

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
Санкт-Петербургский горный университет

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых
месторождений

ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА

*Методические указания к практическим занятиям для студентов
бакалавриата направления подготовки 21.03.01*

Санкт-Петербург
2019

УДК 622.276

ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА: Методические указания к практическим занятиям / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: *В.А. Моренов, Е.Л. Леушева*, СПб, 2019. 72 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 бакалавриата направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело», а также слушателей системы дополнительного профессионального образования в соответствии с учебным планом и программой дисциплины «Основы нефтегазового дела».

Научный редактор: доц. *Д.В. Мардашов*

Рецензент: Директор по развитию ООО «СК Тектоника», к.т.н. *В.Я. Климов*

© Санкт-Петербургский
горный университет, 2019

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, а также уделено внимание подбору нефтегазопромыслового оборудования.

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 (кг/м^3) или граммах на сантиметр кубический (г/см^3) [1].

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

Таблица 1.1

Тип нефти	Типы нефти				
	0 особо легкая	1 легкая	2 средняя	3 тяжелая	4 битуминозная
Плотность нефти (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 определения числа баррелей в тонне добываемой нефти.

Для определения количества баррелей нефти в одной тонне необходимо массовую единицу измерения выразить в объемной и разделить на баррель в единицах объема (0,159 м³).

При переводе плотностей российских нефтей в градусы API необходимо учитывать, что по российским требованиям плотность нефти определяется при температуре 20 °С, 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):

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

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

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

Перевод плотности из кг/м³ 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 ρ_t и ρ_{20} – плотность нефти соответственно при заданной температуре и 20 °С; α – температурная поправка:

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

На третьем этапе рассчитываем плотность в градусах API по формуле (1.5):

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

Плотность в данной формуле нужно выразить в т/м³.

Задача 1

В таблице 1.2 приведены данные по плотности нефти ρ (кг/м³) при t (°C). Определить плотность в единицах API и число баррелей в одной тонне нефти при температуре 20 °C и 60 °F.

Таблица 1.2

Исходные данные для расчетов

Вариант	Температура, °C	Плотность, кг/м ³
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

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 $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$: метана, этана, пропана, изобутана, н-бутана, и неуглеводородных компонентов: H_2S , N_2 , CO_2 , H_2 , Ar, 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^3 при 0 °С и атмосферном давлении $P = 0,1$ МПа, т.е. при нормальных условиях; измеряется в $\text{кг}/\text{м}^3$. В среднем нефтяные газы имеют плотность от $0,5$ до $1,5 \text{ кг}/\text{м}^3$.

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 $1 \text{ а.е.м.} = 1 \text{ Da}$.

Для всех газов объем 1 моля постоянен и равен при стандартных условиях $24,05 \text{ дм}^3$, при нормальных – $22,41 \text{ дм}^3$ [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:

$$\rho_{н.у.} = \frac{M_{\Sigma}}{22,41}, \text{ г/см}^3 \quad (2.2)$$

при стандартных условиях – по формуле:

$$\rho_{ст.у.} = \frac{M_{\Sigma}}{24,05}, \text{ г/см}^3 \quad (2.3)$$

Относительная плотность газа по воздуху определяется как:

$$\bar{\rho}_{\Sigma} = \frac{M_{\Sigma}}{28,98}, \text{ г/см}^3 \quad (2.4)$$

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 %								P, МПа	t, °C	V _г , ·10 ⁴ , м ³	V _н , м ³
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₃ H ₈	C ₃ H ₈	CO ₂	N ₂	H ₂ S				
1	53,4	7,2	15,1	8,3	6,3	0,1	9,6	0	18,8	60	18,5	950
2	97,8	0,1	0,03	0,02	0,01	0,3	1,7	0,04	19,2	65	18,0	1000
3	84	5	1,6	0,7	1,8	1,1	4,2	1,6	19,7	62	19,0	1100
4	95,6	2	0,34	0,1	0,05	1,15	0,76	0	23	50	19,3	1050
5	58,8	1,8	0,6	0,23	0,12	11	21,3	6,15	16	58	19,5	1225
6	37,3	20,7	18,9	9,5	4,8	-	8,8	-	17	64	17,6	920
7	39,4	16,8	6,5	2,8	1,1	-	31,6	1,8	19,6	45	18,3	940
8	48	12,2	24	11,1	2,6	-	2,1	-	18	58	18,5	960
9	62,2	9,2	13,7	7,4	4	0,8	2,7	-	20	62	18,7	980
10	78,4	4,9	4,4	2,9	0,8	0,8	7,8	-	17,4	65	18,9	1200
11	76,5	2,8	6,4	7,5	5,3	0,9	0,6	-	18,2	45	19,1	1400
12	80,1	5,9	5,7	3,8	2	0,8	1,7	-	19,8	53	19,3	870
13	69	6,3	11,6	6,7	4	0,7	1,7	-	18,5	50	19,5	890
14	61,3	8,1	17,4	10	2,6	0,3	0,3	-	19	63	19,7	910
15	42,9	15,2	19,1	10,1	4	0,5	8,2	-	21	68	19,9	930
16	70	9	12	7	1	-	1	-	18,7	54	17,2	950
17	92	3	0,03	0,4	0,05	0,9	1,9	1,72	17,8	67	17,4	970
18	80	8,9	5,6	1,8	2	-	1,7	-	22	57	17,6	990
19	59,3	8,1	13,4	9	2,6	0,3	0,3	7	19,5	53	17,8	1120
20	46	10,2	19	17	2,6	-	2,7	2,5	21,5	54	18,2	1150

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.

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 видимому объему этого же образца (V_o):

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

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* (эффетивная) 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:

$$V_{o.n.} = \frac{P_k - P_c}{\rho_k}, \text{ м}^3 \quad (3.2)$$

где P_k – вес на воздухе образца, насыщенного керосином, кг; P_c – вес сухого образца на воздухе, кг; ρ_k – плотность керосина, кг/м³.

Объём образца исследуемой породы определяется:

$$V_o = \frac{P_k - P_{kk}}{\rho_k}, \text{ м}^3 \quad (3.3)$$

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 м^2

За единицу проницаемости принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 м^2 , длиной 1 м и перепаде давления 1 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:

$$\mathcal{Q} = \frac{Q}{F} = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L}, \text{ м/с} \quad (3.4)$$

где \mathcal{Q} – скорость линейной фильтрации, м/с; Q – объемный расход жидкости в единицу времени, $\text{м}^3/\text{с}$; μ – динамическая вязкость жидкости, Па·с; F – площадь фильтрации, м^2 ; ΔP – 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):

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{F \cdot \Delta P}, \text{ м}^2 \quad (3.5)$$

Коэффициент абсолютной проницаемости по газу определяется по следующей формуле:

$$k_{аб} = \frac{2Q \cdot P_2 \cdot \mu \cdot L}{F(P_1^2 - P_2^2)}, \text{ м}^2 \quad (3.6)$$

где Q – расход газа при атмосферном давлении, $\text{м}^3/\text{с}$; 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 $\text{м}^2/\text{м}^3$. Породы, имеющие большую удельную поверхность непроницаемые (глины, глинистые сланцы и т.п.).

Приближенно удельная поверхность определяется по формуле:

$$S_{уд} = c \cdot m \cdot \sqrt{\frac{m}{k}}, \text{ м}^2/\text{м}^3 \quad (3.7)$$

где c – коэффициент, зависящий от разнородности частиц песка, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Задача 3

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

Принять, что плотность керосина равна $716 \text{ кг}/\text{м}^3$, давление на выходе из образца соответствует атмосферному, коэффициент, зависящий от разнородности частиц песка $c = 0,3$.

Таблица 3.1

Исходные данные для расчета

Вариант	P_c , кг	P_k , кг	$P_{кк}$, кг	Радиус образца по торцу, см	P_l , МПа	Вязкость, мПа·с	Объемный расход, $\text{см}^3/\text{с}$
1	20	22,4	12,3	1,5	1,3	0,018	20
2	19,3	20,7	11,4	1,6	1,2	0,017	25
3	25,3	27,7	14,7	1,7	1,1	0,018	25,3
4	23,3	25,3	11,9	1,8	1,32	0,017	27
5	27,4	29,2	16,7	1,9	1,35	0,018	20,6

Продолжение табл. 3.1

Вариант	P_c , кг	P_k , кг	$P_{кк}$, кг	Радиус образца по торцу, см	P_1 , МПа	Вязкость, мПа·с	Объемный расход, см ³ /с
6	21	24,2	12,4	1,1	1,5	0,017	25,2
7	21,5	25	11,9	1,3	1,4	0,018	19,8
8	22,5	26,2	12,5	1,5	1,18	0,017	20,4
9	23,5	26,8	12,9	1,7	1,12	0,018	21,2
10	21,4	25,9	11,8	1,9	1,24	0,017	19,8
11	22,4	26,5	13	2	1,28	0,018	23,7
12	25	29,2	13,8	1,15	1,26	0,017	24,8
13	26	29,8	14,9	1,25	1,2	0,018	25,4
14	22	26,6	11,2	1,35	1,3	0,017	26,5
15	21,8	25,9	10,7	1,45	1,18	0,018	27,3
16	24,6	28,3	12,8	1,55	1,12	0,017	26,3
17	23,7	27,4	11,9	1,2	1,24	0,018	25,7
18	22,1	25,6	10,5	1,4	1,28	0,017	24,1
19	23	26,1	11,1	1,6	1,26	0,018	22,9
20	19	23,7	9,9	1,8	1,21	0,017	23,3

4. РАСЧЕТ ПЛОТНОСТИ, ОБЪЕМНОГО КОЭФФИЦИЕНТА И УСАДКИ НЕФТИ

Плотность является важной физической характеристикой нефти. Обычно она составляет от 750 до 960 кг/м³, но бывают нефти с плотностью более 1000 кг/м³ и менее 750 кг/м³. Вместе с нефтью на поверхность извлекается газ, называемый попутным.

Количество газа в м³, приведенное к нормальным условиям, приходящееся на 1 т или 1 м³ 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 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:

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

где $\lambda_{нг}$ – коэффициент изменения объема нефти из-за изменения ее насыщенности газом; Γ – газовый фактор $\text{м}^3/\text{м}^3$; α_n – 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 $\lambda_{нг}$ рассчитывается по формуле:

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

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

Коэффициент термического расширения нефти α_n рассчитывают в зависимости от плотности нефти по следующим формулам:

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

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

Плотность нефти с растворенным в ней газом определяют по формуле:

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

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, м ³ /м ³	Плотность нефти, кг/м ³	Плотность газа, кг/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

5. РАСЧЕТ ПЛОТНОСТИ И ВЯЗКОСТИ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

Пластовые воды – это подземные воды, находящиеся в нефтяном пласте вместе с нефтью и газом. Состав пластовых вод разнообразен и зависит от природы эксплуатируемого нефтяного пласта, физико–химических свойств нефти и газа. В пластовых водах всегда растворено некоторое количество солей.

Плотность пластовой воды в зависимости от содержания солей приблизительно может быть рассчитана по формуле:

$$\rho_m = \rho_d + 0,7647 \cdot S, \text{ кг/м}^3 \quad (5.1)$$

где $\rho_m(t)$, ρ_m – плотность минерализованной воды при температуре t и $20\text{ }^\circ\text{C}$ соответственно, кг/м^3 ; ρ_d – плотность дистиллированной воды при $20\text{ }^\circ\text{C}$, кг/м^3 ; S – концентрация солей в воде, кг/м^3 .

