

ПЕРВОЕ ВЫСШЕЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УЧЕБНОЕ ЗАВЕДЕНИЕ РОССИИ



**«САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений**

**Допущены**

к проведению занятий в 2016-2017 уч. году  
Заведующий кафедрой  
профессор

М.К. Рогачев

«30» августа 2016 г.

**УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ**  
для проведения практических занятий по учебной дисциплине

**«ТЕКУЩИЙ И КАПИТАЛЬНЫЙ  
РЕМОНТ СКВАЖИН»**

**Специальность (направление подготовки): 21.03.01 «Нефтегазовое дело»**

**Специализация (профиль): Эксплуатация и обслуживание объектов добы-  
чи газа, газоконденсата и подземных хранилищ;**

**Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти**

**Разработал: доцент Мардашов Д.В.**

*Обсуждены и одобрены на заседании кафедры  
Протокол № 1 от 30 августа 2016 г.*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ  
2016**

УДК 622.24-241

**ТЕКУЩИЙ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН:** Методические указания для практических занятий / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: *Д.В. Мардашов*, СПб, 2016, 66 с.

Методические указания составлены в соответствии с рабочей программой учебной дисциплины «Текущий и капитальный ремонт скважин» и предназначены для самостоятельной работы студентов бакалавриата, обучающихся по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», а также слушателей системы дополнительного профессионального образования.

Табл.11. Форм.154. Библиогр.: 10 назв.

Научный редактор проф. *М.К. Рогачев*

© Санкт-Петербургский  
горный университет, 2016 г.

## **ВВЕДЕНИЕ**

На современном этапе развития нефтедобывающей отрасли все большее число месторождений вступает в позднюю стадию разработки, увеличивается количество залежей нефти, отнесенных к категории трудноизвлекаемых, растут объемы бурения скважин. В связи с повышением требований к рациональной разработке нефтяных и газовых месторождений усложняются технологии интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи продуктивных пластов. Таким образом, различные виды работ подземного и капитального ремонта скважин оказывают все более существенное влияние на успешность и эффективность извлечения нефти из недр. В связи с этим должно быть уделено существенное внимание инженерных кадров на углубленное изучение теоретических и практических основ и методов проведения различных технологических операций по подземному и капитальному ремонту скважин.

Данные методические указания составляют основу практических расчетов по курсу дисциплины «Текущий и капитальный ремонт скважин», которые необходимо усвоить в рамках рабочих программ и в дальнейшем применять при курсовом и дипломном проектировании.

## 1 Глушение скважин

### 1.1 Расчет требуемой плотности жидкости глушения скважин

Перед проведением ремонтных работ в скважину закачивается жидкость глушения скважин (ЖГС) с плотностью, обеспечивающей предотвращение поступления флюида из продуктивного пласта в скважину.

Для глушения скважин за один цикл через насосно-компрессорные трубы, спущенные до забоя, с полной заменой скважинной жидкости, необходимая плотность ЖГС рассчитывается по формуле [4]:

$$\rho_{\text{ЖГС}} = \frac{P_{\text{ПЛ}} \cdot (1 + K_{\text{БР}})}{g \cdot H_{\text{ИЗ}}}, \quad (1.1)$$

где:

$\rho_{\text{ЖГС}}$  – плотность жидкости глушения скважин, кг/м<sup>3</sup>;

$P_{\text{ПЛ}}$  – пластовое давление, Па;

$K_{\text{БР}}$  – коэффициент безопасности работ, зависящий от глубины скважины, коэффициента продуктивности и газового фактора, определяется из Приложения 1;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$H_{\text{ИЗ}}$  – отметка положения искусственного забоя по вертикали скважины, м:

$$H_{\text{ИЗ}} = h_{\text{ИЗ}} \cdot \cos \alpha, \quad (1.2)$$

где:

$h_{\text{ИЗ}}$  – отметка положения искусственного забоя по стволу скважины, м;

$\alpha$  – средний зенитный угол ствола скважины, градус.

Градиент пластового давления определяется по следующей формуле:

$$\text{grad}P_{\text{ПЛ}} = \frac{P_{\text{ПЛ}}}{H_{\text{ИЗ}}} \quad (1.3)$$

Существуют случаи неверного указания пластового давления в планах на глушение скважин. Тогда возможно, что плотность заве-

зенной ЖГС не обеспечивает надежного глушения скважины. В случае, если плотность ЖГС ниже требуемой, на устье скважины будет отмечено избыточное давление. Тогда точную требуемую плотность ЖГС можно рассчитать по формуле:

$$\rho_{\text{ЖГС}} = \frac{(P_{\text{И}} + P_{\text{З}}) \cdot (1 + K_{\text{БР}})}{g \cdot H_{\text{ИЗ}}}, \quad (1.4)$$

где:

$P_{\text{И}}$  – избыточное давление на устье скважины, Па;

$P_{\text{З}}$  – забойное давление, создаваемое столбом использованной ЖГС, Па.

## 1.2 Расчет необходимого количества компонентов жидкости глушения скважин

Количество реагента ( $\text{NaCl}$ ,  $\text{CaCl}_2$ ), требующегося для приготовления необходимого объема жидкости глушения определенной плотности, рассчитывается по формуле [6]:

$$m_{\text{Р}} = \frac{\rho_{\text{Р}} \cdot (\rho_{\text{ЖГС}} - \rho_{\text{В}}) \cdot V_{\text{ЖГС}}}{\rho_{\text{Р}} - \rho_{\text{В}}}, \quad (1.5)$$

где:

$m_{\text{Р}}$  – количество реагента, кг;

$\rho_{\text{Р}}$  – плотность реагента,  $\text{кг}/\text{м}^3$  (плотность  $\text{NaCl}$   $2150 \text{ кг}/\text{м}^3$ ,  $\text{CaCl}_2$  –  $2200 \text{ кг}/\text{м}^3$ );

$\rho_{\text{В}}$  – плотность воды, используемой для приготовления жидкости глушения,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$V_{\text{ЖГС}}$  – требуемый объём жидкости глушения,  $\text{м}^3$ .

В случае, если на скважину завезена жидкость глушения с большей плотностью, необходимо провести разбавление ее водой до нужного значения плотности. Количество воды в литрах, необходимого для добавления в  $1 \text{ м}^3$  исходного раствора ЖГС с целью снижения плотности раствора до заданного значения, можно определить по формуле [6]:

$$V_B = \frac{\rho_B \cdot (\rho_{исх} - \rho_{зад})}{\rho_{зад} - \rho_B}, \quad (1.6)$$

где

$\rho_{исх}$  – плотность исходного раствора ЖГС, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{зад}$  – плотность заданного раствора ЖГС, кг/м<sup>3</sup>.

В случае недостаточной плотности ЖГС следует дорастворить в ней дополнительный объем солей или утяжелителя. Расход утяжелителя, необходимого для повышения плотности 1 м<sup>3</sup> ЖГС, определяют по формуле [6]:

$$m_y = \frac{\rho_y \cdot (\rho_{зад} - \rho_{исх})}{\rho_y - \rho_{зад} \cdot (1 - n + n \cdot \rho_y)}, \quad (1.7)$$

где

$\rho_y$  – плотность утяжелителя, кг/м<sup>3</sup>;

$n$  – влажность утяжелителя.

Наиболее распространенным утяжелителем является барит (BaSO<sub>4</sub>), который представляет собой тонкий белый порошок плотностью 4000 – 4200 кг/м<sup>3</sup>. Для устранения склонности барита к седиментации в раствор рекомендуется добавлять ПАВ или триполифосфат натрия (0,5 % сухого вещества от массы барита).

В качестве утяжелителя также могут использоваться:

- гематит (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) – порошок плотностью 4300-4600 кг/м<sup>3</sup>;
- магнетит (Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>) – порошок плотностью 4200-4400 кг/м<sup>3</sup>;
- мел (CaCO<sub>3</sub>) – порошок плотностью 2700-2800 кг/м<sup>3</sup>, используемый для утяжеления раствора до плотности 1450 кг/м<sup>3</sup>.

Недостатками растворов высокой плотности являются высокая стоимость используемых солей, коррозионная активность в силу высокой минерализации. Применение растворов высокой плотности не исключает процесса их фильтрации в пласт, где при контакте с пластовыми водами возможно выпадение солей [6].

### 1.3 Расчет необходимого объема жидкости глушения скважин

Для определения необходимого объема ЖГС рассчитывается внутренний объем скважины с учетом толщины стенки труб, объема спущенных НКТ и глубины спуска скважинного насосного оборудования. Требуемый объем ЖГС для проведения ремонтных работ можно определить как разность между внутренним объемом скважины и объемом НКТ по телу трубы:

$$V_{\text{ЖГС}} = (V_{\text{ЭК}} - V_{\text{НКТ}} - V_{\text{Ш}}) \cdot K_3, \quad (1.8)$$

где

$K_3$  – коэффициент запаса, учитывающий объем поглощения жидкости глушения;

$V_{\text{ЭК}}$  – объем эксплуатационной колонны, м<sup>3</sup>:

$$V_{\text{ЭК}} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot H, \quad (1.9)$$

где

$D$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

$H$  – глубина скважины, м.

$V_{\text{НКТ}}$  – объем жидкости, вытесняемой насосно-компрессорными трубами, м<sup>3</sup>:

$$V_{\text{НКТ}} = \frac{\pi \cdot (d_{\text{внеш}}^2 - d_{\text{внут}}^2)}{4} \cdot H_{\text{С}}, \quad (1.10)$$

где

$d_{\text{внеш}}$  и  $d_{\text{внут}}$  – соответственно внешний и внутренний диаметры НКТ, м.

*Примечание:* для НКТ:

114мм V 1м = 7,9 л;

102мм V 1м = 6,16 л;

73мм V 1м = 1,28 л;

60мм V 1м = 1,99 л;

48мм V 1м = 3,02 л.

$V_{\text{Ш}}$  – объем, вытесняемый металлом штанг (при глушении скважин оборудованных ШГН), м<sup>3</sup>:

$$V_{\text{Ш}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{шт.ср.}}^2}{4} \cdot H_{\text{С}}, \quad (1.11)$$

где

$d_{\text{шт.ср.}}$  – средневзвешенный диаметр штанг, м:

$$d_{\text{шт.ср.}} = \frac{\sum d_{\text{шт.н}} \cdot h_n}{H_{\text{С}}}, \quad (1.12)$$

где

$d_{\text{шт.н}}$  и  $h_n$  – диаметры и длины n-ых ступеней колонны штанг, м.

#### 1.4 Расчет количества циклов глушения скважины

Количество циклов глушения скважины определяется по формуле:

$$K_{\text{Ц}} = \frac{V_{\text{ЭК}}}{V_{\text{К}}}, \quad (1.13)$$

где:

$V_{\text{К}}$  – объем кольцевого пространства, м<sup>3</sup>.

Объем первого и последующего циклов глушения (кроме последнего) должен соответствовать объему между внутренним диаметром эксплуатационной колонной и внешним НКТ до глубины спуска насоса:

$$V_{n-1\text{Ц}} = \frac{\pi \cdot (D_{\text{ЭК.внутр}}^2 - d_{\text{НКТ.внеш}}^2)}{4} \cdot H_{\text{С}} \quad (1.14)$$

Объем последнего цикла глушения:

$$V_{n\text{Ц}} = V_{\text{ЖГС}} - \sum V_{n-1\text{Ц}} \quad (1.15)$$

#### 1.5 Расчет времени отстоя на осаждение жидкости глушения в скважине

Перед составлением плана работ следует определиться, каким образом первая пачка жидкости глушения поступит к забою скважин. В составе первой пачки обычно участвует блокирующий состав. Для месторождений с низкой проницаемостью продуктивного пласта или высокой глинистостью породы рекомендуется способ осаждения.

При осаждении первая пачка жидкости глушения закачивается в режиме циркуляции и располагается в затрубном пространстве от уровня приема насоса и выше. Скважина закрывается на отстой на время, рассчитанное по формуле:

$$T = \frac{H_{\text{НЗ}}}{v}, \quad (1.16)$$

где

$H_{\text{НЗ}}$  – расстояние от приема насоса до забоя скважины, м;

$v$  – скорость оседания жидкости глушения, м/с.

Правила ведения ремонтных работ в скважинах (РД 153-39-023-97), утвержденные Минтопэнерго Российской Федерации, указывают скорость оседания 0,04 м/с.

### 1.6 Условие задачи и варианты заданий

*Условие задачи:* рассчитать основные технологические параметры процесса глушения скважины (плотность, количество основного реагента и объем ЖГС, количество и объемы циклов глушения, время отстоя), оборудованной УЭЦН. Дать рекомендации для случая, если на скважину завезена жидкость глушения с плотностью, превышающей рассчитанную на 30 кг/м<sup>3</sup>.

