

**ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА  
(ЧАСТЬ 1)**

*Методические указания к практическим занятиям  
для студентов специальности 21.05.06*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ  
2022**

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
Санкт-Петербургский горный университет

Кафедра бурения скважин

## ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА (ЧАСТЬ 1)

*Методические указания к практическим занятиям  
для студентов специальности 21.05.06*

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ  
2022

УДК 622.276 (073)

**ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА (ЧАСТЬ 1):** Методические указания к практическим занятиям / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: *Г.В. Буслаев, Е.Л. Леушева, В.А. Моренов, Д.А. Зимица* СПб, 2022. 47 с.

Методические указания «Основы нефтегазового дела» содержат разделы, в которых рассмотрены темы практических занятий по изучению существующих методик определения основных технологических параметров и показателей в области нефтегазовой промышленности.

Методические указания предназначены для теоретической подготовки студентов специалитета направления подготовки 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии специализация «Технология бурения нефтяных и газовых скважин», а также слушателей системы дополнительного профессионального образования в соответствии с учебным планом и программой дисциплины «Основы нефтегазового дела».

Научный редактор доцент *М.В. Нуцкова*

Рецензент к.т.н. *И.А. Лягов*, (ООО «Перфобур»)

© Санкт-Петербургский  
горный университет, 2022

## **ВВЕДЕНИЕ**

Нефть – это естественное звено в глобальном углеводородном цикле. История происхождения нефти неразрывно связана с историей Земли и представляет собой картину того, как развивался органический мир в целом.

Вот уже полтора столетия нефть обеспечивает цивилизации быстрое развитие. Газ всегда сопутствует добыче нефти, но его промышленная добыча началась относительно недавно около 50 лет назад. Нефть и газ занимают главенствующее положение в энергетике стран.

Производственно-технологическая структура нефтегазового комплекса такова, что разведка, добыча, транспортировка и переработка углеводородов являются одинаково важными звеньями этого комплекса.

В данных методических указаниях рассмотрены основные методики определения основных технологических параметров и показателей в области нефтегазовой промышленности. Рассмотрены практические аспекты расчета свойств пластовых флюидов (нефти, газа и воды), фильтрационно-емкостных параметров пород-коллекторов, особенности подъема скважинной жидкости на поверхность и ее транспортировки в пределах внутрипромысловых цехов.

## 1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА БАРРЕЛЕЙ В 1 ТОННЕ НЕФТИ

Нефть – маслянистая горючая жидкость, обычно темно-коричневого цвета, со специфическим запахом. По химическому составу нефть представляет собой сложное соединение в основном двух элементов – углерода (82 – 87 %) и водорода (11 – 14%). Такие соединения называют углеводородами [11].

В мировой практике принято измерять добываемую и реализуемую нефть в баррелях. *Нефтяной баррель* (обычно сокращенно *bbl*) равен 42 американским галлонам или 158,987 л. Плотность определяется в градусах Американского нефтяного института – American Petroleum Institute (API).

Для России традиционно применение массовых единиц для измерения объемов добываемой нефти. В XVIII веке при разработке первых месторождений на р. Ухта нефть измерялась в пудах, также пудами мерили добываемую нефть Апшерона в начале XX века. При переходе Советской России на метрическую систему мер пуд сменила тонна. Введенный в 1942 г. государственный баланс учитывает добычу и запасы нефти в тоннах. Плотность нефти указывается в килограммах на метр кубический ( $\text{кг/м}^3$ ) или граммах на сантиметр кубический ( $\text{г/см}^3$ ) [1].

Тип нефти (согласно стандарту 2002 г.) определяется по ее плотности (таблица 1.1).

Таблица 1.1

Типы нефти

Тип нефти	0 особо легкая	1 легкая	2 средняя	3 тяжелая	4 битуминозная
Плотность нефти ( $\text{кг/м}^3$ ) при температуре 20°C	Не более 830,0	830,1 – 850	850,1 – 870	870,1 – 895	Более 895,0

Следует отметить, что баррель не является общеупотребимой единицей учета добываемой нефти. В Канаде и Норвегии количество нефти измеряется в кубических метрах, в Великобритании – в тоннах.

Довольно часто встает вопрос определения плотности нефтей, добываемых на территории России, в градусах API и определе-

ния числа баррелей в тонне добываемой нефти. В США по плотности выделяются несколько классов сырой нефти:

Таблица 1.2

Типы нефти по плотности в США

Тип нефти	Плотность нефти в градусах API	Плотность нефти (кг/м <sup>3</sup> ) при температуре 15,6°C
Суперлегкая	Более 50	Не более 780,0
Сверхлегкая	41,1-50	780-820
Легкая	31,1-41,1	820-870
Средняя	22,3-33,1	870-920
Тяжелая	10-22,3	920-1000
Сверхтяжелая (битум)	Не более 10	Более 1000

Для определения количества баррелей нефти в одной тонне необходимо массу единицы измерения выразить в объемной и разделить на баррель в единицах объема (0,159 м<sup>3</sup>).

При переводе плотностей российских нефтей в градусы API необходимо учитывать, что по российским требованиям плотность нефти определяется при температуре 20 °C, а расчет градусов API проводится при температуре 60 °F. При этой же температуре определяется и число баррелей нефти при ее реализации.

В температурной шкале Фаренгейта за ноль градусов принимается температура смеси снега и нашатыря, а за 100 градусов – нормальная температура человеческого тела.

Перевод из шкалы Фаренгейта в шкалу Цельсия осуществляется по формулам (1.1) и (1.2):

$$t_c = \frac{5}{9}(t_F - 32), °C, \quad (1.1)$$

$$t_F = \left(\frac{9}{5}t_c + 32\right), °F. \quad (1.2)$$

Число баррелей в 1 тонне нефти при температурах 60 °F и 20 °C не одинаково.

Перевод плотности из кг/м<sup>3</sup> в градусы API проводится в три этапа:

На первом этапе определяем соотношение температур по шкале Фаренгейта и Цельсия из выражения (1.1) и (1.2).

На втором этапе определяем плотность нефти при заданной температуре по формуле (1.3):

$$\rho_t = \rho_{20} - \alpha(t - 20), \text{ кг/м}^3 \quad (1.3)$$

где  $\rho_t$  и  $\rho_{20}$  – плотность нефти соответственно при заданной температуре и 20 °С;  $\alpha$ – температурная поправка (1.4):

$$\alpha = 1,825 - 0,00131 \cdot \rho_{20} \quad (1.4)$$

На третьем этапе рассчитываем плотность в градусах API по формуле (1.5) (плотность в данной формуле нужно выразить в т/м<sup>3</sup>):

$$\text{API} = \frac{141,5}{\rho_t} - 131,5. \quad (1.5)$$

### Задача 1

В таблице 1.3 приведены данные по плотности нефти  $\rho$  (кг/м<sup>3</sup>) при  $t$  (°С). Определить плотность в единицах API и число баррелей в одной тонне нефти при температуре 20 °С и 60 °F.

Таблица 1.3

Исходные данные для расчетов

Вариант	Температура, °С	Плотность, кг/м <sup>3</sup>
1	33	760
2	30	780
3	29	820
4	27	860
5	25	880
6	29	900
7	30	920
8	22	940
9	19	960
10	17	800
11	22	830
12	24	850
13	18	870
14	26	890
15	25	910
16	28	930
17	26	950
18	24	970
19	23	810
20	21	790
21	28	850
22	18	870
23	26	910
24	31	810
25	30	760

## 2. РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО ГАЗА

Углеводородный газ представляет собой естественную смесь газообразных углеводородов. В составе природного газа преобладает метан (от 80 до 97 %), в попутном нефтяном газе наряду с метаном также присутствуют тяжелые углеводороды. Природный газ в пластовых условиях находится в газообразном состоянии – в виде отдельных скоплений или в виде газовой шапки нефтегазовых месторождений, либо в растворённом состоянии в нефти или воде. Попутный нефтяной газ добывается вместе с нефтью.

Природные газы, добываемые из газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений, состоят из углеводородов (УВ) метанового ряда  $\text{CH}_4 - \text{C}_4\text{H}_{10}$ : метана, этана, пропана, изобутана, н-бутана, и неуглеводородных компонентов:  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{Ar}$ ,  $\text{He}$ , и др. [2].

Природные газы состоят преимущественно из предельных углеводородов, но в них встречаются также сероводород, азот, углекислота, водяные пары. Газы, добываемые из чисто газовых месторождений, состоят в основном из метана.

*Плотность* является одной из основных физических характеристик газа. Значительное влияние на плотность газов оказывают условия, при которых происходит ее измерение. Так, под *нормальными условиями* понимают давление  $P = 0,1$  МПа, а температура  $T = 273$  К ( $0$  °С), под *стандартными условиями* понимают условия  $P = 0,1$  МПа,  $T = 293$  °К ( $20$  °С).

Под *плотностью* газа понимают его массу, заключенную в  $1$  м<sup>3</sup> при  $0$  °С и атмосферном давлении  $P = 0,1$  МПа, т.е. при нормальных условиях; измеряется в кг/м<sup>3</sup>. В среднем нефтяные газы имеют плотность от  $0,5$  до  $1,5$  кг/м<sup>3</sup>.

*Относительная плотность газа* – это отношение плотности газа к плотности воздуха при стандартных условиях.

Молекулярная масса газа определяется путем суммирования масс атомов, входящих в молекулу; измеряется в атомных единицах массы (а.е.м.) или Дальтонах (Da), при этом  $1$  а.е.м. =  $1$  Da.

Для всех газов объем  $1$  моля постоянен и равен при стандартных условиях  $24,05$  дм<sup>3</sup>, при нормальных –  $22,41$  дм<sup>3</sup> [6].

Молекулярная масса газа при известном объемном составе рассчитывается по формуле:

$$M_{\Gamma} = \sum_{i=1}^n y_i M_i, \text{ г/моль} \quad (2.1)$$

где  $y_i$  – объемная доля  $i$  – го компонента в газовой фазе;  $M_i$  – молекулярная масса  $i$  – го компонента;  $n$  – число компонентов в смеси газов.

Плотность газа при нормальных условиях вычисляется по формуле:

$$\rho_{н.у.} = \frac{M_z}{22,41}, \text{ кг/м}^3 \quad (2.2)$$

при стандартных условиях – по формуле:

$$\rho_{ст.у.} = \frac{M_z}{24,05}, \text{ кг/м}^3 \quad (2.3)$$

Относительная плотность газа по воздуху определяется как:

$$\bar{\rho}_z = \frac{M_z}{28,98}, \text{ кг/м}^3 \quad (2.4)$$

где 28,98 – молекулярная масса воздуха.