Влияние температуры в диапазоне от 0 до $45\text{ }^\circ\text{C}$ на плотность можно учесть по формуле:

$$\rho_m(t) = \rho_m - 0,0714(t - 20), \text{ кг/м}^3 \quad (5.2)$$

Вязкость минерализованной воды приближенно может быть рассчитана следующим образом:

при $\Delta\rho \leq \Delta\rho^*$:

$$\mu_m = \mu_d(t) \cdot 10^{0,8831 \cdot \Delta\rho - 0,001}, \text{ мПа}\cdot\text{с} \quad (5.3)$$

где $\mu_d(t)$ – вязкость дистиллированной воды при температуре t , $\text{мПа}\cdot\text{с}$.

при $\Delta\rho > \Delta\rho^*$

$$\mu_m = \mu_d \cdot (t) \cdot 10^{0,001 \cdot A(\rho)}, \text{ мПа}\cdot\text{с} \quad (5.4)$$

где

$$\mu_d(t) = 1353 \cdot (t + 50)^{-1,6928}, \text{ мПа}\cdot\text{с} \quad (5.5)$$

$A(\rho)$ – функция, значения которой зависят от температуры и плотности:

– при $0 \leq t \leq 20\text{ }^\circ\text{C}$

$$A(\rho) = 2,096 \cdot (\Delta\rho - 0,5787 \cdot \Delta\rho^*) \quad (5.6)$$

– при $20 \leq t \leq 30\text{ }^\circ\text{C}$

$$A(\rho) = 2,096 \cdot (\Delta\rho - 0,5787 \cdot \Delta\rho^*) - 0,032 \cdot (t - 20) \cdot (\Delta\rho - \Delta\rho^*) \quad (5.7)$$

– при $t > 30\text{ }^\circ\text{C}$

$$A(\rho) = 1,776 \cdot (\Delta\rho - 0,503 \cdot \Delta\rho^*) \quad (5.8)$$

Разность между плотностью минерализованной и дистиллированной водой при 20 °С определяется по формуле:

$$\Delta\rho = \rho_d - 998,3. \quad (5.9)$$

Параметр $\Delta\rho^*$ рассчитывается по формуле:

$$\Delta\rho^* = 0,793 \cdot (146,8 - t). \quad (5.10)$$

Задача 5

Рассчитать плотность и вязкость пластовой воды по исходным данным в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Исходные данные для расчета плотности и вязкости пластовой воды

Вариант	Температура, °С	Минерализация, г/л
1	10	50
2	12	122
3	14	87
4	16	146
5	18	101
6	20	110
7	22	155
8	24	76
9	26	127
10	28	174
11	30	95
12	33	139
13	35	115
14	37	168
15	39	134
16	41	179
17	11	93
18	13	151
19	15	172
20	17	182

6. 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 в проницаемой породе, т.е. поровое давление в случае сообщения пор между собой.

Давление столба жидкости:

$$P_{ст} = \rho \cdot g \cdot h_{пл}, \text{ Па} \quad (6.1)$$

где ρ – плотность жидкости, 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].

$$P_{гс} = \sum_{i=1}^n [(1 - m_i) \cdot \rho_{скi} + m_i \cdot \rho_{ж}] \cdot h_i \cdot g = \rho_{гп} \cdot g \cdot z, \text{ Па} \quad (6.2)$$

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

$$P_{гп} = \sum_{i=1}^n [(1 - m_i) \cdot \rho_{скi} + m_i \cdot \rho_{ж}] \cdot h_i \cdot \frac{1}{z}, \text{ Па} \quad (6.3)$$

где z – глубина рассматриваемой точки породы от дневной поверхности, м.

$$z = \sum_{i=1}^n h_i. \quad (6.4)$$

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

$$grad P_{пл} = \frac{P_{пл}}{h_{пл}}, \text{ Па/м} \quad (6.5)$$

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.

$$k_a = \frac{P_{пл}}{\rho_v \cdot g \cdot h_{пл}}, \quad (6.6)$$

где $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$.

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

$$k_r = \frac{P_{гс}}{\rho_v \cdot g \cdot h}. \quad (6.7)$$

Относительное давление по воде в закрытой скважине – отношение давления P_z на глубине h в скважине с закрытым устьем, заполненной пластовой жидкостью, к давлению столба пресной воды

$$k_{отн} = \frac{P_r}{\rho_v \cdot g \cdot h}. \quad (6.8)$$

Относительная плотность промывочной жидкости – отношение плотности промывочной жидкости в скважине $\rho_{п}$ к плотности пресной воды ρ_v .

$$\rho_{отн} = \frac{\rho_{п}}{\rho_v}. \quad (6.9)$$

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:

$$P_{пл} = \rho_n g h_n, \text{ Па} \quad (6.10)$$

где h_n – высота столба нефти в скважине, м;

$$h_n = H_{скв} - H_{ст}, \text{ м} \quad (6.11)$$

где ρ_n – средняя плотность нефти в остановленной скважине, кг/м³;

$$\rho_n = \frac{(\rho_{н.пл.} + \rho_{н.дег.})}{2}, \text{ кг/м}^3 \quad (6.12)$$

Где $\rho_{н.пл.}$, $\rho_{н.дег.}$ – плотность пластовой и дегазированной нефти соответственно, кг/м³

Плотность жидкости в скважине рассчитывается по формуле:

$$\rho_{ж} = \rho_g \cdot \beta + \rho_n \cdot (1 - \beta), \text{ кг/м}^3 \quad (6.13)$$

где ρ_v , ρ_n – плотности воды и нефти соответственно, кг/м³; β - обводненность, доли ед.

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

$$P_{пл} = \rho_n g H_{скв} + P_y, \text{ Па} \quad (6.14)$$

где P_y – давление на устье скважины, Па.

В остановленной скважине пластовое давление можно определить по следующей формуле:

$$P_{пл} = P_{ст} + P_{затр}, \text{ Па} \quad (6.15)$$

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

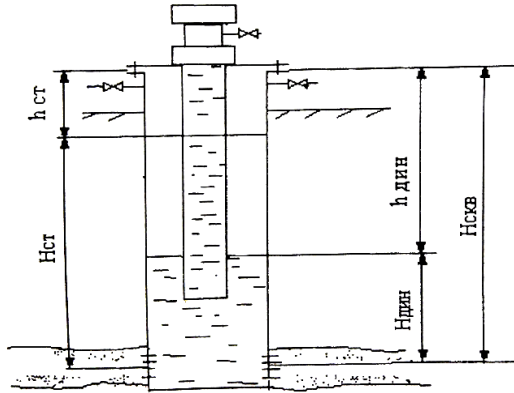


Рис. 6.1. Схема уровней жидкости в скважине
 $H_{ст}$ – статический уровень; $h_{дин}$ – динамический уровень; $H_{ст}$ – статический столб; $H_{дин}$ – динамический столб; $H_{скв}$ – глубина скважины

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

$$P_{дин} = \rho_{ж} g H_{дин} = \rho_{ж} g (H_{скв} - h_{дин}), \text{ Па} \quad (6.16)$$

$$P_{ст} = \rho_{ж} g H_{ст} = \rho_{ж} g (H_{скв} - h_{ст}), \text{ Па} \quad (6.17)$$

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

$$P_z = P_{пл} - \rho_n g (h_{пл} - h), \text{ Па} \quad (6.18)$$

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:

$$P_{заб} = P_{дин} + P_{загр}, \text{ Па} \quad (6.19)$$

Определив динамический уровень получим забойное давление:

$$P_{заб} = \rho_{ж} g (H_{скв} - h_{дин}), \text{ Па} \quad (6.20)$$

где $H_{скв}$ – глубина скважины, м; $h_{дин}$ – динамический уровень, м; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости, кг/м³.

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°С на каждые 100 метров в глубину.

Задача 6.1

Для площади, по которой данные о пористости, плотности пород и насыщающих их жидкостях приведены в табл. 6.2, оценить значение геостатического давления и объемной плотности толщ горных пород на глубине H .

Задача 6.2

В расположенных на глубине H объектах закрытой скважины (табл. 6.1.) при избыточном давлении на ее устье P_y определить:

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

Таблица 6.1

Исходные данные для расчета

Вариант	H , м	L , м	P_y , МПа	L_1 , м	t , °С
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

Продолжение табл. 6.1

Вариант	H , м	L , м	P_y , МПа	L_1 , м	t , °С
---------	---------	---------	-------------	-----------	----------

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
11	3240	2910	13	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	2900	78
20	1900	1100	9,9	1100	59

Таблица 6.2

Данные о пористости, плотности пород и насыщающих их жидкостях

Интервал глубины, м	Толщина, м	Пористость, %	Средняя плотность, кг/м ³	
			Скелета породы	Пластовой жидкости
0–200	200	36	2620	1010
200–400	200	33	2700	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
1400–1600	200	29	2700	930
1600–1800	200	33	2700	750
1800–2000	200	36	2700	680
2000–2200	700	33	2660	680
2200–2900	100	28	2700	920
2900–3000	200	32	2700	730
3000–3200	200	36	2700	680
3200–3400	300	28	2700	680
3400–3700	200	25	2720	680
3700–3900	200	22	2720	700

7. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

В процессе бурения для обеспечения достижения проектной глубины, ее ствол поинтервально закрепляют обсадными трубами, а кольцевое пространство между стенками скважины и колонной труб заполняется цементным раствором, образующим цементный камень.

Обсадные трубы изготавливаются длиной 6 – 12 м и собираются в колонну (соединяются) при помощи резьбы, нарезанной на концах каждой трубы и муфт [6].

Совокупность данных о количестве обсадных колонн, их диаметрах и глубинах спуска, диаметрах ствола для каждой колонны, интервалах цементирования называют *конструкцией скважины*.

Элементы конструкции:

Направление – первая колонна из труб большого диаметра предназначенная для предотвращения размыва потоком бурового раствора рыхлых наносных пород на устье скважины и перекрытия верхний неустойчивых отложений четвертичного периода.

Кондуктор – следующая за направлением колонна обсадных труб, которой крепят ствол скважины. Предназначен для перекрытия малоустойчивых горных пород и изоляции водоносных горизонтов с пресными водами (при проектировании конструкции скважины, необходимо перекрыть этот интервал на 10-50 метров глубже).

Эксплуатационная колонна – канал из обсадных труб, соединяющий недра земли с дневной поверхностью.

Глубина спуска эксплуатационной колоны определяется глубиной залегания продуктивного пласта, а диаметр – дебитом скважины и способом эксплуатации.

Все колонны труб между кондуктором и эксплуатационной колонной называют *промежуточными*, имеющие техническое назначение, для перекрытия интервалов осложнений (например, интервалы с интенсивными осыпями и обвалами, поглощающие или проявляющие пласты и т.д.). При проектировании конструкции скважины, необходимо перекрыть этот интервал на 10-50 метров глубже.

Промежуточные колонны применяются сплошными или в виде «летучек». Летучками называют колонны, верхняя часть которых («голова») расположена ниже устья скважины.

Хвостовик представляет собой «летучку», являющуюся продолжением эксплуатационной обсадной колонны. При креплении верхняя часть хвостовика должна заходить в предыдущую колонну не менее чем на 50 м и обеспечить герметичность соединения.

Необходимая разность диаметров скважин и муфт обсадных колонн должна выбираться исходя из оптимальных величин, установленных практикой бурения и обеспечения беспрепятственного спуска каждой колонны до проектной глубины, а также качественное их цементирование. Минимально допустимая разность диаметров муфт обсадных труб и скважины регламентируется Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

Проектируют конструкцию скважины исходя из заданного диаметра эксплуатационной колонны, обеспечивающей технологический процесс добычи нефти (рис.7.1).

Диаметры обсадных колонн и долот выбираются снизу-вверх, начиная с эксплуатационной колонны. Диаметр эксплуатационной колонны зависит от способа заканчивания скважины, условий ее эксплуатации, и задается заказчиком на буровые работы.