*Варианты задачи:* решение задачи осуществляется в соответствии с индивидуальным вариантом задания, установленным преподавателем. Варианты заданий приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1

Варианты заданий для расчета основных технологических параметров глушения скважины

Параметр	Первая цифра варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Пластовое давление, МПа	10	13	15	18	20	22	25	28	30	32
Газосодержание продукции, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	70	90	110	130	180	200	300	350	420	450
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут атм)	0,2	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0	2,2
Отметка положения искусственного забоя по стволу скважины, м	1000	1300	1500	1800	2000	2200	2500	2800	3000	3200
Средний зенитный угол ствола скважины, градус	3	5	8	10	13	15	20	25	30	35

Отметка глубины спуска насоса по вертикали скважины, м	800	1150	1200	1620	1750	1900	2100	2200	2300	2400
Интервал перфорации по вертикали скважины, м	980-986	1285-1290	1475-1483	1768-1779	1930-1938	2120-2130	2335-2347	2530-2543	2596-2607	2610-2620

Продолжение таблицы 1.1

Параметр	Вторая цифра варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Используемый основной реагент ЖГС	CaCl <sub>2</sub>	NaCl	CaCl <sub>2</sub>	NaCl	CaCl <sub>2</sub>	NaCl	CaCl <sub>2</sub>	NaCl	CaCl <sub>2</sub>	NaCl
Плотность воды, используемой для приготовления ЖГС, кг/м <sup>3</sup>	1005	1008	1010	1013	1015	1017	1020	1025	1030	1035
Средняя плотность скважинной жидкости, кг/м <sup>3</sup>	980	985	990	995	1000	1005	1010	1007	1003	1001
Коэффициент запаса, учитывающий объем поглощения жидкости глушения	1,12	1,10	1,08	1,05	1,12	1,10	1,08	1,05	1,10	1,05
Наружный диаметр эксплуатационной	127,0	139,7	146,0	168,3	178,8	193,7	219,3	127,0	146,0	168,3

II

колонны, мм										
Толщина стенки эксплуатационной колонны, мм	6	7	8	9	6	7	8	9	10	11
Внешний диаметр НКТ, мм	42,2	48,3	60,3	73,0	88,9	101,6	114,3	60,3	73,0	88,9
Толщина стенки НКТ, мм	3,5	4,0	5,0	5,5	6,5	6,5	7,0	5,0	7,0	8,0

## 2 Спускоподъёмные операции

### 2.1 Выбор диаметра каната для оснастки талевой системы

Основное требование, предъявляемое к применяемым в подъёмных механизмах стальным канатам, – обеспечение заданного расчетного разрывного усилия при оптимально-минимальном диаметре, минимальной массе и жесткости [4].

Необходимое разрывное усилие талевого каната определяется по формуле:

$$P_p = K \cdot P_{\text{ХК}}, \quad (2.1)$$

где

$K$  – коэффициент запаса прочности талевого каната;

$P_{\text{ХК}}$  – натяжение ходового конца талевого каната при подъёме колонны, кН:

$$P_{\text{ХК}} = (P_{\text{КР}} + P_{\text{О}}) \frac{\beta^n (\beta - 1)}{\beta^n - 1}, \quad (2.2)$$

где

$\beta$  – коэффициент, учитывающий трение в подшипниках шкивов и каната о шкивы;

$n$  – число шкивов;

$P_{\text{О}}$  – вес поднимаемого оборудования, кН;

$P_{\text{КР}}$  – статическая нагрузка, действующая на крюк с учетом облегчения веса труб в растворе технологической жидкости:

$$P_{\text{КР}} = K \cdot G_{\text{К}} \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\text{ТЖ}}}{\rho_{\text{МТ}}}\right), \quad (2.3)$$

где

$K$  – коэффициент, учитывающий затяжки и прихват колонны;

$\rho_{\text{ТЖ}}$  и  $\rho_{\text{МТ}}$  – плотность соответственно технологической жидкости и материала труб, кг/м<sup>3</sup>;

$G_{\text{К}}$  – вес колонны труб, кН:

$$G_K = q_{ГТ} \cdot L + q_M \cdot \left(\frac{L}{l_T}\right), \quad (2.4)$$

где

$q_{ГТ}$  и  $q_M$  – вес соответственно 1 метра гладкой трубы и муфты, Н;  
 $L$  – длина колонны труб, м.

Исходя из полученного значения разрывного усилия, по Приложению 2 (таблица 1) выбирается оптимально-минимальный диаметр талевого каната.

## 2.2 Определение числа рядов талевого каната на барабане лебёдки подъёмника

От правильной навивки талевого каната на барабан лебёдки зависят равномерность и плавность СПО, что очень важно во избежание непредвиденных динамических усилий в процессе ремонтных работ [4].

Определяются средние диаметры рядов навивки каната на барабан лебёдки:

$$D_1 = d_B + d_K, \quad (2.5)$$

где

$D_1$  – средний диаметр первого ряда, м;

$d_B$  – диаметр бочки барабана, м;

$d_K$  – диаметр талевого каната, м.

Средний диаметр любого другого ряда:

$$D_z = d_B + d_K + \alpha \cdot (2 \cdot z - 2) \cdot d_K, \quad (2.6)$$

где

$D_z$  – средний диаметр второго ряда, м;

$\alpha$  – коэффициент плотности навивки каната;

$z$  – число рядов каната на барабане.

Для определения числа рядов каната находится число витков в ряду, длина каната, навиваемого на барабан, и длина каната, которая навивается на каждый ряд:

$$q = \frac{l_{\text{Б}} \cdot \gamma}{k}, \quad (2.7)$$

где

$q$  – число витков каната в одном ряду на барабане;

$l_{\text{Б}}$  – длина бочки барабана, м;

$\gamma$  – коэффициент неравномерности навивки каната на барабан лебёдки подъёмника;

$k$  – шаг навивки каната на барабан ( $k = d_{\text{К}}$ ), м.

Необходимая длина каната, навиваемого на барабан, определяется по формуле:

$$L_{\text{К}} = h_{\text{К}} \cdot N + L_0, \quad (2.8)$$

где

$L_{\text{К}}$  – необходимая длина каната, м;

$h_{\text{К}}$  – высота подъёма крюка, м;

$N$  – число рабочих струн оснастки талевой системы;

$L_0$  – длина нерабочих витков каната первого ряда, постоянно навитого на барабан, м:

$$L_0 = q_0 \cdot \pi \cdot D_1, \quad (2.9)$$

где

$q_0$  – число нерабочих витков каната в первом ряду навивки.

Длина каната, навиваемого на каждый ряд, определяется по формуле:

$$L_z = q \cdot \pi \cdot D_z, \quad (2.10)$$

где

$L_z$  – длина каната, навиваемого на каждый ряд, м.

Длина каната, навиваемого на последний ряд, определяется по формуле:

$$L_{\text{ПР}} = L_{\text{К}} - (\sum L_z), \quad (2.11)$$

Число витков в последнем ряду:

$$q_{\text{ПР}} = \frac{L_{\text{ПР}}}{\pi \cdot D_{\text{ПР}}}, \quad (2.12)$$

где

$D_{\text{ПР}}$  – диаметр навивки последнего ряда каната на барабан лебёдки, м.

Средний диаметр навивки каната:

$$D_{\text{ср}} = \frac{D_1 + D_2 + \dots + D_z}{z}, \quad (2.13)$$

### 2.3 Определение скорости подъёма крюка

Скорость подъёма крюка на  $n$ -ой скорости лебёдки [4]:

$$v_{\text{К}(n)} = \frac{\pi \cdot D_{\text{ср}} \cdot \theta_{\text{Б}(n)}}{60 \cdot N}, \quad (2.14)$$

где

$v_{\text{К}(n)}$  – скорость подъёма крюка, вычисляемая для  $n$ -ой скорости лебёдки, м/с;

$\theta_{\text{Б}(n)}$  – частота вращения барабана подъёмника на  $n$ -ой скорости, об/мин (Приложение 2, таблица 2).

### 2.4 Определение числа труб, поднимаемых на каждой скорости подъёмника

Рациональное использование мощности подъёмника и ускорение процесса СПО достигается правильной оснасткой талевой системы и использованием всех скоростей подъёмника. Принятая оснастка должна обеспечить подъём наибольшего груза на крюке на I скорости подъёмника. В дальнейшем скорость подъёма по мере уменьшения веса поднимаемой груза увеличивается путем переключения скоростей подъёмника [4].

Максимальное число труб, которые возможно поднимать (опускать) на каждой скорости подъёмника, определяется по формуле:

$$z_n = \frac{N \cdot \eta_{\text{ТС}} \cdot \theta_{\text{Б}(1)}}{q_{\text{T}} \cdot l_{\text{T}} \cdot \theta_{\text{Б}(n)}} \cdot P_{\text{ХК}(n)} - \frac{P_{\text{О}}}{q_{\text{T}} \cdot l_{\text{T}}}, \quad (2.15)$$

где

$z_n$  – число труб, поднимаемых на  $n$ -ой скорости подъемника, шт;  
 $q_T$  – вес 1 метра трубы с учетом высадки концов, веса замков и муфт, Н;

$l_T$  – длина поднимаемой трубы, м;

$\eta_{TC}$  – КПД талевой системы;

$\Theta_{B(1)}$  – частота вращения барабана подъемника на 1-ой скорости, об/мин;

$\Theta_{B(n)}$  – частота вращения барабана подъемника на  $n$ -ой скорости, об/мин;

$P_{XK(n)}$  – натяжение ходового конца талевого каната, развиваемое подъемником на  $n$ -ой скорости подъема, при подъеме колонны, Н.

Общее число труб в колонне определяется по формуле:

$$z_{\text{общ}} = \frac{L}{l_T}, \quad (2.16)$$

При определении количества труб, поднимаемых или опускаемых на  $n$ -ой скорости подъемника, необходимо учитывать количество (вес) ниже расположенных труб. При этом необходимо осуществлять СПО из расчета максимально возможных скоростей подъема с целью экономии затрат. Число труб, которое следует поднимать на каждой скорости подъемника, определяется по формуле:

$$\begin{aligned} z_{IV} &= z_4; \\ z_{III} &= z_{\text{общ}} - z_4 \text{ (если } z_3 \geq z_{\text{общ}}); \\ z_{III} &= z_3 - z_4 \text{ (если } z_3 < z_{\text{общ}}); \\ z_{II} &= z_{\text{общ}} - z_3 \text{ (если } z_2 \geq z_{\text{общ}}); \\ z_{II} &= z_2 - z_3 \text{ (если } z_2 < z_{\text{общ}}); \\ z_I &= z_{\text{общ}} - z_2 \text{ (если } z_1 \geq z_{\text{общ}}); \\ z_I &= z_1 - z_2 \text{ (если } z_1 < z_{\text{общ}}). \end{aligned} \quad (2.17)$$

## 2.5 Определение времени на спуск и подъем инструмента

Время подъема колонны труб определяется по формуле:

$$T_{II} = t_{IIPI} + t_{IIIPI} + \sum (z_n \cdot t_n), \quad (2.18)$$

где

$t_{\text{ПРП}}$  – норма времени на подготовительные работы перед подъёмом инструмента, мин;

$t_{\text{ЗРП}}$  – норма времени на заключительные работы после подъёма инструмента, мин;

$t_n$  – норма времени для подъёма одной трубы в зависимости от скорости подъёма крюка, с:

$$t_n = t_{\text{М}(n)} + t_{\text{РП}}, \quad (2.19)$$

где

$t_{\text{РП}}$  – время ручных операций при подъёме, мин;

$t_{\text{М}(n)}$  – время машинных операций, мин:

$$t_{\text{М}(n)} = \frac{K \cdot l_{\text{T}}}{v_{\text{К}(n)}}, \quad (2.20)$$

где

$K$  – коэффициент, учитывающий замедление подачи крюка при включении и торможении лебёдки. При подъёме на I, II и III скоростях лебёдки  $K=1,2$ , на IV скорости  $K=1,3$ .

Время спуска определяется по формуле:

$$T_{\text{С}} = t_{\text{ПРС}} + t_{\text{ЗРС}} + z(t_{\text{М}} + t_{\text{РС}}), \quad (2.21)$$

где

$z$  – число труб, спускаемых в скважину;

$t_{\text{ПРС}}$  – норма времени на подготовительные работы перед спуском инструмента, мин;

$t_{\text{ЗРС}}$  – норма времени на заключительные работы после спуска инструмента, мин;

$t_{\text{РС}}$  – время ручных операций при спуске, мин;

$$t_{\text{М}} = \frac{K \cdot l_{\text{T}}}{v_{\text{К(II)}}}, \quad (2.22)$$

где

$v'_{K(II)}$  – скорость крюка при обратном ходе (II скорость), м/с.

Нормы времени определяются по справочнику «Единые нормы времени на капитальный ремонт скважин» [4].

## **2.6 Условие задачи и варианты заданий**

*Условие задачи:* рассчитать основные технологические показатели процесса СПО (определить диаметр и тип каната для оснастки талевой системы подъёмника; число рядов каната на барабана лебёдки подъёмника, число витков в ряду, длину каната, навиваемого на барабан; скорости подъёма крюка для всех скоростей лебёдки; число труб, поднимаемых на каждой скорости подъёмника; время подъёма и спуска колонны труб).