### Задача 2

В таблице 2.1 приведены атомные массы компонентов газа, а в таблице 2.2 составы газов типичных газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений. Необходимо рассчитать молярную массу каждого компонента, молекулярную массу газа, его плотность при стандартных и нормальных условиях, а также относительную плотность газа по воздуху.

Таблица 2.1

**Атомные массы компонентов**

Компонент	Водород	Углерод	Кислород	Сера	Азот
Атомная масса	1,008	12,011	15,999	32,064	14,007

Таблица 2.2

Вариант	Компонентный состав газа, объемные доли в %							
	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>12</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S
1	53,4	7,2	15,1	8,3	6,3	0,1	9,6	0
2	97,8	0,1	0,03	0,02	0,01	0,3	1,7	0,04
3	84	5	1,6	0,7	1,8	1,1	4,2	1,6
4	95,6	2	0,34	0,1	0,05	1,15	0,76	0
5	58,8	1,8	0,6	0,23	0,12	11	21,3	6,15
6	37,3	20,7	18,9	9,5	4,8	-	8,8	-
7	39,4	16,8	6,5	2,8	1,1	-	31,6	1,8
8	48	12,2	24	11,1	2,6	-	2,1	-
9	62,2	9,2	13,7	7,4	4	0,8	2,7	-
10	78,4	4,9	4,4	2,9	0,8	0,8	7,8	-
11	76,5	2,8	6,4	7,5	5,3	0,9	0,6	-
12	80,1	5,9	5,7	3,8	2	0,8	1,7	-
13	69	6,3	11,6	6,7	4	0,7	1,7	-
14	61,3	8,1	17,4	10	2,6	0,3	0,3	-
15	42,9	15,2	19,1	10,1	4	0,5	8,2	-
16	70	9	12	7	1	-	1	-
17	92	3	0,03	0,4	0,05	0,9	1,9	1,72
18	80	8,9	5,6	1,8	2	-	1,7	-
19	59,3	8,1	13,4	9	2,6	0,3	0,3	7
20	46	10,2	19	17	2,6	-	2,7	2,5
21	62,3	8,3	15,4	13,3	0,3	-	0,4	-
22	74,8	6,4	11,2	6,8	0,2	0,4	0,2	-
23	75,6	7,5	8,9	4,0	0,4	-	3,1	0,5
24	49,5	18,4	15,7	12,0	1,0	2,1	0,8	0,5
25	60,1	10,6	12,0	10,7	2,4	0,3	1,7	2,2

### 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ФИЛЬТРАЦИОННО– ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРА

В нефтяных и газовых месторождениях нефть и газ, так же как и пластовые воды, занимают пустоты (поры), а также трещины и каверны в горных породах. Все горные породы, составляющие земную кору, имеют пустоты между частицами, т.е. обладают пористостью, но промышленные запасы нефти встречаются только в осадочных породах – в песках, песчаниках, известняках, конгломератах, являющихся хорошими коллекторами для жидкостей и газов.

Коллекторы нефти и газа - горные породы, которые обладают емкостью, достаточной для того, чтобы вмещать углеводороды разного фазового состояния (нефть, газ, газоконденсат), и проницаемостью, позволяющей отдавать их в процессе разработки.

Основные физико-механические свойства коллекторов: пористость, проницаемость, удельная поверхность, механические свойства. Эти свойства необходимо знать для решения задач рациональной разработки и эксплуатации месторождений.

Наличие пор и пустот в породе называется *пористостью*. Пористость нефтесодержащих пород характеризуется коэффициентом пористости.

Коэффициентом пористости ( $m$ ) называется отношение суммарного объема пор в образце ( $V_n$ ) к объему этого образца ( $V_o$ ):

$$m = \frac{V_n}{V_o} . \quad (3.1)$$

Коэффициентом открытой пористости ( $m_{on}$ ) называется отношение объема открытых пор в образце ( $V_{on}$ ) к объему этого образца ( $V_o$ ):

$$m = \frac{V_{on}}{V_o} \quad (3.2)$$

Коэффициент пористости выражается в долях единицы или в процентах к объему образца.

Пористость породы - весьма важный параметр, необходимый для оценки запасов нефти и изучения процессов фильтрации в пористой среде.

Различают пористость породы следующих видов:

- *общая* (абсолютная, физическая или полная) пористость включает объем всех пор в образце, т.е. связанные между собой (сообщающиеся) и не связанные (изолированные) поры. Общая пористость определяется разностью между объемом образца и объемом составляющих его зерен;

- *открытая* пористость или пористость насыщения, включающая поры, в которые проникает данная жидкость (газ) при заданном давлении (вакууме). Не учитываются те поры, в которые не проникает жидкость при рассматриваемом давлении насыщения. Обычно в качестве насыщающей жидкости используется керосин (хорошо проникающий в поры и не вызывающий разбухания глинистых частиц) и насыщение происходит под вакуумом;

- *динамическая* (эффективная) пористость, включающая только ту часть поровых каналов, через которые возможна фильтрация жидкости или газа. При этом не учитывается объем субкапиллярных пор (диаметром менее 0,0002 мм) и пор, где жидкость удерживается молекулярно-поверхностными силами. Динамическая пористость в одном и том же образце не имеет постоянного значения, а изменяется в зависимости от перепада давления, скорости фильтрации и свойств жидкости.

В лабораторных условиях пористость определяют методом Преображенского, насыщая породы керосином или 3%-м раствором солёной воды. Пористость определяется по разнице весов сухого и насыщенного образца, отнесённой к объёму образца, умноженному на плотность насыщающей жидкости. Отношение объёма пор к объёму образца даёт искомую величину пористости [9].

Объём открытых взаимосвязанных пор определяется:

$$V_{on} = \frac{P_k - P_c}{\rho_k}, \text{ м}^3 \quad (3.3)$$

где  $P_k$  – вес на воздухе образца, насыщенного керосином, кг;  $P_c$  – вес сухого образца на воздухе, кг;  $\rho_k$  – плотность керосина, кг/м<sup>3</sup>.

Объем образца исследуемой породы определяется:

$$V_o = \frac{P_k - P_{kk}}{\rho_k}, \text{ м}^3 \quad (3.4)$$

где  $P_{kk}$  – вес в керосине образца, насыщенного керосином, кг.

*Проницаемость* – важнейший параметр, характеризующий проводимость коллектора, т.е. способность пород пласта пропускать к забоям скважин нефть и газ при наличии перепада между пластовым и забойным давлениями.

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений возможна различная фильтрация в пористой среде жидкостей и газов или их смесей – совместное движение нефти, воды и газа или воды и нефти, нефти и газа или только нефти или газа. При этом проницаемость одной и той же пористой среды для данной фазы в зависимости от количественного и качественного состава фаз в ней будет различной. Поэтому для характеристики проницаемости пород нефтесодержащих пластов введены понятия абсолютной, фазовой и относительной проницаемости.

Под *абсолютной* проницаемостью понимается проницаемость пористой среды, которая определена при наличии в ней лишь одной какой-либо фазы, химически инертной по отношению к породе.

*Фазовой (эффективной)* называется проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии или движении в порах многофазных систем.

*Относительной* проницаемостью пористой среды называется отношение эффективной проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной.

Проницаемость измеряется в системе СИ в  $\text{м}^2$

За единицу проницаемости принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью  $1 \text{ м}^2$ , длиной  $1 \text{ м}$  и перепаде давления  $1 \text{ Па}$  расход жидкости вязкостью  $1 \text{ Па}\cdot\text{с}$  составляет  $1 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Физический смысл размерности коэффициента проницаемости – это величина площади сечения каналов пористой среды горной

породы, по которым происходит фильтрация флюидов. В промышленном деле обычно пользуются единицей Дарси ( $1 \text{ Д} \approx 10^{-12} \text{ м}^2$ ).

Для оценки проницаемости горных пород обычно пользуются **линейным законом фильтрации Дарси**, по которому *скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна коэффициенту проницаемости и градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости*:

$$g = \frac{Q}{F} = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L}, \text{ м/с} \quad (3.5)$$

где  $g$  – скорость линейной фильтрации, м/с;  $Q$  – объемный расход жидкости в единицу времени, м<sup>3</sup>/с;  $\mu$  – динамическая вязкость жидкости, Па·с;  $F$  – площадь фильтрации, м<sup>2</sup>;  $\Delta P$  – перепад давления, Па;  $L$  – длина пористой среды, м.

В этом уравнении способность породы пропускать жидкости и газы характеризуется коэффициентом проницаемости (для фильтрации жидкости через породу):

$$k_{жс} = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{F \cdot \Delta P}, \text{ м}^2 \quad (3.6)$$

Коэффициент абсолютной проницаемости по газу определяется по следующей формуле:

$$k_r = \frac{2Q \cdot P_2 \cdot \mu \cdot L}{F(P_1^2 - P_2^2)}, \text{ м}^2 \quad (37)$$

где  $Q$  – расход газа при атмосферном давлении, м<sup>3</sup>/с;  $P_1$  и  $P_2$  – соответственно давление газа на входе в образец и на выходе из него, Па.

Удельная поверхность породы – суммарная поверхность зерен, составляющих породу, в единице ее объема. Ее значение в нефтесодержащих породах колеблется в пределах от 40000 до 230000 м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup>. Породы, имеющие большую удельную поверхность непроницаемые (глины, глинистые сланцы и т.п.).

Приближенно удельная поверхность определяется по формуле:

$$S_{уд} = c \cdot m \cdot \sqrt{\frac{m}{k}}, \text{ см}^2/\text{см}^3 \quad (3.8)$$

где  $c$  – коэффициент, зависящий от разнородности частиц песка.

Значение пористости берется в долях единицы, а значение проницаемости – в мкм<sup>2</sup>.

### Задача 3

Определить коэффициент открытой пористости, коэффициент абсолютной проницаемости и удельную поверхность образца породы по данным табл. 3.1.

Принять, что плотность керосина равна 716 кг/м<sup>3</sup>, давление на выходе из образца соответствует атмосферному, коэффициент, зависящий от разнородности частиц песка  $c = 3150$ .