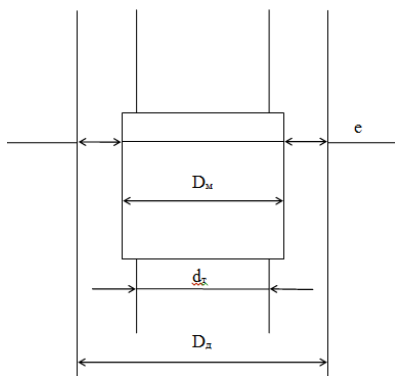


Рис. 7.1. Выбор диаметра скважины (долота)

D_m – диаметр муфты обсадной колонны, мм; d_m – диаметр обсадной колонны (трубы), мм; D_d – диаметр долота, мм; e – зазор между муфтой обсадной колонны и стенкой скважины, мм.

Наружные диаметры эксплуатационных колонн выбирают по суммарному ожидаемому дебиту скважины (табл.7.1).

Таблица 7.1

Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн

Нефтяные скважины		Газовые скважины	
Дебит, м ³ /сут	Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм	Дебит, тыс. м ³ /сут	Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм
< 40	114	< 75	114
40-100	127-140	75-250	114-146
100-150	140-146	250-500	146-178
150-300	168-178	500-1000	178-219
> 300	178-194	1000-5000	219-273

Расчетный диаметр долота определяется по формуле:

$$D_d = D_m + 2e, \text{ мм} \quad (7.1)$$

где e – радиальный зазор между муфтой обсадной колонны и стенкой скважины (табл.7.2), мм. D_m – наружный диаметр соединительной муфты обсадной колонны, мм. (табл.7.3).

Таблица 7.2

Радиальные зазоры (e)

Диаметр обсадной колонны, мм	114-127	140-168	178-245	273-299	324-351	377-508
Радиальный зазор, мм	5-10	10-20	10-25	15-30	20-40	25-50

Далее по ГОСТ 20692-75 (для шарошечных долот) подбираются ближайший больший размер долота (табл. 7.4).

Внутренний диаметр обсадной колонны, через которую проходит соответствующее долото рассчитывается по формуле:

$$d_{\text{вн}} = D_d + 2\Delta, \text{ мм} \quad (7.2)$$

где Δ – радиальный зазор между долотом и стенкой обсадной трубы, принимается 3÷5 мм. Далее по ГОСТ 632-80 подбираются ближайшее большее значение внутреннего диаметра колонны и указывается наружный диаметр и толщина стенки подобранной колонны.

Таблица 7.3

Трубы обсадные и муфты к ним (ГОСТ 632-80)

Условный диаметр трубы	Труба		Муфта	
	Наружный диаметр, D	Толщина стенки, δ	Наружный диаметр, D_m	Длина, L_m
114	114,3	5,2 – 8,6	127	158
127	127,0	5,6 – 9,2	141,3	165

Продолжение табл. 7.3

Условный диаметр трубы	Труба		Муфта	
	Наружный диаметр, D	Толщина стенки, δ	Наружный диаметр, D_m	Длина, L_m
140	139,7	6,2 – 10,5	153,7	171
146	146,1	6,5 – 10,7	166,0	177
168	168,3	7,3 – 12,1	187,7	181
178	177,8	5,9 – 12,7	194,5	184
194	193,7	7,6 – 12,7	215,9	190
219	219,1	6,7 – 14,2	244,5	196
245	244,5	7,9 – 13,8	269,9	196
273	273,1	7,1 – 16,5	298,5	203
299	298,5	8,5 – 14,8	323,9	203
324	323,9	8,5 – 14	351,0	203
340	339,7	8,4 – 15,4	355,1	203
351	351,0	9 – 12	376,0	229
377	377,0	9 – 12	402,0	229
406	406,4	9,5 – 16,7	431,8	228
426	426,0	10 – 12	451,0	229
473	473,1	11,1	508,0	228
508	508,0	11,1 – 16,1	533,4	228

Таблица 7.4

Примеры диаметров долот

151,0	190,5	244,5	320,0	444,5	558,2
161,0	200,0	269,9	349,2	490,0	584,8
165,1	215,9	295,3	393,7	501,0	660,4

Процесс заполнения заданного интервала скважины раствором вяжущих материалов, способных в покое превращаться в прочный непроницаемый камень, называют *цементированием* или *тампонируанием* (*тампонажем*), а сами материалы – *тампонажными*.

Высота подъема тампонажного раствора в затрубном пространстве и конструкция забоя скважины определяются на основании действующих инструкций и методических материалов. По существующим правилам по всей длине цементируются направление и кондуктор. Промежуточные и эксплуатационные колонны в газовых скважинах цементируются не менее чем на 500 м выше башмака (низа) предыдущей колонны. Для нефтяных эксплуатационных

скважин допускается подъем цемента не менее чем на 150 м выше башмака (низа) предыдущей колонны.

Для цементирования в основном используют тампонажные портландцементы и цементы на основе доменных шлаков.

Цементный раствор – смесь воды (жидкости) и сухого цемента в определенной пропорции, которое называют водоцементным отношением (В:Ц). Оптимальное В:Ц для растворов портландцемента и технической воды составляет величину 0,5.

Для обеспечения качественного цементирования обсадную колонну оснащают рядом специальных приспособлений: на низ колонны навинчивают *башмак* с направляющей пробкой, устанавливают *обратный клапан* и *упорное кольцо*. В определенных интервалах на колонну надевают центрирующие фонари.

Существует несколько способов цементирования обсадных колонн – одноступенчатое, двухступенчатое, манжетное, обратное. В большинстве скважин применяют одноступенчатое цементирование. После спуска и промывки обсадной колонны на верхний ее конец навинчивают специальную цементировочную головку, отводы которой соединяют линиями высокого давления с цементировочными агрегатами (ЦА). Насосами ЦА нагнетают вовнутрь обсадной колонны цементный раствор, приготовленный с помощью специальных машин – смесителей. После закачки в обсадную колонну расчетного объема цементного раствора, освобождают верхнюю разделительную пробку, подвешенную внутри цементировочной головки, и в колонну на пробку нагнетают жидкость продавливания. Цементный раствор, дойдя до низа колонны, через башмак поступает в кольцевое пространство (за колонну), поднимается по нему, вытесняя буровой раствор. Когда верхняя разделительная пробка достигает упорного кольца, давление в обсадной колонне резко возрастает, это сигнал о прекращении продавливания цементного раствора. Колонну оставляют в покое на время затвердения цемента (ОЗЦ).

При расчете цементирования колонны определяют необходимое количество сухого тампонирующего материала (цемента), количество воды для приготовления цементного раствора, объем жидкости продавливания, а также максимальное давление в конце процес-

са цементирования, необходимое число смесителей и агрегатов, время процесса цементирования.

Необходимый объем цементного раствора для цементирования обсадных колонн определяют из выражения:

$$V_{ц.р.} = \frac{\pi}{4} \left[k_{\kappa} (D_c^2 - d^2) \cdot L + (D_{вн.пред.о.к.}^2 - d^2) \cdot L_{о.к.} + d_0^2 \cdot h \right], \text{ м}^3 \quad (7.3)$$

где k_{κ} – коэффициент каверн; D_c – диаметр скважины, м; d , d_0 – соответственно наружный и внутренний диаметр обсадной колонны, м; L – высота подъема цементного раствора за колонной в открытом стволе, м; $D_{вн.пред.о.к.}$ – внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, м; $L_{о.к.}$ – высота подъема цементного раствора за колонной внутри предыдущей (высота подъема над башмаком предыдущей колонны), м; h – высота цементного стакана, м;

Количество цемента q (кг) для приготовления 1 м³ цементного раствора:

$$q = \frac{\rho_{ц} \cdot \rho_{\epsilon}}{\rho_{\epsilon} + m \rho_{ц}}. \quad (7.4)$$

Тогда количество сухого цемента для приготовления заданного объема раствора:

$$G_{ц} = V_{ц.р.} \cdot \rho_{цр} \frac{1}{1 + m} \quad \text{или} \quad G_{ц} = V_{ц.р.} \cdot \frac{\rho_{ц} \cdot \rho_{\epsilon}}{\rho_{\epsilon} + m \rho_{ц}}, \text{ кг} \quad (7.5)$$

где m – водоцементное отношение, (В:Ц 0,35 – 0,60); $\rho_{цр}$ – плотность цементного раствора, кг/м³; $\rho_{ц}$ – плотность сухого цемента, кг/м³; ρ_{ϵ} – плотность жидкости растворения (вода, нефть и др.), кг/м³.

Плотность цементного раствора определяется из выражения:

$$\rho_{цр} = \frac{(1 + m) \rho_{ц} \cdot \rho_{\epsilon}}{\rho_{\epsilon} + m \rho_{ц}}, \text{ кг/м}^3 \quad (7.6)$$

С учетом потерь сухого цемента при затворении (коэффициент потерь в пределах $K_{ц} = 1,03 - 1,05$):

$$G'_y = G_y \cdot K_y, \text{ кг} \quad (7.7)$$

Количество воды $V_в$ для приготовления расчетного объема цементного раствора:

$$V_в = K_в \cdot G'_y \cdot \frac{m}{\rho_в}, \text{ м}^3 \quad (7.8)$$

где $K_в$ – коэффициент, учитывающий потери воды в процессе затворения цемента, при механизированном способе $K_в = 1,08$.

Объем жидкости продавливания определяется по формуле:

$$V_{np} = \theta \frac{\pi d_0^2}{4} (H - h) + V_m, \quad (7.9)$$

где θ – коэффициент, учитывающий сжимаемость жидкости продавливания (1,03–1,05); V_m – вместимость линий нагнетания ($\approx 0,8 \text{ м}^3$).

Задача 7.

Спроектировать и начертить конструкцию скважины (обязательно указание глубины спуска колонн их диаметров, диаметры долот и интервалов цементирования с указанием высоты подъема цементного раствора). Пример представлен на рис. 7.2.

Определить количество сухого цемента для цементирования эксплуатационной обсадной колонны. Жидкость затворения – вода техническая плотностью 1020 кг/м^3 . Плотность сухого цемента 3200 кг/м^3 , высота цементного стакана 20 м, В:Ц 0,5.