*Варианты задачи:* решение задачи осуществляется в соответствии с индивидуальным вариантом задания, установленным преподавателем. Варианты заданий приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Варианты заданий для расчета основных технологических параметров спускоподъемных операций

Параметр	Первая цифра варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Коэф-т запаса прочности талевого каната	3	3,2	3,4	3,5	3,7	4	4,2	4,5	4,7	5
Вес поднимаемого оборудования, кН	3,5	5	6	8	10	15	30	35	40	48
Длина НКТ, м	5,5	6	8	9,6	5,5	6	8	9,6	5,5	6
Плотность металла НКТ, кг/м <sup>3</sup>	7700	7750	7800	7850	7900	7700	7750	7800	7850	7900
Масса 1 м. гладкой трубы, кг	2,6	3,3	4,4	6,8	9,2	11,4	13,2	15,2	18,5	2,6
Масса 1 м. муфты, кг	0,4	0,6	0,5	1,3	2,4	2,4	3,6	4,5	5,1	0,4
Длина колонны труб, м	1100	1200	1600	1920	1100	1320	1760	2112	1210	1500

Высота подъёма крюка, м	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
$t_{\text{ПРП}}$ при подъёме, мин	5	7	11	13	15	17	19	21	23	25
$t_{\text{ЗРП}}$ при подъёме, мин	10	13	16	19	22	25	28	31	34	37
$t_{\text{ПРС}}$ при спуске, мин	9	11	15	17	19	21	23	25	27	29
$t_{\text{ЗРС}}$ при спуске, мин	4	7	10	13	16	19	22	25	28	31

Параметр	Вторая цифра варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Коэф-т трения $\beta$	1,03	1,04	1,03	1,04	1,03	1,04	1,03	1,04	1,03	1,04
Коэффициент затяжки и прихвата колонны	1,25	1,30	1,25	1,30	1,25	1,30	1,25	1,30	1,25	1,30
Плотность технологической (скважинной) жидкости, кг/м <sup>3</sup>	1075	1100	1125	1150	1175	1200	1225	1250	1275	1300
Диаметр бочки барабана, мм	420	420	420	420	420	420	420	420	420	420
Длина бочки барабана, мм	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
Коэффициент плотности навивки каната	0,90	0,91	0,92	0,93	0,90	0,91	0,92	0,93	0,90	0,91
Коэффициент неравномерности навивки	0,92	0,93	0,94	0,95	0,92	0,93	0,94	0,95	0,92	0,93

каната $\gamma$										
Число шкивов	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Число нерабочих витков каната	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
КПД талевой системы	0,97	0,94	0,92	0,90	0,88	0,87	0,85	0,84	0,82	0,81
$t_{рп}$ при подъёме, с	60	73	80	86	94	100	110	120	130	140
$t_{рс}$ при спуске, с	57	67	77	82	90	97	105	116	125	132

### 3 Освоение скважины

Все существующие способы освоения скважин основаны на принципе снижения забойного давления. При этом создаются условия для притока жидкости из пласта к забою скважины.

Забойное давление определяется по формуле:

$$P_3 = \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H + P_{\text{у}}, \text{ Па}, \quad (3.1)$$

где

$H$  – высота столба жидкости в скважине, м;

$\rho_{\text{ж}}$  – плотность скважинной жидкости (жидкость глушения), кг/м<sup>3</sup>;

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

Видно, что от этих трех параметров зависит забойное давление. Поэтому в скважинах с высоким и средним пластовым давлением желаемого результата можно достигнуть путем понижения устьевого давления до нуля, и затем путем постепенного снижения плотности жидкости в скважине за счет перехода с глинистого раствора вначале на воду, а потом на нефть и аэрированную жидкость. В случае очень низкого пластового давления применяется метод поршневания скважины [10].

#### 3.1 Возможные способы снижения забойного давления при освоении скважины

##### 3.1.1 Снижение устьевого давления до нуля

В этом случае в формуле (3.1) второе слагаемое  $P_{\text{у}} = 0$ . Следовательно, забойное давление в скважине будет определяться по формуле:

$$P_3 = \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H, \text{ Па} \quad (3.2)$$

В случае, если  $P_3 > P_{\text{пл}}$ , то притока жидкости из пласта в скважину нет. Поэтому применяется следующий способ [10].

##### 3.1.2 Снижение плотности жидкости в скважине

Этого можно достичь, например, за счет применения «мертвой» (дегазированной) или аэрированной нефти. В первом случае забойное давление будет определяться по формуле:

$$P_3 = \rho_{\text{НД}} \cdot g \cdot H, \text{ Па}, \quad (3.3)$$

где

$\rho_{\text{НД}}$  – плотность дегазированной нефти, кг/м<sup>3</sup>.

Во втором случае:

$$P_3 = \rho_{\text{НА}} \cdot g \cdot H, \text{ Па}, \quad (3.4)$$

где

$\rho_{\text{НА}}$  – плотность аэрированной нефти, кг/м<sup>3</sup>.

### 3.1.3 Компрессорный способ

Максимальное забойное давление при этом способе будет равно сумме рабочего давления воздуха (газа) у башмака подъемных труб и давления столба жидкости от башмака до забоя:

$$P_3 = \rho_{\text{В}} \cdot g \cdot L + \rho_{\text{Ж}} \cdot g \cdot (H - L), \text{ Па}, \quad (3.5)$$

где

$\rho_{\text{В}}$  – плотность воды, заполняющей подъемные трубы, кг/м<sup>3</sup>;

$L$  – глубина спуска подъемных труб, м.

### 3.2 Расчет времени притока жидкости из пласта в скважину при свабировании

Количество жидкости, подлежащее извлечению при помощи сваба, можно определить по формуле:

$$Q_1 = 0,785 \cdot D_{\text{ВН}}^2 \cdot h_{\text{СТ}}, \text{ м}^3, \quad (3.6)$$

где

$h_{\text{СТ}}$  – статический уровень жидкости, м;

$D_{\text{ВН}}$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м.

Количество жидкости, извлекаемое за каждый рейс сваба, определяется по формуле:

$$Q_2 = \frac{\pi \cdot (d_{\text{ВН}}^2 - d_{\text{К}}^2) \cdot h}{4}, \text{ м}^3, \quad (3.7)$$

где

$d_{\text{ВН}}$  – внутренний диаметр НКТ, м;

$d_{\text{К}}$  – диаметр каната, м;

$h$  – среднее погружение сваба под уровень скважинной жидкости, м.

Средняя глубина спуска сваба:

$$h_{\text{ср}} = h_{\text{ст}} + 0,5 \cdot h, \text{ м} \quad (3.8)$$

Необходимое время на спуск сваба:

$$t_{\text{с}} = \frac{h_{\text{ср}}}{v_{\text{с}}}, \text{ с}, \quad (3.9)$$

где

$v_{\text{с}}$  – скорость спуска сваба, м/с.

Необходимое время на подъем сваба:

$$t_{\text{п}} = \frac{h_{\text{ср}}}{v_{\text{п}}}, \text{ с}, \quad (3.10)$$

где

$v_{\text{п}}$  – скорость подъема сваба, м/с.

Время на один рейс с учетом времени на процессы замедления скоростей в начале пуска поршня вниз и при подходе поршня к устью скважины:

$$t = t_{\text{с}} + t_{\text{п}} + t_{\text{з}}, \text{ с}, \quad (3.11)$$

где

$t_{\text{з}}$  – время замедления скоростей в начале пуска поршня вниз и при подходе поршня к устью скважины, м/с.

Общее время на откачку всего столба жидкости до статического уровня:

$$T = t \cdot \frac{Q_1}{Q_2}, \text{ с} \quad (3.12)$$

Только после этого начнется движение жидкости из пласта в скважину. Для стабильности дебита необходимо создать определенную депрессию путем дальнейшего понижения уровня ниже статического [10].

### 3.3 Освоения скважины компрессорным методом

По существу компрессорный метод освоения скважины не отличается от метода замены жидкости, только вместо жидкости закачки используется газ, а вместо насосного агрегата – компрессор.

Основная расчетная величина – предельная глубина спуска башмака НКТ (пусковые муфты с отверстиями или пускового кла-

пана), зависящая в основном от давления, создаваемого компрессором [3].

### 3.3.1 Прямая закачка (газ закачивается в колонну НКТ)

Предельная глубина оттеснения статического уровня жидкости в трубах:

$$H_{\Pi} = \frac{P_K - P_y}{g \cdot (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{гст}} \cdot B_{\Gamma}) + A_{\text{кзж}} + A_{\Gamma\Gamma}}, \text{ м}, \quad (3.13)$$

где

$P_K$  – давление, создаваемое компрессором, Па;

$\rho_{\text{гст}}$  – плотность газа при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$B_{\Gamma}$  – поправочный коэффициент для газа, вычисляемый по формуле:

$$B_{\Gamma} = \frac{P_K \cdot T_{\text{ст}}}{P_0 \cdot T \cdot z}, \quad (3.14)$$

где

$T$  – средняя температура газа в скважине, К;

$z$  – коэффициент сверхсжимаемости газа;

$A_{\text{кзж}}$  – градиент потерь давления на трение при движении жидкости в кольцевом зазоре, Па/м:

$$A_{\text{кзж}} = \frac{\lambda_{\text{ж}} \cdot v_{\text{кзж}}^2 \cdot \rho_{\text{ж}}}{2 \cdot (D_{\text{вн}} - d_{\text{нар}})}, \quad (3.15)$$

где

$d_{\text{нар}}$  – наружный диаметр НКТ, м;

$v_{\text{кзж}}$  – скорость движения жидкости в кольцевом зазоре, м/с;

$\lambda_{\text{ж}}$  – коэффициент гидравлических сопротивлений при движении ньютоновской жидкости в кольцевом зазоре, вычисляемый в зависимости от числа Рейнольдса  $Re_{\text{кзж}}$ , определяется по формулам:

$$\lambda_{\text{ж}} = \frac{64}{Re_{\text{кзж}}} \text{ при } Re_{\text{кзж}} \leq 2320 \quad (3.16)$$

$$\lambda_{\text{ж}} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re_{\text{кзж}}}} \text{ при } Re_{\text{кзж}} > 2320 \quad (3.17)$$

$$\lambda_{\text{ж}} = \frac{1}{(1,82 \cdot \lg Re_{\text{кзж}} - 1,64)^2} \text{ при } Re_{\text{кзж}} > 100000, \quad (3.18)$$

где число Рейнольдса при движении ньютоновской жидкости в кольцевом зазоре:

$$Re_{\text{КЗЖ}} = \frac{v_{\text{КЗЖ}} \cdot (D_{\text{вн}} - d_{\text{нар}}) \cdot \rho_{\text{ж}}}{\mu_{\text{ж}}}, \quad (3.19)$$

где

$\mu_{\text{ж}}$  – вязкость жидкости, Па·с.

Градиент потерь давления на трение при движении газа в трубах  $A_{\text{TГ}}$ , Па/м:

$$A_{\text{TГ}} = \frac{\lambda_{\text{Г}} \cdot v_{\text{TГ}}^2 \cdot \rho_{\text{Г}}}{2 \cdot d_{\text{вн}}}, \quad (3.20)$$

где

$\rho_{\text{Г}}$  – плотность газа в скважине (при  $P_{\text{К}}$  и  $T$ ), кг/м<sup>3</sup>:

$$\rho_{\text{Г}} = \rho_{\text{Гст}} \cdot B_{\text{Г}}, \quad (3.21)$$

$v_{\text{TГ}}$  – скорость движения газа в трубах, м/с:

$$v_{\text{TГ}} = \frac{4 \cdot q_{\text{Кст}}}{60 \cdot \pi \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot B_{\text{Г}}}, \quad (3.22)$$

где

$q_{\text{Кст}}$  – подача компрессора, приведенная к стандартным условиям, м<sup>3</sup>/мин.

Скорость движения жидкости в кольцевом зазоре:

$$v_{\text{КЗЖ}} = v_{\text{TГ}} \cdot \frac{d_{\text{вн}}^2}{D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2} = \frac{4 \cdot q_{\text{Кст}}}{60 \cdot \pi \cdot B_{\text{Г}} \cdot (D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2)} \quad (3.23)$$

Объем закачиваемого в скважину газа (при  $P_{\text{К}}$  и  $T$ ), м<sup>3</sup>:

$$V_{\text{Г}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot H_{(\Pi)}}{4} \quad (3.24)$$

Время работы компрессора (время закачки), мин:

$$T = \frac{V_{\text{Г}} \cdot B_{\text{Г}}}{q_{\text{Кст}}} \quad (3.25)$$

### 3.3.2 Обратная закачка (газ закачивается в кольцевое пространство)

Предельная глубина оттеснения уровня в кольцевом пространстве:

$$H_{\Pi} = \frac{P_K - P_Y}{g \cdot (\rho_{\text{Ж}} - \rho_{\text{Гст}} \cdot B_{\Gamma}) + A_{\text{ТЖ}} + A_{\text{КЗГ}}}, \text{ м}, \quad (3.26)$$

где

$A_{\text{ТЖ}}$  и  $A_{\text{КЗГ}}$  – соответственно градиенты потерь давления на трение при движении жидкости в трубе и газа в кольцевом пространстве, рассчитываемые по формулам, Па:

$$A_{\text{ТЖ}} = \frac{\lambda_{\text{Ж}} \cdot v_{\text{ТЖ}}^2 \cdot \rho_{\text{Ж}}}{2 \cdot d_{\text{вн}}}, \quad (3.27)$$

$$A_{\text{КЗГ}} = \frac{\lambda_{\Gamma} \cdot v_{\text{КЗГ}}^2 \cdot \rho_{\Gamma}}{2 \cdot (D_{\text{вн}} - d_{\text{нар}})}, \quad (3.28)$$

где

$\lambda_{\text{Ж}}$  и  $\lambda_{\Gamma}$  – соответственно коэффициент гидравлических сопротивлений при движении ньютоновской жидкости в трубах и газа в кольцевом пространстве, рассчитываемые по формулам (3.16)-(3.18).

