

Областное государственное бюджетное  
профессиональное образовательное учреждение  
«Томский политехнический техникум»  
(ОГБПОУ «ТПТ»)

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ**  
**ПО**  
**ВЫПОЛНЕНИЮ ЛАБОРАТОРНО-**  
**ПРАКТИЧЕСКИХ РАБОТ**  
По учебной дисциплине  
«Бурение нефтяных и газовых скважин»

**ТОМСК 2018**

Методические указания по выполнению лабораторно – практических работ разработаны на основе Федерального государственного образовательного стандарта среднего профессионального образования по специальности 21.02.01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» и программы ОП 12 «Бурение нефтяных и газовых скважин » для специальности 21.02.01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Разработчики:

Т.И.Альмендингер преподаватель ОГБПОУ «ТПТ»

РАССМОТРЕНО  
на заседании  
(ЦМК) специальностей  
нефтегазового направления  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 201\_\_ г.

Протокол № \_\_\_\_\_

Председатель ЦМК

\_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_

СОГЛАСОВАНО  
Зам. директора по УМР  
\_\_\_\_\_ Е.А.Метелькова  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 201\_\_ г.

**Перечень лабораторно – практических работ  
по Учебной дисциплине  
«Бурения нефтяных и газовых скважин»  
специальность 21.02.01**

**«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

<p><b>Раздел 1. Проводка глубоких и сверхглубоких скважин в различных горно – геологических условиях</b></p>	<p><b>Практические занятия</b> 1.Выбор и обоснование буровой установки 2.Выбор и обоснование конструкции скважины 3 Изучение образцов породоразрушающего инструмента 4.Определение степени износа породоразрушающего инструмента 5.Изучение концевых соединений бурильных труб 6. Расчет бурильной колонны на прочность</p>
<p><b>Раздел 2. Технология промывки скважин, буровые растворы</b></p>	<p><b>Лабораторная работа №1</b> Определение основных свойств буровых растворов <b>Лабораторная работа №2</b> Определение реологических свойств буровых растворов <b>Практические занятия</b> 7.Расчет необходимого количества материала для приготовления бурового раствора заданной плотности 8.Расчет основных свойств бурового раствора 9. Расчет гидравлической программы промывки</p>
<p><b>Раздел 3. Осложнения и аварии в процессе бурения</b></p>	<p>10. Расчет кислотной ванны для ликвидации прихвата бурильной колонны 11. Выбор и обоснование ловильного инструмента для ликвидации аварий</p>
<p><b>Раздел 4. Наклонно – направленное бурение</b></p>	<p>12. Расчет профиля наклонно – направленной скважины 13. Графическое построение профиля наклонно – направленной скважины</p>
<p><b>Раздел 6. Заканчивание скважин</b></p>	<p>14. Построение графика совмещенных давлений. 15.Расчет глубины спуска кондуктора. 16. Выбор и обоснование способа цементирования скважины. 17. Расчет гидравлической программы цементирования 18.Выбор способа заканчивания скважины</p>

**Практическая работа № 1**  
2 часа  
**ВЫБОР БУ СОГЛАСНО ГОРНО -ГЕОЛОГИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ**  
**БУРЕНИЯ**

**1.Цель работы**

Приобретение практических навыков определения нагрузок на БУ и выбор БУ согласно горно – геологическим условиям бурения

**2.Обеспечивающие средства**

- 2.1.Методические указания
- 2.2.Калькуляторы
- 2.3.Материалы месторождений

**3. Задание**

- 3.1.Изучить текст к работе
- 3.2.Расчет веса обсадной колонны
- 3.3. Расчет веса бурильной колонны
- 3.4. Обоснование БУ

**4. Требования к отчету**

- 4.1. Номер работы
- 4.2. Расчет
- 4.3. Выбор и обоснование БУ( Буровой установки)

**5.Технология работы**

При разбуривании нового нефтяного или газового месторождения большое значение имеет правильность выбора типа буровых установок, которые для данного района окажутся наиболее экономически выгодными. Прежде всего в зависимости от размеров площади, глубины залегания продуктивных горизонтов, расстояний от источников электроснабжения, перспективности близлежащих структур надо оценить целесообразность электрификации данного района. Первая задача – определение возможности и целесообразности сооружения линий электропередач для применения электрифицированных установок; вторая – выбор класса установок , которые позволят бурить быстрее и дешевле.

Исходные данные при выборе наиболее рационального класса буровой установки- проектная глубина бурения и конструкция скважины. Кроме того, для определения способа транспортировки и монтажа необходимо учитывать рельеф местности, грунтовые условия, ожидаемую скорость бурения.

Задание : Выбрать класс буровой установки для определенных условий.

Исходные данные для выбора БУ

№	Глубина скважин ы, м	Конструкция скважины			Глубина спуска ОК	
		кондуктор	Промежут. колонна	Эксплуата ц. Колонна	Кондуктор ,м	Промежу т. Колонна,

		Ø,м м	Вес 1м. п, Н/м	Ø,м м	Вес 1м.п,Н\ м	Ø,м м	Вес 1м.п Н\М		М
1	2500	340	100 0	245	590	146	320	450	1200
2	2550	245	750			146	320	875	
3	2600	340	100 0	245	590	146	320	500	1250
4	2650	245	750			146	320	900	
5	2700	340	100 0	245	590	146	320	550	1300
6	2750	245	750			146	320	845	
7	2800	340	100 0	245	590	146	320	555	1350
8	2850	245	750			146	320	789	
9	2900	340	100 0	245	590	146	320	456	1400
1 0	3050	245	750			146	320	765	
1 1	3100	340	100 0	245	590	146	320	400	1500
1 2	3150	245	750			146	320	880	

Дополнительные данные для всех вариантов .Глубина спуска эксплуатационной колонны равна глубине скважины. Бурильные трубы 127 мм, толщина стенки БТ  $\sigma = 9$  мм, вес одного погонного метра тубы  $g_{\text{бт}} = 279$  Н/м; УБТ диаметром 178мм , всего УБТ 200 м,  $g_{\text{убт}} = 1450$ Н\м.

