

Калинин Тимофей Александрович, Студент,
Санкт-Петербургский Горный Университет императрицы Екатерины II
Kalinin Timofey Aleksandrovich,
St. Petersburg Mining University of Empress Catherine II

**РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ
ПО СТВОЛУ ФОНТАННОЙ СКВАЖИНЫ
CALCULATION OF PRESSURE DISTRIBUTION
ACROSS THE FOUNTAIN WELL**

Аннотация. В статье представлен расчет распределения давления по стволу фонтанной скважины, определены забойное давление и дебит притекающей жидкости. Выполнен подробный расчет термодинамических свойств флюидов, включая коэффициент сжимаемости, остаточную газонасыщенность и плотность газожидкостной смеси.

Abstract. The article presents a calculation of the pressure distribution along the wellbore of a flowing well. The author determines the bottom-hole pressure and fluid flow rate. A detailed calculation of the thermodynamic properties of fluids is performed, including the compressibility factor, gas saturation, and gas-liquid mixture density.

Ключевые слова: Фонтанная скважина, распределение давления, методика Поэтмана-Карпентера, забойное давление, газожидкостная смесь, градиент давления.

Keywords: Flowing well, pressure distribution, Poettmann-Carpenter method, bottom-hole pressure, gas-liquid mixture, pressure gradient.

Для удобства представим исходные данные в виде таблицы 1.

Таблица 1

Обозначение	Исходные данные Величина	Единицы измерения
$D_{\text{ЭКвнеш}}$	146	мм
$P_{\text{пл}}$	18,9	МПа
$K_{\text{прод}}$	2,17	т/ (сут·атм)
$H_{\text{в}}$	1712	м
$\text{grad}P_{\text{зкц}}$	20	атм/м
$\rho_{\text{нд}}$	848,5	кг/м ³
$\rho_{\text{нпл}}$	792	кг/м ³
$\rho_{\text{в}}$	1168	кг/м ³
$\beta_{\text{в}}$	20	%
$\mu_{\text{нд}}$	8,9	МПа·с
$P_{\text{у}}$	1,44	МПа
$\mu_{\text{нпл}}$	3,4	МПа·с
$T_{\text{пл}}$	313	К
$P_{\text{нас}}$	8,4	МПа
ω	0,0195	°К/м
Γ	86	м ³ /м ³
$h_{\text{пл}}$	6,9	м
$\rho_{\text{го}}$	1,445	кг/м ³



$L_c,$	1720	м
$Y_a,$	0,039	д,ед
$Y_{cl},$	0,416	д,ед

Определение забойного давления

Для определения забойного давления воспользуемся системой:

$$\begin{cases} P_{заб} > 0,75 \cdot P_{нас}, \\ P_{заб} > P_{зкц}, \end{cases} \quad (1)$$

где $P_{заб}$ – давление на забое, МПа; $P_{зкц}$ – давление, при котором происходит разрушение цементного камня, МПа:

$$P_{зкц} = P_{вг} - h \cdot \text{grad}P_{зкц} = \rho_r g H_b - (L_c - H_b) \cdot \text{grad}P_{зкц}, \quad (2)$$

где $\text{grad}P_{зкц}$ – градиент давления, при котором происходит разрушение цементного камня, h – расстояние между верхними (нижними) перфорационными отверстиями продуктивного нефтенасыщенного пласта и водоносным горизонтом, $P_{вг}$ – пластовое давление в водоносном горизонте (приближенно можно рассчитать, как гидростатическое давление пластовой воды с учетом глубины залегания водоносного горизонта H_b);

$$P_{зкц} = 1168 \cdot 9,81 \cdot 1712 - (1720 - 1712) \cdot 20 \cdot 101325 = 3,4 \text{ Мпа}$$

Таким образом, значение забойного давления должно быть больше 6,3 МПа. Например, можно принять, что давление на забое равно 9,4 МПа.