Таблица 7.5

Исходные данные для расчета

Вариант	Ожидаемый дебит (м ³ /сут; тыс.м ³ /сут)	Флюид	Проектная глубина скважины, м	Глубина (интервал) четвертичных отложений, м	Глубина (интервал) водоносных пластов, м	Глубина интервала осложнения, м	k_x
1	35	нефть	2000	30	200-270	1200-1400	1,15
2	70	газ	2000	35	210-290	1110-1350	1,03
3	40	нефть	2100	40	100-170	1050-1520	1,12
4	75	газ	2100	45	200-260	1300-1620	1,08
5	45	нефть	2500	50	200-270	1400-1770	1,09

Продолжение табл. 7.5

Вариант	Ожидаемый дебит (м ³ /сут; тыс.м ³ /сут)	Флюид	Проектная глубина скважины, м	Глубина (интервал) четвертичных отложений, м	Глубина (интервал) водоносных пластов, м	Глубина интервала осложнения, м	k _к
6	80	газ	2500	30	220-270	1450-1690	1,1
7	50	нефть	2700	35	200-270	1650-1920	1,12
8	85	газ	2700	40	210-300	1700-1950	1,13
9	55	нефть	3100	45	270-400	1850-2100	1,14
10	90	газ	3100	50	300-450	2100-2300	1,04
11	60	нефть	2800	30	200-310	1900-2050	1,05
12	100	газ	2800	35	200-300	1750-2100	1,06
13	65	нефть	2600	40	190-280	1450-1860	1,07
14	120	газ	2600	45	180-290	1500-1920	1,08
15	70	нефть	2400	50	195-275	1400-1750	1,01
16	140	газ	2400	30	220-270	1400-1700	1,02
17	75	нефть	2200	35	200-275	1100-1500	1,14
18	170	газ	2200	40	200-275	1310-1600	1,04
19	80	нефть	1900	45	140-220	1000-1300	1,05
20	200	газ	1900	50	120-210	950-1250	1,06

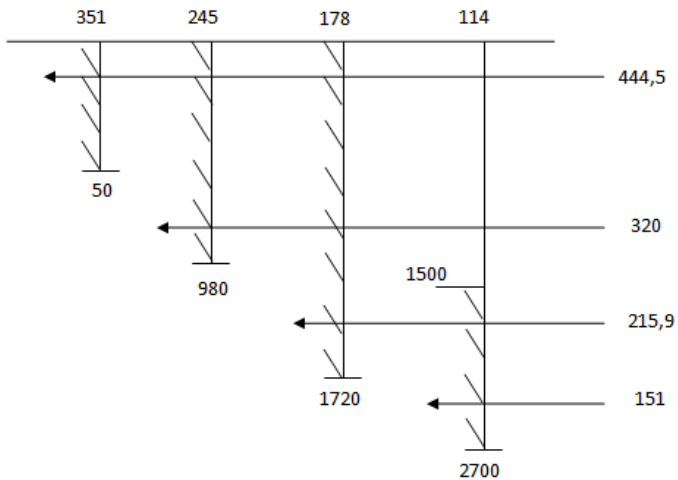


Рис. 7.2. Пример конструкции скважины

8. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

Движение жидкости или газа из пласта в скважину возможно лишь при условии, если

$$P_{пл} > P_{заб} + P_{доп} \quad (8.1)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $P_{заб}$ – забойное давление, МПа; $P_{доп}$ – давление, необходимое для преодоления сопротивлений при течении жидкости (газа) в призабойной зоне пласта, МПа.

Забойное давление определяется по формуле:

$$P_{заб} = \rho \cdot g \cdot H + P_y, \text{ Па} \quad (8.2)$$

где $\rho \cdot g \cdot H = P_{ст}$ – давление столба жидкости плотностью ρ (кг/м³), высотой H (м); g – ускорение свободного падения, м/с²; P_y – давление на устье скважины, Па.

При открытой скважине $P_y = 0$. Все известные способы вызова притока из пласта основаны на снижении забойного давления [7].

Величину забойного давления можно уменьшить двумя путями:

- снижением плотности жидкости в скважине;
- снижением уровня жидкости в скважине.

При бурении и ремонте скважин выбор плотности скважинной жидкости (или раствора) должен предусматривать создание столбом раствора гидростатического давления на забой превышающего пластовое давление на величину не менее 10% для скважин глубиной до 1200 м, 5 % для интервалов от 1200 м до проектной глубины.

Если обозначить превышение давления столба жидкости над пластовым через K , то

$$\rho \cdot g \cdot H = K \cdot P_{пл}. \quad (8.3)$$

Снижение плотности жидкости заключается в замене скважинной жидкости на более легкую – замена растворов и рассолов на техническую воду, нефть, аэрированные жидкости, пенные системы, использование специальных технологий и технических средств.

При замене жидкости разница их плотностей не должна быть более 0,5–0,6 г/см³. При большей разнице плотностей темпы снижения противодавления на пласт должны быть ограничены.

Снижение уровня жидкости в скважине достигается глубинными насосами, поршневанием, нагнетанием компрессором инертного газа, нагнетанием природного газа из соседней скважины, техническими средствами.

Снижение уровня глубинными насосами не рекомендуется в скважинах, в которых возможно их засорение песком (например, после гидроразрыва пластов, пескоструйной перфорации и т.п.)

Выдавливание жидкости газом заключается в нагнетании сжатого газа в пространство между колонной НКТ (подъемные трубы) и обсадной колонной скважины (межтрубное пространство). Газ вытесняет скважинную жидкость через подъемные трубы наружу с одновременным газированием и тем самым уменьшает ее плотность.

Газ можно нагнетать и в подъемные трубы.

Снижение уровня в скважине (Z) нагнетанием газа:

При нагнетании газа в межтрубное пространство:

$$Z_1 = H_{\max} \cdot \frac{v_M}{V_K}, \text{ м} \quad (8.4)$$

При нагнетании газа в колонну НКТ:

$$Z_2 = H_{\max} \cdot \frac{v_T}{V_K}, \text{ м} \quad (8.5)$$

где H_{\max} – максимальная глубина уровня скважинной жидкости от устья при максимальном давлении компрессора (газовой скважины), м; v_M и v_T – соответственно объем одного метра межтрубного и трубного пространства, м³; V_K – объем 1 м обсадной колонны, м³.

$$H_{\max} = \frac{P_{\max}}{\rho \cdot g}, \text{ м} \quad (8.6)$$

где P_{\max} – максимальное давление компрессора, Па.

Если давление нагнетания газа для вытеснения жидкости через башмак колонны НКТ недостаточно, то сжатый газ может поступать в НКТ через специальные отверстия, выполненные в муфтах труб, называемые пусковыми. Давление столба газированной жидкости значительно меньше, что обуславливает вытеснения жидкости через

следующие пусковые отверстия. Таким способом вытеснение продолжается до заданной величины депрессии на пласт.

Максимальное забойное давление при вытеснении жидкости газом равно сумме рабочего давления газа у башмака колонны труб НКТ и давления столба жидкости от башмака до забоя

$$P_{заб} = \rho_z \cdot g \cdot L + \rho_{жс} \cdot g \cdot (H - L), \text{ Па} \quad (8.7)$$

где L – глубина спуска колонны труб НКТ, м; ρ_r – плотность газа (например, азот $\rho = 1,250 \text{ кг/м}^3$); $\rho_{ж}$ – плотность скважинной жидкости, кг/м^3 .

При поршневании необходимое количество жидкости, извлеченной из скважины, определяется как:

$$Q = 0,785 \cdot (d_0^2 - D_{\text{нкт}}^2 + d_{\text{нкт}}^2) \cdot L, \text{ м}^3 \quad (8.8)$$

где d_0 – внутренний диаметр обсадной колонны, м; $D_{\text{нкт}}$ – наружный диаметр НКТ, м; $d_{\text{нкт}}$ – внутренний диаметр НКТ, м.

Количество жидкости, извлекаемой за каждый рейс поршня, определяется по формуле

$$Q_n = 0,785 \cdot (d_{\text{нкт}}^2 - d_{\text{к}}^2) \cdot z, \text{ м}^3 \quad (8.9)$$

где $d_{\text{к}}$ – диаметр каната, м; z – среднее погружение поршня под уровень, м

Задача 8

Столб жидкости в скважине плотностью ρ и высотой H создает давление, превышающее пластовое на 5%. Диаметр каната для поршневания 0,0185 м, глубина спуска поршня z 150 м. Максимальное давление компрессора 15 МПа. Диаметр эксплуатационной колонны 127 мм ($\delta = 7 \text{ мм}$).

Определить забойное давление при освоении скважины разными способами: снижением плотности жидкости, вытеснением сжатым газом, поршневанием. Определить величину плотности скважинной жидкости, при которой будет происходить приток, глубину снижения уровня жидкости в скважине, объемы извлекаемой жидкости поршневанием.

Таблица 8.1

Исходные данные для расчета

Вариант	H, м	L, м	Пластовое давление, МПа	Диаметр НКТ, мм	Плотность газа, кг/м ³
1	1850	1550	20	60	1,100
2	1870	1470	19	73	1,110
3	1876	1376	18	89	1,120
4	1860	1660	21	102	0,980
5	1833	1533	20	73	0,950
6	1840	1640	18,5	89	1,115
7	1845	1445	19,5	60	1,119
8	1900	1600	17,5	73	1,105
9	2000	1700	16,5	89	1,101
10	2100	1800	21,5	60	1,102
11	2200	2100	20,5	73	1,103
12	2300	1800	22,5	102	1,104
13	2400	2150	22	60	1,105
14	1950	1650	18,2	73	1,106
15	2050	1650	17,6	89	1,107
16	2150	1850	19,8	102	1,108
17	2250	1750	20,4	73	1,112
18	2350	2050	21,7	89	1,113
19	2450	1950	22,1	60	1,118
20	1980	1680	18,6	102	1,119

9. 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. 9.1).

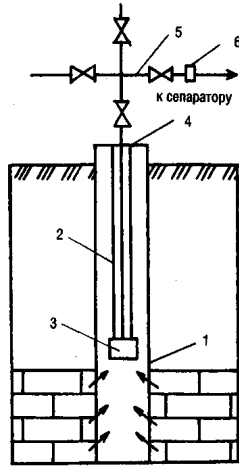


Рис. 9.1. Схема конструкции фонтанной скважины
 1 – эксплуатационная колонна; 2 – насосно-компрессорные трубы;
 3 – башмак; 4 – фланец; 5 – фонтанная арматура; 6 – штуцер

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

$$P_{зab} - P_y = P_{cm} + P_{mp} + P_{ин}, \quad (9.1)$$

где $P_{зab}$ – забойное давление, Па; P_y – давление на устье (выкиде) скважины, Па; P_{cm} – гидростатическое давление, Па; P_{mp} – 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:

$$P_{зab} > P_{cm} + P_{mp} + P_{ин}, \quad (9.2)$$

Давление, оказываемое столбом жидкости, рассчитывается по формуле:

$$P_{cm} = \rho \cdot g \cdot H, \text{ Па} \quad (9.3)$$

где H – глубина скважины.

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

$$P_{mp} = \lambda \cdot \frac{H \cdot \mathcal{G}^2}{2 \cdot d} \rho, \text{ Па} \quad (9.4)$$

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

Величина коэффициента гидравлического сопротивления λ зависит от режима течения жидкости:

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

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (9.5)$$

– для турбулентного ($Re > 2320$)

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}, \quad (9.6)$$

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

$$Re = \frac{\mathcal{G} \cdot D}{\nu}, \quad (9.7)$$

где \mathcal{G} – скорость потока (определяется как частное деления расхода жидкости Q на площадь поперечного сечения трубы), м/с; ν – кинематическая вязкость жидкости, м²/с.

Коэффициент полезного действия подъема жидкости:

$$\eta = \frac{N_{пол}}{N_{затр}}. \quad (9.8)$$

При артезианском фонтанировании высота подъема жидкости равна глубине скважины H . Тогда при дебите скважины Q полезная мощность $N_{\text{пол}}$, Вт:

$$N_{\text{пол}} = \rho \cdot g \cdot H \cdot Q \quad (9.9)$$

Затраченная мощность определяется $N_{\text{затр}}$, Вт :

$$N_{\text{затр}} = Q \cdot (P_3 - P_y). \quad (9.10)$$

или с учетом (9.1):

$$N_{\text{затр}} = Q \cdot (\rho g H + P_{\text{тр}}). \quad (9.11)$$

Подставив значения полезной и затраченной мощности в (9.8), получим следующее выражение для коэффициента полезного действия подъема жидкости η (в долях ед.):

$$\eta = \frac{H \rho g}{H \rho g + P_{\text{тр}}} = \frac{1}{1 + \frac{P_{\text{тр}}}{H \rho g}}. \quad (9.12)$$

Задача 9.1

По исходным данным (табл. 9.1) рассчитать забойное давление фонтанирования за счет гидростатического напора пласта; определить КПД процесса фонтанирования и потери давления на трение.

