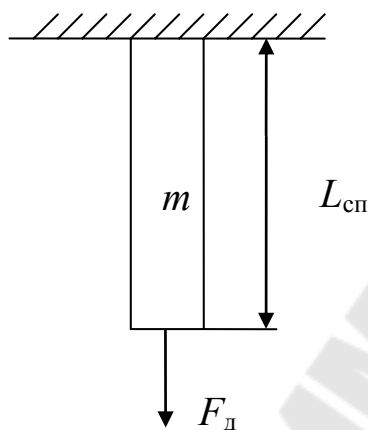


Рис. 2.5

Максимальная нагрузка на головку балансира:

$$T_{\max} = A \cdot T_{ш} + \frac{T_{ш} \cdot S_{гб}}{g} \cdot \omega^2 = \left(1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_{ш}}\right) \cdot T_{ш} + \frac{T_{ш} \cdot S_{гб}}{g} \cdot \omega^2 =$$

$$= \left(1 - \frac{930}{7850}\right) \cdot (12,93 \cdot 117) \cdot 9,81 + \frac{12,93 \cdot 117}{9,81} \cdot \frac{0,75}{2} \cdot \left(\frac{6,34}{60}\right)^2 \cdot 9,81 = 13,07 \text{ кН},$$

где $A \cdot T_{ш}$ – выталкивающая сила; $T_{ш}$ – чистый вес колонны штанг в воздухе.

Максимальное удлинение колонны штанг:

$$\Delta l = \frac{F_д \cdot L_{сп}}{E \cdot A},$$

где $F_д = T_{\max}$ – сила, действующая на нижнюю часть колонны штанг;

$E = 2 \cdot 10^5$ МПа – модуль упругости стали; $A = \frac{\pi \cdot d^2}{4}$ – площадь поперечного сечения штанги, $d = 0,016$ м.

$$\Delta l = \frac{T_{\max} \cdot L_{\text{сп}}}{E \cdot \frac{\pi d^2}{4}} = \frac{13066 \cdot 936 \cdot 4}{2 \cdot 10^5 \cdot 10^6 \cdot 3,14 \cdot 0,016^2} = 0,304 \text{ м.}$$