**Пример:** Выбрать класс буровой установки для бурения скважины глубиной  $L = 3000$ м. Конструкция скважины: кондуктор диаметром 340мм при толщине стенки 11мм, вес 1м. кондуктора 1000Н\М, промежуточная колонна диаметром 245, толщина стенки 9,5 мм, вес 1м = 590Н/м. Эксплуатационная колонна диаметром 146 мм, вес1м = 320 Н/м. глубина спуска кондуктора  $l_k = 400$ м,  $l_p = 2200$ м, эксплуатационной колонны  $l_э = 3000$ м.

Для бурения скважин до проектной глубины применяются бурильные трубы 127 мм, толщина стенки БТ  $\sigma = 9$  мм, вес одного погонного метра тубы  $g_{\text{бт}} = 279$  Н/м; УБТ диаметром 178мм , всего УБТ 200 м,  $g_{\text{убт}} = 1450$ Н\м.

**Решение:**

При этих условиях вес кондуктора

$$G_k = l_k * g_k = 400 * 1000 = 0,4 \text{ МН}$$

Вес промежуточной колонны

$$G_p = l_p * g_p = 2200 * 590 = 1,3 \text{ МН}$$

Вес эксплуатационной колонны

$$G_{\text{э}} = l_{\text{э}} * g_{\text{э}} = 3000 * 320 = 0,96 \text{ МН}$$

Вес бурильных труб

$$G_{\text{бт}} = l_{\text{бт}} * g_{\text{бт}} = 2800 * 276 = 0,77 \text{ МН}$$

Вес утяжеленных бурильных труб( УБТ)

$$G_{\text{убт}} = l_{\text{убт}} * g_{\text{убт}} = 200 * 1450 = 0,29 \text{ МН}$$

Вес бурильной колонны с УБТ

$$G_{\text{бк}} = G_{\text{бт}} + G_{\text{убт}} = 0,77 + 0,29 = 1,06 \text{ МН}$$

Таким образом, наибольшую нагрузку будет испытывать установка при спуске промежуточной колонны, а вес бурильной колонны составит 1,06 МН. Для этой глубины при роторном бурении разрывная прочность бурильных труб должна быть не менее

$$R_{\text{бт}} = k_3 * G_{\text{бк}} = 1,5 * 1,06 = 1,59 \text{ МН}$$

$$k_3 \text{ - коэффициент запаса} = 1,5$$

Для бурильных труб разрывная прочность 1,56 МН. Этим требованиям по допустимой нагрузке на крюке удовлетворяет буровая установка пятого класса по ГОСТ 16293-82 с допустимой нагрузкой на крюке 2 МН или 200т. В соответствии с ГОСТом нагрузка от веса бурильной колонны допускается не более 0,6 разрывной прочности, т.е.  $0,6 * 2 = 1,2 \text{ МН}$ . Так в нашем случае  $G_{\text{бк}} = 1,06 \text{ МН}$ , то выбранная установка удовлетворяет этим требованиям.

## **Практическая работа № 2**

2 часа

### **Выбор и обоснование конструкции скважины**

#### **1. Цель работы**

Приобретение практических навыков выбора конструкции эксплуатационного забоя

#### **2. Обеспечивающие средства**

- 2.1. Методические указания
- 2.2. Калькуляторы
- 2.3. Материалы месторождений

#### **3. Задание**

- 3.1. Изучить текст к работе
- 3.2. Определить особенности геологического строения разреза по данным горно – геологических условий бурения ( материалы месторождений для каждого студента).
- 3.3. Определить устойчивость пород призабойной зоны.

#### **4. Требования к отчету**

- 4.1. Номер работы
- 4.2. Данные по месторождению ( горно – геологические условия бурения)
- 4.3. Особенности геологического строения разреза по данным горно – геологических условий бурения

4.4. Расчет устойчивости коллектора по формуле 1.

4.5. Выбор эксплуатационного забоя .

## 5.Технология работы

### 5.1. Текст к работе

Конструкция скважин определяет размеры обсадных колонн, их количество, диаметр ствола под каждую колонну, высоты подъема цементного раствора за колоннами. Конструкция должна обеспечивать строительство скважины до проектной отметки, надежное разобщение пластов, прочность и долговечность скважины как сооружения, проектных режимов эксплуатации, экологическую безопасность при сооружении и эксплуатации. Под конструкцией эксплуатационного забоя понимается конструкция низа эксплуатационной колонны в районе продуктивного пласта. Каждая конструкция забоя характеризуется определенными параметрами, которые обуславливают режим эксплуатации залежи с учётом физико-механической характеристики пород коллектора, их фильтрационных свойств и геолого-технических условий залегания продуктивного пласта. К главным факторам, определяющим не только конструкцию забоя, но и её конкретный вид, относятся: тип коллектора и степень его однородности, степень устойчивости пород призабойной зоны, наличие или отсутствие близко расположенных к продуктивному объекту напорных горизонтов, подошвенных вод или газовой шапки; проницаемость пород продуктивного пласта, а также проектного способа эксплуатации. При разработке конструкции скважины необходимо принять во внимание следующие особенности геологического строения разреза:

- 1.1. Наличие газонасыщенных пластов в разрезе;
- 1.2. Наличие аномально высоких пластовых давлений;
- 1.3. Наличие многолетнемерзлые породы;
- 1.4. Интервал осыпей и обвалов стенок скважины ;
- 1.5.Кровля продуктивного горизонта ;
- 1.6. Проектная глубина скважины по вертикали .