Таблица 9.1

Исходные данные для расчета забойного давления

Вариант	Дебит скважины, м ³ /сут	Глубина скважины, м	Давление насыщения нефти газом, МПа	Плотность нефти, кг/м ³	Кинематическая вязкость, 10 ⁻⁶ , м ² /с	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

Продолжение табл. 9.1

Вариант	Дебит скважины, м ³ /сут	Глубина скважины, м	Давление насыщения нефти газом, МПа	Плотность нефти, кг/м ³	Кинематическая вязкость, 10 ⁻⁶ , м ² /с	Диаметр НКТ, мм
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
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	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

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:

$$G_{\text{эф}} > R_0 \quad (9.13)$$

где $G_{\text{эф}}$ – эффективный газовый фактор, определяемый количеством м³ газа при стандартных условиях, находящегося в свободном состоянии при среднем давлении в подъемнике, отнесенного к 1 м³ жидкости; R_0 – оптимальный удельный расход газа, показывающий количество газа, необходимое для подъема 1 м³ жидкости.

Эффективный газовый фактор рассчитывают по формуле:

$$G_{\text{эф}} = [G_0 - \alpha \left(\frac{P_3 + P_y}{2} - P_0 \right)] (1 - \beta), \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (9.14)$$

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

$$\alpha = \frac{G_o}{P_{нас} - P_0}, \text{Па}^{-1} \quad (9.15)$$

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

Оптимальный удельный расход газа определяется по формуле:

$$R_0 = \frac{0.282 \rho g L [p g L - (P_z - P_y)]}{d^{0.5} (P_z - P_y) P_0 \ln((P_z / P_y))}, \text{м}^3/\text{м}^3 \quad (9.16)$$

где d – внутренний диаметр подъемника, м; L – глубина спуска подъемника, м; ρ – плотность жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$; определяется по формуле (6.13) с учетом формулы (6.12).

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

Задача 9.2

Рассчитать эффективный газовый фактор, оптимальный удельный расход газа и проверить условие фонтанирования. Забойное давление $P_{заб} = 0,9P_{нас}$. Исходные данные приведены в табл. 9.2.

Таблица 9.2
Исходные данные для расчета фонтанирования за счет энергии газа

Вариант	$H_{скв}$, м	Диаметр НКТ, мм	G_o , $\text{м}^3/\text{м}^3$	$\rho_{н.пл.}$, $\text{кг}/\text{м}^3$	$\rho_{н.дег.}$, $\text{кг}/\text{м}^3$	$\rho_{в.}$, $\text{кг}/\text{м}^3$	$P_{нас}$, МПа	β , %	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
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

Вариант	Н _{свб} , м	Диаметр НКТ, мм	G _{об} , м ³ /м ³	ρ _{н.пл.} , кг/м ³	ρ _{н.дг.} , кг/м ³	ρ _в , кг/м ³	P _{нас} , МПа	β, %	P _у , МПа
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

10. 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) (рис. 10.1).

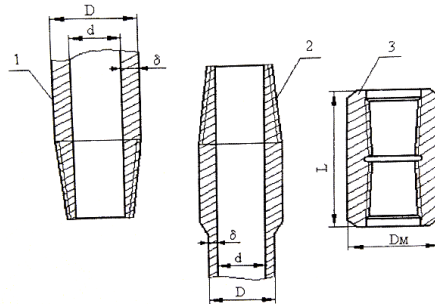


Рис. 10.1. Насосно-компрессорные трубы:

- 1 – неравнопрочные; 2 – равнопрочные; 3 – соединительная муфта.
 D – наружный диаметр НКТ; d – внутренний диаметр НКТ; δ – толщина стенки;
 D_m – диаметр муфты; L – длина муфты.

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 вызывать разрыв колонны и нарушение муфтового соединения. Наибольшее усилие испытывает труба, находящаяся у устья скважины. Оно определяется по формуле

$$P = P_{\text{тр}} + P_{\text{ж}} + P_{\text{ш}} + P_{\text{об}} \quad (10.1)$$

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:

$$l = \frac{P}{K \cdot q_{\text{тр}}}, \text{ м} \quad (10.2)$$

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:

$$l_1 = \frac{P_1}{K \cdot q_{\text{ТР}}}, \text{ м} \quad (10.3)$$

$$l_2 = \frac{P_2}{K \cdot q_{\text{ТР}}}, \text{ м} \quad (10.4)$$

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

$$P = F \cdot \sigma_{тек}, \text{ Н} \quad (10.5)$$

где F – площадь сечения трубы, м^2 ; $\sigma_{тек}$ – предел текучести материала труб, Па.

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

$$l_{дон} = \frac{P}{(q_{мп} + q_{ш} + q_{жс}) \cdot K}, \text{ м} \quad (10.6)$$

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

Вес одного метра столба жидкости рассчитывается по формуле:

$$q_{жс} = \frac{\pi}{4} \cdot (d_{НКТ}^2 - d_{шг}^2) \cdot \rho_{жс} \cdot g, \text{ кг} \quad (10.7)$$

где $d_{НКТ}$ – внутренний диаметр НКТ, м; $d_{шг}$ – наружный диаметр штанг, м; $\rho_{жс}$ – плотность жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$ (см. формулу (6.13)).

Площадь сечения трубы определяется по формуле:

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (d_{нар}^2 - d_{вн}^2), \text{ м}^2 \quad (10.8)$$

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

Задача 10.1

Определить предельно - допустимую глубину спуска ступенчатой колонны равнопрочных НКТ исходя из условия прочности на разрыв. Исходные данные приведены в табл. 10.1. Дополнительные данные для задачи приведены в табл. 10.2 и 10.3.

Таблица 10.1

Исходные данные для определения глубины спуска НКТ

Вариант	Плотность нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$	Плотность воды, $\text{кг}/\text{м}^3$	Диаметр ступеней, d_1/d_2 , мм	Группа прочности стали
1	850	1050	73/60	D
2	870	1075	89/60	D

Продолжение табл. 10.1

Вариант	Плотность нефти, кг/м ³	Плотность воды, кг/м ³	Диаметр ступеней, d ₁ /d ₂ , мм	Группа прочности стали
3	876	1100	89/73	D
4	860	1110	73/60	K
5	833	1115	89/60	K
6	840	1122	89/73	K
7	845	1111	73/60	E
8	870	1127	89/60	E
9	885	1008	89/73	E
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	K
15	884	1114	102/89	E
16	856	1147	73/60	E
17	873	1072	89/60	E
18	859	1134	89/73	L
19	862	1029	73/60	L
20	864	1196	89/60	L

Таблица 10.2

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
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 10.3

Дополнительные данные для определения глубины спуска НКТ

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

Задача 10.2

По условию задачи 10.1 определить предельно – допустимую глубину спуска ступенчатой колонны гладких НКТ. Величины страгивающих нагрузок представлены в табл. 10.4.

Таблица 10.4

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

Задача 10.3

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

Таблица 10.5

Исходные данные

Вариант	Диаметр НКТ, мм	Группа стали	Диаметр штанг, мм	Плотность нефти, кг/м ³	Плотность воды, кг/м ³	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

Продолжение таблицы 10.5

Вариант	Диаметр НКТ, мм	Группа стали	Диаметр штанг, мм	Плотность нефти, кг/м ³	Плотность воды, кг/м ³	Обводненность продукции, %
16	60	К	16	885	1116	55
17	73	К	22	881	1122	67
18	89	Е	19	867	1090	43
19	60	Л	19	853	1125	86
20	73	Л	22	829	1158	29

Дополнительные данные: значения предела текучести для равнопрочных труб приведены в табл. 10.3. Вес 1 м штанг приведен в табл. 10.6.

Таблица 10.6

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

11. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ШТАНГОВЫМИ НАСОСАМИ

Подача глубинной штанговой установки определяется по формуле:

$$Q = 1440 \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot S_6 \cdot n \cdot \rho \cdot \eta, \text{ кг/мин} \quad (11.1)$$

где 1440 – число минут в сутках, D – диаметр плунжера насоса, м; S_6 – длина хода головки балансира, м; n – число качаний в минуту; ρ – плотность жидкости, кг/м³; η – коэффициент подачи.

Для определения подачи насоса, а также других параметров можно пользоваться номограммами Иванова (рис.11.1).

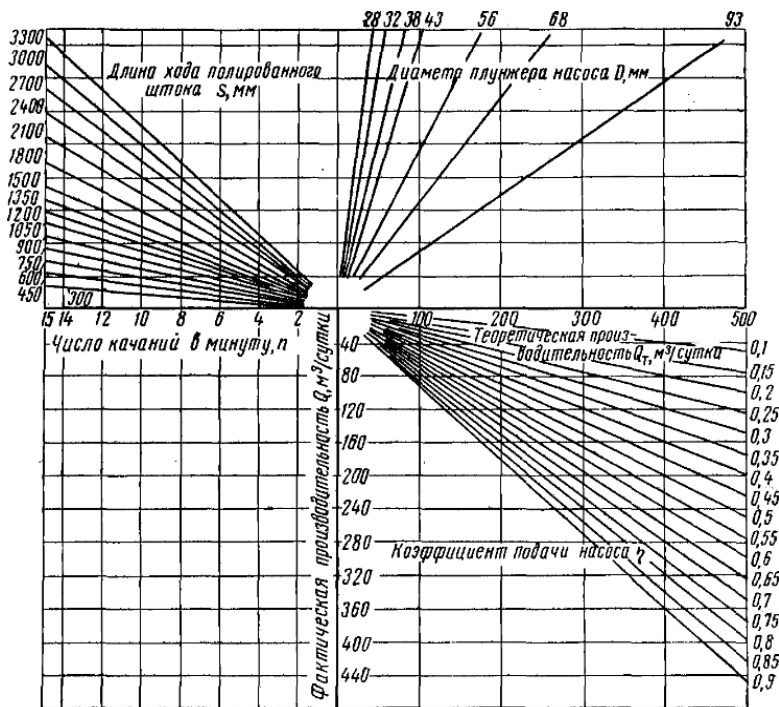


Рис.11.1. Номограмма Иванова для определения параметров работы штангового насоса

Для этого на левой ветви оси абсцисс находим точку, соответствующую заданному значению n , затем проводим вертикаль до пересечения со значением длины хода балансира S_6 , а из полученной точки проводим горизонталь вправо до пересечения с линией D , после чего опускаем вертикаль до луча η в четвертом квадранте (коэффициент подачи насосной установки). Наконец проводим горизонталь влево до оси ординат, где найдем фактическую подачу насоса в м³/сут (в объемных единицах). Если найденная точка попадает в промежуток между двумя соседними лучами, то значение находят интерполированием. Умножив полученный результат на плотность жидкости получим Q_ϕ в т/сут.

Коэффициент подачи насоса можно определить по номограммам (рис.11.2 и 11.3), построенных с использованием следующих формул [5]:

η_1 – коэффициент подачи, учитывающий упругие удлинения насосных труб и штанг от действия статических сил.

$$\eta_1 = 1 - \frac{10^5 \cdot P_{ж} \cdot L}{S_{\delta} \cdot E} \left(\sum \frac{1}{f_{ш}} + \frac{1}{f_T} \right), \quad (11.2)$$

где L – глубина спуска насоса, м; n – число ходов насоса в минуту; $P_{ж}$ – вес столба жидкости над плунжером, Н; $f_{ш}$ – площадь сечения насосных штанг, см²; f_T – площадь сечения насосных труб, см²; E – модуль упругости металла, Па.