Таблица 3.1

Исходные данные для расчета

Вариант	$P_c$ , г	$P_k$ , г	$P_{kk}$ , г	Радиус образца по горцу, см	$P_f$ , МПа	Вязкость, мПа·с	Объемный расход, см <sup>3</sup> /с	Объемный расход жидкости, см <sup>3</sup> /с
1	20,3	22,4	12,3	1,50	1,30	0,018	20,0	0,023
2	19,3	20,7	11,4	1,60	1,20	0,017	25,2	0,024
3	25,3	27,7	14,7	1,70	1,10	0,018	25,3	0,025
4	23,3	25,3	11,9	1,80	1,32	0,017	27,2	0,026
5	27,4	29,2	16,7	1,90	1,35	0,018	20,6	0,207
6	21,0	24,2	12,4	1,50	1,50	1,017	25,2	0,019
7	21,5	25	11,9	1,40	1,40	1,018	19,8	0,023
8	22,5	26,2	12,5	1,50	1,18	1,017	20,4	0,024
9	23,5	26,8	12,9	1,70	1,12	1,018	21,2	0,019
10	21,4	25,9	11,8	1,90	1,24	1,017	19,8	0,023
11	22,4	26,5	13,0	2,0	1,28	1,018	23,7	0,024
12	25,0	29,2	13,8	1,15	1,26	1,017	24,8	0,024
13	26,0	29,8	14,9	1,25	1,20	1,018	25,4	0,025
14	22,0	26,6	11,2	1,35	1,30	1,017	26,5	0,026
15	21,8	25,9	10,7	1,45	1,18	1,018	27,3	0,207
16	24,6	28,3	12,8	1,55	1,12	1,017	26,3	0,026
17	23,7	27,4	11,9	1,25	1,24	1,018	25,7	0,025
18	22,1	25,6	10,5	1,45	1,28	1,017	24,1	0,025
19	23,0	26,1	11,1	1,65	1,26	1,018	22,9	0,019
20	19,0	23,7	9,9	1,80	1,21	1,017	23,3	0,025
21	21,8	29,7	12,5	1,20	1,30	1,018	23,4	0,019
22	22,0	29,2	9,8	1,50	1,25	1,018	27,0	0,023
23	23,4	28,8	12,4	1,50	1,22	1,017	24,3	0,024
24	25,4	28,0	13,0	1,45	1,40	1,018	23,1	0,025
25	20,1	28,0	16,4	1,35	1,40	1,018	25,0	0,019

#### 4. РАСЧЕТ ПЛОТНОСТИ, ОБЪЕМНОГО КОЭФФИЦИЕНТА И УСАДКИ НЕФТИ

Плотность является важной физической характеристикой нефти. Обычно она составляет от 750 до 960 кг/м<sup>3</sup>, но бывают нефти с плотностью более 1000 кг/м<sup>3</sup> и менее 750 кг/м<sup>3</sup>. Чем легче нефть, тем выше в ней содержание наиболее ценных легких фракций, тем меньше требуется усилий для ее переработки, и, соответственно, тем она ценнее. Большинство разрабатываемых нефтяных месторождений представлено многопластовыми залежами, для которых, как правило, с увеличением глубины залегания продуктивного горизонта плотность нефти снижается.

Вместе с нефтью на поверхность извлекается газ, называемый попутным. Попутный нефтяной газ (ПНГ) - смесь газообразных низших предельных углеводородов, растворенных в нефти, которые в свою очередь могут растворять предельные углеводороды с большим числом атомов углерода, а также бензол и толуол. Это, прежде всего, метан — главный компонент природного газа — а также более тяжелые компоненты: этан, пропан, бутан и другие. Кроме этого ПНГ может содержать углекислый газ, азот и сероводород. ПНГ может быть растворен в нефти либо существовать как «шапка» нефтяного месторождения (т. е. как скопление свободного газа над пластом нефти).

Количество газа в м<sup>3</sup>, приведенное к нормальным условиям, приходящееся на 1 т или 1 м<sup>3</sup> извлеченной нефти, называется *газовым фактором*.

Газ выделяется из нефти на всем пути движения от пласта до установок подготовки; окончательное отделение газа происходит на установках подготовки нефти в концевых многоступенчатых сепараторах. Объем дегазированной нефти отличается от объема пластовой нефти. Изменение объема нефти характеризует *объемный коэффициент*, определяемый отношением объема нефти в пластовых условиях к объему дегазированной нефти. По величине объемного коэффициента можно определить усадку нефти, показывающую уменьшение объема нефти после дегазации.

Объемный коэффициент нефти можно рассчитать по формуле:

$$b = 1 + \lambda_{\text{нг}} \cdot \Gamma + \alpha_{\text{н}} \cdot (t - 20) - 6,5 \cdot 10^{-4} \cdot P \quad (4.1)$$

где  $\lambda_{\text{нг}}$  – коэффициент изменения объема нефти из-за изменения ее насыщенности газом;  $\Gamma$  – газовый фактор  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;  $\alpha_{\text{н}}$  – коэффициент термического расширения нефти;  $P$  – давление, МПа;  $t$  – температура, °С.

Для нефтей в пластовых условиях объемный коэффициент приближенно можно рассчитать по формуле:

$$b = 1 + 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Gamma \quad (4.2)$$

Коэффициент изменения объема нефти из-за изменения ее насыщенности газом  $\lambda_{\text{нг}}$  рассчитывается по формуле:

$$\lambda_{\text{нг}} = 10^{-3} [4,3 + 0,858\rho_{\text{г}} + (0,0052 - 0,78 \cdot 10^{-5} \Gamma) \Gamma - 0,00354\rho_{\text{н}}], \quad (4.3)$$

где  $\rho_{\text{н}}$ ,  $\rho_{\text{г}}$  – плотность соответственно нефти и газа при 20 °С и 0,1 МПа,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

Коэффициент термического расширения нефти  $\alpha_{\text{н}}$  рассчитывают в зависимости от плотности нефти по следующим формулам:

$$\alpha_{\text{н}} = 10^{-3} \cdot 2,638 \cdot (1,169 - \rho_{\text{н}} \cdot 10^{-3}) \quad \text{при } 780 < \rho_{\text{н}} < 860 \text{ кг}/\text{м}^3 \quad (4.4)$$

$$\alpha_{\text{н}} = 10^{-3} \cdot 1,975 \cdot (1,272 - \rho_{\text{н}} \cdot 10^{-3}) \quad \text{при } 860 < \rho_{\text{н}} < 960 \text{ кг}/\text{м}^3 \quad (4.5)$$

Плотность нефти с растворенным в ней газом определяют по формуле:

$$\rho_{\text{нг}} = b^{-1} (\rho_{\text{н}} + \rho_{\text{г}} \cdot \Gamma), \text{ кг}/\text{м}^3 \quad (4.6)$$

Коэффициент усадки рассчитывается следующим образом:

$$u = \frac{b-1}{b}. \quad (4.7)$$

#### Задача 4

Рассчитать плотность, объемный коэффициент и усадку нефти по исходным данным, представленным в табл. 4.1.

Таблица 4.1

## Исходные данные для расчетов

Вариант	Газовый фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$	Плотность нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$	Плотность газа, $\text{кг}/\text{м}^3$	Давление, МПа	Температура, К
1	17,0	907	1,52	17,0	313
2	19,9	896	1,34	16,7	326
3	15,6	899	1,46	15,4	310
4	15,0	915	0,88	18,3	302
5	16,7	902	0,95	20,5	297
6	20,8	892	1,12	15,7	315
7	18,0	890	1,43	17,8	298
8	14,4	899	0,98	18,0	320
9	14,5	893	1,01	19,2	323
10	15,4	885	0,94	16,9	314
11	18,0	894	0,91	17,5	306
12	19,4	879	0,87	18,4	312
13	13,9	895	1,35	19,4	331
14	15,2	892	1,50	16,5	324
15	18,0	900	1,44	15,8	303
16	19,1	920	0,87	17,5	321
17	16,5	862	0,99	18,2	338
18	16,9	885	1,23	19,4	349
19	17,3	830	1,65	18,9	353
20	14,8	930	1,64	17,2	298
21	15,3	880	1,25	15,1	330
22	16,2	920	1,39	14,9	328
23	17,1	884	0,98	16,7	311
24	14,8	890	1,54	15,4	298
25	16,0	911	1,02	16,7	325

## 5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГОРНО–ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ЗАЛЕГАНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

*Скважиной* называют цилиндрическую горную выработку, выполненную механическими средствами без доступа человека, у которой глубина многократно превышает ее поперечное сечение.

Начало скважины - *устье*, цилиндрическая поверхность – стенка или ствол, дно – *забой*. Расстояние от устья до забоя по оси ствола определяет длину скважины, а по проекции оси на вертикаль - ее глубину. Длина скважины всегда больше ее глубины. Максимальный начальный диаметр нефтяных и газовых скважин обычно не превышает 900 мм, а конечный редко бывает меньше 165 мм.

*Пластовое давление*  $P_{пл}$  – давление жидкости (флюидов) в проницаемой породе, т.е. поровое давление в случае сообщения пор между собой.

Давление столба жидкости:

$$P_{ст} = \rho_{ж} \cdot g \cdot h_{пл}, \text{ Па} \quad (5.1)$$

где  $\rho_{ж}$  – плотность жидкости,  $\text{кг/м}^3$ ;  $h_{пл}$  – глубина залегания пласта, м.

*Горное давление* создается суммарным действием на породы геостатического и геотектонического давления.

*Геотектоническое давление* – отражение напряжений, создаваемых в земной коре непрерывно-прерывистыми тектоническими процессами.

*Геостатическое давление*  $P_{гс}$  – давление, обусловленное весом вышележащих горных пород [4].

$$P_{гс} = \sum_{i=1}^n [(1-m_i) \cdot \rho_{скi} + m_i \cdot \rho_{ж}] \cdot h_i \cdot g = \rho_{гп} \cdot g \cdot z, \text{ Па} \quad (5.2)$$

где  $m$  – пористость слоя породы, доли единицы;  $\rho_{ск}$  – плотность скелета данной породы,  $\text{кг/м}^3$ ;  $h$  – толщина слоя той же горной породы, м;  $\rho_{ж}$  – плотность жидкости в порах породы,  $\text{кг/м}^3$ ;  $\rho_{гп}$  – объемная плотность вышележащей породы,  $\text{кг/м}^3$ ;  $g$  – ускорение свободного падения,  $\text{м/с}^2$ ;  $i$  – количество интервалов длиной  $l$ .