**5.2.**Определить особенности геологического строения разреза по данным горно – геологических условий бурения.

**Пример : Федоровское месторождение Тюменской области.**

1. Газонасыщенных пластов в разрезе нет;
2. Аномально высоких пластовых давлений нет;
3. Многолетнемерзлые породы отсутствуют;
4. Интенсивные осыпи и обвалы стенок скважины происходят в интервале 0-690 метров;
- 5.Кровля продуктивного горизонта  $K_1(BC_{16-18})$  - 2570 м;
6. Проектная глубина скважины по вертикали - 2644 м.

**5.3. Определение устойчивости пород призабойной зоны**

$$\sigma_{сж} \geq 2 \left[ \frac{\mu}{1-\mu} \cdot \left( 10^{-6} \gamma_{ГП} \cdot H - P_{ПГ} \right) + \left( P_{ПГ} - P_3 \right) \right] \quad (1)$$

где  $\tilde{\nu}$  коэффициент Пуассона;

$\rho_{\text{гп}}$  удельный вес горной породы, Н/м<sup>3</sup>;

$H$  – расстояние от устья до кровли продуктивного пласта, м;

$P_{\text{пл}}$  – пластовое давление, МПа.  $P_{\text{пл}} = \Delta P_{\text{ср. в.зв.}} \cdot H$ ;  $\Delta P_{\text{ср. в.зв.}} = (\Delta P_1 \cdot \Delta H_1 + \Delta P_2 \cdot \Delta H_2 + \Delta P_3 \cdot \Delta H_3 + \Delta P_4 \cdot \Delta H_4) / H$ ;

$\Delta P_i$  – градиент пластового давления на  $i$  – ой глубине, МПа/м;

$\Delta H_i$  – разность глубин, м;

$P_3$  – давление столба пластовой жидкости на забой скважины при эксплуатации, МПа.  $P_3 = (H - h_{\text{норм.}}) \cdot \rho_{\text{н}} \cdot g$ ,  $h_{\text{норм.}} = 2/3H$ .

$\sigma_{\text{сж}}$  – предел прочности горных пород при одноосном сжатии, МПа.

**Пример расчета Федоровское месторождение Тюменской области**

Для песчаника  $\tilde{\nu} = 0,30$ ,  $\sigma_{\text{сж}} = 30,0$  МПа (материалы месторождений)

$P_{\text{пл}} = 2644 \cdot 0,0098 = 25,91$  МПа.

$P_3 = (2644 - 2/3 \cdot 2644) \cdot 831 \cdot 9,8 = 7,18$  МПа.

$\sigma_{\text{расч.}} = 2 \cdot ((0,30/1 - 0,30) \cdot (10^{-6} \cdot 22000 \cdot 2570 - 25,91) + (25,91 - 7,18)) = 63,71$  МПа;

$\sigma_{\text{сж.}} = 30,0$  МПа  $\leq \sigma_{\text{расч.}} = 63,71$  МПа, следовательно, коллектор неустойчивый.

Расчётное значение устойчивости коллектора в два раза превышает предела прочности песчаника, что соответственно влияет на конструкцию эксплуатационного забоя. Исходя из данных по возможным осложнениям, по геологическому строению скважины можно сделать следующий вывод: коллектор непрочный, неоднородный.

Принятый способ эксплуатации продуктивных пластов – отдельный. Следовательно, эксплуатационный забой будет закрытый.

### Практическая работа № 3

2 часа

## ИЗУЧЕНИЕ ОБРАЗЦОВ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА

### 1. Цель работы

Приобретение практических навыков определения типа ПРИ

### 2. Обеспечивающие средства

2.1. ПРИ ( долота) различных типов.

### 3. Задание

3.1. Изучить образцы долот, определить их тип.

3.2. Заполнить таблицу .

### 4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Таблица

### 5. Технология работы

5.1. Выполнить задание в соответствии с заданием.

Этапы выполнения :

1. Группу разделить на 4 подгруппы. Каждая подгруппа изучает предложенные типы ПРИ.



## 2. Заполнение таблицы по каждому типу ПРИ

Тип ПРИ	Область применения	Достоинства	Недостатки
Шарошечные долота			
Лопастные долота			
Долота ИСМ или БИТ			
Бурголовки			

3. Выбрать тип долота при следующих условиях по вариантам. Нужно сделать презентацию( рекламу) этого типа долота.