η_2 – коэффициент подачи, учитывающий выигрыш хода за счет инерционных сил.

$$\eta_2 = \frac{225 \cdot L^2 \cdot n^2}{10^{12}}. \quad (11.3)$$

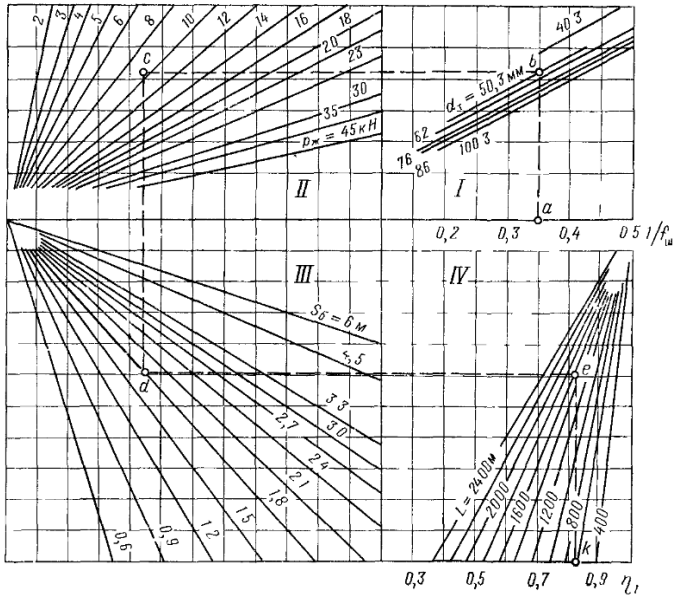


Рис.11.2. Номограмма для определения коэффициента подачи насоса η_1

Общий коэффициент подачи $\eta = \eta_1 + \eta_2$.

Вес столба жидкости определяем по формуле:

$$P_{жс} = h_d \cdot \rho_{жс} \cdot g \cdot F, \text{ Н} \quad (11.4)$$

где F – площадь сечения плунжера насоса, м^2 ; h_d – глубина до динамического уровня, м; $\rho_{жс}$ – плотность жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Номограмма для определения η_1 построена следующим образом (рис. 11.2): на оси абсцисс квадранта I отложены значения $1/f_{ш}$. В квадранте I нанесены линии, соответствующие разным диаметрам насосных труб, а в квадранте II – величина $P_{жс}$; в квадранте III приведены значения S_6 и в квадранте IV – величины L и η_1 .

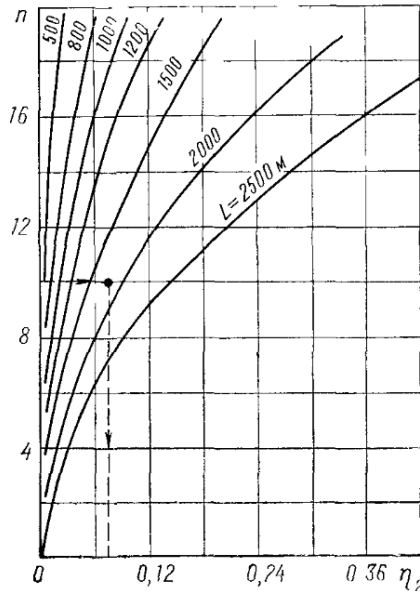


Рис.11.3. Номограмма для определения коэффициента подачи насоса η_2

На номограмме 11.3 нанесены значения n и L для определения η_2 .

Мощность двигателя для станка – качалки определяют по нескольким формулам.

Приближенно мощность в кВт можно определить по формуле

$$N = \frac{P_{жс} \cdot \mathcal{G}}{10^3 \cdot \eta_m}, \text{ кВт} \quad (11.5)$$

где η_m – механический к.п.д. установки (приближенно можно взять равный коэффициенту подачи); \mathcal{G} – средняя линейная скорости движения плунжера, м/с.

$$\mathcal{G} = \frac{S_6 \cdot n}{30}, \text{ м/с} \quad (11.6)$$

Задача 11.

Определить подачу глубиннонасосной штанговой установки Q_{ϕ} , общий коэффициент подачи при условиях, приведенных в табл. 11.1.

Таблица 11.1

Исходные данные для расчета

Вариант	n	D насоса, м	S_6 , м	ρ_n , кг/м ³	ρ_v , кг/м ³	β , %	L, м	H, м	$d_{ш}$, мм	P_3 , МПа	$d_{нкт}$, мм
1	8	28	1,5	900	1100	20	1500	1600	16	8	60
2	10	32	1,8	850	1050	25	1700	1850	16	9	73
3	12	38	2	870	1075	35	1750	1870	22	8	89
4	8	43	1,2	876	1110	45	1680	1876	19	6	102
5	10	56	1,5	860	1130	15	1710	1860	19	10	73
6	12	68	1,8	833	1115	19	1780	1833	22	8,5	89
7	8	93	2	840	1122	18	1690	1840	22	9,5	60
8	10	28	1,2	845	1111	24	1740	1845	19	7,5	73
9	12	32	1,5	871	1121	45	1820	1900	25	6,5	89
10	8	38	1,8	885	1008	75	1890	2000	16	4,5	60
11	10	43	2	829	1125	81	1400	1500	16	6,5	73
12	12	56	1,2	847	1130	76	1590	1700	22	5,5	102
13	8	68	1,5	884	1114	68	1480	1600	16	12	60
14	10	93	1,8	885	1116	36	1720	1850	16	8,2	73
15	12	28	2	881	1122	45	1690	1750	22	7,6	89
16	8	32	1,2	867	1090	18	1720	1860	19	9,8	102

Продолжение табл. 11.1

Вариант	n	D насоса, м	S _б , м	ρ _н , кг/м ³	ρ _в , кг/м ³	β, %	L, м	H, м	dш, мм	Pз, МПа	d _{нкт} , мм
17	10	38	1,5	853	1125	26	1380	1470	19	3,4	73
18	12	43	1,8	829	1158	34	1510	1690	22	4,7	89
19	8	56	2	840	1122	27	1420	1590	22	5,1	60
20	10	68	1,2	845	1111	56	1310	1490	19	8,6	102

Таблица 11.2

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

Таблица 11.3

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 гладкой 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

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 галдой трубы	Муфты	1 м трубы с муфтой (длина трубы 8 м)
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
89	88,9	7,0	59,0	95,25	102	114,3	146	11,39	4,2	14,07
		8,0	73,0					15,98		
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

12. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕСА КОЛОННЫ ШТАНГ

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. 12.1). 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. В зависимости от условий эксплуатации применяют штанги с различными прочностными характеристиками. Для изготовления используют стали марки 40 или легированные хромом, никелем, молибденом с термообработкой и последующим поверхностным упрочнением токами высокой частоты.

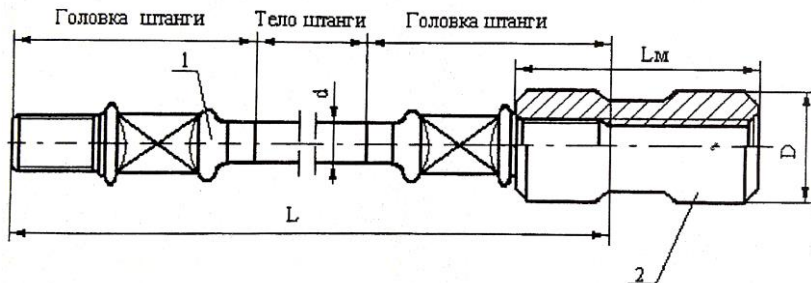


Рис. 12.1. Насосная штанга и соединительная муфта:
 1 – насосная штанга; 2 – соединительная муфта; L – длина штанги; L_m – длина муфты; d – диаметр штанги; D – диаметр муфты

Вес колонны штанг в воздухе рассчитывают по формуле:

$$P_{ум} = q \cdot H, \text{ Н} \quad (12.1)$$

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

Вес колонны штанг в жидкости:

$$P'_{ум} = P_{ум} \cdot K_{арх}, \text{ Н} \quad (12.2)$$

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

$$K_{арх} = \frac{\rho_{шт} - \rho_{ж}}{\rho_{шт}}, \quad (12.3)$$

где $\rho_{шт}$ – плотность материала штанг, кг/м³; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости, кг/м³ и определяется по формуле (6.13).

Содержание воды в продукции может быть определено по формуле:

$$\beta = \frac{Q_B}{Q_H + Q_B}, \quad (12.4)$$

где Q_H , Q_B – дебит скважины по нефти и воде соответственно, м³/сут.

Задача 12.

Определить вес колонны штанг в жидкости для заданных условий.

Таблица 12.1

Исходные данные для расчета

Вариант	Дебит нефти м ³ /сут	Дебит воды, м ³ /сут	Диаметр штанг, мм	Плотность нефти, кг/м ³	Плотность воды, кг/м ³	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
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
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

Плотность материала штанг принять равной 7850 кг/м³.

13. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ ОБ ИЗВЛЕЧЕНИИ НЕФТИ. ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ

Коэффициент извлечения нефти (коэффициент нефтеотдачи) - определяется отношением балансовых (извлекаемых) запасов нефти к начальным и показывают количество нефти, возможное к извлечению из недр при существующих методах эксплуатации. Конечный коэффициент нефтеотдачи - это отношение извлечённых запасов

нефти (добытого количества нефти за весь срок разработки) к балансовым запасам. Поскольку заводнение является и в ближайшие годы будет основным методом искусственного воздействия на нефтяные пласты, изыскание способов повышения его эффективности - задача первостепенного значения. Это может быть достигнуто, во-первых, оптимизацией процесса заводнения. Но для успешного решения этой сложной проблемы необходимо детальное изучение влияния различных геолого-промысловых факторов на эффективность разработки нефтяных месторождений. Во-вторых, повышение нефтеизвлечения пластов при заводнении успешно решается применением методов физико-химического воздействия на продуктивные пласты.

К числу основных природных факторов следует отнести: неоднородность пластов, соотношение вязкостей нефти и вытесняющей жидкости в пластовых условиях, структурно-механические свойства нефти, смачиваемость породы насыщающими ее жидкостями, структуру пористой среды и др. Последние два параметра характеризуют величину капиллярного давления и относительные проницаемости. Такие параметры разработки нефтяных месторождений, как плотность сетки скважин и скорость вытеснения нефти из пласта, могут меняться в довольно широких пределах.

Влияние степени неоднородности коллектора на коэффициент охвата зависит от величины отношения подвижностей воды и нефти:

$$M_0 = \frac{k_v}{\mu_v} \cdot \frac{\mu_n}{k_n},$$

где M_0 - коэффициент подвижности; k_v и k_n - фазовые проницаемости для воды и нефти.

При малых значениях коэффициента подвижности влияние неоднородности проявляется в большей степени для резко неоднородных пластов (при стандартном отклонении более 1,5 для логарифмически-нормального закона распределения проницаемости). Если же коэффициент подвижности $M_0 > 30$, то охват пласта заводнением в большей мере зависит от степени неоднородности при малых значениях стандартного отклонения. Отмеченную особенность взаимосвязи неоднородности пласта и коэффициента подвижности необходимо учитывать при выборе объектов для применения методов уве-

личения нефтеотдачи. При полимерном воздействии, например, закачиваемая в пласт вода, загущенная полимерами, выравнивает не только подвижности, но и неоднородность в результате адсорбции полимера в пористой среде, что приводит к благоприятному перераспределению потоков в пласте и к повышению нефтеотдачи.

В реальных слоисто-неоднородных пластах при наличии гидродинамической связи между слоями эффективность вытеснения нефти водой зависит не только от степени неоднородности пласта и вязкости нефти. В этом случае механизм вытеснения нефти осложнен капиллярными и гидродинамическими перетоками между пропластками.