Расчет распределения давления по стволу скважины

Расчет распределения давления по стволу скважины:

Примем исходя из условий, посчитанных ранее, величину забойного давления равной

$$P_z = 9,4 \text{ Мпа.}$$

Расчет дебита жидкости по уравнению притока:

$$Q_{ж} = K_{прод} \cdot (P_{пл} - P_c), \quad (3)$$

$$Q_{ж} = 2,17 \cdot 10 \cdot (18,9 - 9,4) = 206,15 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

Разбиваем общий диапазон изменения давления ($P_z - P_y$) на разные интервалы ΔP :

$$\Delta P = 0,1 \cdot P_{нас} \approx 1 \text{ МПа}, \quad (4)$$

Число интервалов определим по формуле:

$$N = \frac{P_{нас} - P_y}{0,1 \cdot P_{нас}}, \quad (5)$$

Получим ряд давлений в сечениях колонны ниже устья:

$$P_i = P_y + i \cdot \Delta P, i=1,2,3, \dots N$$

Рассчитываем температурный градиент потока:

$$W_n = \frac{3,4 \cdot 10^{-3} + 0,79W}{10^{86400 \cdot 20 \cdot D_m^{2,67}}} = \frac{3,4 \cdot 10^{-3} + 0,79 \cdot 0,02326}{10^{86400 \cdot 20 \cdot 0,0503^{2,67}}} = 0,02177 \text{ К/м}, \quad (6)$$

где $Q_{ж}$ – дебит по жидкости, м³/сут., D_m – внутренний диаметр НКТ, м.

Определяем температуру на устье скважины:

$$T_y = T_{пл} - W_n \cdot L_c \cdot \cos \alpha = 313 - 0,02177 \cdot 1720 \cdot 1 = 275,552 \text{ К}, \quad (7)$$

где α – средняя величина наклона ствола скважины, град.

Рассчитываем распределение температуры для выбранных значений давления по стволу скважины:



$$T_i = T_y + \frac{(T_{пл} - T_y)(P_i - P_y)}{(P_s - P_y)}, \quad (8)$$

Определяем относительную плотность газа по воздуху:

$$\bar{\rho}_r = \frac{\rho_r}{\rho_v} = \frac{1,445}{1,367} = 1,057, \quad (9)$$

Относительную плотность смеси углеводородной части газа при стандартных условиях:

$$\bar{\rho}_{ry} = \frac{(\bar{\rho}_r - \rho_a \cdot y_a)}{(1 - y_a)} = \frac{(1,057 - 0,97 \cdot 0,039)}{(1 - 0,039)} = 1,061, \quad (10)$$

По формулам П.Д. Ляпкина определяем значения приведённых давления и температуры по стволу:

$$P_{пр} = \frac{10 \cdot P_i}{(46,9 - 2,06 \cdot \bar{\rho}_{ry}^2)}, \quad (11)$$

$$T_{пр} = \frac{T_i}{(97 + 172 \cdot \bar{\rho}_{ry}^2)}, \quad (12)$$

Коэффициент сжимаемости нефтяного газа определяем по формуле:

$$z = z_y \cdot y_y + z_a \cdot y_a, \quad (13)$$

где $y_y = 1 - y_a = 1 - 0,039 = 0,961$;

$$z_a = 1 + 0,564 \cdot 10^{-10} \cdot (T_i - 273)^{3,71} \cdot P_i^{\left(\frac{14,7}{\sqrt{T_i - 273}}\right)}, \quad (14)$$

Для расчёта коэффициента сжимаемости углеводородной части газа можно воспользоваться формулами, справедливыми для условий:

$P \leq 20$ МПа, $273 \leq T \leq 355$.