Вариант	Страт. подразделение ( свита)	Кол-во долот		Время бурения		Интервал бурения	
		1	2	1	2	1	2
1	Покурская	8	18	110	100	550	400
2	Тюменская	10	20	95	90	450	324
3	Покурская	12	22	115	105	560	390
4	Тюменская	14	24	100	95	460	314
5	Покурская	6	16	120	110	570	380

### Дополнительные данные

Цена долота(  $C_d$  ): 190 000 рублей

Продолжительность СПО (  $t_{СПО} + t_{ВСП}$  ): 7 часов

Стоимость 1 часа работы буровой (  $C_b$  ) : 29000 руб/ч

**Пример** : Результаты бурения одного из стратиграфических подразделений следующие

( суммарные по всем скважинам):

1. Общее число израсходованных долот 1 – типа (  $n_1 = 12$ ), 2 – типа (  $n_2 = 22$ )
2. Пробурено долотами 1 типа (  $H_1 = 314$  м), 2 – типа (  $H_2 = 300$  м)
3. Общее время бурения долота 1 типа (  $T_1 = 116,65$  ч), 2 типа (  $T_2 = 93,75$  ч).

Эти суммарные показатели взяты после проверки совокупности проходок на наличие дефектных данных и исключения их.

**Решение. Определяем средние показатели на одно долото.**

#### 1. Проходка на долото:

1 – го типа  $h_1 = H_1/n_1 = 314/12 = 26,2$  м;

2 – го типа  $h_2 = H_2/n_2 = 300/22 = 13,64$  м;

### 2. Стойкость долота:

1 – го типа  $t_1 = (T_1/H_1) \cdot h_1 = (116,65/314) \cdot 26,2 = 9,73$  ч

2 – го типа  $t_2 = (T_2/H_2) \cdot h_2 = (93,75/300) \cdot 13,64 = 4,26$  ч

### 3. Механическая скорость бурения долотом

1 – го типа  $V_{\text{мех } 1} = H_1/T_1 = 314/116,65 = 2,69$  м/ч

2 – го типа  $V_{\text{мех } 2} = H_2/T_2 = 300/93,75 = 3,2$  м/ч

В связи с тем, что  $h_1 > h_2$ ;  $t_1 > t_2$ , а  $V_{\text{мех } 1} < V_{\text{мех } 2}$ , определяем эксплуатационные затраты на 1 м проходки в рассматриваемых условиях. Дополнительные данные : цена долот 1 – го типа и 2 – го типа одинакова и составляет  $C_d = 190$  руб. Продолжительность СПО для данного интервала глубин, отнесенная к рейсу долота с учетом вспомогательных операций составляет  $t_{\text{СПО}} + t_{\text{всп}}$  составляет 7 часов. Стоимость 1 часа работы буровой установки по затратам, зависящих от времени её работы, составляет  $C_b = 29$  руб/ч

### 4. Величина эксплуатационных затрат на 1 метр проходки долотом

$$C = [C_b (t + t_{\text{СПО}} + t_{\text{всп}}) + C_d] / h, \quad (1)$$

Где  $C_b$  – стоимость 1 ч работы буровой установки по затратам, зависящим от времени;  $t$  – стойкость долот;  $t_{\text{СПО}}$  – продолжительность СПО,  $t_{\text{всп}}$  – продолжительность вспомогательных работ;  $C_d$  – стоимость долота;  $h$  – проходка на долото.

Подставляем данные в формулу( 1) и получаем

для долот 1 – го типа  $C_1 = 29 \cdot (9,73 + 7) + 190 / 26,2 = 25,77$  руб.

для долот 2 – го типа  $C_2 = 29 \cdot (4,26 + 7) + 190 / 13,64 = 37,87$  руб.

**ВЫВОД:** Так как  $C_1 < C_2$  ( $25,77 < 37,87$ ), то для разбуривания данного стратиграфического подразделения принимаем долота 1 – го типа.

## Практическая работа № 4

2 часа

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИЗНОСА ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА

#### 1. Цель работы

Приобретение практических навыков определения износа ПРИ

#### 2. Обеспечивающие средства

2.1. ПРИ ( долота) различных типов.

2.2. Измерительные инструменты ( кольцевой шаблон, линейка).

2.3. Кодировка износа долот.

#### 3. Задание

3.1. Изучить образцы долот, определить их тип.

3.2. Изучить кодировку износа долот

3.3. Проверить пригодность долот к работе.

## **4. Требования к отчету**

- 4.1. Номер работы
- 4.2. Характеристика образцов буровых долот
- 4.3. Определить кодировку износа и пригодность буровых долот к бурению

## **5. Технология работы**

- 5.1. Выполнить задание в соответствии с заданием.
- 5.2. Ответить на контрольные вопросы. (устно).

## **6. Контрольные вопросы**

- 6.1. Как классифицируются долота назначению
- 6.2. Виды опор шарошек долота
- 6.3. Дайте расшифровку долота III 215,9 СГНУ
- 6.4. По каким основным параметрам определяется износ шарошечного долота.

## **7. Указания по износу**

### **7.1 Оценка износа долот**

Оценка износа долота производится после каждого подъема на поверхность. При этом предварительная оценка производится до отворота долота, окончательная – после отворота долота и его очистки.

Целями оценки износа долот являются:

- определение пригодности долота для дальнейшего применения
- определение пригодности долота к реставрации
- выбор объекта, на котором конкретное долото может быть использовано в дальнейшем
- анализ динамики износа инструмента с целью оптимизации конструкции долот

### **7.2 Оценка износа долот с фиксированными резцами (PDC) по IADC**

Целью системы IADC для оценки отработанных долот с фиксированными резцами - PDC – является стандартизация описания отработанных долот для записи их физического состояния, и для использования этих данных в разработке новых, улучшенных конструкций долот и для оптимизации правил их отработки.