Число Рейнольдса при движении ньютоновской жидкости в трубе:

$$\text{Re}_{\text{ТЖ}} = \frac{v_{\text{ТЖ}} \cdot d_{\text{вн}} \cdot \rho_{\text{Ж}}}{\mu_{\text{Ж}}}. \quad (3.29)$$

Скорость движения жидкости в трубах:

$$v_{\text{ТЖ}} = v_{\text{КЗГ}} \cdot \frac{D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2}{d_{\text{вн}}^2} = \frac{4 \cdot q_{\text{Кст}}}{60 \cdot \pi \cdot B_{\Gamma} \cdot d_{\text{вн}}^2}. \quad (3.30)$$

Скорость движения газа в кольцевом пространстве:

$$v_{\text{КЗГ}} = \frac{4 \cdot q_{\text{Кст}}}{60 \cdot \pi \cdot B_{\Gamma} \cdot (D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2)}. \quad (3.31)$$

Объём закачиваемого в скважину газа (при  $P_K$  и  $T$ ), м<sup>3</sup>:

$$V_{\Gamma} = \frac{\pi \cdot (D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2) \cdot H_{\Pi}}{4}, \quad (3.32)$$

Время закачки рассчитывают по формуле (3.25).

Градиенты потерь давления на трение газа  $A_{\text{ТГ}}$  и  $A_{\text{КЗГ}}$  достаточно малы, в практических расчетах можно принимать  $A_{\text{ТГ}} = A_{\text{КЗГ}} = 0,2 \text{ Па/м}$ .

При освоении скважины компрессором, когда уровень жидкости оттесняется до пусковых отверстий, газ прорывается через них в НКТ, газует находящуюся там жидкость, забойное давление снижается ниже пластового давления, и начинается приток жидкости из пласта [3].

### 3.4 Условие задачи и варианты заданий

*Условие задачи:*

1) Определить забойное давление при освоении скважины разными способами (снижением устьевого давления до нуля, снижением плотности жидкости в скважине, компрессорным способом).

2) Определить ориентировочное время вызова притока жидкости из пласта в скважину без учета поступления флюида на забой в процессе свабирования.

3) Рассчитать глубину установки муфты с пусковыми отверстиями для освоения заглушенной фонтанной скважины компрессорным методом при прямой и обратной закачке газа (определить предельную глубину оттеснения уровня жидкости в трубах (в кольцевом зазоре), объём закачиваемого в скважину газа и время закачки газа в скважину).

*Варианты задачи:* решение задачи осуществляется в соответствии с индивидуальным вариантом задания, установленным преподавателем. Варианты заданий приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Варианты заданий для расчета основных технологических параметров освоения скважины

Параметр	Первая цифра варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Глубина скважины, м	1000	1300	1500	1800	2000	2200	2500	2800	3000	3200
Пласт. давление, МПа	10	13	15	18	20	22	25	28	30	32
Плотность скважинной жидкости, кг/м <sup>3</sup>	1020	1050	1070	1090	1100	1120	1150	1170	1200	1220
Вязкость скважинной жидкости, мПа·с	1	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9
Наружный диаметр экспл-ой колонны, мм	127,0	139,7	146,0	168,3	178,8	193,7	219,3	127,0	146,0	168,3
Толщина стенки экспл-ой колонны, мм	6	7	8	9	6	7	8	9	10	11
Внешний диаметр НКТ, мм	42,2	48,3	60,3	73,0	88,9	101,6	114,3	60,3	73,0	88,9

Толщина стенки НКТ, мм	3,5	4,0	5,0	5,5	6,5	6,5	7,0	5,0	7,0	8,0
Глубина спуска подъемных труб, м	800	1150	1200	1620	1750	1900	2100	2200	2300	2400
Рабочее давление компрессора, МПа	8	10	20	25	8	10	20	25	8	10
Подача компр, м <sup>3</sup> /мин	8	16	7	16	8	16	7	16	8	16
Средняя температура в скважине, К	300	305	310	315	320	325	330	335	340	345

Параметр	Вторая цифра варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Давление на устье скважины, МПа	0	0,2	0,5	0,7	1	1,2	1,5	1,7	2	2,2
Плотность дегазированной нефти, кг/м <sup>3</sup>	800	810	820	830	840	850	860	870	880	890
Плотность аэрированной нефти, кг/м <sup>3</sup>	450	460	470	480	490	500	510	520	530	540
Плотность воды, заполняющей подъемные трубы, кг/м <sup>3</sup>	1000	1002	1005	1007	1010	1012	1015	1017	1020	1022
Статический уровень жидкости, м	300	320	350	370	400	420	450	470	500	550
Диаметр каната, м	0,0105	0,0125	0,0140	0,0185	0,0105	0,0125	0,0140	0,0185	0,0105	0,0125
Среднее погружение сваба под уровень скважин. жидкости, м	100	120	150	170	200	100	120	150	170	200

Скорость спуска/ подъема сваба, м/с	1/3	2/5	3/7	1/3	2/5	3/7	1/3	2/5	3/7	1/3
Время замедления скоростей сваба, с	20	25	30	35	40	20	25	30	35	40
Вязкость газа, мПа·с	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
Плотность газа в станд. условиях, кг/м <sup>3</sup>	0,8	0,9	1	1,1	1,2	0,8	0,9	1	1,1	1,2
Коэф-т сверхж. газа $\alpha$	0,85	0,86	0,87	0,88	0,89	0,90	0,91	0,92	0,93	0,94

## 4 Обработка призабойной зоны пласта

### 4.1 Гидропескоструйная перфорация

Необходимый темп закачки жидкости (расход) определяют по формуле [2, 3, 4, 7]:

$$Q_3 = n_H \cdot \varphi \cdot f \cdot 10 \cdot \sqrt{\frac{20 \cdot g \cdot \Delta P}{\rho_{см}}}, \text{ см}^3/\text{с}, \quad (4.1)$$

где

$n_H$  – число насадок, шт;

$\varphi$  – коэффициент скорости (расхода) для насадки перфоратора, д.ед.  
( $\varphi = 0,82$ );

$f$  – площадь сечения отверстия насадки:

$$f = \frac{\pi \cdot d^2}{4}, \text{ см}^2 \quad (4.2)$$

$d$  – диаметр насадки, см;

$g$  – ускорение свободного падения, см/с<sup>2</sup>;

$\Delta P$  – потери давления в насадке, кгс/см<sup>2</sup>;

$\rho_{см}$  – плотность смеси воды с песком:

$$\rho_{см} = C \cdot (\rho_{п} - \rho_{в}) + \rho_{в}, \text{ г/см}^3, \quad (4.3)$$

$\rho_{п}$  – плотность песка, г/см<sup>3</sup> ( $\rho_{п} = 2,7 \text{ г/см}^3$ );

$\rho_{в}$  – плотность воды, г/см<sup>3</sup>;

$C$  – объёмная доля песка:

$$C = \frac{C_0}{C_0 + 1000 \cdot \rho_{п}}, \quad (4.4)$$

$C_0$  – массовая доля песка, г/л.

Согласно полученному значению расхода подбирается насосный агрегат и рекомендуется скорость его работы (Приложение 3, таблица 1).

Необходимое количество жидкости устанавливают из расчёта объёма скважины (для транспортировки песка на забой скважины) плюс 0,3 объёма на потерю фильтрации в пласт (поглощение пластом) и одного объёма для промывки скважины по окончании процесса ГПП:

$$V_{\text{ж}} = 2,3 \cdot V_{\text{к}} \cdot H_{\text{п}}, \text{ м}^3, \quad (4.5)$$

где

$V_{\text{к}}$  – объём одного погонного метра эксплуатационной колонны,  $\text{м}^3/\text{м}$ ;

$H_{\text{п}}$  – глубина интервала перфорации, м.

Количество кварцевого песка зависит от объёма жидкости-песконосителя и установленной весовой концентрации песка:

$$m_{\text{п}} = 1,3 \cdot V_{\text{к}} \cdot H_{\text{п}} \cdot C_0, \text{ кг} \quad (4.6)$$

Необходимое количество насосных агрегатов определяется исходя из подачи одного агрегата (согласно Приложению 3) и необходимого расхода жидкости для процесса ГПП, с учетом одного резервного:

$$N_{\text{АГПП}} = \frac{Q_3}{Q_{\text{А}}} + 1, \quad (4.7)$$

где

$Q_{\text{А}}$  – подача агрегата при соответствующей скорости,  $\text{см}^3/\text{с}$ .

Определяется предельно допустимая (безопасная) глубина спуска НКТ. При перфорации колонна НКТ подвергается действию следующих сил: собственного веса, избыточного давления, создаваемого на устье скважины при прокачке жидкости с песком через колонну НКТ, веса столба жидкости при сильном поглощении жидкости пластом и перепада давления в насадке.

Предельно допустимая (безопасная) глубина спуска НКТ при наличии циркуляции в скважине определяется по формуле:

$$L'_{\text{п}} = \frac{\frac{G_{\text{стр}}}{K_{\text{зп}}} - S_{\text{внкт}} \cdot P_{\text{у}}}{q'_{\text{нкт}}}, \text{ м}, \quad (4.8)$$

где

$G_{\text{стр}}$  – страгивающая нагрузка для резьбового соединения НКТ (Приложение 3, таблица 2), Н;

$K_{\text{зп}}$  – коэффициент запаса прочности;

$S_{\text{внкт}}$  – площадь проходного (внутреннего) сечения НКТ,  $\text{см}^2$ ;

$P_y$  – давление на устье скважины при работе насосного агрегата на заданной скорости и соответствующей подачи (Приложение 3, таблица 1), Па;

$q'_{\text{НКТ}}$  – вес одного погонного метра НКТ с муфтами без учета потери веса в жидкости, так как в затрубном пространстве жидкость отсутствует, Н.

Предельно допустимая (безопасная) глубина спуска НКТ при отсутствии циркуляции жидкости (в случае ее полного поглощения) определяется по формуле:

$$L_{\Pi} = \frac{\frac{G_{\text{стр}}}{K} - S_{\text{ВНКТ}} \cdot P_y}{q_{\text{НКТ}} + S_{\text{ВНКТ}} \cdot \rho_{\text{см}} \cdot g}, \text{ м} \quad (4.9)$$

Если при выборе колонны НКТ не учитывать гидравлические потери, то давление жидкости перед входом в насадки может оказаться недостаточным для перфорации колонны. Общие потери давления суммируются из потерь давления в каждом элементе системы кругового движения жидкости с песком (вниз по колонне НКТ и вверх по кольцевому пространству) при ГПП:

$$P = P_{\text{НКТ}} + \Delta P + P_{\Pi} + P_{\text{К}}, \text{ МПа}, \quad (4.10)$$

где

$P_{\text{НКТ}}$  – потери давления в НКТ, МПа;

$\Delta P$  – потери давления в насадках, МПа;

$P_{\Pi}$  – потери давления в полости, образованной абразивной струей, МПа;

$P_{\text{К}}$  – потери давления в кольцевом пространстве, МПа.

Давление жидкости с песком на выходе из насадки определяется по формуле:

$$P' = P_y + P_{\text{ст}} - P, \text{ МПа}, \quad (4.11)$$

где

$P_{\text{ст}}$  – давление столба жидкости, находящейся в трубах, МПа:

$$P_{\text{ст}} = \rho_{\text{см}} \cdot g \cdot H_{\Pi}, \text{ МПа} \quad (4.12)$$

Удлинение НКТ под действием нагрузки, возникающей от избыточного давления при перфорации, в результате чего изменяется место установки гидropескоструйного аппарата, закрепленного в конце колонны НКТ, определяется по закону Гука:

$$\Delta L = \frac{G \cdot H_{\Pi}}{E \cdot S_{\text{ТНКТ}}}, \text{ м}, \quad (4.13)$$

где

$G$  – сумма усилий, действующих на колонну НКТ, Н;

$E$  – модуль упругости стали, Па ( $E = 21 \cdot 10^8$  Па);

$S_{\text{ТНКТ}}$  – площадь поперечного сечения тела НКТ (Приложение 3, таблица 2), см<sup>2</sup>.

При циркуляции жидкости в скважине в процессе перфорации:

$$G' = q'_{\text{НКТ}} \cdot \frac{H_{\Pi}}{2} - P_{\text{К}} \cdot S_{\text{ННКТ}} + S_{\text{ВНКТ}} \left( P_{\text{У}} - \frac{P_{\text{НКТ}}}{2} \right), \text{ Н}, \quad (4.14)$$

где

$q'_{\text{НКТ}}$  – вес одного погонного метра НКТ с муфтами с учетом потери веса в жидкости, Н;

$S_{\text{ННКТ}}$  – площадь поперечного сечения НКТ по наружному диаметру (Приложение 3, таблица 2), см<sup>2</sup>.