*Градиент пластового давления* – отношение пластового давления  $p_{пл}$  в рассматриваемой точке пласта к ее глубине  $h_{пл}$ .

$$grad P_{пл} = \frac{P_{пл}}{h_{пл}}, \text{ Па/м} \quad (5.3)$$

*Коэффициент аномальности* пластового давления  $k_a$  – отношение пластового давления в рассматриваемой точке породы на глубине  $h_{пл}$  к давлению столба пресной воды той же высоты.

$$k_a = \frac{P_{пл}}{\rho_v \cdot g \cdot h_{пл}}, \quad (5.4)$$

где  $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$ .

Пластовое давление называется нормальным, если оно равно гидростатическому давлению столба пластовых вод, сообщающихся через трещины и поры горной породы с атмосферой. Пластовые давления, превышающие гидростатические давления флюидов определяются как аномально высокие давления (АВПД), а пластовые давления меньше гидростатических называются аномально низкими (АНПД).

Таблица 5.1

**Коэффициент аномальности пластового давления**

$k_a$	Пластовое давление
Менее 0,8	Аномально низкое (АНПД)
0,8-1,0	Пониженное
1,0-1,05	Нормальное
1,05-1,3	Повышенное
1,3-2,0	Высокое (АВПД)
Более 2	Свервысокое (АВПД)

*Индекс геостатического давления* – отношение геостатического давления  $p_{гс}$  на глубине  $h$  к давлению столба пресной воды.

$$k_r = \frac{P_{гс}}{\rho_v \cdot g \cdot h}. \quad (5.5)$$

*Относительная плотность* промывочной жидкости – отношение плотности промывочной жидкости в скважине  $\rho_n$  к плотности пресной воды  $\rho_v$ .

$$\rho_{\text{отн}} = \frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{в}}}. \quad (5.6)$$

В остановленной на определенное время скважине устанавливается *статический* уровень; во время работы – *динамический* уровень жидкости. Следует учесть, что в остановленной на определенное время скважине устанавливается статический уровень жидкости, гидростатическое давление которого на забой скважины эквивалентно пластовому давлению [8].

Для безводной скважины пластовое давление определяется по формуле:

$$P_{\text{пл}} = \rho_{\text{н}} g h_{\text{н}}, \text{ Па} \quad (5.7)$$

где  $h_{\text{н}}$  – высота столба нефти в скважине, м;

$$h_{\text{н}} = H_{\text{скв}} - H_{\text{ст}}, \text{ м} \quad (5.8)$$

где  $\rho_{\text{н}}$  – средняя плотность нефти в остановленной скважине,  $\text{кг/м}^3$ ;

$$\rho_{\text{н}} = \frac{(\rho_{\text{н.пл.}} + \rho_{\text{н.дег.}})}{2}, \text{ кг/м}^3 \quad (5.9)$$

где  $\rho_{\text{н.пл.}}$ ,  $\rho_{\text{н.дег.}}$  – плотность пластовой и дегазированной нефти соответственно,  $\text{кг/м}^3$

Плотность жидкости в скважине рассчитывается по формуле:

$$\rho_{\text{жс}} = \rho_{\text{в}} \cdot \beta + \rho_{\text{н}} \cdot (1 - \beta), \text{ кг/м}^3 \quad (5.10)$$

где  $\rho_{\text{в}}$ ,  $\rho_{\text{н}}$  – плотности воды и нефти соответственно,  $\text{кг/м}^3$ ;  $\beta$  – обводненность, доли ед.

Если скважина заполнена жидкостью до устья, то пластовое давление можно определить по формуле:

$$P_{\text{пл}} = \rho_{\text{н}} g H_{\text{скв}} + P_{\text{у}}, \text{ Па} \quad (5.11)$$

где  $P_{\text{у}}$  – давление на устье скважины, Па.

В остановленной скважине пластовое давление можно определить по следующей формуле:

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{ст}} + P_{\text{затр}}, \text{ Па} \quad (5.12)$$

где  $P_{\text{затр}}$  – затрубное давление газа, Па.

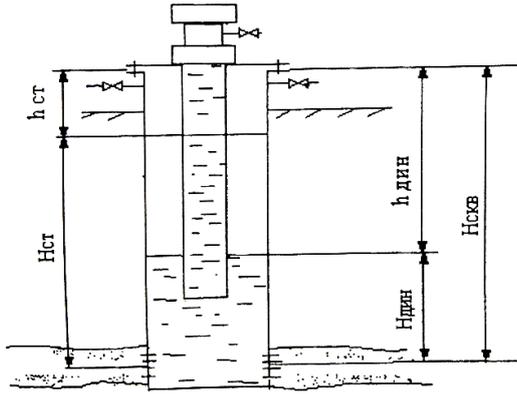


Рис. 5.1. Схема уровней жидкости в скважине  
 $H_{ст}$  – статический уровень;  $h_{дин}$  – динамический уровень;  $H_{ст}$  – статический столб;  $H_{дин}$  – динамический столб;  $H_{скв}$  – глубина скважины

$P_{дин}$ ,  $P_{ст}$  – давления, оказываемые динамическим и статическим столбами жидкости; рассчитываются по формулам:

$$P_{дин} = \rho_{жс} g H_{дин} = \rho_{жс} g (H_{скв} - h_{дин}), \text{ Па} \quad (5.13)$$

$$P_{ст} = \rho_{жс} g H_{ст} = \rho_{жс} g (H_{скв} - h_{ст}), \text{ Па} \quad (5.14)$$

В закрытой скважине, заполненной нефтью давление на глубине  $h$  приблизительно можно определить по формуле:

$$P_z = P_{пл} - \rho_n g (h_{пл} - h), \text{ Па} \quad (5.15)$$

При насосной эксплуатации в затрубном пространстве может создаваться избыточное давление. В этом случае давление на забое скважины будет определяться суммой давления столба жидкости и избыточного давления газа в затрубном пространстве:

$$P_{заб} = P_{дин} + P_{затр}, \text{ Па} \quad (5.16)$$

Определив динамический уровень получим забойное давление:

$$P_{заб} = \rho_{жс} g (H_{скв} - h_{дин}), \text{ Па} \quad (5.17)$$

где  $H_{скв}$  – глубина скважины, м;  $h_{дин}$  – динамический уровень, м;  $\rho_{ж}$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>.

*Геостатическая температура* – температура горной породы в естественных условиях залегания в земной коре.

*Температурный градиент* – прирост геостатической температуры на каждый метр глубины залегания породы. С глубиной значение может изменяться.

Среднее значение температурного градиента равно 3°C на каждые 100 метров в глубину.

### **Задача 5.1**

Для площади, по которой данные о пористости, плотности пород и насыщающих их жидкостях приведены в табл. 5.3, оценить значение геостатического давления и объемной плотности толщи горных пород на глубине  $H$ .

### **Задача 5.2**

В расположенных на глубине  $H$  объектах закрытой скважины (табл. 5.3.) при избыточном давлении на ее устье  $P_y$  определить:

- а) пластовое давление;
- б) коэффициент аномальности;
- в) относительное давление по воде на глубине  $L$ ;
- г) индекс геостатического давления;
- д) температуру, если известно, что на глубине  $L_1$  м температура равна  $t$ , а средний температурный градиент 0,03 °C /м.

Таблица 5.2

**Исходные данные для расчета**

Вариант	$H$ , м	$L$ , м	$P_y$ , МПа	$L_1$ , м	$t$ , °C
1	2000	1800	12,3	1400	62
2	1700	1200	11,4	1500	64
3	3500	3100	14,7	1600	65
4	2330	2000	11,9	1700	66
5	2740	2500	16,7	1800	67
6	2100	1700	12,4	1900	68
7	2150	1800	11,9	2000	69
8	2250	1900	12,5	2100	70
9	2350	2010	12,9	2200	71
10	2840	1620	11,8	2300	72

Продолжение таблицы 5.2

Вариант	H, м	L, м	P <sub>y</sub> , МПа	L <sub>1</sub> , м	t, °C
11	3240	2910	13,0	2400	73
12	2500	1900	13,8	1350	61
13	2600	2050	14,9	2500	74
14	2200	1960	11,2	1650	63
15	3180	2840	10,7	2600	75
16	3460	3040	12,8	2700	76
17	2770	2100	11,9	2100	75
18	3410	2910	10,5	2800	77
19	3300	2870	11,1	2600	78
20	1900	1100	9,9	1100	59
21	2500	1000	11,2	2150	65
22	3200	1250	14,1	2980	69
23	1800	1287	10,9	1650	73
24	2200	1350	12,0	2000	70
25	2750	1220	12,2	1000	68

Таблица 5.3

Данные о пористости, плотности пород и насыщающих их жидкостях

Интервал глубины, м	Толщина, м	Пористость, %	Средняя плотность, кг/м <sup>3</sup>	
			Скелета породы	Пластовой жидкости
0–400	400	36	2620	1010
400–600	200	30	2660	1040
600–800	200	27	2700	1060
800–1000	200	24	2700	1100
1000–1200	200	24	2660	1100
1200–1400	200	26	2660	1100
1400–1600	200	29	2700	930
1600–1800	200	33	2700	750
1800–2000	200	36	2700	680
2000–2200	200	33	2660	680
2400–2600	200	29	2700	930
2600–2800	200	33	2700	750
2800–2000	200	36	2700	680
2000–2200	200	33	2660	680
2200–2500	300	35	2700	780
2500–2900	400	28	2700	920
2900–3000	100	32	2700	730
3000–3200	200	36	2700	680
3200–3400	200	28	2700	680
3400–3700	300	25	2720	680
3700–3900	200	22	2720	700

## 6. РАСЧЕТ АРТЕЗИАНСКОГО И ГАЗЛИФТНОГО ФОНТАНИРОВАНИЯ

Эксплуатация скважин может осуществляться либо фонтанным, либо механизированным способом. При этом различают *артезианское фонтанирование* (фонтанирование только за счет пластовой энергии) и *газлифтное фонтанирование* (фонтанирование за счет выделяющегося из нефти газа). Механизированная эксплуатация скважин подразделяется на штанговую и бесштанговую.

Фонтанный способ эксплуатации может применяться в тех случаях, когда энергии пласта достаточно для подъема жидкости от забоя до поверхности (рис. 6.1).