Износ фиксированных резцов измеряется поперёк алмазного стола, независимо от формы, размера и выступания резца. Он измеряется по 8-бальной шкале от 0 до 8. Система оценки подразумевает, что износ увеличивается с увеличением цифр - 0 нет износа – 8 полный износ.

Например, оценка 4 говорит нам, что резец изношен на 50%.

Резцы по поверхности долота делятся на 2 группы – «внутренние» 2/3 радиуса долота и «наружные» - внешние 1/3 радиуса долота.

Оценка состояния режущей структуры долота производится по 4 подгруппам–

- Внутренние ряды - (1)
- Наружные ряды - (2)
- Характер износа режущей структуры – (3)
- Местоположение основного износа - (4)

### **Внутренних ряды (I-inner)**

Методика оценки износа единичных режущих элементов одинаков как для долот PDC, так и для долот, армированных натуральными алмазами. Для получения среднего износа резцов по внутренним рядам цифры, полученные от замера индивидуального износа N резцов, расположенных в этой зоне, суммируются и результат делится на количество резцов –

### **Наружные ряды (O-outer)**

Аналогичные операции проводятся для резцов, расположенных в зоне наружных рядов. Оба результата заносятся в графы «1 и 2» таблицы оценки износа долот.

**Замечание:** для эксцентричных долот вся пилотная секция относится к «внутренним рядам». Степень износа резцов для этих долот оценивается как для нормальных долот PDC.

Степень износа резцов

### **распределение внутренней и наружной зон на долотах PDC**

Код Описание Код Описание

BF Разрушение слоя пайки алмазов DL Расслоение резцов

LN Потеря насадки RR В рабочем состоянии

BT Сломанные Зубки /Резцы ER Эрозия

LT Потеря резцов WO Размыв корпуса

BU Зашламование долота HC Перегрев Тв/сплава

NR Не подлежит дальнейшей работе WT Износ резцов

CR Кернование JD Работа по металлу

PN Забойка насадок или промывочных каналов NO Нет износа

CT Дробление/сколы резцов LM Потеря части матричного корпуса

RO Кольцевой износ

### **Местоположение (область износа)**

Буквенный или цифровой код используются, чтобы указать местоположение на режущей поверхности долота, где отмечен основной износ, записанный в графе «3». Это могут быть - С- внутренний конус; N- нос; Т-наружный конус; S-плечо; G-калибрующие; А-вся поверхность; М-средние ряды и Н-обратный конус.

### **Оценка состояния калибрующих венцов и потери диаметра долота (G-gauge – графа «6»)**

Шестая графа используется для записи состояния калибрующих систем долота /касающихся стенок скважины/ и величины потери диаметра долота после

отработки. Для долот PDC, импрегнированных и алмазных он замеряется с помощью номинальных /по стандарту API/ калибровочных колец. Код "I" (допускается использовать «IN» для того, что бы не спутать с единицей) показывает, что долото сохранило номинальный диаметр. Потери диаметра долот

измеряются в 1/16” дюйма. Если долото потеряло в диаметре 1/16 дюйма, впишите цифру “1.”, если потеря 1/8” (2/16”) дюйма – цифру “2.” и т.д. Округлите

цифру износа диаметра до ближайшей 1/16. дюйма. Измерения проводятся по калибрующим рядам, ближайшим к наружному диаметру долота. При кодировании износа для внутренней отчетности ООО НПП «Буринтех» допускается в графе «б» указывать износ в миллиметрах, с шагом 0,25 мм с обязательным обозначением «мм» после цифрового обозначения.

#### **Таблица соответствия обозначений износу в миллиметрах**

*доли значение*

I (IN)	0/16	0,000	0
1	1/16	0,063	1,59
2	2/16	0,125	3,18
3	3/16	0,188	4,76
4	4/16	0,250	6,35
5	5/16	0,313	7,94
6	6/16	0,375	9,53
7	7/16	0,438	11,11
8	8/16	0,500	12,70
9	9/16	0,563	14,29
10	10/16	0,625	15,88
11	11/16	0,688	17,46
12	12/16	0,750	19,05
13	13/16	0,813	20,64
14	14/16	0,875	22,23
15	15/16	0,938	23,81
16	16/16	1,000	25,40

*Износ в дюймах Обозначение Износ в миллиметрах*

**Примеры износа долот**

*RO – кольцевой износ*

*WO – размыв корпуса*

*BT – слом резца*

*ER – Эрозия*

*ER – Эрозия корпуса*

*RR - Не подлежит дальнейшей работе*

*WT – износ резцов*

*LT – потеря резцов*

*CR – кернение долота*

### **Практическая работа № 5**

2 часа

## **ИЗУЧЕНИЕ КОНСТРУКЦИИ КОНЦЕВЫХ ЧАСТЕЙ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ**

### **1.Цель работы**

Приобретение практических навыков для выбора БК при различных условиях и задачах бурения

### **2.Обеспечивающие средства**

2.1.Методические указания

- 2.2. Отрезки концевых частей бурильных труб различных конструкций
- 2.3. Компьютерная программа «Выбор БК»

### **3. Задание**

- 3.1. Изучить типы БК ,
- 3.2. По отрезкам труб определить к какой части трубы относятся ( концевая часть или тело трубы)

### **4. Требования к отчету**

- 4.1. Номер работы
- 4.2. Конспект основные типы БК и концевые соединения труб
- 4.3. Результат определения по образцам