При отсутствии циркуляции жидкости в скважине в процессе перфорации:

$$G' = q_{\text{НКТ}} \cdot \frac{H_{\Pi}}{2} + S_{\text{ВНКТ}} \left( \rho_{\text{см}} \cdot g \cdot H_{\Pi} + P_{\text{У}} - \frac{P_{\text{НКТ}}}{2} \right), \text{ Н} \quad (4.15)$$

Необходимая плотность перфорации (число отверстий на 1 м мощности пласта) определяется по формуле:

$$n_{\Pi} = (0,8 \div 1,0) \frac{\lg\left(\frac{2 \cdot h}{r_{\text{ПК}}} + \frac{R_{\text{К}}}{h}\right)}{l_{\text{ПК}} \cdot \lg \frac{R_{\text{К}}}{r_{\text{С}}}}, \quad (4.16)$$

где

$h$  – мощность продуктивного пласта, м;

$R_{\text{К}}$  – радиус контура питания, м;

$r_{\text{С}}$  – радиус забоя скважины, м; ( $r_{\text{С}} = 0,1$  м)

$r_{\text{ПК}}$  – радиус перфорационного канала, м ( $r_{\text{ПК}} = 0,006$  м);

$l_{\text{ПК}}$  – длина перфорационного канала, м ( $l_{\text{ПК}} = 0,35$  м) [2, 3, 4, 7].

## 4.2 Гидроразрыв пласта

Давление разрыва пласта определяется по формуле [2, 3, 4, 7]:

$$P_{\text{Р}} = P_{\text{ВГ}} - P_{\text{пл}} + \sigma_{\text{Р}}, \text{ МПа}, \quad (4.17)$$

где

$P_{\text{пл}}$  – пластовое давление, МПа;

$\sigma_{\text{Р}}$  – давление расслоения пород, МПа;

$P_{\text{ВГ}}$  – вертикальная составляющая горного давления, МПа:

$$P_{\text{ВГ}} = L_{\text{С}} \cdot \rho_{\text{ВП}} \cdot g, \text{ МПа}, \quad (4.18)$$

где

$L_{\text{С}}$  – глубина залегания пласта (ниже отверстий фильтра), м;

$\rho_{\text{ВП}}$  – средняя плотность вышележащих пород,  $\text{кг/м}^3$ .

Горизонтальная составляющая горного давления:

$$P_{\text{ГГ}} = \frac{P_{\text{ВГ}} \cdot \nu}{1 - \nu}, \text{ МПа}, \quad (4.19)$$

где

$\nu$  – коэффициент Пуассона ( $\nu = 0,3$ ).

Для приближенной оценки забойного давления разрыва пласта при использовании фильтрующей жидкости можно использовать формулу:

$$P_{\text{ЗР}} = K_{\text{Р}} \cdot L_{\text{П}} \cdot 10^{-2}, \text{ МПа}, \quad (4.20)$$

где

$K_{\text{Р}}$  – коэффициент разрыва, МПа/м.

Гидроразрыв пласта можно проводить как через эксплуатационную колонну (ЭК), так и через НКТ. Для выяснения возможности проведения ГРП через обсадную колонну следует определить допустимое давление на устье скважины из условий прочности колонны на разрыв от внутреннего давления и прочности резьбового соединения.

Допустимое давление на устье скважины (в случае проведения ГРП непосредственно через ЭК без установки пакера) определяется по формуле:

$$P_{y1} = \frac{D_H^2 - D_B^2}{D_H^2 + D_B^2} \cdot \frac{\sigma_{\text{тек}}}{K_{\Pi}} + P_{\text{пл}} + \rho_{\text{ЖР}} \cdot g \cdot (h_{\text{тр}} - L_C), \text{ МПа}, \quad (4.21)$$

где

$D_H$  – наружный диаметр обсадных колонн, м;

$D_B$  – внутренний диаметр обсадных колонн, м;

$\sigma_{\text{тек}}$  – предел текучести для труб из стали соответствующей группы прочности, МПа (Приложение 3, таблица 2);

$K_{\Pi}$  – запас прочности ( $K_{\Pi} = 1,5$ );

$\rho_{\text{ЖР}}$  – плотность жидкости разрыва, кг/м<sup>3</sup>;

$L_C$  – глубина скважины, м;

$h_{\text{тр}}$  – потери напора на трение в обсадной колонне, м.

Допустимое давление на устье скважины в зависимости от прочности резьбы верхней части колонны труб на страгивающие усилия определяется по формуле:

$$P_{yC} = \frac{\frac{G'_{\text{стр}} - G_{\text{НОК}}}{K_{\Pi}}}{\frac{\pi \cdot D_B^2}{4}}, \text{ МПа}, \quad (4.22)$$

где

$G'_{\text{стр}}$  – страгивающая нагрузка для обсадных труб из стали соответствующей прочности, МН ( $G'_{\text{стр}} = 1,25$  МН);

$G_{\text{НОК}}$  – усилие натяжки при обвязке обсадной колонны, МН ( $G_{\text{НОК}} = 0,5$  МН).

Из полученных значений устьевого давления принимается наименьшее. Соответствующее забойное давление при этом определяется по формуле:

$$P_3 = P_{yC(y1)} + \rho_{\text{ЖР}} \cdot g \cdot L_C - h_{\text{тр}} \cdot \rho_{\text{ЖР}} \cdot g, \text{ МПа} \quad (4.23)$$

В случае если полученное значение забойного давления окажется меньше, чем необходимое давление разрыва, то давление на устье рассчитывается по формуле:

$$P_{у2} = P_p - \rho_{жр} \cdot g \cdot L_c + h_{тр} \cdot \rho_{жр} \cdot g, \text{ МПа} \quad (4.24)$$

При этом если подсчитанное значение устьевого давления превышает допустимое значение для ЭК, то ГРП необходимо проводить с установкой пакера для предохранения ЭК от воздействия избыточных давлений.

При закачке жидкости-песконосителя давление на устье скважины определяется по формуле:

$$P'_у = P_{з1} - \rho_{жп} \cdot g \cdot L_c + P_{тр}, \text{ МПа}, \quad (4.25)$$

где

$\rho_{жп}$  – плотность жидкости-песконосителя, кг/м<sup>3</sup>:

$$\rho_{жп} = \rho'_{жп} \cdot (1 - \beta_{п}) + \rho_{п} \cdot \beta_{п}, \text{ кг/м}^3, \quad (4.26)$$

где

$\rho'_{жп}$  – плотность жидкости, используемой в качестве песконосителя, кг/м<sup>3</sup> ( $\rho'_{жп} = \rho_{в}$ );

$\rho_{п}$  – плотность песка, кг/м<sup>3</sup> ( $\rho_{п} = 2,7 \text{ г/см}^3$ );

$\beta_{п}$  – объёмная концентрация песка в смеси:

$$\beta_{п} = \frac{\frac{C_{п}}{\rho_{п}}}{\frac{C_{п}}{\rho_{п}} + 1}, \quad (4.27)$$

где

$C_{п}$  – концентрация песка в 1 м<sup>3</sup> жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$P_{тр}$  – потери давления на трение жидкости-песконосителя:

$$P_{тр} = \frac{8 \cdot \lambda_1 \cdot Q_{ж}^2 \cdot L_{нкт} \cdot \rho_{жп}}{\pi^2 \cdot d_{в}^5}, \text{ МПа}, \quad (4.28)$$

где

$d_{в}$  – внутренний диаметр НКТ, м;

$L_{нкт}$  – глубина спуска НКТ, м;

$Q_{ж}$  – темп закачки жидкости, м<sup>3</sup>/с;

$\lambda_1$  – коэффициент гидравлических сопротивлений:

$$\lambda_1 = \frac{64}{\text{Re}_1}, \quad (4.29)$$

где

$$\text{Re}_1 = \frac{4 \cdot Q_{\text{ж}} \cdot \rho_{\text{жп}}}{\pi \cdot d_{\text{в}} \cdot \mu_{\text{жп}}}, \quad (4.30)$$

где

$\mu_{\text{жп}}$  – вязкость жидкости-песконосителя:

$$\mu_{\text{жп}} = \mu'_{\text{жп}} \cdot \exp(3,18 \cdot \beta_{\text{п}}), \text{ Па} \cdot \text{с}, \quad (4.31)$$

где

$\mu'_{\text{жп}}$  – вязкость жидкости, используемой в качестве песконосителя, Па·с.

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

$$P'_{\text{тр}} = 1,52 \cdot P_{\text{тр}}, \text{ МПа} \quad (4.32)$$

Объём жидкости-песконосителя определяется по формуле:

$$V_{\text{жп}} = \frac{M_{\text{п}}}{C_{\text{п}}}, \text{ м}^3, \quad (4.33)$$

где

$M_{\text{п}}$  – количество песка, необходимого для ГРП, кг.

Чтобы на забое не осталось части песка, объём продавочной жидкости следует принимать на 20-30 % больше, чем объём колонны, по которой закачивается песок. Избыточный объём продавочной жидкости должен закачиваться в скважину при сниженном давлении во избежание оттеснения песка и смыкания трещин вблизи стенок скважины. Необходимый объём продавочной жидкости определяется по формуле:

$$V_{\text{пж}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{в}}^2 \cdot L_{\text{нкт}} \cdot K_{\text{по}}}{4}, \text{ м}^3, \quad (4.34)$$

где

$K_{\text{ПО}}$  – коэффициент, учитывающий превышение объёма жидкости над объёмом труб ( $K_{\text{ПО}} = 1,3$ ).

Необходимое число насосных агрегатов определяется по формуле:

$$N_{\text{АГРП}} = \frac{P_{\text{УС(У1)}} \cdot Q_{\text{Ж}}}{P_{\text{У}} \cdot Q_{\text{А}} \cdot K_{\text{ТС}}} + 1, \quad (4.35)$$

где

$P_{\text{У}}$  – рабочее давление агрегата, МПа (Приложение 3, таблица 1);

$Q_{\text{А}}$  – подача агрегата при соответствующем давлении, м<sup>3</sup>/с (Приложение 3, таблица 1);

$K_{\text{ТС}}$  – коэффициент технического состояния агрегата в зависимости от срока службы [2, 3, 4, 7].

Общая продолжительность процесса ГРП определяется по формуле:

$$t_{\text{ГРП}} = \frac{V_{\text{ЖР}} + V_{\text{ЖП}} + V_{\text{ПЖ}}}{Q_{\text{Ж}}} \quad (4.36)$$

### 4.3 Солянокислотная обработка

Общий объём рабочего кислотного раствора определяется по формуле [2, 3, 4, 7, 8]:

$$V_{\text{КР}} = Q_{\text{КР}} \cdot h, \text{ м}^3, \quad (4.37)$$

где

$Q_{\text{КР}}$  – расход кислотного раствора на один метр обрабатываемой толщины пласта, м<sup>3</sup>/м.

Для определения объёма товарной кислоты обычно пользуются таблицами и пересчетными коэффициентами. Методику расчёта можно упростить, учитывая, что плотность кислоты обусловлена её концентрацией. При известной объёмной доле товарной кислоты её объём определяется по формуле:

$$V_{TK} = \frac{V_{KP} \cdot x_{KP} \cdot (5,09 \cdot x_{KP} + 999)}{x_{TK} \cdot (5,09 \cdot x_{TK} + 999)}, \text{ м}^3, \quad (4.38)$$

где

$x_{KP}$ ,  $x_{TK}$  – соответственно объёмные доли (концентрации) кислотного раствора и товарной кислоты, % ( $x_{TK} = 27,5$  %).

Если при перевозке и хранении кислоты её концентрация изменилась, то объём товарной кислоты рассчитывается по формуле:

$$V'_{TK} = \frac{V_{KP} \cdot 5,09 \cdot x_{KP} \cdot (5,09 \cdot x_{KP} + 999)}{\rho_{TK}^{15} \cdot (\rho_{TK}^{15} - 999)}, \text{ м}^3, \quad (4.39)$$

где

$\rho_{TK}^{15}$  – плотность товарной кислоты при 15 °С, кг/м<sup>3</sup>.

Если плотность товарной кислоты определена при другой температуре, то для её расчёта необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$\rho_{TK}^{15} = \rho_{TK}^t + (2,67 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{TK}^t - 2,52) \cdot (t - 15), \text{ кг/м}^3, \quad (4.40)$$

где

$\rho_{TK}^t$  – плотность товарной кислоты при температуре  $t$ , кг/м<sup>3</sup>.

Как правило, в технической соляной кислоте содержится до 0,4 % серной кислоты, которая после реакции с углекислым кальцием образует гипс, выпадающий в виде кристаллов, закупоривающих поры пласта. Поэтому серную кислоту нейтрализуют добавкой хлористого бария, количество которого рассчитывают по формуле:

$$M_{ХБ} = 21,3 \cdot V_{KP} \cdot \left( \frac{x_{СК} \cdot x_{KP}}{x_{TK}} - 0,02 \right), \text{ кг}, \quad (4.41)$$

где

21,3 – масса хлористого бария (кг), необходимая для нейтрализации 10 кг серной кислоты;

$\frac{x_{СК} \cdot x_{KP}}{x_{TK}}$  – объёмная доля серной кислоты в приготовленном растворе;

$x_{СК}$  – объёмная доля серной кислоты в товарной соляной кислоте, % ( $x_{СК} = 0,4$  %);

0,02 – допустимая объёмная доля серной кислоты в растворе, когда после реакции её с карбонатными породами соли не выпадают в осадок, %.