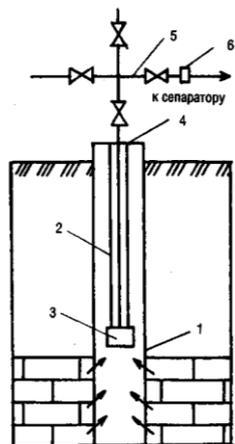


Рис. 6.1. Схема конструкции фонтанной скважины  
1 – эксплуатационная колонна; 2 – насосно-компрессорные трубы;  
3 – башмак; 4 – фланец; 5 – фонтанная арматура; 6 – штуцер

Уравнение баланса давлений в фонтанной скважине можно записать в следующем виде:

$$P_{зab} - P_y = P_{ст} + P_{тр} + P_{ин}, \quad (6.1)$$

где  $P_{зab}$  – забойное давление, Па;  $P_y$  – давление на устье (выкиде) скважины, Па;  $P_{ст}$  – гидростатическое давление, Па;  $P_{тр}$  – потери давления на трение, Па;  $P_{ин}$  – потери давления на инерционные сопротивления, Па.

Потерями давления на инерционные сопротивления в расчетах ввиду малости пренебрегают.

При артезианском фонтанировании подъем жидкости осуществляется за счет энергии пласта, то есть при давлении на устье скважины большем либо равном давлению насыщения ( $P_y \geq P_{нас}$ ).

Условие артезианского фонтанирования:

$$P_{заб} > P_{ст} + P_{тр} + P_{ин}, \quad (6.2)$$

Давление, оказываемое столбом жидкости, рассчитывается по формуле:

$$P_{ст} = \rho \cdot g \cdot H, \text{ Па} \quad (6.3)$$

где  $H$  – глубина скважины.

Потери давления на трение  $P_{тр}$  можно определить по формуле Дарси–Вейсбаха:

$$P_{тр} = \lambda \cdot \frac{H \cdot v^2}{2 \cdot d} \rho_n, \text{ Па} \quad (6.4)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;  $d$  – внутренний диаметр НКТ, м;  $v$  – скорость движения жидкости в трубах (определяется как частное деления расхода жидкости  $Q$  на площадь поперечного сечения трубы), м/с.

Величина коэффициента гидравлического сопротивления  $\lambda$  зависит от режима течения жидкости:

– для ламинарного режима течения ( $Re < 2320$ )

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (6.5)$$

– для турбулентного ( $Re > 2320$ )

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}, \quad (6.6)$$

где  $Re$  – число Рейнольдса ( $Re$ ) рассчитывают по формуле:

$$Re = \frac{v \cdot D}{\nu}, \quad (6.7)$$

где  $\nu$  – кинематическая вязкость жидкости,  $m^2/c$ .

Коэффициент полезного действия подъема жидкости:

$$\eta = \frac{N_{пол.}}{N_{затр}}. \quad (6.8)$$

Определив значения полезной и затраченной мощности, получим следующее выражение для коэффициента полезного действия подъема жидкости при артезианском фонтанировании (в долях ед.):

$$\eta = \frac{H\rho g}{H\rho g + P_{тр}} = \frac{1}{1 + \frac{P_{тр}}{H\rho g}}. \quad (6.9)$$

### Задача 6.1

По исходным данным (табл. 6.1) рассчитать забойное давление фонтанирования за счет гидростатического напора пласта; определить КПД процесса фонтанирования и потери давления на трение.

Таблица 6.1

**Исходные данные для расчета забойного давления**

Вариант	Дебит скважины, $m^3/сут$	Глубина скважины, м	Давление насыщения нефти газом, МПа	Плотность нефти, $кг/м^3$	Кинематическая вязкость, $10^{-6}, m^2/c$	Диаметр НКТ, мм
1	98	2010	7,3	785	5,0	60
2	110	2200	7,1	884	4,7	73
3	124	2250	6,5	869	5,3	89
4	148	2050	6,1	895	3,2	60
5	252	1500	6,6	879	5,8	73
6	289	1460	6,4	852	4,7	89
7	180	2280	6,0	835	3,6	60
8	220	1720	7,2	770	6,0	73

Продолжение таблицы 6.1

Вариант	Дебит скважины, м <sup>3</sup> /сут	Глубина скважины, м	Давление насыщения нефти газом, МПа	Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	Кинематическая вязкость, 10 <sup>-6</sup> , м <sup>2</sup> /с	Диаметр НКТ, мм
9	170	2350	7,5	802	6,5	89
10	195	2400	7,8	815	3,4	60
11	208	1400	6,0	829	6,8	73
12	135	1930	8,2	780	7,1	89
13	160	2100	7,9	850	5,4	89
14	265	970	6,2	862	3,1	60
15	132	1050	7,4	880	3,9	73
16	152	1800	7,3	860	5,0	89
17	127	1490	7,1	864	3,8	102
18	136	1590	6,5	859	3,7	89
19	147	1920	6,1	855	6,1	109
20	210	2010	6,6	860	5,8	60
21	115	2050	7,6	890	4,5	102
22	175	2200	7,1	900	4,8	89
23	163	1750	7,0	860	4,5	73
24	180	1880	6,5	820	5,5	102
25	145	1900	6,2	790	5,9	73

Фонтанирование может происходить с выделением газа в стволе скважины или в пласте (газлифтное фонтанирование). В этом случае давление на устье скважины меньше давления насыщения.

Условие фонтанирования за счет энергии газа:

$$G_{\text{эф}} > R_0 \quad (6.10)$$

где  $G_{\text{эф}}$  – эффективный газовый фактор, определяемый количеством м<sup>3</sup> газа при стандартных условиях, находящегося в свободном состоянии при среднем давлении в подъемнике, отнесенного к 1 м<sup>3</sup> жидкости;  $R_0$  – оптимальный удельный расход газа, показывающий количество газа, необходимое для подъема 1 м<sup>3</sup> жидкости.

Эффективный газовый фактор рассчитывают по формуле:

$$G_{\text{эф}} = [G_0 - \alpha \left( \frac{P_3 + P_y}{2} - P_0 \right)] (1 - \beta), \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (6.11)$$

где  $P_3, P_y$  – забойное и устьевое давление, Па;  $\beta$  – обводненность продукции, доли ед.;  $G_0$  – газовый фактор,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;  $\alpha$  – коэффициент растворимости газа в нефти,  $\text{Па}^{-1}$ ; определяется по формуле:

$$\alpha = \frac{G_0}{P_{\text{нас}} - P_0}, \text{ Па}^{-1} \quad (6.12)$$

где  $P_{\text{нас}}$  – давление насыщения, Па;  $P_0$  – атмосферное давление, Па.

Оптимальный удельный расход газа определяется по формуле:

$$R_0 = \frac{0,282 \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot L [ \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot L - (P_3 - P_y) ]}{d^{0,5} (P_3 - P_y) \cdot P_0 \cdot \ln(P_3 / P_y)}, \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (6.13)$$

где  $d$  – внутренний диаметр подъемника, м;  $L$  – глубина спуска подъемника, м;  $\rho_{\text{ж}}$  – плотность жидкости,  $\text{кг}/\text{м}^3$ , определяется по формуле (5.10) с учетом формулы (5.9).

Если давление на забое меньше давления насыщения, то трубы опускаются до забоя ( $L = H_{\text{свб}}$ ).

### Задача 6.2

Рассчитать эффективный газовый фактор, оптимальный удельный расход газа и проверить условие фонтанирования. Забойное давление  $P_{\text{заб}} = 0,9P_{\text{нас}}$ . Исходные данные приведены в табл. 6.2.

Таблица 6.2

Исходные данные для расчета фонтанирования за счет энергии газа

Вариант	$H_{\text{свб}}$ , м	Диаметр НКТ, мм	$G_0$ , $\text{м}^3/\text{м}^3$	$\rho_{\text{н.пл.}}$ , $\text{кг}/\text{м}^3$	$\rho_{\text{н.дег.}}$ , $\text{кг}/\text{м}^3$	$\rho_{\text{в}}$ , $\text{кг}/\text{м}^3$	$P_{\text{нас}}$ , МПа	$\beta$ , %	$P_y$ , МПа
1	2010	60	80	874	893	1100	8,7	20	0,30
2	2200	73	130	903	914	1115	7,3	10	0,50
3	2250	89	100	902	910	1120	6,8	30	0,80
4	2050	60	110	895	907	1130	7,3	25	1,00
5	1500	73	90	892	896	1140	7,1	15	1,20

Продолжение таблицы 6.2

Вариант	$H_{\text{свб}},$ м	Диаметр НКТ, мм	$G_{\text{ос}},$ м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	$\rho_{\text{н.пл.}},$ кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{\text{н.дег.}},$ кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{\text{в}},$ кг/м <sup>3</sup>	$P_{\text{нас}},$ МПа	$\beta, \%$	$P_{\text{у}},$ МПа
6	1460	89	85	896	915	1055	6,5	5	1,30
7	2280	60	106	881	902	1060	7,1	8	1,15
8	1720	73	78	876	892	1070	7,4	12	1,25
9	2350	89	92	879	890	1080	7,3	22	1,35
10	2400	60	70	884	899	1095	6,1	34	0,90
11	1400	73	75	869	893	1105	7,2	0	0,70
12	1930	89	108	869	885	1110	7,8	10	0,35
13	2100	89	82	872	894	1125	7,8	14	0,45
14	970	60	115	884	895	1135	6,6	26	0,50
15	1050	73	120	881	892	1050	6,7	18	1,10
16	970	89	100	892	896	1100	8,2	82	1,00
17	1050	102	110	896	915	1115	8,3	46	1,20
18	1800	89	90	881	902	1120	7,9	57	1,30
19	1490	109	85	876	892	1130	8,1	36	1,15
20	1590	60	106	879	890	1140	6,8	28	1,25
21	1690	60	105	880	915	1130	8,0	35	1,15
22	1780	73	95	875	910	1135	7,4	67	0,65
23	1860	89	98	868	904	1125	7,8	54	0,50
24	1910	89	110	890	900	1125	7,2	33	0,85
25	2020	102	18	888	899	1175	6,2	28	1,00

## 7. РАСЧЕТ ДОПУСТИМОЙ ДЛИНЫ СПУСКА НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

*Насосно-компрессорные трубы (НКТ) предназначены для добычи жидкости и газа, нагнетания их в скважину, подвески насосного и технологического оборудования, проведения ремонтных работ. По конструкции могут быть гладкими (неравнопрочными) и с высаженными концами (равнопрочными).*

Трубы с гладкими концами имеют постоянный по длине диаметр, поэтому и в месте нарезания резьбы они ослаблены. Трубы

с высаженными концами имеют утолщенные концы с нарезанной резьбой, поэтому прочность трубы не уменьшается.