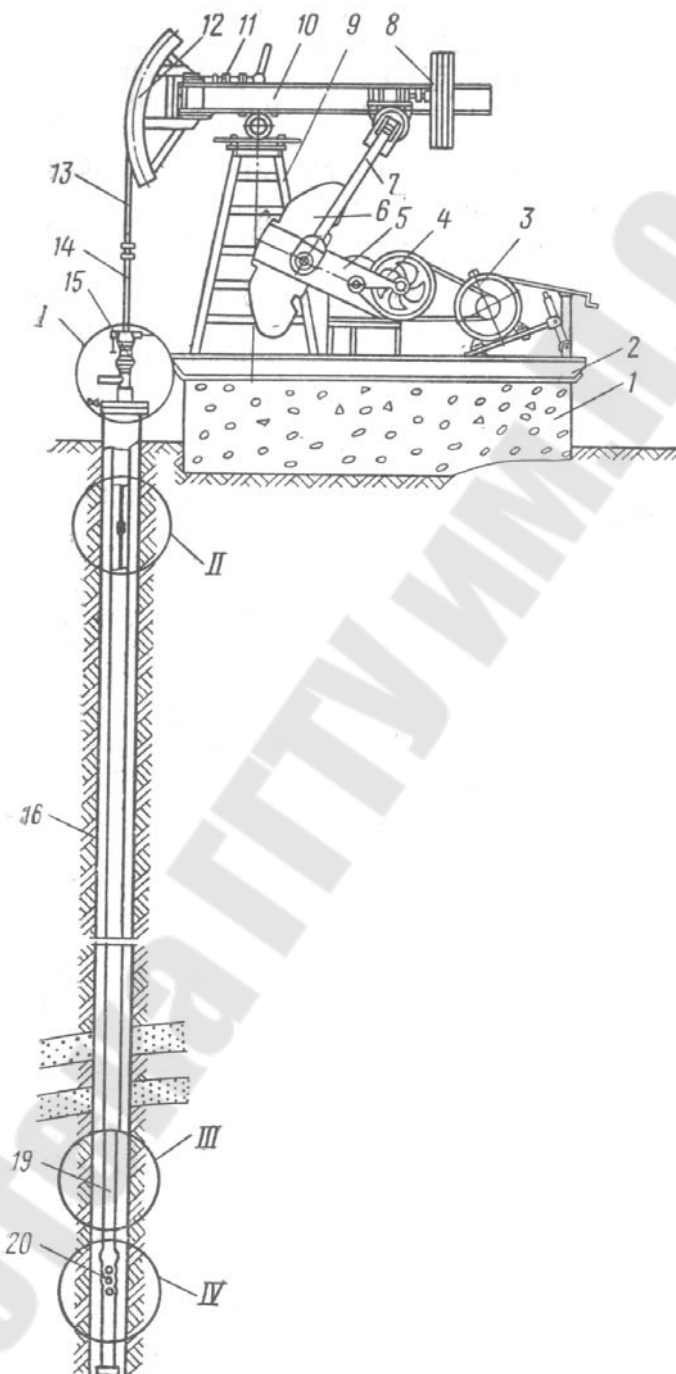


Рис. 2.6. Штанговая глубиннонасосная установка:

- 1 – фундамент; 2 – рама; 3 – электродвигатель; 4 – цилиндр;
 5 – кривошип; 6 – груз; 7 – шатун; 8 – груз; 9 – стойка; 10 – баланси́р;
 11 – механизм фиксации головки баланси́ра; 12 – головка баланси́ра;
 13 – канатная подвеска; 14 – полированная штанга; 15 – оборудование устья скважины; 16 – обсадная колонна; 19 – глубинный насос; 20 – газовый якорь

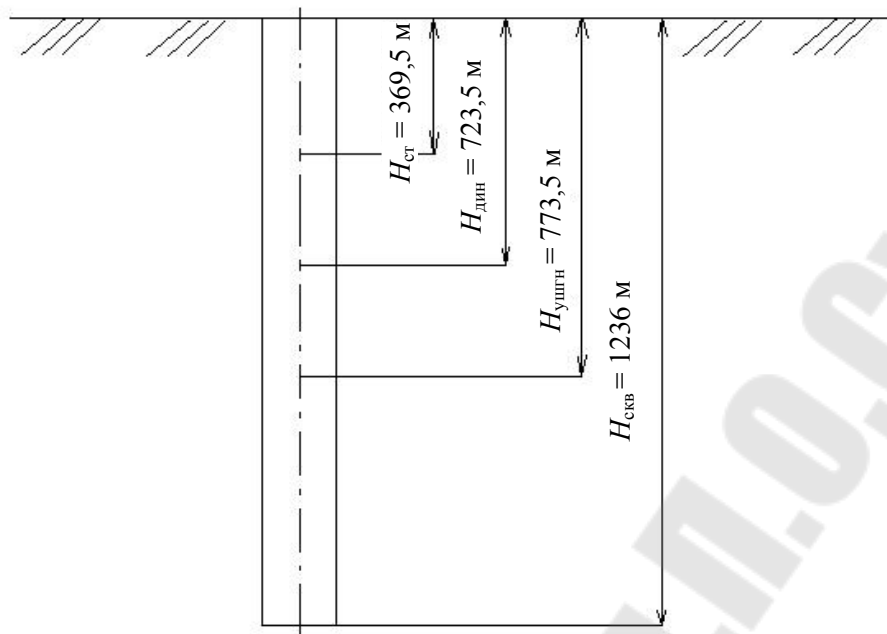


Рис. 2.7. Расчетные уровни в скважине оборудованной УЭЦН

2.5. Расчет гидравлического разрыва пласта

1. Вертикальная составляющая горного давления:

$$P_{гв} = \rho_{п} \cdot g \cdot L = 2385,2 \cdot 9,81 \cdot 1053 = 24,64 \text{ МПа.}$$

2. Горизонтальная составляющая горного давления:

$$P_{г} = P_{гв} \cdot \nu / (1 - \nu) = 24,64 \cdot 0,25 / (1 - 0,25) = 8,21 \text{ МПа.}$$

В подобных условиях при ГРП следует ожидать образования вертикальной трещины.

Запроектируем гидроразрыв нефилтующейся жидкостью. В качестве жидкости разрыва и жидкости песконосителя используем загущенную нефть с добавкой асфальтина, плотность и вязкость даны в таблице. Для расклинивания трещины запланируем закачку примерно 5 т кварцевого песка фракции 0,8–1,2 мм, темп закачки (табл. 1.1), что значительно больше минимального допустимого при создании вертикальных трещин.