– при $0 \leq P_{пр} \leq 1,45$ и $1,05 \leq T_{пр} \leq 1,17$:

$$z_y = 1 - 0,23 \cdot P_{пр} - (1,88 - 1,6 \cdot T_{пр}) \cdot P_{пр}^2, \quad (15)$$

– при $1,45 \leq P_{пр} \leq 4$ и $1,05 \leq T_{пр} < 1,17$:

$$z_y = 0,13 \cdot P_{пр} + (6,05 \cdot T_{пр} - 6,26) \cdot \frac{T_{пр}}{P_{пр}^2}, \quad (16)$$

Выведем часть результатов в виде таблицы 2:

Таблица 2

Расчёт коэффициента сжимаемости

P_i	T_i	$P_{пр}$	$T_{пр}$	Z_a	Z_y	Z
2,440	280,257	0,547	0,965	1,000	0,773	1,713
3,440	284,961	0,772	0,981	1,000	0,638	1,583
4,440	289,666	0,996	0,997	1,000	0,489	1,440
5,440	294,370	1,220	1,013	1,001	0,335	1,293
6,440	299,075	1,444	1,030	1,002	0,183	1,148
7,440	303,779	1,669	1,046	1,004	0,242	1,207
8,440	308,484	1,893	1,062	1,006	0,295	1,260
9,400	313,000	2,108	1,078	1,009	0,337	1,303

Порядок расчётов свойств нефти при $P \leq P_{нас}$ и $T < T_{пл}$ следующий:

Рассчитываем равновесное значение $P_{нас}$ для выбранных значений P_i и T_i :



$$P_{\text{нас.Т}} = P_{\text{нас}} - \frac{T_{\text{пл}} - T_i}{9,157 + \frac{701,8}{G_0 \cdot (y_M - 0,8 \cdot y_a)}}, \quad (17)$$

Находим приведённый к нормальным условиям удельный объём выделившегося из нефти газа:

$$V_{\text{гв},i} = G_0 R(P) \cdot M(T) [D(T) \cdot (1 + R(P)) - 1], \quad (18)$$

$$R(P) = \frac{(1 + \lg P_i)}{(1 + \lg P_{\text{нас.Т}_i})} - 1, \quad (19)$$

$$M(T) = 1 + 0,029 \cdot (T_i - 293) \cdot (\rho_{\text{нд}} \cdot \bar{\rho}_r \cdot 10^{-3} - 0,7966), \quad (20)$$

$$D(T) = 10^{-3} \cdot \rho_{\text{нд}} \cdot \bar{\rho}_r [4,5 - 0,003 \cdot (T_i - 293)] - 4,785, \quad (21)$$

Рассчитываем остаточную газонасыщенность нефти (удельный объём растворённого газа) в процессе разгазирования, результаты заносим в таблицу 3:

$$V_{\text{гр},i} = G_0 \cdot M(T) - V_{\text{гв},i}, \quad (22)$$

Таблица 3

Расчет объемов газа в процессе разгазирования

Pi	Ti	Rнас	R (p)	m (T)	D (T)	Vгв	Vгр
2,440	280,257	7,322	-0,256	0,963	-0,715	32,468	50,346
3,440	284,961	7,477	-0,180	0,977	-0,727	24,129	59,861
4,440	289,666	7,632	-0,125	0,990	-0,740	17,533	67,633
5,440	294,370	7,786	-0,082	1,004	-0,753	12,021	74,321
6,440	299,075	7,941	-0,048	1,018	-0,765	7,248	80,271
7,440	303,779	8,096	-0,019	1,031	-0,778	3,009	85,687
8,440	308,484	8,251	0,005	1,045	-0,791	0,000	89,872
9,400	313,000	8,400	0,025	1,058	-0,803	0,000	91,001