Осевые растягивающие силы, действующие на НКТ, могут вызвать разрыв колонны и нарушение муфтового соединения. Наибольшее усилие испытывает труба, находящаяся у устья скважины. Оно определяется по формуле

$$P = P_{\text{тр}} + P_{\text{ж}} + P_{\text{ш}} + P_{\text{об}} \quad (7.1)$$

где  $P_{\text{тр}}$  – собственный вес труб, Н;  $P_{\text{ж}}$ ,  $P_{\text{ш}}$ ,  $P_{\text{об}}$  – соответственно вес жидкости, насосных штанг (для глубинно–насосных труб) и подвешенного на трубах оборудования, Н.

Гладкие трубы являются неравнопрочными, т.к. прочность в нарезанной части составляет 80 - 85 % от прочности ненарезанной. Для труб с высаженными наружу концами прочность по телу соответствует прочности по нарезанной части трубы.

Для одноразмерной НКТ предельная глубина спуска равна:

$$l = \frac{P}{K \cdot q_{\text{тр}}}, \text{ м} \quad (7.2)$$

где  $P$  – растягивающая нагрузка для неравнопрочных труб или нагрузка, соответствующая пределу текучести, для равнопрочных труб, Н;  $K$  – коэффициент запаса прочности (1,3 - 1,5);  $q_{\text{тр}}$  – вес 1 метра труб, Н/м.

Для двухразмерной колонны длины нижней и верхней секций:

$$l_1 = \frac{P_1 - P_2}{K \cdot q_{\text{тр}}}, \text{ м} \quad (7.3)$$

$$l_2 = \frac{P_2}{K \cdot q_{\text{тр}}}, \text{ м} \quad (7.4)$$

При расчете колонны НКТ с высаженными наружу концами расчет ведут по телу трубы, исходя из растяжения от собственного веса:

$$P = F \cdot \sigma_{\text{тек}}, \text{ Н} \quad (7.5)$$

где  $F$  – площадь сечения трубы, м<sup>2</sup>;  $\sigma_{\text{тек}}$  – предел текучести материала труб, Па.

Для глубинно–насосного способа эксплуатации допустимая глубина спуска НКТ равна:

$$l_{\text{дон}} = \frac{P}{(q_{\text{мп}} + q_{\text{ш}} + q_{\text{ж}}) \cdot K}, \text{ м} \quad (7.6)$$

где  $q_{\text{ш}}$  – вес 1 м штанг, Н (табл. 10.6);  $q_{\text{ж}}$  – вес 1 м столба жидкости, Н.

Вес одного метра столба жидкости рассчитывается по формуле:

$$q_{\text{ж}} = \frac{\pi}{4} \cdot (d_{\text{НКТ}}^2 - d_{\text{шт}}^2) \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g, \text{ кг} \quad (7.7)$$

где  $d_{\text{НКТ}}$  – внутренний диаметр НКТ, м;  $d_{\text{шт}}$  – наружный диаметр штанг, м;  $\rho_{\text{ж}}$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup> (см. формулу (5.10)).

Площадь сечения трубы определяется по формуле:

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (d_{\text{нар}}^2 - d_{\text{вн}}^2), \text{ м}^2 \quad (7.8)$$

где  $d_{\text{нар}}$ ,  $d_{\text{вн}}$  – наружный и внутренний диаметр НКТ, м.

### Задача 7.1

Определить предельно - допустимую глубину спуска ступенчатой колонны равнопрочных НКТ исходя из условия прочности на разрыв. Исходные данные приведены в табл. 7.1. Дополнительные данные для задачи приведены в Приложении.

Таблица 7.1

Исходные данные для определения глубины спуска НКТ

Вариант	Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>	Диаметр ступеней, d <sub>1</sub> /d <sub>2</sub> , мм	Группа прочности стали
1	850	1050	73/60	D
2	870	1075	89/60	D
3	876	1100	89/73	D

Продолжение таблицы 7.1

Вариант	Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>	Диаметр ступеней, d <sub>1</sub> /d <sub>2</sub> , мм	Группа прочности стали
4	860	1110	73/60	К
5	833	1115	89/60	К
6	840	1122	89/73	К
7	845	1111	73/60	Е
8	870	1127	89/60	Е
9	885	1008	89/73	Е
10	881	1116	73/60	L
11	867	1122	89/60	L
12	853	1090	89/73	L
13	829	1125	102/60	D
14	847	1158	102/73	К
15	884	1114	102/89	Е
16	856	1147	73/60	Е
17	873	1072	89/60	Е
18	859	1134	89/73	L
19	862	1029	73/60	L
20	864	1196	89/60	L
21	866	1129	73/60	Е
22	868	1211	89/60	L
23	875	1080	89/73	D
24	844	1200	102/89	К
25	852	1188	102/73	Е

### Задача 7.2

По условию задачи 7.1 определить предельно – допустимую глубину спуска ступенчатой колонны гладких НКТ. Величины срабатывающих нагрузок представлены в табл. 3 в Приложении.

### Задача 7.3

Определить допустимую глубину спуска насосных труб при глубинно-насосной эксплуатации (для случая поднятия трубного насоса при заклиненном плунжере).

Дополнительные данные: значения предела текучести для равнопрочных труб и вес 1 м штанг приведены в Приложении.

Таблица 7.2

## Исходные данные

Вариант	Диаметр НКТ, мм	Группа стали	Диаметр штанг, мм	Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>	Обводненность продукции, %
1	60	D	16	850	1050	25
2	73	D	16	870	1075	42
3	89	D	22	876	1110	36
4	60	K	19	860	1130	74
5	73	K	19	833	1115	89
6	89	K	22	840	1122	12
7	60	E	22	845	1111	45
8	73	E	19	871	1121	56
9	89	E	25	885	1008	56
10	60	L	16	881	1116	75
11	73	L	16	867	1122	89
12	89	L	22	853	1090	92
13	60	D	19	829	1125	36
14	73	D	25	847	1130	17
15	89	D	25	884	1114	29
16	60	K	16	885	1116	55
17	73	K	22	881	1122	67
18	89	E	19	867	1090	43
19	60	L	19	853	1125	86
20	73	L	22	829	1158	29
21	89	D	25	835	1125	54
22	89	K	16	865	1168	73
23	60	L	19	868	1145	18
24	73	D	22	891	1104	64
25	60	L	25	854	1115	22

## 8. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ШТАНГОВЫМИ НАСОСАМИ

Наиболее распространен в мировой практике механизированный способ эксплуатации скважин – штанговый насосный способ добычи нефти, который охватывает более 2/3 общего действующего фонда.

Скважинная штанговая насосная установка состоит из станка-качалки, оборудования устья, колонны НКТ, колонны насосных штанг, штангового насоса.

По конструкции насосы делят на:

— *невставные*, когда цилиндр и поршень опускают в скважину раздельно, сначала цилиндр на колонне подъемных труб, потом поршень с клапанами на колонне штанг;

— *вставные*, в собранном виде на колонне штанг, закрепляют на колонне труб с помощью специального замка

Для привода плунжера скважинного глубинного насоса используют штанги длиной 6 – 9 м, диаметрами 16, 19 и 22 мм. Штанги имеют резьбу и участок с квадратным сечением для захвата специальными ключами при свинчивании и развинчивании. Соединяют штанги специальными муфтами (рис. 8.1). При сборке ступенчатой колонны штанг применяют переводные муфты, позволяющие соединить штанги диаметром 16 и 19, 19 и 22, 22 и 25 мм. Штангам приходится работать при знакопеременных нагрузках, при значительных силах трения, вибрации; они несут нагрузку от веса столба жидкости и нагрузку от собственного веса.

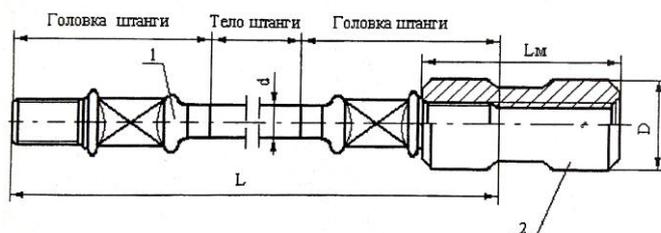


Рис. 8.1. Насосная штанга и соединительная муфта:

1 – насосная штанга; 2 – соединительная муфта;  $L$  – длина штанги;  $L_m$  – длина муфты;  $d$  – диаметр штанги;  $D$  – диаметр муфты

Подача скважинного насоса должна соответствовать заданному дебиту скважины.

Теоретическая подача глубинной штанговой установки определяется по формуле:

$$Q_T = 1440 \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot S_{\delta} \cdot n \cdot \rho \cdot \eta, \text{ кг/сут} \quad (8.1)$$

где 1440 – число минут в сутках,  $D$  – диаметр плунжера насоса, м;  $S_{\delta}$  – длина хода головки балансира, м;  $n$  – число качаний в минуту;  $\rho_{ж}$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>,  $\eta$  – коэффициент подачи насоса (приблизительно можно взять 0,75-0,90).

Приблизительно мощность двигателя для станка – качалки в кВт можно определить по формуле

$$N = \frac{P_{жс} \cdot v}{10^3 \cdot \eta_m}, \text{ кВт} \quad (8.2)$$

где  $\eta_m$  – механический к.п.д. установки (приблизительно можно взять 0,9);  $v$  – средняя линейная скорости движения плунжера, м/с.

$$v = \frac{S_{\delta} \cdot n}{30}, \text{ м/с} \quad (8.3)$$

При движении колонны штанг вверх происходит удлинение (упругая деформация) штанг от веса столба жидкости, действующего на плунжер штангового насоса. При движении штанг вниз вес столба жидкости воспринимается колонной НКТ, которая тоже удлиняется.

Вес столба жидкости определяется по формуле:

$$P_{жс} = h_{\delta} \cdot \rho_{жс} \cdot g \cdot F, \text{ Н} \quad (8.4)$$

где  $F$  – площадь сечения плунжера насоса, м<sup>2</sup>;  $h_{\delta}$  – глубина до динамического уровня, м;  $\rho_{ж}$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>.

$$v = \frac{S_{\delta} \cdot n}{30}, \text{ м/с} \quad (8.5)$$

Вес колонны штанг в воздухе рассчитывают по формуле:

$$P_{\text{шт.в.}} = q \cdot H, \text{ Н} \quad (8.6)$$

где  $q$  – вес одного метра штанг в воздухе, Н/м;  $H$  – длина колонны штанг, м.