При ГРП непрерывно закачивают жидкость-песконоситель в объеме $7,6 \text{ м}^3$, которая одновременно является и жидкостью разрыва.

Для определения параметров трещины используем формулы, вытекающие из упрощенной методики Ю. П. Желтова.

3. Определим давление на забое скважины в конце гидроразрыва:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{заб}} / P_{\text{г}} \cdot (P_{\text{заб}} / P_{\text{г}} - 1)^3 &= 5,25 \cdot E^2 \cdot Q \cdot \mu / ((1 - v^2)^2 \cdot P_{\text{г}}^3 \cdot V_{\text{ж}}) = \\
 &= 5,25 \cdot (2 \cdot 10^{10})^2 \cdot 1,8 \cdot 10^{-2} \cdot 0,3 / ((1 - 0,25^2)^2 \cdot (8,21 \cdot 10^6)^3 \cdot 7,6) = \\
 &= 3,07 \cdot 10^{-3}.
 \end{aligned}$$

$$P_{\text{заб}} = 9,353 \text{ МПа}.$$

4. Определяем длину трещины:

$$\begin{aligned}
 l &= (V_{\text{ж}} \cdot E / (5,6 \cdot (1 - v^2) \cdot h \cdot (P_{\text{заб}} - P_{\text{г}})))^{1/2} = \\
 &= (7,6 \cdot 2 \cdot 10^{10} / (5,6 \cdot (1 - 0,25^2) \cdot 17 \cdot (9,353 - 8,21) \cdot 10^6))^{1/2} = 38,6 \text{ м}.
 \end{aligned}$$

5. Определяем ширину (раскрытость) трещин:

$$\begin{aligned}
 \omega &= 4 \cdot (1 - v^2) \cdot l \cdot (P_{\text{заб}} - P_{\text{г}}) / E = 4 \cdot (1 - 0,25^2) \cdot 38,60 \times \\
 &\times (9,353 - 8,21) \cdot 10^6 / 2 \cdot 10^{10} = 0,82 \text{ см}.
 \end{aligned}$$

6. Определим распространение жидкости-песконосителя в трещине:

$$l_1 = 0,9 \cdot l = 0,9 \cdot 38,6 = 34,74 \text{ м}.$$

7. Определим остаточную ширину трещины, принимая пористость песка после ее закрытия $m = 0,2$:

$$\omega_1 = \omega \cdot n_0 / (1 - m) = 0,82 \cdot 0,107 / (1 - 0,2) = 0,110 \text{ см}.$$

8. Определяем проницаемость трещины такой ширины:

$$k_{\text{т}} = \omega_1^2 / 12 = 0,0011^2 / 12 = 0,1 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Гидро разрыв будет проводиться через НКТ с внутренним диаметром $d = 0,076 \text{ м}$, изолируя продуктивный пласт пакером с гидравлическим якорем.

Определяем параметры гидравлического разрыва пласта:

1. Потери давления на трение при движении жидкости-песконосителя по НКТ:

$$\rho_{\text{ж}} = \rho_{\text{н}} \cdot (1 - n_0) + \rho_{\text{пес}} \cdot n_0 = 900 \cdot (1 - 0,324) + 2500 \cdot 0,324 = 1418 \text{ кг/м}^3.$$

Число Рейнольдса:

$$Re = 4 \cdot Q \cdot \rho_{\text{ж}} / (\pi \cdot d \cdot \mu_{\text{ж}}) = 4 \cdot 18 \cdot 10^{-3} \cdot 1418 / (3,14 \cdot 0,076 \cdot 0,56) = 764.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = 64 / Re = 64 / 764 = 0,084.$$

По Ю. В. Желтову при наличии песка в жидкости при $Re > 200$ происходит ранняя турбулизация потока, и потери на трение при $Re = 764$ и $n_0 = 0,324$ возрастают в 1,52 раза:

$$P_T = 1,52 \cdot \lambda \cdot \frac{16 \cdot Q^2 \cdot L}{2 \cdot \pi^2 \cdot d^5} \cdot \rho_{ж} = 1,52 \cdot 0,084 \cdot \frac{16 \cdot (1,8 \cdot 10^{-2})^2 \cdot 1053}{2 \cdot 3,14^2 \cdot 0,076^5} \times \\ \times 1418 = 19,77 \text{ МПа.}$$

2. Давление, которое нужно создать на устье при ГРП:

$$P_{уст} = P_{заб} - \rho_{ж} \cdot g \cdot L + P_T = 9,353 - 1418 \cdot 9,81 \cdot 1053 \cdot 10^{-6} + 19,77 = \\ = 14,47 \text{ МПа.}$$

3. Рабочие жидкости гидроразрыва в скважину закачивают насосными агрегатами 4АН-700 (табл. 2.1).