В последние годы все больше становится очевидным, что влияние структурно-механических свойств нефти может перекрыть по своей значимости все остальные факторы. Роль капиллярных сил в процессах течения несмешивающихся жидкостей в неоднородной пористой среде достаточна велика. Ряд авторов отмечают, что фазовые проницаемости для фильтрующихся жидкостей при одной и той же насыщенности в сильной степени зависят от смачиваемости породы. На основе анализа экспериментальных данных можно сделать однозначный вывод: из гидрофильного пласта нефть извлекается при более низком водонефтяном факторе и, следовательно, меньшим количеством нагнетаемой воды, чем из гидрофобной среды. Таким образом, при прочих равных условиях вытеснение смачивающей фазы несмачивающей менее эффективно, чем вытеснение несмачивающей жидкости смачивающей.

Запасы нефти, извлекаемые на каждом этапе разработки залежи, находятся по следующей формуле:

$$V_n = \pi(R_n^2 - R_{n-1}^2)h \cdot m, \text{ м}^3 \quad (13.1)$$

где R_n – радиус контура нефтеносности или n -го эксплуатационного ряда, м; h – толщина пласта, м; m – пористость пласта.

Число скважин в каждом ряду:

$$n_n = \frac{2\pi \cdot R_n}{2 \cdot \sigma}, \text{ шт} \quad (13.2)$$

где σ – половина расстояния между скважинами в рядах.

Суммарный дебит всех скважин по этапам разработки:

первый этап:

$$Q_{p1} = q(n_1 + n_2 + n_3 + 1), \text{ м}^3/\text{сут} \quad (13.3)$$

второй этап:

$$Q_{p2} = q(n_2 + n_3 + 1), \text{ м}^3/\text{сут} \quad (13.4)$$

третий этап:

$$Q_{p3} = q(n_3 + 1), \text{ м}^3/\text{сут} \quad (13.5)$$

Продолжительность этапов разработки:

$$t_n = \frac{V_n}{Q_{pn}}, \text{ сут} \quad (13.5)$$

Время прорыва воды к эксплуатационной скважине определяется по формуле

$$t = \frac{4\sigma^2 m_1 h}{\pi(q_n - q_3)} \ln \frac{q_n}{q_3}, \text{ сут} \quad (13.6)$$

где m_1 – пористость пласта с учетом коэффициента использования порового пространства ϕ , $m_1 = m \cdot \phi$, q_n – объем нагнетаемой в скважину воды за единицу времени, $\text{м}^3/\text{сут}$, q_3 – дебит близлежащей эксплуатационной скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$.

За этот промежуток времени обводненная площадь составит

$$S = \frac{q_n \cdot t_0}{h \cdot m_1}, \text{ м}^2 \quad (13.7)$$

Скорости продвижения водонефтяного контакта к скважине в вертикальном C_v и горизонтальном C_z направлениях, а также по простирацию пласта C_n определяются по следующим формулам:

$$C_v = \frac{P_1 - P_2}{t(\rho_v - \rho_n) \cdot g}, \text{ м/с} \quad (13.8)$$

$$C_{\Gamma} = \frac{(p_1 - p_2) \cdot \operatorname{ctg} \alpha}{t(\rho_B - \rho_H) \cdot g}, \text{ м/с} \quad (13.9)$$

$$C_{\Pi} = \frac{P_1 - P_2}{t(\rho_B - \rho_H) \cdot g \cdot \sin \alpha}, \text{ м/с} \quad (13.10)$$

где α – угол падения пласта, град.

Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) в зависимости от водонасыщенности породы находим по формуле:

$$\text{КИН} = \frac{S_{\text{тек}} - S_{\text{нач}}}{100 - S_{\text{нач}}}, \quad (13.11)$$

где $S_{\text{тек}}$ - количество воды, поступившей в залежи вместо такого же количества добытой нефти, %, $S_{\text{нач}}$ - начальная водонасыщенность, %.

Задача 13.1. Определить продолжительность разработки круговой залежи нефти при следующих данных: радиус начального контура нефтеносности R_n , радиусы эксплуатационных рядов: $R_1 = 0,45 \cdot R_n$, $R_2 = 0,6 \cdot R_n$, $R_3 = 0,8 \cdot R_n$. В центре пласта помещена одна скважина с радиусом $r_c = 0,0755$ м. Расстояние между скважинами в рядах $2\delta = 300$ м, толщина пласта h . Пористость пласта m . Каждая скважина работает с допустимым дебитом q_{δ} . Все ряды работают одновременно.

Задача 13.2. Для поддержания давления в нефтяной пласт закачивается вода через нагнетательную скважину в объеме q_n . Дебит близлежащей эксплуатационной скважины q_{δ} , толщина пласта h , коэффициент пористости коллектора m . Расстояние между эксплуатационной и нагнетательной скважинами $2\delta = 500$ м. Принимаем $\varphi = 0,5$. Требуется определить время обводнения эксплуатационной скважины и обводненную площадь.

Задача 13.3. Нефтяной пласт работает при водонапорном режиме. Скважина, пробуренная на этот пласт, фонтанирует при отсутствии свободного газа в подъемных трубах. Плотность пластовой нефти ρ_n , воды 1000 кг/м³. Давление на буфере закрытой скважины (при $Q = 0$) - p_1 . Угол падения пласта - α .

Требуется определить скорость продвижения водонефтяного контакта к этой скважине в вертикальном и горизонтальном направлениях, а также по простираюнию пласта, если через время t давление на буфере закрытой скважины понизилось до $p_2 = 0,6 \cdot p_1$.

Задача 13.4. Параметры нефтяной залежи с водонапорным режимом определены в результате исследования образцов кернов и геофизическими методами. При этом установлено, что водонасыщенность в начальный период эксплуатации (количество связанной воды) равно $S_{нач}$. В ходе эксплуатации залежи водонасыщенность стала увеличиваться. Через 6 лет она была равна $S_{тек6} = 4 \cdot S_{нач}$, а через 9 лет – $S_{тек9} = 6 \cdot S_{нач}$. Требуется определить коэффициент извлечения нефти для указанных периодов времени.

Таблица 13.1

Исходные данные для расчетов

Вариант	R_n , м	q_s , м ³ /сут	q_n , м ³ /сут	h , м	m , %	ρ_n , кг/м ³	α	p_1 , МПа	$S_{нач}$, %
1	3000	109	1000	10	18	760	20	2,5	12
2	3100	130	1100	11	19	780	18	2,4	13
3	2800	129	1120	12	20	820	19	2,3	14
4	2900	127	980	13	21	860	20	1,9	15
5	2700	105	990	14	22	880	18	2,1	16
6	2600	119	1000	15	17	900	19	2,2	3
7	2500	110	1100	16	16	920	20	2,5	4
8	2400	112	1120	10	20	940	18	2,4	5
9	2300	119	980	11	21	960	19	2,3	6
10	3000	117	990	12	18	800	20	1,9	7
11	3100	122	1000	13	19	830	18	2,1	8
12	2800	124	1100	14	20	850	19	2,2	9
13	2900	118	1120	15	21	870	20	2,5	10
14	2700	116	980	16	22	890	18	2,4	11
15	2600	125	990	10	17	910	19	2,3	12
16	3000	118	1000	11	16	930	20	1,9	13
17	3100	126	1100	12	17	950	18	2,1	14
18	2800	124	1120	13	18	970	19	2,2	15
19	2900	123	980	14	19	810	20	2,5	16
20	2700	121	990	15	24	790	18	2,4	10

14. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ЗАКАЧКИ ВОДЫ

Поддержание пластового давления является эффективным средством разработки нефтяного месторождения.

Проектирование процесса закачки воды сводится к определению для конкретных условий оптимального давления на устье нагнетательных скважин, давления на забое и необходимого количества воды. Кроме того, рассчитывается число нагнетательных скважин и их приемистость.

Оптимальное давление на устье нагнетательной скважины вычисляют по формуле академика А.П.Крылова:

$$P_{у.н.} = \sqrt{\frac{C_c \cdot \eta}{K_{np} \cdot 365 \cdot t \cdot C_e \cdot \omega}} - (P_{ст} - P_{пл.ср} - P_{тр}), \text{Па} \quad (14.1)$$

где C_c – стоимость нагнетательной скважины, руб; η – коэффициент полезного действия насосного агрегата; K_{np} – коэффициент приемистости нагнетательной скважины, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{Па})$; t – время работы нагнетательной скважины, год; ω – энергетические затраты на нагнетание 1 м^3 воды при повышении давления на 1 Па, $\text{кВт} \cdot \text{ч}/(\text{м}^3 \cdot \text{Па})$; C_e – стоимость одного $\text{кВт} \cdot \text{ч}$ электроэнергии, $\text{руб}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$; $P_{ст}$ – гидростатическое давление воды в скважине с глубиной L_c , Па; $P_{пл.ср}$ – среднее пластовое давление в зоне нагнетания воды, Па; $P_{тр}$ – потери давления при движении воды от насоса до забоя, Па.

$$P_{ст} = \rho_e g L_c, \text{Па} \quad (14.2)$$

Давление на забое нагнетательной скважины:

$$P_{заб} = P_{у.н.} + P_{ст} - P_{тр}, \text{Па} \quad (14.3)$$

Необходимое количество закачиваемой воды рассчитывают по формуле:

$$V_{зак} = 1,2 \cdot (V_{н.пл} + V_{г.пл} + V_{в.пл}), \text{м}^3 \quad (14.4)$$

где $V_{н.пл}$ – объем добываемой из залежи нефти, приведенный к пластовым условиям, м^3 ; $V_{г.пл}$ – объем свободного газа в пласте, который

добывается вместе с нефтью за сутки, м³; $V_{в.пл}$ – объем добываемой из залежи воды, м³.

Объем нефти в пластовых условиях определяется по следующей формуле:

$$V_{н.пл} = \frac{Q_{нд} \cdot b_{н.пл}}{\rho_{нд}}, \text{ м}^3 \quad (14.5)$$

где $Q_{нд}$ и Q_v — соответственно количество дегазированной нефти и воды, добываемое из залежи за сутки, т; $b_{н.пл}$ и $b_{в.пл}$ — соответственно объемные коэффициенты нефти и воды при пластовых условиях; $\rho_{нд}$ – плотность дегазированной нефти, кг/м³.

Объем свободного газа в пласте, который добывается вместе с нефтью, при пластовых давлении и температуре определяется по следующей формуле:

$$V_{г.пл} = \frac{V_{н.пл} \cdot z \cdot P_0 \cdot T_{пл} (G_0 - \alpha \cdot P_{пл})}{P_{пл} \cdot T_{ст}}, \text{ м}^3 \quad (14.6)$$

где $T_{пл}$ – пластовая температура, К; G_0 - газовый фактор, м³/м³; α - средний коэффициент растворимости газа в нефти, м³/(м³·Па); z – коэффициент сжимаемости газа.

Объем добываемой из залежи воды определяется по следующей формуле:

$$V_{в.пл} = \frac{Q_v \cdot b_{в.пл}}{\rho_v}, \text{ м}^3 \quad (14.7)$$

где ρ_v – плотность нагнетаемой воды, кг/м³.

Объем закачки воды в одну нагнетательную скважину определяется по следующей формуле:

$$q_{в.н} = K_{пр} \cdot (P_{заб} - P_{пл}). \text{ м}^3 \quad (14.8)$$

Отсюда можно рассчитать оптимальное число нагнетательных скважин:

$$N = \frac{V_{зак}}{q_{в.н}}. \quad (14.9)$$

Задача 14.

Рассчитать основные показатели процесса закачки воды для залежи, параметры которой приведены в табл. 14.1.

Принять, что энергетические затраты на нагнетание 1 м^3 воды составляют $2,7 \cdot 10^{-5} \text{ кВт} \cdot \text{ч}/(\text{м}^3 \cdot \text{Па})$, стоимость одного $1 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$ электроэнергии равна $2,6 \text{ руб}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$, стоимость нагнетательной скважины принять 20 млн. рублей , потери давления при движении воды от насоса до забоя составляют 3 МПа , КПД насосного агрегата равен $0,67$.