Вес колонны штанг в жидкости:

$$P'_{\text{шт.ж.}} = P_{\text{шт.}} \cdot K_{\text{арх}}, \text{ Н} \quad (8.7)$$

где  $K_{\text{арх}}$  – коэффициент, учитывающий потерю веса штанг, помещенных в жидкость:

$$K_{\text{арх}} = \frac{\rho_{\text{шт}} - \rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{шт}}}, \quad (8.9)$$

где  $\rho_{\text{шт}}$  – плотность материала штанг, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{ж}}$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup> и определяется по формуле (5.10).

Содержание воды в продукции определяется по формуле:

$$\beta = \frac{Q_{\text{в}}}{Q_{\text{н}} + Q_{\text{в}}}, \quad (8.9)$$

где  $Q_{\text{н}}$ ,  $Q_{\text{в}}$  – дебит скважины по нефти и воде соответственно, м<sup>3</sup>/сут.

В соответствии с общей классификацией приводов насосов их также подразделяют на: механические, гидравлические и пневматические с электрическим или тепловым двигателем. Исходя из максимальной величины этих параметров, современные приводы насосов могут быть разделены на следующие категории:

**1. По величине максимальной нагрузки в точке подвеса штанг:**

- легкие –  $P \leq 3$  тонн;
- средние –  $3 \leq P \leq 10$  тонн;
- тяжелые –  $P \geq 10$  тонн.

**2. По максимальной длине хода точки подвеса штанг:**

- короткоходовые –  $S \leq 1$  м
- среднеходовые –  $1 \leq S \leq 3$  м;
- длинноходовые –  $3 \leq S \leq 6$  м;
- сверхдлинноходовые –  $S \geq 6$  м.

В нефтепромысловом деле практическое применение имеют приводы с максимальной длиной хода точки подвеса штанг от 0,3 до 10 м.

### 3. По числу двойных ходов точки подвеса штанг.

Практическое применение имеют приводы с максимальным числом ходов от 2 до 20 в минуту.

–тихоходные  $n < 6$ ;

–со средним числом ходов  $6 < n < 15$ ;

–быстроходные  $n > 15$ .

#### Задача 8.1.

Определить теоретическую подачу глубиннонасосной штанговой установки  $Q_t$ , при условиях, приведенных в табл. 8.1. Характеристики расчетных данных по плунжерам, насосным штангам и трубам представлены в Приложении (табл. 5,6).

Таблица 8.1

Исходные данные для расчета

Вариант	$n$	D насоса, м	$S_б$ , м	$\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	$\rho_в$ , кг/м <sup>3</sup>	$\beta$ , %	H, м
1	8	28	1,5	900	1100	20	1600
2	10	32	1,8	850	1050	25	1850
3	12	38	2	870	1075	35	1870
4	8	43	1,2	876	1110	45	1876
5	10	56	1,5	860	1130	15	1860
6	12	68	1,8	833	1115	19	1833
7	8	93	2	840	1122	18	1840
8	10	28	1,2	845	1111	24	1845
9	12	32	1,5	871	1121	45	1900
10	8	38	1,8	885	1008	75	2000
11	10	43	2	829	1125	81	1500
12	12	56	1,2	847	1130	76	1700
13	8	68	1,5	884	1114	68	1600
14	10	93	1,8	885	1116	36	1850
15	12	28	2	881	1122	45	1750
16	8	32	1,2	867	1090	18	1860

Продолжение таблицы 8.1

Вариант	$n$	D насоса, м	$S_6$ , м	$\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	$\rho_v$ , кг/м <sup>3</sup>	$\beta$ , %	H, м
17	10	38	1,5	853	1125	26	1470
18	12	43	1,8	829	1158	34	1690
19	8	56	2	840	1122	27	1590
20	10	68	1,2	845	1111	56	1490
21	10	56	1,4	829	1075	44	1680
22	12	93	2	844	1012	58	1750
23	8	28	3,1	851	1124	69	1790
24	10	43	3,4	868	1210	75	1800
25	10	43	3,5	901	1090	21	1880

**Задача 8.2.**

Определить вес колонны штанг в жидкости для заданных условий. Выбрать по классификации категории привода насоса. Плотность материала штанг принять равной 7850 кг/м<sup>3</sup>.

Таблица 8.2

**Исходные данные для расчета**

Вариант	Дебит нефти м <sup>3</sup> /сут	Дебит воды, м <sup>3</sup> /сут	Диаметр штанг, мм	Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>	Длина штанг, м
1	20	10	16	870	1120	700
2	25	15	19	885	1060	820
3	35	18	22	881	1078	980
4	40	42	25	867	1115	1020
5	120	80	16	853	1046	1300
6	150	75	19	829	1119	1350
7	220	105	22	847	1125	1430
8	300	58	25	884	1122	1500
9	285	90	16	865	1010	1560
10	178	150	19	870	1086	1250
11	124	50	19	880	1050	960
12	75	56	25	830	1120	900
13	90	78	16	847	1110	850
14	140	135	19	835	1040	1380
15	115	74	22	857	1050	1450
16	125	53	16	862	1100	1350

Продолжение таблицы 8.2

Вариант	Дебит нефти м <sup>3</sup> /сут	Дебит воды, м <sup>3</sup> /сут	Диаметр штанг, мм	Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>	Длина штанг, м
17	140	110	19	871	1040	1390
18	86	75	22	853	1070	1470
19	97	25	25	892	1080	1320
20	108	86	16	887	1060	920
21	115	100	22	899	1120	1480
22	350	85	16	900	1112	1350
23	380	120	16	845	1078	1420
24	411	68	25	871	1056	1200
25	169	73	19	880	1011	1060

### 9. РАСЧЕТ ПРОСТОГО ТРУБОПРОВОДА ДЛЯ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ

При проектировании промысловых трубопроводов важной задачей является оценка потерь давления или напора на преодоление гидравлических сопротивлений, возникающих при движении жидкостей и газов.

Потери давления (напора) на трение определяются по формуле Дарси–Вейсбаха:

$$\Delta p = \lambda \frac{Lv^2}{2d} \rho, \text{ Па} \quad (9.1)$$

или

$$h = \lambda \frac{Lv^2}{2g}, \quad (9.2)$$

где  $\Delta p$  – перепад давления, обусловленный трением, Па;  $h$  – потеря напора на трение, м;  $L, d$  – длина и внутренний диаметр трубопровода, м;  $\rho$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $v$  – средняя скорость жидкости в трубопроводе, м/с;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления.

Промысловые трубопроводы являются неотъемлемым структурным элементом системы сбора и подготовки скважинной продукции (рис. 9.1).

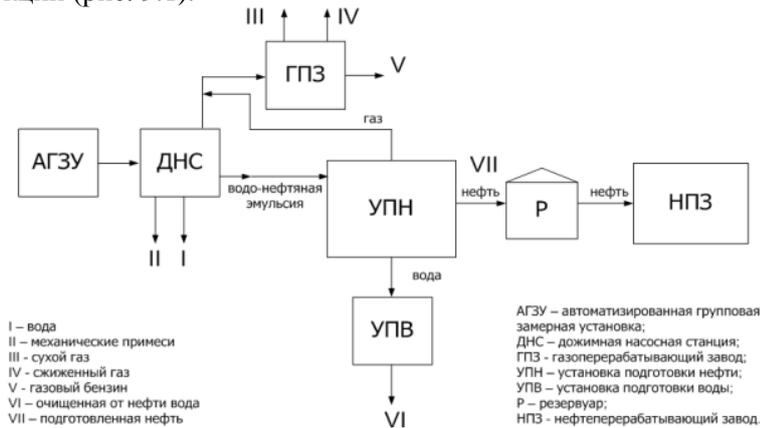


Рис. 9.1. Схема системы сбора и подготовки скважинной продукции

Скорость потока определяется по формуле:

$$V = \frac{4Q}{\pi d^2}, \text{ м/с} \quad (9.3)$$

где  $Q$  – объемный расход жидкости,  $\text{м}^3/\text{с}$ .

Коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$  рассчитывается по формулам (6.5) – (6.6) в зависимости от числа Рейнольдса. При известной скорости потока параметр Рейнольдса рассчитывается по формуле (6.7).

В рельефном трубопроводе потребный напор насоса определяется с учетом разности геодезических отметок  $\Delta z$ ;

$$\Delta p = \lambda \frac{Lv^2}{2d} p \pm \Delta z p g, \quad (9.4)$$

а потери напора – по формуле:

$$h = \lambda \frac{Lv^2}{2g} \pm \Delta z, \quad (9.5)$$

где  $\Delta z$  определяется разностью конечной  $Z_k$  и начальной  $Z_n$  отметок трубопровода.

Кроме гидравлических потерь на трение существуют потери давления в результате изменения направления, сужения или расширения потока (задвижки, краны, клапаны, колена, повороты и др.), которые называют потерями на местные сопротивления. При большой длине трубопровода роль местных сопротивлений обычно невелика и ими в расчетах пренебрегают.

При гидравлических расчетах трубопроводов небольшой длины (до 1 км) потерю напора на местные сопротивления учитывают по формуле:

$$h_{mc} = \xi \frac{v^2 p}{2}, \quad (9.6)$$

где  $\xi$  – коэффициент местного сопротивления, зависящий от числа  $Re$ , формы местного сопротивления и шероховатости, а для запорных устройств – от степени их открытия.

Приближенные значения коэффициентов некоторых местных сопротивлений приведены в табл. 9.1.

Таблица 9.1

**Приближенные значения коэффициентов местных сопротивлений**

Местное сопротивление	Коэффициент местного сопротивления
Задвижка при полном открытии	0,15
Колено 90°	0,20
Диафрагма	1,00
Расширение трубопровода	1,00

Полный перепад давления с учетом местных сопротивлений и рельефа местности определяется по формуле:

$$\Delta p = \lambda \frac{Lv^2}{2d} p + \sum \xi \frac{v^2}{2} p \pm \Delta z p g = \left( \lambda \frac{L}{d} + \sum \xi \right) \frac{v^2}{2} p \pm \Delta z p g, \quad (9.7)$$

### Задача 9.1

Определить потребный напор и диаметр трубопровода для перекачки нефти. Исходные данные приведены в табл. 9.2. Дополнительные – в табл. 9.3, и в табл. 7 в Приложении.