### **5. Технология работы**

- 5.1. Изучить основные типы БК сделать конспект в тетради
- 5.2. Изучить концевые соединения, перечислить в тетради их виды.
- 5.3. Группу разделить на 4 подгруппы. ( работа по образцам)

## **Практическая работа № 6**

2 часа

### **РАСЧЕТ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ НА ПРОЧНОСТЬ**

#### **1. Цель работы**

Приобретение практических навыков для расчета бурильной колонны на прочность при турбинном бурении

#### **2. Обеспечивающие средства**

- 2.1. Калькулятор
- 2.2. Методические указания

#### **3. Литература**

- 3.1. Вадецкий «Бурение нефтяных и газовых скважин»
- 4.1. Изучить общие рекомендации по расчету УБТ
- 4.2. Изучить общие рекомендации по расчету бурильных колонн при бурении забойными двигателями.
- 4.3. Рассчитать бурильную колонну при турбинном бурении

#### **5. Требования к отчету**

- 5.1. Номер работы
- 5.2. Таблица данных
- 5.3. Расчет по формулам

#### **6. Технология работы**

- 6.1. Выполнить задание в соответствии с заданием.
- 6.2. Ответить на контрольные вопросы.( устно).

#### **7. Контрольные вопросы**

- 7.1. ТБПВ

7.2. Назначение ведущей трубы

7.3. Назначение УБТ

7.4. Недостатки ЛБТ

## **8. Методические указания для выполнения практической работы**

8.1 Данные для выполнения работы:

Глубина скважины ,м ( по горно – геологическим условиям бурения, по практической работе № 2);

Условия бурения нормальные;

Диаметр бурильных труб : 140 мм; 127мм; 114мм.

Толщина стенки трубы : 8мм ; 7 мм ; 7 мм.

Плотность бурового раствора: 1.14 г/см<sup>3</sup>; 1,13 г/см<sup>3</sup>; 1.12 г/см<sup>3</sup>.

8.2. Рассчитать допустимую глубину спуска бурильных труб по формуле 20 стр. 64.

8.3. По таблице 24 стр. 50 – 55 находим предельную нагрузку и делим на 1,3 – для нормальных условий бурения.

8.4. Определяем длину второй секции по формуле 24 стр. 65.

8.5. Находим общую длину колонны  $L = l_{\text{доп}} + l_{2+} + l_{\text{УБТ}}$ ,

8.6. По глубине скважины выбираем сколько труб необходимо допустить для условий бурения.

### **Лабораторная работа № 1**

2 часа

## **ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**

### ***1. Цель и содержание работы:***

Знакомство с основными параметрами глинистых растворов, изучение приборов и методики определения основных параметров глинистых растворов: плотности, водоотдачи, толщины глинистой корочки, содержание песка, стабильности, условной вязкости, статического напряжения сдвига, коллоидальности и суточного отстоя.

### ***2. Методическое обеспечение***

*Приборы и материалы:* приборы для определения свойств глинистых растворов, глинистый раствор.

### ***3. Порядок выполнения работы***

1. Знакомство в теоретической части с основными параметрами буровых растворов, с приборами и методикой их определения.

2. Проведение работы (определение основных параметров раствора).

3. Написание и индивидуальная защита отчета.

По каждому параметру дать определение (понятие параметра) и отметить его влияние на качество, экономичность и безаварийность буровых работ.

1. Определение **плотности** глинистого раствора -  $\rho$ , г/см<sup>3</sup>, кг / м<sup>3</sup>

Схема прибора **АБР-1** (зарисовать схематично). Порядок работы (описать). Результаты измерений (занести в таблицу):

Плотность воды, $\rho_{в}$ , г/см <sup>3</sup>	Поправка плотности воды, $\rho_{в}$ , г/см <sup>3</sup>	Плотность раствора, $\rho_{р}$ , г/см <sup>3</sup> (измеренное)	Плотность раствора, $\rho_{р}$ , г/см <sup>3</sup> (с учетом поправки)

2. Определение **водоотдачи** глинистого раствора -  $V$ , см<sup>3</sup>/30 мин.

Схема прибора **ВМ-6** (зарисовать схематично). Порядок работы (описать). Результаты измерений (занести в таблицу):

Показания прибора (см <sup>3</sup> ) через:			Водоотдач а, $V$ , см <sup>3</sup> /30 мин
3 мин	7,5 мин	10 мин	

3. Определение **толщины** глинистой корочки -  $K$ , мм.

$K =$  \_\_\_\_\_ мм.

4. Определение **процентного содержания песка** и недиспергированных частиц в растворе -  $\Pi$ , %

Схема прибора **ОМ-2** (зарисовать схематично). Порядок работы (описать). Результаты измерений (занести в таблицу):

Показание шкалы, см	Содержание песка $\Pi$ , %

5. Определение **стабильности** глинистого раствора -  $C$ , г/см<sup>3</sup>.

Схема прибора **ЦС-2** (зарисовать схематично). Порядок работы (описать). Результаты измерений (занести в таблицу):

Плотность раствора верхней части $\rho_{в}$ , г/см <sup>3</sup>	Плотность раствора нижней части $\rho_{н}$ , г/см <sup>3</sup>	Стабильность $C = \rho_{н} - \rho_{в}$ , г/см <sup>3</sup>



## Лабораторная работа № 2

2 часа

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

#### 1. Цель и содержание работы:

знакомство с основными параметрами глинистых растворов, изучение приборов и методики определения основных параметров глинистых растворов: плотности, водоотдачи, толщины глинистой корочки, содержание песка, стабильности, условной вязкости, статического напряжения сдвига, коллоидальности и суточного отстоя.