Определяем относительную плотность выделившегося из нефти газа:

$$\rho_{\text{гв},i}(P_i, T_i) = a \cdot [\bar{\rho}_r - 0,0036 \cdot (1 + R(P)) \cdot (105,7 + U \cdot R(P))], \quad (23)$$

$$U = 10^{-3} \cdot \rho_{\text{нд}} \cdot G_0 - 186, \quad (24)$$

$$U = 10^{-3} \cdot 848,5 \cdot 86 - 186 = -113,03$$

$$a = 1 + 0,0054 \cdot (T_i - 293), \quad (25)$$

Рассчитываем значения относительной плотности нефтяного газа, остающегося в нефти при конкретных P и T, результаты заносим в таблицу 4:

$$\bar{\rho}_{\text{гр}}(P_i, T_i) = \frac{G_0 \cdot \left[a \cdot M(T) \cdot \bar{\rho}_r - \frac{\bar{\rho}_{\text{гв}}(P_i, T_i)}{G_0} \right]}{V_{\text{гр}}}, \quad (26)$$

Таблица 4

Расчет относительной плотности нефтяного газа

Pi	Ti	a	ρгв	ρгр
2,440	280,257	0,931	0,648	1,606
3,440	284,961	0,957	0,655	1,408
4,440	289,666	0,982	0,667	1,297
5,440	294,370	1,007	0,682	1,228
6,440	299,075	1,033	0,698	1,182
7,440	303,779	1,058	0,715	1,149



8,440	308,484	1,084	0,733	1,137
9,400	313,000	1,108	0,751	1,163

Рассчитываем температурный коэффициент объемного расширения дегазированной нефти при стандартном давлении (a_H , 1/град):

$$\begin{cases} a_H = 10^{-3} \cdot (3,083 - 2,683 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{нд}), \text{ если } 780 \leq \rho_{нд} < 860 \\ a_H = 10^{-3} \cdot (2,513 - 1,975 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{нд}), \text{ если } 860 \leq \rho_{нд} < 960 \end{cases} \quad (27)$$

При $\rho_{нд} = 848,5 \text{ кг/м}^3$:

$$a_H = 10^{-3} \cdot (3,083 - 2,683 \cdot 10^{-3} \cdot 848,5) = 0,000841$$

Удельное приращение объема нефти за счёт единичного изменения её газонасыщенности рассчитано по формуле, приведенной ниже (28):

$$\lambda(T) = 10^{-3} \cdot \left[4,3 - 3,54 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{нд} + \frac{1,0337 \cdot \bar{\rho}_{гр,i}(P_i, T_i)}{a} + 5,581 \cdot 10^{-6} \cdot \rho_{нд} \cdot (1 - 1,61 \cdot 10^{-6} \cdot \rho_{нд} \cdot V_{гр,i}) \cdot V_{гр,i} \right]$$

Рассчитываем ряд значений объемного коэффициента нефти:

$$b_H(P_i, T_i) = 1 + \frac{1,0733 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{нд} \cdot V_{гр,i} \cdot \lambda(T)}{M(T)} + a_H \cdot (T_i - 293) - 6,5 \cdot 10^{-4} \cdot P_i \quad (29)$$

Вычисляем удельный объем газожидкостной смеси при соответствующих термодинамических условиях:

$$V_{см} = b_{H,i} + \frac{V_{гв,i} \cdot z \cdot P_0 \cdot T_i}{P_i \cdot T_0} \quad (30)$$

Определяем удельную массу смеси при стандартных условиях:

$$M_{см} = \rho_{нд} + \rho_{го} \cdot G_0 + \frac{\rho_{в.ст.} \cdot \beta_B}{(1 - \beta_B)} = 848,5 + 1,445 \cdot 86 + \frac{1168 \cdot 0,2}{(1 - 0,2)} = 1264,77 \text{ кг/м}^3 \quad (31)$$

Рассчитываем идеальную плотность газожидкостной смеси (без учета влияния относительной скорости фаз) результаты заносим в таблицу 5:

$$\rho_{см.и} = \frac{M_{см}}{V_{см}} \quad (32)$$

Таблица 5

Расчет объемов газа в процессе разгазирования

P_i	T_i	λ	b_H	$V_{см}$	$\rho_{см.и}$
2,440	280,257	0,003	1,145	3,576	353,689
3,440	284,961	0,003	1,163	2,493	507,330
4,440	289,666	0,003	1,178	1,990	635,455
5,440	294,370	0,003	1,191	1,728	731,848
6,440	299,075	0,003	1,203	1,585	798,000
7,440	303,779	0,003	1,214	1,515	835,056
8,440	308,484	0,003	1,223	1,473	858,792
9,400	313,000	0,003	1,226	1,476	856,848