При плотности хлористого бария  $4000 \text{ кг/м}^3$  объём его определяется по формуле:

$$V_{ХБ} = \frac{M_{ХБ}}{4000}, \text{ м}^3 \quad (4.42)$$

В качестве замедлителя реакции и стабилизатора окисных соединений железа (против выпадения из солянокислотного раствора содержащихся в нём солей железа) используется уксусная кислота, объём которой определяется по формуле:

$$V_{УК} = \frac{b_{УК} \cdot V_{КР}}{c_{УК}}, \text{ м}^3, \quad (4.43)$$

где

$b_{УК}$  – норма добавки 100 %-ой уксусной кислоты, %;

$c_{УК}$  – объёмная доля товарной уксусной кислоты, % ( $c_{УК} = 80$  %).

В качестве ингибитора коррозии может быть выбран реагент В-2, объём которого:

$$V_{ИК} = \frac{b_{ИК} \cdot V_{КР}}{c_{ИК}}, \text{ м}^3, \quad (4.44)$$

где

$b_{ИК}$  – объёмная доля реагента (ингибитора) в растворе, %;

$c_{ИК}$  – объёмная доля товарного продукта (ингибитора), % ( $c_{ИК} = 100$  %).

В качестве интенсификатора может быть выбран реагент Марвелан-К (О), объём которого:

$$V_{И} = \frac{b_{И} \cdot V_{КР}}{c_{И}}, \text{ м}^3, \quad (4.45)$$

где

$b_{И}$  – объёмная доля реагента (интенсификатора) в растворе, %;  
 $c_{И}$  – объёмная доля товарного продукта (интенсификатора), % ( $c_{И} = 100\%$ ).

Объём воды для приготовления кислотного раствора определяется по формуле:

$$V_{В} = V_{КР} - V_{ТК} - \sum V_{реаг}, \text{ м}^3, \quad (4.46)$$

где

$V_{реаг}$  – объём используемых в растворе реагентов,  $\text{м}^3$ .

Порядок приготовления кислотного раствора следующий: наливают в ёмкость воду, добавляют к воде расчётный объём ингибитора коррозии, уксусной кислоты, а затем расчётное количество товарной соляной кислоты, тщательно перемешивая. Замеряют ареометром плотность полученного раствора. При правильной дозировке плотность должна соответствовать заданной концентрации при температуре замера. Затем добавляют хлористый барий и интенсификатор. Перемешивают раствор и оставляют для реакции и осветления, после чего его перекачивают в цистерну и другие ёмкости.

Обработка скважины заключается в следующем.

В процессе подготовительных работ скважина промыта и заполнена нефтью.

1. В случае необходимости изоляции нижних интервалов перфорации (или зумпфа скважины от попадания кислотного раствора) используют бланкет – концентрированный раствор хлористого кальция необходимой плотности. Транспортировка бланкета осуществляется продавкой нефтью в объёме выкидной линии и НКТ.

2. В скважину закачивается кислотный раствор в объёме выкидной линии, НКТ и ствола скважины от башмака НКТ до кровли пласта:

$$V'_{КР} = V_{ВЛ} + V_{НКТ} + 0,785 \cdot (D_{В}^2 - d_{внеш}^2) \cdot h, \text{ м}^3, \quad (4.47)$$

где

$V_{ВЛ}$  – объём выкидной линии,  $\text{м}^3$ ;

$d_{внеш}$  – внешний диаметр НКТ, м.

3. Закрывают задвижку на затрубном пространстве и насосом агрегата закачивают остальной кислотный раствор:

$$V''_{\text{КР}} = V_{\text{КР}} - V'_{\text{КР}}, \text{ м}^3 \quad (4.48)$$

4. Для задавливания кислоты в пласт закачивают нефть в объёме выкидной линии, НКТ и ствола скважины от башмака НКТ до кровли пласта:

$$V_{\text{Н}} = V'_{\text{КР}}, \text{ м}^3 \quad (4.49)$$

5. Затем закрывают задвижку на выкидной линии. Буферное давление падает. Продолжительность реагирования кислоты 1,5-2 ч.

6. Приток вызывают свабированием или с помощью компрессора, производится отработка скважины и очистка призабойной зоны от продуктов реакции.

7. После освоения скважину исследуют для определения эффективности кислотной обработки, а затем сдают в эксплуатацию.

Для увеличения эффективности кислотного воздействия на породу желательно, чтобы активная кислота проникла на большее расстояние от скважины. Радиус обработки увеличивается с ростом скорости закачки. Кроме того, увеличение подачи насоса при закачке снижает время контакта кислоты с оборудованием и уменьшает его коррозию.

Режим работы агрегата выбирают таким образом, чтобы давление, создаваемое насосом, было достаточным для продавки раствора в пласт при максимально возможной его подаче.

Необходимое давление на выкиде насоса при закачке в скважину жидкости с заданным расходом  $Q_{\text{ж}}$ :

$$P_{\text{ВН}} = P_{32} - P_{\text{ж}} + P_{\text{НКТ}}, \text{ МПа}, \quad (4.50)$$

где

$P_{\text{ж}}$  – гидростатическое давление столба продавочной жидкости, МПа:

$$P_{\text{ж}} = \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot L_{\text{с}}, \quad (4.51)$$

$P_{32}$  – максимальное забойное давление при продавке кислотного раствора, МПа:

$$P_{32} = P_{пл} + \frac{Q_{ж} \cdot 10^{-3} \cdot 86400}{K_{п}}, \quad (4.52)$$

где

$Q_{ж}$  – подача насоса, л/с;

$K_{п}$  – коэффициент продуктивности скважины, м<sup>3</sup>/(сут·МПа);

$P_{НКТ}$  – потери давления на трение в НКТ, МПа:

$$P_{НКТ} = \frac{\lambda_2 \cdot v^2 \cdot L_c \cdot \rho_H}{2 \cdot d_B}, \text{ МПа}, \quad (4.53)$$

где

$v$  – скорость движения жидкости по трубам, м/с:

$$v = \frac{Q_{ж} \cdot 10^{-3}}{0,785 \cdot d_B^2}; \quad (4.54)$$

$\lambda_2$  – коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda_2 = \frac{0,3164}{Re_2^{0,25}}; \quad (4.55)$$

$Re$  – число Рейнольдса:

$$Re_2 = \frac{v \cdot d_B \cdot \rho_H}{\mu_H}, \quad (4.56)$$

где

$\mu_H$  – динамическая вязкость продавочной жидкости (нефти), мПа·с ( $\mu_H = 3$  мПа·с).

В случае если полученное значение максимального забойного давления превышает давление, развиваемое агрегатом при соответствующей подаче (Приложение 3, таблица 1), производится пересчет данного значения при меньшей скорости работы агрегата или меньшем диаметре его плунжера.

Продолжительность нагнетания и продавки в пласт кислотного раствора определяется по формуле [2, 3, 4, 7]:

$$t = \frac{(V_{кр} + V_H) \cdot 10^3}{Q_{ж} \cdot 3600}, \text{ ч.} \quad (4.57)$$

#### 4.4 Условие задачи и варианты заданий

*Условие задачи:*

1) Определить основные расчётные параметры при ГПП: темп закачки жидкости (расход) в процессе перфорации; количество жидкости (воды) и песка; число насосных агрегатов, необходимых для проведения перфорации; предельно допустимая глубина спуска НКТ; гидравлические потери; удлинение труб; плотность перфорации.

2) Определить основные расчётные параметры при ГРП: давление разрыва; допустимое давление на устье скважины; объём жидкости разрыва; объём жидкости-песконосителя; объём продавочной жидкости; число необходимых насосных агрегатов; общая продолжительность процесса ГРП.

3) Определить основные расчётные параметры при СКО: объём рабочего раствора соляной кислоты выбранной концентрации; количество воды, необходимой для его приготовления; количество различных добавок к рабочему раствору (ингибиторов коррозии, стабилизаторов, интенсификаторов или ПАВ).

*Варианты задачи:* решение задачи осуществляется в соответствии с индивидуальным вариантом задания, установленным преподавателем. Варианты заданий приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1

Варианты заданий для расчёта технологических параметров обработки призабойной зоны пласта

Параметр	Первая цифра варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Число насадок, шт	4	5	6	7	8	4	5	6	7	8
Массовая доля песка, кг/м <sup>3</sup>	80	85	90	95	100	105	110	115	120	125
Наружный диаметр экспл-ой колонны, мм	127,0	139,7	146,0	168,3	177,8	193,7	219,1	127,0	146,0	168,3
Толщина стенки экспл-ой колонны, мм	6	7	8	9	6	7	8	9	10	11
Внешний диаметр НКТ, мм	48,3	60,3	73,0	88,9	101,6	114,3	60,3	73,0	88,9	101,6
Толщина стенки НКТ, мм	4,0	5,0	5,5	6,5	6,5	7,0	5,0	7,0	8,0	6,5
Группа прочности стали НКТ	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М	Д
Коэффициент запаса прочности НКТ, д.ед.	1,4	1,5	1,3	1,4	1,5	1,3	1,4	1,5	1,3	1,5
$q_{\text{НКТ}}$ , Н	50,4	70,7	94,6	137,5	158,8	194,2	70,7	94,6	137,5	158,8
$q'_{\text{НКТ}}$ , Н	38,1	58,4	82,3	125,2	146,5	182,0	58,4	82,3	125,2	146,5
Глубина спуска НКТ, м	980	1250	1450	1750	1950	2150	2450	2750	2950	3150
Глубина скважины, м	1000	1300	1500	1800	2000	2200	2500	2800	3000	3200

Параметр	Первая цифра варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Глубина интервала перфорации, м	994	1295	1490	1796	1995	2194	2496	2795	2990	3193
Пласт. давление, МПа	10	13	15	18	20	22	25	28	30	32
Давление расслоения пород, МПа	1	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9
Потери напора на трение в обсадной колонне, м	60	58	56	54	52	50	48	60	56	54
Расход кислотного раствора, м <sup>3</sup> /м	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1	1,2	1,5
Объёмная доля кислотного раствора, %	10	11	12	13	14	10	11	12	13	14
Плотность товар. кислоты при 25 °С, кг/м <sup>3</sup>	1130	1131	1132	1133	1134	1135	1136	1137	1138	1139
Норма добавки 100%-ой уксусной кислоты, %	2	2,5	3	3,5	4	2	2,5	3	3,5	4
Объёмная доля ингибитора в кисл.-ом растворе, %	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
Объёмная доля интенсификатора в кислотном растворе, %	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7

Параметр	Вторая цифра варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Диаметр насадки, мм	3	3,5	4	4,5	5	6	3	4,5	5	6
Потери давления в насадке, МПа	20	19	17	15	12	10	20	15	12	10
Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>	1000	1002	1005	1007	1010	1012	1015	1017	1020	1022
Потери давления в НКТ при ГПП, МПа	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2	4,3	4,4
Потери давления в полости, МПа	5	4,5	4	3,5	3	2,5	5	3,5	3	2,5
Потери давления в кольцевом пространстве, МПа	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	800	810	820	830	840	850	860	870	880	890
Мощность продуктивного пласта, м	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Радиус контура питания, м	500	600	700	800	900	1000	500	600	700	800
Средняя плотность вышележащих пород, кг/м <sup>3</sup>	2400	2410	2420	2430	2440	2450	2460	2470	2480	2500
Коэффициент разрыва, МПа/м	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	1,5	1,6	1,7	1,8

Параметр	Вторая цифра варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Плотность жидкости разрыва, кг/м <sup>3</sup>	850	860	870	880	890	900	910	920	930	940
Концентрация песка в 1 м <sup>3</sup> жидкости, кг/м <sup>3</sup>	200	220	230	240	250	260	270	280	290	300
Темп закачки (подача насоса), л/с	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Вязкость жидкости, используемой в качестве песконосителя, Па·с	0,270	0,275	0,280	0,285	0,290	0,295	0,300	0,305	0,310	0,315
Количество песка, необходимого для ГРП, кг	8000	8500	9000	9500	10000	10500	11000	11500	12000	13000
Коэф-т технического состояния агрегата	0,5	0,6	0,7	0,8	0,5	0,6	0,7	0,8	0,5	0,6
Объём жидкости разрыва, м <sup>3</sup>	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Объём выкидной линии при кислотной обработке, м <sup>3</sup>	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1	1,2	1,3	1,4
Коэф-т продук. скважины, м <sup>3</sup> /сут·МПа	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85

## 5 Ремонтно-изоляционные работы

### 5.1 Цементирование скважин под давлением

Глубина установки конца заливочных труб при цементировании скважин под давлением определяется по формуле [4]:

$$H_{зТ} = H_{П} - l_{П} \frac{\rho_{ТР}}{\rho_{СЖ}}, \text{ м}, \quad (5.1)$$

где

$H_{П}$  – расстояние от устья скважины до верхних отверстий перфорации, м;

$l_{П}$  – интервал перфорации, м;

$\rho_{ТР}$  – плотность тампонажного раствора, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{СЖ}$  – плотность скважинной жидкости, кг/м<sup>3</sup>.