Таблица 14.1

Исходные данные для расчета

Вариант	$Q_{\text{вод}}$, т/сут	$Q_{\text{в}}$, т/сут	$G_{\text{ос}}$, $\text{м}^3/\text{м}^3$	$P_{\text{пл.ср}}$, МПа	α , $\text{м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{МПа})$	$T_{\text{пл}}$, К	$b_{\text{н.пл}}$	$b_{\text{в.пл}}$	$\rho_{\text{вод}}$, $\text{кг}/\text{м}^3$	$K_{\text{пр}}$, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$	t , лет	$L_{\text{с}}$, м	$\rho_{\text{в}}$, $\text{кг}/\text{м}^3$	z
1	58	44	125	12	5	303	1,07	1,01	870	13,5	5	1700	1020	0,87
2	59	45	126	13	4	304	1,08	1,02	885	13,4	6	1820	1060	0,88
3	60	46	127	14	5	305	1,09	1,03	881	13,6	7	1980	1078	0,89
4	61	47	128	15	6	306	1,06	1,02	867	13,4	8	1220	1015	0,86
5	62	48	129	12,5	7	307	1,07	1,01	853	13,6	9	1300	1046	0,87
6	63	49	130	13,5	4	308	1,08	1,03	829	13,5	10	1350	1019	0,89
7	64	50	131	14,5	6	307	1,09	1,01	847	13,6	5	1430	1025	0,87
8	65	51	132	15,5	5	306	1,06	1,02	884	13,5	6	1500	1022	0,88
9	66	52	133	16	7	305	1,07	1,03	865	13,4	7	1560	1010	0,89
10	67	53	134	17	5	304	1,08	1,02	870	13,5	8	1250	1086	0,86
11	68	54	135	16,5	4	303	1,09	1,01	865	13,4	9	1600	1050	0,87
12	69	55	124,5	17,5	5	302	1,06	1,03	855	13,6	10	1580	1068	0,89
13	70	56	125,5	12,8	6	301	1,07	1,01	875	13,4	5	1430	1020	0,87
14	71	57	126,5	14,2	7	303	1,08	1,02	893	13,6	6	1390	1060	0,88
15	72	58	127,5	15,7	4	304	1,09	1,03	884	13,5	7	1470	1078	0,89
16	73	59	128,5	16,7	6	305	1,06	1,02	851	13,6	8	1360	1015	0,86
17	74	60	129,5	18	5	306	1,07	1,01	894	13,5	9	1580	1046	0,87
18	75	61	130,5	19	7	307	1,08	1,03	842	13,4	10	1620	1019	0,89
19	76	62	131,5	15,7	5	308	1,09	1,01	837	13,6	7	1740	1025	0,87
20	77	63	132,5	16,7	4	307	1,06	1,02	844	13,4	8	1460	1022	0,89

15. 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.

Рассмотрим структурный элемент схемы сбора продукции скважин (рис. 15.1).

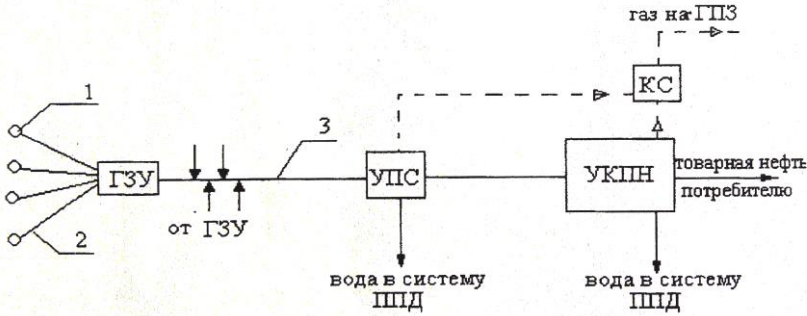


Рис. 15.1. Типовая схема сбора продукции скважины

Структурный элемент схемы сбора продукции скважин: 1 – скважина; 2 – выкидная линия; 3 – сборный коллектор; ГЗУ – групповая замерная установка; УПС – установка предварительного сброса воды; УКПН – установка комплексной подготовки нефти; КС – компрессорная станция

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

$$\Delta p = \lambda \frac{L g^2}{2D} \rho, \text{ Па} \quad (15.1)$$

или

$$h = \lambda \frac{L g^2}{2g}, \quad (15.2)$$

где Δp – перепад давления, обусловленный трением, Па; h – потеря напора на трение, м; L, D – длина и внутренний диаметр трубопро-

вода, м; ρ – плотность жидкости, кг/м³; g – средняя скорость жидкости в трубопроводе, м/с; g – ускорение свободного падения, м/с²; λ – коэффициент гидравлического сопротивления.

Скорость потока определяется по формуле:

$$V = \frac{4Q}{\pi D^2}, \text{ м/с} \quad (15.3)$$

где Q – объемный расход жидкости, м³/с.

Коэффициент гидравлического сопротивления λ рассчитывается по формулам (9.5) – (9.6) в зависимости от числа Рейнольдса.

При известной скорости потока параметр Рейнольдса рассчитывается по формуле (9.7).

В рельефном трубопроводе потребный напор насоса определяется с учетом разности геодезических отметок Δz ;

$$\Delta p = \lambda \frac{Lv^2}{2D} p \pm \Delta z p g, \quad (15.4)$$

а потери напора – по формуле:

$$h = \lambda \frac{Lv^2}{2g} \pm \Delta z, \quad (15.5)$$

где Δz 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:

$$h_{mc} = \xi \frac{v^2 P}{2}, \quad (15.6)$$

где ξ – 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. 15.1.

Таблица 15.1

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:

$$\Delta p = \lambda \frac{Lv^2}{2d} p + \sum \xi \frac{v^2}{2} p \pm \Delta z p g = \left(\lambda \frac{L}{d} + \sum \xi \right) \frac{v^2}{2} p \pm \Delta z p g, \quad (15.7)$$

Задача 15.1

Определить потребный напор и диаметр трубопровода для перекачки нефти. Исходные данные приведены в табл. 15.1. Дополнительные – в табл. 15.2–15.3.

Указания к решению задачи.

При расчете диаметра простого трубопровода и необходимого напора насоса ориентируются на регламентированные скорости нефти (табл. 15.2).

Диаметр трубопровода определяется по формуле:

$$d = \sqrt{\frac{4Q}{\pi \cdot \rho \cdot v}}. \quad (15.8)$$

По ГОСТу (таблица 15.3) 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 δ :

$$d_{нар} = d + 2\delta, \text{ мм} \quad (15.9)$$

По табл. 15.3 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 λ . Потери напора на трение рассчитывают по формуле 15.2, а потребный напор насоса – по формуле 15.4.

Таблица 15.1

Исходные данные для расчета

Вариант	Расход, т/сут	Длина, км	Плотность, кг/м ³	Кинематическая вязкость, 10 ⁻⁴ м ² /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
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

Таблица 15.2

Рекомендуемая скорость нефти в зависимости от вязкости

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

Таблица 15.3

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

Задача 15.2

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. 15.1).

16. РАСЧЕТ ОТСТОЙНИКОВ

Нефтяные эмульсии – это механическая смесь нефти и пластовой воды, нерастворимых друг в друге и находящихся в мелкодисперсном состоянии.

В нефтяных эмульсиях принято различать две фазы – внутреннюю и внешнюю. Внутренняя называется дисперсной фазой, и она разобщена, а внешняя называется дисперсионной средой, представляет собой сплошную неразрывную фазу. Нефтяные эмульсии делятся на два больших класса:

1. эмульсии первого рода – "нефть в воде" Н/В;

2. эмульсии второго рода, когда капельки воды – дисперсная фаза равномерно или неравномерно размещены в нефти, являющейся дисперсионной средой – такие эмульсии называются "вода в нефти" В/Н [3].

Существуют следующие основные методы разрушения нефтяных эмульсий:

- внутритрубная (путевая) деэмульсация;
- гравитационный отстой;
- центрифугирование;
- фильтрация через твердые пористые тела;
- термохимическая подготовка нефти;
- электродегидрирование.

Отстойники – это аппараты, в которых процесс разделения фаз эмульсии (воды от нефти) совершается в условиях ламинарного режима, т.е. когда дисперсная фаза движется в дисперсионной среде с разными скоростями.

Отстойная аппаратура обычно рассчитывается без учета влияния отдельных капелек друг на друга, т.е. считается, что капли поднимаются или опускаются в гравитационном нестесненном поле за счет только разности плотностей и архимедовых сил.

Пропускная способность отстойника (м³/сут) обеспечивающего ламинарный режим движения жидкости определяется по формуле:

$$Q_{ж} = \frac{1645 \cdot D \cdot \mu_{ж}}{\rho_{ж}} \cdot 86400, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (16.1)$$

где $\mu_{ж}$ – вязкость эмульсии, Па·с; $\rho_{ж}$ – плотность эмульсии, кг/м³; D – диаметр отстойника, м

Предварительно определяем плотность эмульсии $\rho_{ж}$ и вязкость эмульсии $\mu_{ж}$ по правилу аддитивности, используя формулы 16.2 и 16.3:

Плотность эмульсии:

$$\rho_{ж} = \rho_n \cdot (1 - \beta) + \rho_v \cdot \beta \quad (16.2)$$

где ρ_n – плотность нефти, кг/м³; ρ_v – плотность воды, кг/м³; β – обводненность эмульсии на входе в УПС, %.

Вязкость эмульсии:

$$\mu_{ж} = \frac{\mu_n}{(1 - \beta)^{2,5}}, \text{ Па}\cdot\text{с} \quad (16.3)$$

где μ_n – вязкость нефти, Па·с.

Задача 16.

Рассчитать отстойник на пропускную способность. Исходные данные взять из таблицы 16.1.

Таблица 16.1

Исходные данные для расчета

Вариант	Диаметр аппарата D , м	Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	Плотность воды $\rho_в$, кг/м ³	Обводненность эмульсии, β , %	Вязкость нефти μ_n , мПа·с
1	2	855	1100	50	5
2	3	860	1010	52	4,5
3	2,5	862	1110	55	5,5
4	2	867	1020	70	6
5	2	871	1060	72	5,5
6	3	873	1050	74	4,5
7	2,5	876	1040	80	5
8	2	880	1030	67	4
9	2	882	1080	65	6,5
10	3	884	1050	62	5,
11	2,5	890	1060	58	5,5
12	2	886	1080	76	4,5
13	2	878	1045	78	5
14	3	865	1050	63	4,5
15	2,5	857	1024	60	5,5
16	2	861	1058	58	6
17	2	873	1067	72	5,5
18	3	894	1130	77	4,5
19	2,5	846	1089	84	5
20	2	853	1096	89	4

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. Коршак 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. Малышев Н.А. Геология для нефтяников / Н.А. Малышева, 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	9
4. Расчет плотности, объемного коэффициента и усадки нефти.....	14
5. Расчет плотности и вязкости пластовой воды.....	16
6. Определение горно–геологических условий залегания нефти и газа.....	19
7. Конструкция скважины	25
8. Освоение скважин.....	33
9. Расчет артезианского и газлифтного фонтанирования.....	36
10. Расчет допустимой длины спуска насосно-компрессорных труб.....	42
11. Эксплуатация скважин штанговыми насосами	47
12. Определение веса колонны штанг	53
13. Общие понятия об извлечении нефти. Факторы, влияющие на коэффициент извлечения нефти	55
14. Проектирование процесса закачки воды	61
15. Расчет простого трубопровода для перекачки нефти.....	64
16. Расчет отстойников.....	68
Библиографический список	71