Рассчитываем корреляционный коэффициент необратимых потерь давления:

$$f = 10^{\left[19,66 \left(1 + \lg \left(\frac{0,99 \cdot 10^{-5} \cdot Q_{ж} \cdot (1 - \beta_B) \cdot M_{см}}{D_{м(НКТ)}} \right) \right)^{-0,25} - 17,713 \right]} \quad (33)$$



Вычисляем полный градиент давления в точках с заданными давлениями, значения которых не превышают $P_{нас}$:

$$\frac{dP}{dH} = \rho_{см.и} \cdot g \cdot 10^{-6} \cdot \cos \alpha + \frac{[f \cdot Q_{ж}^2 \cdot (1 - \beta_v)^2 \cdot M_{см}^2]}{(2,3 \cdot 10^{15} \cdot \rho_{см.и} \cdot D_{м(НКТ)}^5)}, \quad (34)$$

На участке, где $P > P_{нас}$ проводят следующие расчеты:

Рассчитываем приведённую скорость жидкости в сечении эксплуатационной колонны:

$$\omega_{ж.пр} = \frac{Q_{ж} \cdot b_H}{F} = \frac{Q_{ж} \cdot b_H}{\pi \cdot D_{м(ЭК)}^2 \cdot 0,25} = \frac{206,15 \cdot 1,226}{\pi \cdot 0,1306^2 \cdot 0,25 \cdot 86400} = 0,17483 \frac{м}{с}, \quad (35)$$

Рассчитываем градиенты давления в сечениях, где $P > P_{нас}$:

Вычисляем число Рейнольдса однофазного потока:

$$Re_{ж} = \frac{\omega_{ж.пр} \cdot \rho_{жпл} \cdot D_{м(ЭК)}}{\mu_{э}} = \frac{0,17483 \cdot 792 \cdot 130,6}{3,4} = 5945,79, \quad (36)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления потока жидкости:

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{Re_{ж}} + \frac{2 \cdot \varepsilon}{D_m} \right)^{0,2} = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{5945,79} + \frac{2 \cdot 1,4 \cdot 10^{-6}}{0,1306} \right)^{0,2} = 0,03257, \quad (37)$$

где ε – абсолютная шероховатость труб, допускается принять $\varepsilon = 1,4 \cdot 10^{-6}$ м.

$$\frac{dP}{dH} = \rho_{нв} \cdot g \cdot 10^{-6} \cdot \cos \alpha + \frac{[\lambda \cdot \omega_{ж.пр}^2 \cdot \rho_{нв} \cdot 10^{-6}]}{2 \cdot D_m}, \quad (38)$$

$$\frac{dH}{dP} = \frac{1}{\frac{dP}{dH}}, \quad (39)$$

Проводим численное интегрирование зависимости $\frac{dH}{dP} = f(P)$ для определения глубины, соответствующей вычисленному градиенту давления. Итогом этих расчётов является значение глубины ствола скважины для выбранных интервалов изменения давления, результаты занесем в таблицу 6.

$$H_i = \Delta P_{ш} \left[\frac{\left(\frac{dH}{dP} \right)_1 + \left(\frac{dH}{dP} \right)_i}{2} + \sum_{i=2}^{i-1} \left(\frac{dH}{dP} \right)_i \right], \quad (40)$$

где $\Delta P_{ш}$ - шаг изменения давления при проведении расчётов

Таблица 6

Определение глубины, соответствующей вычисленному градиенту давления

P_i	dP/dH	dH/dP	H_i
2,440	0,004	227,117	744,221
3,440	0,006	177,696	946,628
4,440	0,007	148,076	1109,514
5,440	0,008	131,053	1249,078
6,440	0,008	121,329	1375,269
7,440	0,009	116,452	1494,160
8,440	0,009	113,519	1609,145
9,400	0,009	117,429	1720,000

Определяем длину участка однофазного потока. Так как этот участок мы не разбивали по шагам изменения давления.