Плотность тампонажного раствора определяется по формуле:

$$\rho_{ТР} = \frac{(1+m) \cdot \rho_{Ц} \cdot \rho_{Ж}}{\rho_{Ж} + m \cdot \rho_{Ц}}, \text{ т/м}^3, \quad (5.2)$$

где

$m$  – жидкостно-цементное отношение;

$\rho_{Ц}$  и  $\rho_{Ж}$  – плотность соответственно тампонажного цемента и жидкости затворения, т/м<sup>3</sup>.

Предельно допустимая длина колонны заливочных труб с учётом растяжения от сил собственного веса определяется по формуле:

$$H_{ПЗТ} = \frac{G_{стр}}{K_{зП} \cdot q_{НКТ}}, \text{ м}, \quad (5.3)$$

где

$q_{НКТ}$  – вес одного погонного метра НКТ с муфтами, Н;

$G_{стр}$  – сдвигающая нагрузка для резьбового соединения НКТ (Приложение 3, таблица 2), Н;

$K_{зП}$  – коэффициент запаса прочности.

Объём колонны заливочных труб определяется по формуле:

$$V_{3T} = K_{СПЖ} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot d_B^2 \cdot H_{3T}, \text{ м}^3, \quad (5.4)$$

где

$K_{СПЖ}$  – коэффициент сжимаемости продавочной жидкости;

$d_B$  – внутренний диаметр НКТ, м.

Температура на забое скважины определяется по формуле:

$$t_3 = t_{cp} + (0,01 \div 0,025) \cdot L_C, \text{ }^\circ\text{C}, \quad (5.5)$$

где

$t_{cp}$  – среднегодовая температура воздуха,  $^\circ\text{C}$ .

В зависимости от полученного значения температуры на забое подбирается класс тампонажного цемента. В зависимости от температурных условий скважины различают три класса цемента:

- для «холодных» скважин с температурой испытания  $22 \pm 2$   $^\circ\text{C}$ ;
- для «горячих» скважин с температурой испытания  $75 \pm 3$   $^\circ\text{C}$ ;
- для глубоких высокотемпературных скважин, которые в свою очередь подразделяются на несколько групп с температурой испытания до 100, 120, 170 и 200  $^\circ\text{C}$ .

Допустимое время цементирования скважины определяется по формуле:

$$T_D = 0,75 \cdot T_C, \text{ мин}, \quad (5.6)$$

где

$T_C$  – время начала схватывания цемента с момента затворения, мин.

Время, необходимое для полного заполнения колонны зали- вочных труб при работе одним агрегатом (ЦА-320 М) на определен- ной скорости ( $V$ ) и при определенном диаметре втулок (115 мм) определяется по формуле:

$$T_3 = \frac{1000 \cdot V_{3T}}{60 \cdot q_H^V}, \text{ мин}, \quad (5.7)$$

где

$q_{\text{H}}^{\text{V}}$  – подача насоса на V скорости, л/с ( $q_{\text{H}}^{\text{V}} = 16,1$  л/с).

Время вымыва излишка тампонажного раствора при обратной промывке при работе одним агрегатом (ЦА-320 М) на определенной скорости (IV) и при определенном диаметре втулок (115 мм) определяется по формуле:

$$T_{\text{B}} = \frac{1000 \cdot V_{\text{ЗТ}}}{60 \cdot q_{\text{H}}^{\text{IV}}}, \text{ мин}, \quad (5.8)$$

где

$q_{\text{H}}^{\text{IV}}$  – подача насоса на IV скорости, л/с ( $q_{\text{H}}^{\text{IV}} = 10,7$  л/с).

Время на затворение и продавку тампонажного раствора в пласт:

$$T = T_{\text{Д}} - (T_{\text{З}} + T_{\text{B}} + T_{\text{O}}), \text{ мин}, \quad (5.9)$$

где

$T_{\text{O}}$  – время на подготовительные и заключительные работы при затворении цемента, мин.

Объем тампонажного раствора, который можно закачать в пласт за время  $T$  определяется по формуле:

$$V_{\text{ТР}} = Q_{\text{C}} \cdot T, \text{ м}^3, \quad (5.10)$$

где

$Q_{\text{C}}$  – приёмистость скважины, м<sup>3</sup>/мин.

Количество сухого цемента, необходимое для приготовления раствора определяется по формуле:

$$M_{\text{Ц}} = \frac{1}{1+m} \cdot \rho_{\text{ТР}} \cdot V_{\text{ТР}}, \text{ т} \quad (5.11)$$

Количество тампонажного материала, которое необходимо заготовить с учётом потерь при его затворении составляет:

$$M'_{\text{Ц}} = K_{\text{ПЗ}} \cdot M_{\text{Ц}}, \text{ т}, \quad (5.12)$$

где

$K_{ПЗ}$  – коэффициент, учитывающий потери при затворении тампонажного материала ( $K_{ПЗ} = 1,01$ ).

Количество жидкости, необходимой для затворения тампонажного материала определяется по формуле:

$$V_{Ж} = \frac{K_{ПЖ} \cdot M_{Ц} \cdot m}{\rho_{Ж}}, \text{ м}^3, \quad (5.13)$$

где

$K_{ПЖ}$  – коэффициент, учитывающий потери жидкости при затворении тампонажного материала [4].

## 5.2 Условие задачи и варианты заданий

*Условие задачи:* определить основные расчётные параметры при цементировании скважины: глубину установки конца заливочных труб и их объём; допустимое время цементирования скважины; время заполнения колонны заливочных труб; время вымыва излишка тампонажного раствора; время затворения и продавки тампонажного раствора в пласт; объём и плотность тампонажного раствора; количество потребного сухого тампонажного материала; количество жидкости для приготовления тампонажного раствора.

*Варианты задачи:* решение задачи осуществляется в соответствии с индивидуальным вариантом задания, установленным преподавателем. Варианты заданий приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1

Варианты заданий для расчёта технологических параметров ремонтно-изоляционных работ

Параметр	Первая цифра варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Глубина скважины, м	1000	1300	1500	1800	2000	2200	2500	2800	3000	3200
Глубина верхнего интервала перфорации, м	990	1290	1490	1790	1990	2190	2485	2780	2985	3180
Интервал перфорации, м	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Плотность скважинной жидкости, кг/м <sup>3</sup>	1200	1205	1210	1215	1220	1225	1230	1235	1240	1245
Вес одного погонного метра НКТ с муфтами, Н	50,4	70,7	94,6	137,5	158,8	194,2	70,7	94,6	137,5	158,8
Внешний диаметр НКТ, мм	48,3	60,3	73,0	88,9	101,6	114,3	60,3	73,0	88,9	101,6
Толщина стенки НКТ, мм	4,0	5,0	5,5	6,5	6,5	7,0	5,0	7,0	8,0	6,5
Группа прочности стали НКТ	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М	Д
Коэффициент запаса прочности НКТ, д.ед.	1,4	1,5	1,3	1,4	1,5	1,3	1,4	1,5	1,3	1,5

Параметр	Вторая цифра варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Жидкостно-цементное отношение	0,4	0,5	0,4	0,5	0,4	0,5	0,4	0,5	0,4	0,5
Плотность тампонажного цемента, т/м <sup>3</sup>	3	3,02	3,05	3,08	3,1	3,12	3,15	3,18	3,2	3,3
Плотность жидкости затворения, кг/м <sup>3</sup>	1000	1002	1005	1007	1010	1012	1015	1017	1020	1022
Коэффициент сжимаемости продавочной жидкости	1,01	1,02	1,03	1,04	1,05	1,06	1,07	1,08	1,09	1,10
Среднегодовая температура воздуха, °С	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Время начала схватывания цемента с момента затворения, мин	95	98	100	103	105	107	110	103	105	110
Время на подготовительные и заключительные работы при затворении цемента, мин	5	6	7	8	9	10	5	6	7	8
Приёмистость скважины, м <sup>3</sup> /мин	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1	1,2
Коэффициент потерь жидкости при затворении раствора	1,05	1,06	1,07	1,08	1,09	1,10	1,05	1,06	1,07	1,08

## 6 Ликвидация газонефтеводопроявления при бурении

### 6.1 Ликвидация газонефтеводопроявления по методу «бурильщика»

Расчет процесса ликвидации ГНВП по методу «бурильщика» (двухстадийный метод) выполняются следующим образом [8]:

Высота столба поступившего флюида в КП скважины рассчитывается по формуле:

$$L_{\Phi} = \frac{\Delta V}{S_{\text{КП}}}, \text{ м}, \quad (6.1)$$

где:

$S_{\text{КП}}$  – площадь поперечного сечения КП скважины,  $\text{м}^2$ ;

$\Delta V$  – приращение объема раствора в приёмных ёмкостях за счет поступившего флюида,  $\text{м}^3$ ;

$$\Delta V = (l_{\text{РТ1}} - l_{\text{РН1}}) \cdot S_{\text{ПЕ1}} + (l_{\text{РТ2}} - l_{\text{РН2}}) \cdot S_{\text{ПЕ2}}, \text{ м}^3, \quad (6.2)$$

где:

$l_{\text{РТ1}}$  и  $l_{\text{РТ2}}$  – текущие уровни раствора в ёмкостях 1 и 2, м;

$l_{\text{РН1}}$  и  $l_{\text{РН2}}$  – начальные уровни раствора в ёмкостях 1 и 2, м;

$S_{\text{ПЕ1}}$  и  $S_{\text{ПЕ2}}$  – площадь приёмных ёмкостей 1 и 2,  $\text{м}^2$ .

Плотность поступившего флюида рассчитывается по формуле:

$$\rho_{\Phi} = \rho_{\text{Р}} - \frac{P_{\text{ВЫХ}} - P_{\text{ВХ}}}{0,1 \cdot L_{\Phi}}, \text{ г/см}^3, \quad (6.3)$$

где:

$\rho_{\text{Р}}$  – плотность бурового раствора в скважине,  $\text{г/см}^3$ ;

$P_{\text{ВЫХ}}$  – давление на выходе в закрытой скважине,  $\text{кг/см}^2$ ;

$P_{\text{ВХ}}$  – давление на входе в закрытой скважине,  $\text{кг/см}^2$ .

Заданное давление на забой рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{ЗЗ}} = P_{\text{П}} + \Delta P_{\text{З}}, \text{ кг/см}^2, \quad (6.4)$$

$$P_{\text{П}} = P_{\text{ВХ}} + P_{\text{ГТ}}, \text{ кг/см}^2, \quad (6.5)$$

$$P_{ГР} = 0,1 \cdot \rho_P \cdot L_C, \text{ кг/см}^2, \quad (6.6)$$

где:

$P_{П}$  – пластовое давление, кг/см<sup>2</sup>;

$\Delta P_3$  – диапазон безопасности на снижение забойного давления, кг/см<sup>2</sup>;

$P_{ГТ}$  – гидростатическое давление в бурильных трубах, кг/см<sup>2</sup>;

$L_C$  – глубина скважины, м.

Плотность утяжелённого раствора, необходимая для создания равновесия между пластовым и гидростатическим давлениями на забое скважины рассчитывается по формуле:

$$\rho_{УР} = \frac{P_{ЗЗ}}{0,1 \cdot L_C}, \text{ г/см}^3, \quad (6.7)$$

Давление нагнетания, обеспечивающее поддержание забойного давления, равного заданному, рассчитывается по формуле:

$$P_{ЗЗН} = P_{вх} + \Delta P_{БК} + \Delta P_3, \text{ кг/см}^2, \quad (6.8)$$

$$\Delta P_{БК} = \Delta P_{БТ} + \Delta P_{ТБ} + \Delta P_{Д}, \text{ кг/см}^2, \quad (6.9)$$

$$\Delta P_{БТ} = 10^{-8} \cdot K_{СБТ} \cdot \rho_{РБТ} \cdot Q_{Н} \cdot L_{БТ}, \text{ кг/см}^2, \quad (6.10)$$

где:

$\Delta P_{БК}$  – потери давления в бурильной колонне, кг/см<sup>2</sup>;

$\Delta P_{БТ}$  – потери давления в бурильных трубах (БТ и УБТ), кг/см<sup>2</sup>;

$\Delta P_{ТБ}$  – потери давления в турбобуре, кг/см<sup>2</sup>;

$\Delta P_{Д}$  – потери давления в долоте, кг/см<sup>2</sup>;

$K_{СБТ}$  – коэффициент гидравлических сопротивлений в БТ и УБТ;

$\rho_{РБТ}$  – плотность раствора в БТ и УБТ, г/см<sup>3</sup>;

$Q_{Н}$  – расход насоса на входе в скважину, л/с;

$L_{БТ}$  – длина инструмента в скважине, м.