#### 2. Методическое обеспечение

*Приборы и материалы:* приборы для определения свойств глинистых растворов, глинистый раствор.

#### 3. Порядок выполнения работы

1. Знакомство в теоретической части с основными параметрами буровых растворов, с приборами и методикой их определения.

2. Проведение работы (определение основных параметров раствора).

3. Написание и индивидуальная защита отчета.

По каждому параметру дать определение (понятие параметра) и отметить его влияние на качество, экономичность и безаварийность буровых работ.

б. *Определение условной вязкости глинистого раствора* -  $T$ , с.

Схема прибора **ВБР-1** (зарисовать схематично). Порядок работы (описать). Результаты измерений (занести в таблицу):

Водное число, $T_v$ , с	Поправка, с	Вязкость раствора $T$ , с (измеренная)	Вязкость раствора $T$ , с (с учетом поправки)

7. *Определение статического напряжения сдвига* -  $Q_{1,10}$ , Па

Схема прибора **СНС-2**. (зарисовать схематично). Порядок работы (описать). Результаты измерений (занести в таблицу):

Время покоя, мин	Угол закручивания нити $f$ , град				$K$ , Па/град	$Q$ , Па
	$f_1$	$f_2$	$f_3$	$f_{cp}$		
1						
10						

Заключение. По значениям измеренных параметров делается вывод о качестве глинистого раствора и указывается, в каких условиях он может быть эффективно применен.

### Практическая работа №7

2 часа

## РАСЧЕТ НЕОБХОДИМОГО КОЛИЧЕСТВА МАТЕРИАЛА ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА ЗАДАННОЙ ПЛОТНОСТИ

### 1. Цель работы

Научиться готовить исходный глинистый раствор с заданными значениями плотности и осуществлять регулировку данного показателя до требуемой величины путем разбавления или добавления дисперсной фазы.

### 2. Теоретическая часть

1. Расчет количества глины и воды для приготовления  $1\text{ м}^3$  глинистого раствора заданной плотности.

Масса глины  $m_г$  и масса воды  $m_в$  (в кг)

$$m_г = \frac{\rho_г (\rho - \rho_в)}{\rho_г - \rho_в (1 - n + n \rho \cdot 10^{-3})}; \quad (1)$$

3

$$m_в = V_в \rho_в; \quad (2)$$

Объем глины и воды  $V_г, V_в$  (в  $\text{м}^3$ )

$$V_г = \frac{m_г (1 - n + n \rho \cdot 10^{-3})}{\rho_г}; \quad (3)$$

$$V_в = 1 - V_г; \quad (4)$$

где  $\rho_г, \rho, \rho_в$  - плотность глины, глинистого раствора и воды,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  $n$  - влажность глины в долях единицы.

*Примечание:* для практических расчетов принимают

$$\rho_г = 2600 - 2700 \text{ кг}/\text{м}^3;$$

$$n = 0.05 - 0.1 \text{ (соответственно при влажности глины } 5 - 10$$

%)

Пример 1

$$\begin{aligned} \text{Дано: } \rho_2 &= 2650 \text{ кг/м}^3; \\ n &= 0.075; \\ \rho &= 1100 \text{ кг/м}^3. \end{aligned}$$

$$\text{Найти: } m_2, m_6, V_2, V_6 = ?$$

*Решение:*

По формуле (1, 2, 3, 4) вычисляем необходимую массу и объем глины и воды для получения глинистого раствора плотностью 1100 кг/м<sup>3</sup>

$$m_2 = \frac{2650 \cdot (1100 - 1000)}{2650 - 1000 \cdot (1 - 0.075 + 0.075 \cdot 2650 \cdot 10^{-3})} = 173.6 \text{ кг.}$$

$$V_2 = \frac{173.6 \cdot (1 - 0.075 + 0.075 \cdot 2650 \cdot 10^{-3})}{2650} = 0.074 \text{ м}^3$$

$$V_6 = 1 - 0.074 = 0.926 \text{ м}^3$$

$$m_6 = 0.926 \cdot 1000 = 926 \text{ кг}$$

2. Расчет массы глины или утяжелителя ( $m_{\text{дз}}$ , кг), добавляемых к исходному глинистому раствору для увеличения его плотности до требуемой величины

$$m_{\text{дз}} = \frac{V_p \cdot \rho_2 \cdot (\rho_{\text{тп}} - \rho_u)}{\rho_2 - \rho_{\text{тп}} \cdot (1 - n + n \rho_2 \cdot 10^{-3})}; \quad (5)$$

где  $\rho_u, \rho_{\text{тп}}$  - плотность исходного глинистого раствора и требуемая плотность, кг/м<sup>3</sup>;  $V_p$  - объем исходного глинистого раствора, м<sup>3</sup>.