По результатам расчета строим профиль давления в рассматриваемой скважине, откладывая на оси глубин величину L_c , находим расчетное забойное давление $P_{заб\ p}$ (рисунок 1)

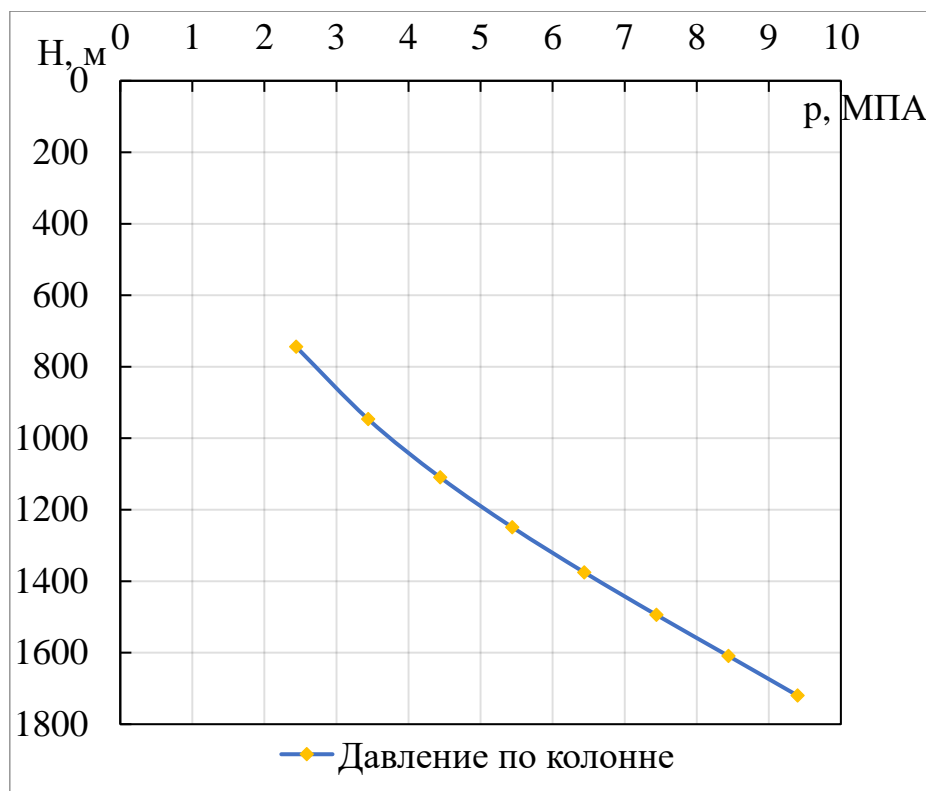


Рисунок 1. Профиль давления в стволе скважины

Таким образом, при помощи методики Поэтмана-Карпентера было найдено значение глубины, на которой давление достигает значения давления насыщения и происходит переход с однофазного на двухфазный поток.

Список литературы:

1. Гиматудинова Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. – М: Недра, – 1983. – 455 с.
2. ГОСТ 13846-89 Арматура фонтанная и нагнетательная.
3. ГОСТ Р 51365-2009 Нефтяная и газовая промышленность оборудование для бурения и добычи. оборудование устья скважины и фонтанное устьевое оборудование.
4. Крец В.Г., Шадрина А.В. Основы нефтегазового дела. Учебное пособие. – Томск: Изд-во Томском политехническом университете, 2011. – 200 с.
5. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – Москва, 2003. – 816 с.