При роторном бурении  $\Delta P_{ТБ} = 0$ , а при турбинном вычисляется по следующей формуле:

$$\Delta P_{ТБ} = 10^{-8} \cdot K_{ТБ} \cdot \rho_{РБТ} \cdot Q_{Д}^2, \text{ кг/см}^2, \quad (6.11)$$

где:

$K_{\text{ТБ}}$  – коэффициент потерь давления в турбобуре, ( $K_{\text{ТБ}} = 2 \cdot 10^6$ );

$Q_{\text{Д}}$  – расход раствора, подаваемого к долоту, л/с ( $Q_{\text{Д}} = Q_{\text{Н}}$ );

$$\Delta P_{\text{Д}} = \frac{10^{-8} \cdot K_{\text{Д}}}{S_{\text{ПОД}} \cdot \rho_{\text{РБТ}} \cdot Q_{\text{Д}}^2}, \text{ кг/см}^2, \quad (6.12)$$

где:

$K_{\text{Д}}$  – коэффициент гидравлических сопротивлений в долоте ( $K_{\text{Д}} = 0,1-2,5$ );

$S_{\text{ПОД}}$  – суммарное сечение промывочных отверстий долота, м:

$$S_{\text{ПОД}} = 0,785 \cdot d_{\text{ПОД}}^2 \cdot n, \text{ кг/см}^2, \quad (6.13)$$

где:

$d_{\text{ПОД}}$  – диаметр промывочных отверстий долота, м;

$n$  – количество промывочных отверстий долота.

Давление на выходе, обеспечивающее поддержание забойного давления, равного заданному, рассчитывается по формуле [8]:

$$P_{\text{ЗВЫХ}} = P_{\text{ВЫХ}} + \Delta P_{\text{З}}, \text{ кг/см}^2 \quad (6.14)$$

## 6.2 Условие задачи и варианты заданий

*Условие задачи:* определить основные расчётные параметры процесса ликвидации ГНВП при бурении: высоту столба и плотность поступившего флюида в кольцевое пространство скважины, заданное давление на забое, плотность утяжелённого раствора, давление нагнетания, давление на выходе, обеспечивающее поддержание забойного давления, равного заданному.

*Варианты задачи:* решение задачи осуществляется в соответствии с индивидуальным вариантом задания, установленным преподавателем. Варианты заданий приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1

Варианты заданий для расчёта технологических параметров ликвидации ГНВП при бурении

Параметр	Первая цифра варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Глубина скважины, м	1000	1300	1500	1800	2000	2200	2500	2800	3000	3200
Внешний диаметр буровой трубы, мм	60	73	89	102	114	60	73	89	102	114
Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм	127,0	139,7	146,0	168,3	177,8	193,7	219,1	127,0	146,0	168,3
Толщина стенки эксплуатационной колонны, мм	6	7	8	9	6	7	8	9	10	11
Плотность бурового раствора в скважине, кг/м <sup>3</sup>	1100	1105	1110	1115	1120	1125	1130	1135	1140	1145
Давление на выходе в закрытой скважине, атм	5	7	10	12	15	17	20	22	25	30
Давление на входе в закрытой скважине, кг/см <sup>2</sup>	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20

Параметр	Вторая цифра варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Текущий уровень раствора в ёмкости, м	0,6	0,7	0,65	0,7	0,75	0,8	0,85	0,9	1	1,2
Начальный уровень раствора в ёмкости, м	0,5	0,55	0,6	0,65	0,7	0,75	0,8	0,85	0,9	1
Площадь приёмной ёмкости 1, м <sup>2</sup>	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Площадь приёмной ёмкости 2, м <sup>2</sup>	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Диапазон безопасности на снижение забойного давления, кг/см <sup>2</sup>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Потери давления в бурильной колонне, кг/см <sup>2</sup>	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Потери давления в бурильных трубах, кг/см <sup>2</sup>	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Потери давления в турбобуре, кг/см <sup>2</sup>	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
Потери давления в долоте, кг/см <sup>2</sup>	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Басарыгин Ю.М.* Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин: учебник для высших учебных заведений / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. Краснодар: Сов. Кубань, 2002, 584 с.
2. *Зейгман Ю.В.* Справочник нефтяника: справочник / Ю.В. Зейгман, Г.А. Шамаев. Уфа: Башкортостан, 2005, 400 с.
3. *Мищенко И.Т.* Расчёты в добыче нефти: учебное пособие для техникумов / И.Т. Мищенко. М.: Недра, 1989, 245 с.
4. Практические расчеты при текущем и капитальном ремонте скважин: учебное пособие для техникумов / А.Б. Сулейманов, К.А. Карапетов, А.С. Яшин. М.: Недра, 1984, 224 с.
5. Расчеты при капитальном ремонте скважин: учебное пособие для высших учебных заведений / Г.П. Зозуля, В.М. Шенбергер, М.Л. Карнаухов, С.И. Грачев, Г.Т. Герасимов, М.Г. Гейхман. Тюмень: ТюмГНГУ, 2003, 188 с.
6. Справочное пособие по подготовке скважин к капитальному и подземному ремонту (глушение скважин): справочник / С.А. Шадымухамедов, С.В. Буров, С.В. Ларин и др. / ОАО «Юганскнефтегаз». Пермь: ПермГТУ, 2005, 331 с.
7. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи: учебное пособие для вузов / И.Т. Мищенко, В.А. Сахаров, В.Г. Грон, Г.И. Богомольный. М.: Недра, 1984, 272 с.
8. Тренажер-имитатор капитального ремонта скважин АМТ-401: руководство пользователя. СПб.: ЗАО «АМТ», 2010, 145 с.
9. *Щуров В.И.* Технология и техника добычи нефти: учебник для вузов / В.И. Щуров. М.: Недра, 1983, 510 с.
10. *Юрчук А.М.* Расчёты в добыче нефти: учебник для техникумов, 3-е изд., перераб. и доп. / А.М. Юрчук, А.З. Истомин. М.: Недра, 1979, 271 с.

Величины коэффициента безопасности работ

Градиент пластового давления, атм/10м	Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут атм)	Газосодержание продукции м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Коэффициент безопасности в зависимости от глубины		
			до 1200 м	1200-2400 м	более 2400 м
до 0,9	до 0,5	до 100	0,08	0,05	0,05
		100 – 400	0,08	0,05	0,05
		более 400	0,08	0,05	0,05
	0,5 – 2,0	до 100	0,08	0,05	0,05
		100 – 400	0,08	0,05	0,05
		более 400	0,08	0,05	0,05
	более 2,0	до 100	0,08	0,05	0,05
		100-400	0,08	0,05	0,05
		более 400	0,08	0,05	0,05
0,9 – 1,2	до 0,5	до 100	0,08	0,05	0,05
		100 – 400	0,08	0,08	0,05
		более 400	0,08	0,08	0,05
	0,5 – 2,0	до 100	0,08	0,05	0,05
		100 – 400	0,08	0,08	0,05
		более 400	0,08	0,08	0,05
	более 2,0	до 100	0,08	0,05	0,05
		100 – 400	0,10	0,08	0,05
		более 400	0,10	0,10	0,08
более 1,2	до 0,5	до 100	0,10	0,08	0,05
		100 – 400	0,10	0,08	0,05
		более 400	0,10	0,10	0,08
	0,5 – 2,0	до 100	0,10	0,08	0,05
		100 – 400	0,10	0,10	0,05
		более 400	0,10	0,10	0,08
	более 2,0	до 100	0,10	0,08	0,05
		100 – 400	0,10	0,10	0,08
		более 400	0,10	0,10	0,08

Приложение 2  
Таблица 1

Параметры стальных канатов

Диаметр каната, мм	Маркировочная группа по временному сопротивлению разрыва, МПа				
	1400	1600	1700	1800	2000
	Расчетное разрывное усилие каната, кН (не менее)				
10,0	-	47,4	50,4	52,0	56,7
11,5	-	62,6	66,5	68,6	74,8
12,5	-	74,0	78,7	81,1	88,5
13,5	-	92,8	98,6	101,5	110,5
15,0	-	113,5	120,5	124,0	135,5
16,0	-	128,5	136,5	141,0	153,5
17,5	134,0	153,0	152,5	167,5	183,0
18,5	149,0	170,5	181,0	186,5	203,5
19,5	165,5	189,0	201,0	207,0	226,0
21,0	191,0	218,5	232,0	239,0	261,0
22,5	218,0	249,5	265,0	272,5	298,5
26,0	290,0	331,5	352,5	363,0	396,0
28,5	395,5	410,5	436,5	450,0	491,0
30,0	397,5	454,5	482,5	497,5	543,0

Таблица 2

Частота вращения барабана и тяговое усилие на конце талевого каната подъемника ЛПТ-8

Скорость лебёдки	Частота вращения барабана, об/мин	Скорость набегания каната на барабан, м/с	Тяговое усилие каната (при навивке второго ряда), кН
I	44,6	0,98	85,0
II	75,8	1,67	49,4
III	124,2	2,73	30,3
IV	211,0	4,64	17,8
Обратный ход:			
I	67,8	1,49	-
II	188,8	4,15	-

Приложение 3

Таблица 1

Подача и давление насосных агрегатов

Скорость	Шифр насосного агрегата							
	2АН-500		3АН-500		4АН-700			
	при диаметре сменных плунжеров, мм							
	100		115		100		120	
	$Q, 10^3$ см <sup>3</sup> /с	$P,$ МПа	$Q, 10^3$ см <sup>3</sup> /с	$P,$ МПа	$Q, 10^3$ см <sup>3</sup> /с	$P,$ МПа	$Q, 10^3$ см <sup>3</sup> /с	$P,$ МПа
I	5,1	50,3	8,8	50,0	6,3	71,9	9,0	50,0
II	5,92	43,7	12,0	37,0	8,5	52,9	12,3	36,6
III	7,33	35,3	15,8	29,0	12,0	37,4	17,3	26,0
IV	8,92	29,0	20,0	23,0	15,0	29,8	22,0	20,7
V	11,55	22,4	–	–	–	–	–	–
VI	14,95	17,3	–	–	–	–	–	–

Таблица 2

Прочностная характеристика насосно-компрессорных труб

Показатели	Группа прочности стали	Предел текучести, МПа	Условный диаметр труб, мм					
			48	60	73	89	102	114
Страгивающая нагрузка для резьбового соединения НКТ, кН	Д	380	119	208	294	446	459	567
	К	500	156	274	387	585	602	746
	Е	550	171,5	301,5	426	645	664	822
	Л	650	203	356	503	760	782	969
	М	750	234	411	580	877	903	1118
Растягивающая нагрузка, при которой напряжение в НКТ достигает предела текучести, кН	Д	380	211	330	443	639	737	896
	К	500	278	435	583	840	970	1180
	Е	550	306	447	641	925	1068	1297
	Л	650	361	565	758	1092	1261	1534
	М	750	412	652	874	1260	1455	1770
Площадь поперечного сечения тела НКТ, см <sup>2</sup>	–	–	5,56	8,68	11,66	16,70	19,41	23,60
Площадь поперечного сечения канала, см <sup>2</sup>	–	–	12,75	19,87	30,19	45,36	61,62	79,0



## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	3
1 Глушение скважин .....	4
1.1 Расчет требуемой плотности жидкости глушения скважин.....	4
1.2 Расчет необходимого количества компонентов жидкости глушения скважин .....	5
1.3 Расчет необходимого объема жидкости глушения скважин ....	7
1.4 Расчет количества циклов глушения скважины .....	8
1.5 Расчет времени отстоя на осаждение жидкости глушения в скважине .....	8
1.6 Условие задачи и варианты заданий .....	9
2 Спускоподъёмные операции .....	14
2.1 Выбор диаметра каната для оснастки талевого системы .....	14
2.2 Определение числа рядов талевого каната на барабане лебёдки подъёмника .....	15
2.3 Определение скорости подъёма крюка .....	17
2.4 Определение числа труб, поднимаемых на каждой скорости подъёмника .....	17
2.5 Определение времени на спуск и подъём инструмента.....	18
2.6 Условие задачи и варианты заданий .....	20
3 Освоение скважины .....	25
3.1 Возможные способы снижения забойного давления при освоении скважины .....	25
3.1.1 Снижение устьевого давления до нуля.....	25
3.1.2 Снижение плотности жидкости в скважине.....	25
3.1.3 Компрессорный способ .....	26
3.2 Расчет времени притока жидкости из пласта в скважину при свабировании .....	26
3.3 Освоения скважины компрессорным методом.....	27
3.3.1 Прямая закачка (газ закачивается в колонну НКТ) .....	28
3.3.2 Обратная закачка (газ закачивается в кольцевое пространство) .....	30
3.4 Условие задачи и варианты заданий .....	31
4 Обработка призабойной зоны пласта .....	36
4.1 Гидропескоструйная перфорация .....	36

4.2 Гидроразрыв пласта .....	40
4.3 Солянокислотная обработка.....	44
4.4 Условие задачи и варианты заданий .....	50
5 Ремонтно-изоляционные работы .....	55
5.1 Цементирование скважин под давлением.....	55
5.2 Условие задачи и варианты заданий .....	58
6 Ликвидация газонефтеводопроявления при бурении .....	61
6.1 Ликвидация газонефтеводопроявления по методу «бурильщика» .....	61
6.2 Условие задачи и варианты заданий .....	63
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	66
Приложение 1 .....	67
Приложение 2 .....	68
Приложение 3 .....	69
Приложение 4 .....	70