Необходимое число насосных агрегатов:

$$N = P_{уст} \cdot Q / (P_a \cdot Q_a \cdot K_{тс}) + 1 = 14,47 \cdot 18 / (29 \cdot 14,6 \cdot 0,8) + 1 = 2,$$

где $P_a = 29$ МПа – рабочее давление агрегата;

$Q_a = 14,6$ л/с – подача агрегата при этом давлении;

$K_{тс} = 0,8$ – коэффициент технологического состояния агрегата в зависимости от срока службы, 0,5–0,8.

Таблица 2.1

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

4. Объем жидкости для продавки жидкости-песконосителя:

$$V_{п} = 0,785 \cdot d^2 \cdot L = 0,785 \cdot 0,076^2 \cdot 1053 = 4,77 \text{ м}^3.$$

5. Продолжительность гидроразрыва:

$$t = (V_{ж} + V_{п}) / Q_a = (7,6 + 4,77) / (14,6 \cdot 10^{-3} \cdot 60) = 14 \text{ мин.}$$

Литература

1. Шуров, В. И. Технология и техника добычи нефти / В. И. Шуров. – Москва : Недра, 1983. – 510 с.
2. Справочное пособие по газлифтному способу эксплуатации скважин / Ю. В. Зайцев [и др.]. – Москва : Недра, 1984. – 359 с.
3. Чичеров, Л. Г. Нефтепромысловые машины и механизмы / Л. Г. Чичеров. – Москва : Недра, 1983. – 308 с.
4. Гиматудинов, Ш. К. Справочное руководство по проектированию и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Ш. К. Гиматудинов. – Москва : Недра, 1983. – 562 с.
5. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений / И. Д. Амелин [и др.]. – Москва : Недра, 1978. – 356 с.
6. Ляпков, П. Д. Об относительной скорости движения газовой фазы в стволе скважины перед входом в глубинный насос / П. Д. Ляпков, А. С. Гуревич // РНТС «Нефтепромысловое дело». – 1973. – № 8. – С. 6–10.
7. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи / И. Т. Мищенко [и др.]. – Москва : Недра, 1984. – 270 с.

Содержание

1. Задание на курсовую работу по предмету «Скважинная добыча нефти и газа» (номер варианта выбирается по варианту согласно зачетно-экзаменационной ведомости).....	3
1.1. Одновременная эксплуатация нескольких нефтяных пластов... 3	3
1.2. Расчет кривых распределения давления в колонне подъемных труб	3
1.3. Расчет эксплуатации скважины установкой электроцентробежных насосов.....	4
1.4. Расчет эксплуатации скважины установкой штанговых глубинных насосов	4
1.5. Расчет гидравлического разрыва пласта	5
2. Пример выполнения курсовой работы	11
2.1. Одновременная эксплуатация нескольких нефтяных пластов.....	11
2.2. Расчет кривых распределения давления в колонне подъемных труб	14
2.3. Расчет эксплуатации скважины установкой электроцентробежных насосов	19
2.4. Расчет эксплуатации скважины установкой штанговых глубинных насосов.....	22
2.5. Расчет гидравлического разрыва пласта	26
Литература	29

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

СКВАЖИННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

**Методические указания
к курсовой работе по одноименному курсу
для студентов специальности 1-51 02 02
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»**

Электронный аналог печатного издания

Автор-составитель: **Захаров Андрей Викторович**

Редактор

Л. Ф. Теплякова

Компьютерная верстка

Н. Б. Козловская

Подписано в печать 02.05.07.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Цифровая печать. Усл. печ. л. 1,86. Уч.-изд. л. 1,71.

Изд. № 45.

E-mail: ic@gstu.gomel.by

<http://www.gstu.gomel.by>

Издатель и полиграфическое исполнение:
Издательский центр учреждения образования
«Гомельский государственный технический университет
имени П. О. Сухого».

ЛИ № 02330/0131916 от 30.04.2004 г.

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48.