При расчете диаметра простого трубопровода и необходимого напора насоса ориентируются на регламентированные скорости нефти (табл. 9.3).

Диаметр трубопровода определяется по формуле:

$$d = \sqrt{\frac{4Q}{\pi \cdot v}}. \quad (9.8)$$

По ГОСТу (таблица 7 в Приложении) подбирается труба, соответствующая этому размеру. В расчетах получаем внутренний диаметр, а в ГОСТе указывается наружный. Поэтому наружный диаметр ( $d_{нар}$  определим с учетом толщины стенки трубы  $\delta$ :

$$d_{нар} = d + 2\delta, \text{ мм} \quad (9.9)$$

По табл. 7 выбираем ближайший в большую сторону диаметр трубы.

По фактическому внутреннему диаметру  $d_{вн}$  выбранной трубы рассчитываем фактическую скорость потока, параметр Рейнольдса  $Re$ , и коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$ . Потери напора на трение рассчитывают по формуле 9.2, а потребный напор насоса – по формуле 9.4.

Таблица 9.2

Исходные данные для расчета

Вариант	Расход, т/сут	Длина, км	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Кинематическая вязкость, 10 <sup>-4</sup> м <sup>2</sup> /с	Начальная альтитууда, м	Конечная альтитууда, м
1	2000	15	855	0,50	100	123
2	2500	17	860	0,52	150	176
3	3100	21	862	0,55	135	145
4	3300	25	867	0,70	124	156
5	3500	28	871	0,72	146	164
6	3700	32	873	0,74	138	178
7	3900	34	876	0,80	120	152

Продолжение таблицы 9.1

Вариант	Расход, т/сут	Длина, км	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Кинематическая вязкость, 10 <sup>-4</sup> м <sup>2</sup> /с	Начальная альтитууда, м	Конечная альтитууда, м
8	4300	38	880	0,67	115	149
9	4200	30	882	0,65	111	158
10	2700	24	884	0,62	108	134
11	2400	18	890	0,58	103	126
12	2300	14	886	0,76	130	143
13	2100	12	878	0,78	134	162
14	1900	11	865	0,63	137	154
15	1700	10	857	0,60	141	170
16	1750	12	861	0,58	112	165
17	2900	14	873	0,72	117	163
18	3100	19	894	0,77	124	178
19	3400	21	846	0,84	128	159
20	3900	23	853	0,89	148	168
21	3800	24	873	0,75	134	175
22	3500	35	876	0,59	138	154
23	2200	18	878	0,64	145	170
24	4100	38	865	0,88	139	163
25	4600	40	879	0,81	114	138

Таблица 9.3

Рекомендуемая скорость нефти в зависимости от вязкости

Кинематическая вязкость, $\nu \cdot 10^{-4}$ , м <sup>2</sup> /с	Рекомендуемые скорости, м/с
0,115...0,277	2,0
0,277..0,725	1,5
0,725..1,460	1,0

### Задача 9.2

Для условий предыдущей задачи оценить влияние местных сопротивлений (две задвижки и одно колено 90°) на величину общих потерь давления. (Значения коэффициентов местных сопротивлений см. в табл. 9.1).

## ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица 1

### Дополнительные данные для определения глубины спуска НКТ

Условный диаметр, ( $d_y$ ), мм	Внутренний диаметр, ( $d_{вн}$ ), мм	Наружный диаметр, ( $d_{нар}$ ), мм	Вес 1 м труб ( $q_{тр}$ ), Н/м
60	50,3	60,3	68,4
73	62,0	73,0	91,6
89	76,0	88,9	132,2
102	88,6	101,6	152,2

Таблица 2

### Дополнительные данные для определения глубины спуска НКТ

Группа прочности стали	Предел текучести стали ( $\sigma_{тек}$ ), МПа
D	380
K	500
E	550
L	650

Таблица 3

### Исходные данные для определения глубины спуска гладких НКТ

Условный диаметр, ( $d_y$ ), мм	Страгивающая нагрузка для резьбового соединения неравнопрочных труб, кН			
	D	K	E	L
60,0	208,0	274,0	301,5	356,0
73,0	294,0	387,0	426,0	505,0
89,0	446,0	585,0	645,0	762,5
102	459	608,0	664,0	785,0

Таблица 4

### Вес 1 м штанг

Диаметр штанг, мм	Вес 1 м штанг, Н/м
16	16,7
19	23,5
22	31,4
25	41,0

Таблица 5

### Расчетные данные по плунжерам, насосным штангам и трубам

I. Плунжеры штанговых насосов							
Показатели	Диаметр, мм						
	28	32	38	43	56	68	93
Площадь поперечного сечения плунжера, см <sup>2</sup>	6,15	8,04	11,34	14,6	24,6	36,3	67,9
Вес 1 м столба жидкости (воды) над плунжером, Н	6,08	7,85	11,1	14,3	24,1	35,6	66,6

Продолжение таблицы 5

II. Насосные штанги				
Показатели	Диаметр, мм			
	16	19	22	25
Площадь поперечного сечения штанг, см <sup>2</sup>	2,01	2,83	3,8	4,9
Масса 1 м штанг с муфтами, кг	1,67	2,35	3,14	4,1

Таблица 6

**Характеристика насосно-компрессорных труб**

Условный диаметр, мм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Высаженная часть, мм		Муфта, мм		Масса, кг		
				Наружный диаметр	Длина до переходной части	Наружный диаметр	Длина	1 м гадкой трубы	Муфты	1 м трубы с муфтой (длина трубы 8 м)
Трубы гладкие										
48	48,3	4,0	40,3			56,0	96	4,39	0,5	4,45
60	60,3	5,0	50,3			73,0	110	6,84	1,3	7,00
73	73,0	5,5	62,0			89,0	132	9,16	2,4	9,46
		7,0	59,0					11,39		11,69
89	88,9	6,5	76,0			107,0	146	13,22	3,6	13,67
102	101,6	6,5	88,6			121,0	150	15,22	4,5	15,76
114	114,3	7,0	100,3			132,5	156	18,47	5,1	19,09
Трубы с высаженными наружу концами										
33	33,4	3,5	26,4	37,30	45	48,3	89	2,58	0,5	2,67
42	42,2	3,5	35,2	46,00	51	56,0	95	3,34	0,7	3,48
48	48,3	4,0	40,3	53,20	57	63,5	100	4,39	0,8	4,59
60	60,3	5,0	50,3	65,90	89	78,0	126	6,84	1,5	7,20
73	73,0	5,5	62,0	78,60	95	93,0	134	9,16	2,8	9,73
		7,0	59,0					11,39		11,96
89	88,9	6,5	76,0	95,25	102	114,3	146	13,22	4,2	14,07
		8,0	73,0					15,98		16,83
102	101,6	6,5	88,6	107,95	102	127,0	154	15,22	5,0	16,14
114	114,3	7,0	100,3	120,65	108	141,3	160	18,47	6,3	19,66

Таблица 7

**Трубы стальные бесшовные горячекатаные (ГОСТ 8732-70)**

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм
89; 95; 102	3,5...22	168; 180; 194	5...45
108; 114; 121	4...28	103; 219	6...50
127	4...30	245; 273	7...50
133	4...32	299; 325; 351	8...75
140; 146; 152; 159	4,5...36	377; 402; 426	9...75

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Антонова Е.О. Основы нефтегазового дела: учебник для вузов / Е.О. Антонова, Г.В. Крылов, А.Д. Прохоров. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2003. – 307 с.
2. Воробьева Л.В. Основы нефтегазового дела / Л.В. Воробьева, А.Ю. Гальвас, Т.Г. Кузьмин, П.В. Шевелёв. – Томск: Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ, 2007. – 129 с.
3. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений. – М. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа, 2006 – 320 с.
4. Ибатуллин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – 304 с.
5. Кабиров М.М. Скважинная добыча нефти / М.М. Кабиров, Ш.А. Гафаров. – Спб.: ООО «Недра», 2010. – 416 с.
6. Коршаков А.А. Основы нефтегазового дела. Уфа, Дизайн Полиграф Сервис, 2007 – 544 с.
7. Крылов В.И. Выбор технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов / В.И. Крылов, В.В. Крецул. – М. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа, 2009 – 144 с.
8. Мальшев Н.А. Геология для нефтяников / Н.А. Мальшева, А.М. Никишина. - Издательство «ИКИ», 2011. – 360 с.
9. Мстиславская Л.П. Основы нефтегазового производства / Л.П. Мстиславская, М.Ф. Павлинич, В.П. Филиппов. – М. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа, 2003 – 276 с.
10. Рогачев М.К. Борьба с осложнениями при добыче нефти / М.К. Рогачев, К.В. Стрижнев. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 295 с.
11. Хисамов Р.С. Геологические и технологические особенности разработки залежей высоковязких и сверхвязких нефтей / Р.С. Хисамов, А.С. Султанов, Р.Г. Абдулмазитов, А.Т. Зарипов. – Казань: «Фэн» Академии наук РТ, 2010. – 355 с.

## СОДЕРЖАНИЕ

1. Определение количества баррелей в 1 тонне нефти .....	4
2. Расчет основных показателей углеводородного газа .....	7
3. Определение основных фильтрационно–емкостных свойств породы-коллектора.....	10
4. Расчет плотности, объемного коэффициента и усадки нефти.....	15
5. Определение горно–геологических условий залегания нефти и газа.....	18
6. Расчет артезианского и газлифтного фонтанирования .....	24
7. Расчет допустимой длины спуска насосно-компрессорных труб .....	29
8. Эксплуатация скважин штанговыми насосами.....	34
9. Расчет простого трубопровода для перекачки нефти .....	39
Приложение.....	44
Библиографический список .....	46

**ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА  
(ЧАСТЬ 1)**

*Методические указания к практическим занятиям  
для студентов специальности 21.05.06*

Сост.: *Г.В. Буслаев, Е.Л. Леушева, В.А. Моренов, Д.А. Зимина*

Печатается с оригинал-макета, подготовленного кафедрой  
бурения скважин

Ответственный за выпуск *Г.В. Буслаев*

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 24.05.2022. Формат 60×84/16.  
Усл. печ. л. 2,7. Усл.кр.-отт. 2,7. Уч.-изд.л. 2,2. Тираж 50 экз. Заказ 302.

Санкт-Петербургский горный университет  
РИЦ Санкт-Петербургского горного университета  
Адрес университета и РИЦ: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, 2