Пример 2

$$\begin{aligned} \text{Дано: } \rho_2 &= 2650 \text{ кг/м}^3; \\ \rho_{\text{тп}} &= 1300 \text{ кг/м}^3; \\ \rho_u &= 1100 \text{ кг/м}^3; \\ n &= 0.075; \\ V_p &= 2.0 \text{ м}^3. \end{aligned}$$

$$\text{Найти: } m_{\text{дз}} = ?$$

*Решение:*

По формуле (5) вычисляем массу глины или утяжелителя необходимую для увеличения плотности глинистого раствора до 1300 кг/м<sup>3</sup>

$$m_{\text{дз}} = \frac{2.0 \cdot 2650 (1300 - 1100)}{2650 - 1300 (1 - 0.075 + 0.075 \cdot 2650 \cdot 10^{-3})} = 891.4 \text{ кг}$$

3. Расчет объема добавляемого глинистого раствора большей плотности ( $V_{дрб}$ ,  $m^3$ ) требуемого для увеличения плотности исходного раствора

$$V_{дрб} = \frac{V_p (\rho_{тп} - \rho_u)}{\rho_{др} - \rho_{тп}}, \quad (6)$$

где  $\rho_{др}$  - плотность добавляемого глинистого раствора ( $кг/м^3$ ).

Пример 3

<p><u>Дано:</u> <math>\rho_{др} = 1300 \text{ кг/м}^3</math>;  <math>\rho_u = 1100 \text{ кг/м}^3</math>;  <math>\rho_{тп} = 1150 \text{ кг/м}^3</math>;  <math>V_p = 2.0 \text{ м}^3</math>.</p>	<p><u>Найти:</u> <math>V_{дрб} = ?</math></p>
---	---

Решение:

По формуле (6) вычисляем объема добавляемого глинистого раствора плотностью  $1300 \text{ кг/м}^3$  требуемого для увеличения плотности исходного раствора до  $1500 \text{ кг/м}^3$

$$V_{дрб} = \frac{2.0 \cdot (1150 - 1100)}{1300 - 1150} = 0.667 \text{ м}^3$$

4. Расчет объема воды или глинистого раствора меньшей плотности ( $V_{дв}$ ,  $m^3$ ), добавляемых в исходный глинистый раствор для снижения его плотности до требуемой величины

$$V_{дв} = \frac{V_p (\rho_u - \rho_{тп})}{\rho_{тп} - \rho_{дв}}, \quad (7)$$

где  $\rho_{дв}$  - плотность добавляемой воды или глинистого раствора меньшей плотности,  $кг/м^3$ .

Пример 4

<p><u>Дано:</u> <math>\rho_u = 1200 \text{ кг/м}^3</math>;  <math>\rho_{тп} = 1150 \text{ кг/м}^3</math>;  <math>V_p = 3.0 \text{ м}^3</math>.</p>	<p><u>Найти:</u> <math>V_{дв} = ?</math></p>
--	--

Решение:

По формуле (7) вычисляем объем воды требуемый для уменьшения плотности исходного раствора до  $1200 \text{ кг/м}^3$

$$V_{дв} = \frac{3.0 \cdot (1200 - 1150)}{1150 - 1000} = 1.0 \text{ м}^3$$

4. Экспериментальная часть

#### 4.1. Приборы, принадлежности и материалы

При выполнении лабораторной работы используются: ареометр буровых растворов АБР-1; смесительная установка “Воронеж”; технические весы с разновесами; тахометр; микрокалькуляторы; мерный цилиндр на 500 мл; глинопорошок; техническая вода.

#### 4.2. Порядок выполнения лабораторной работы

Для выполнения лабораторной работы подгруппа студентов разбивается на две бригады, каждая из которых выполняет индивидуальное задание. При выполнении задания необходимо руководствоваться изложенной выше методикой.

#### 4.3. Задание

Объем приготавливаемого раствора  $0,4 \text{ л} = 0,4 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$

$\rho_2 = 2650 \text{ кг/м}^3$

$n = 0,06$

Бригада I

1. Приготовить исходный глинистый раствор плотностью  $\rho = 1030 \text{ кг/м}^3$
2. Утяжелить исходный раствор глиной до  $\rho_{\text{тр}} = 1080 \text{ кг/м}^3$
3. Разбавить раствор водой до  $\rho_{\text{тр}} = 1050 \text{ кг/м}^3$

Бригада II

1. Приготовить исходный глинистый раствор плотностью  $\rho = 1080 \text{ кг/м}^3$
2. Разбавить исходный раствор водой до  $\rho_{\text{тр}} = 1060 \text{ кг/м}^3$
3. Утяжелить раствор глиной до  $\rho_{\text{тр}} = 1080 \text{ кг/м}^3$

*Примечание:* время перемешивания раствора - 5 мин;

#### 4.4. Содержание отчета

Цель работы.

Приборы, принадлежности, материалы.

Результаты расчетов.

Сравнительный анализ результатов полученных расчетным и опытным путем.

## Практическая работа №8

2 часа

### РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ СВОЙСТВ БУРОВОГО РАСТВОРА

#### 1. Цель работы

Приобретение практических навыков для расчета основных свойств бурового раствора

#### 2. Обеспечивающие средства

2.1. Калькулятор

2.2. Методические указания

#### 3. Литература

3.1. Ю.В. Вадецкий бурение нефтяных и газовых скважин стр 139-148

## **4. Задание**

- 4.1. Изучить общие рекомендации по расчету параметров бурового раствора
- 4.2. Рассчитать плотность, вязкость, показатель фильтрации, СНС бурового раствора

## **5. Требования к отчету**

- 5.1. Номер работы
- 5.2. Расчет по формулам
- 5.3 Таблица результатов расчета

## **6. Технология работы**

### **Текст к практической работе**

Буровые растворы выполняют ряд функций, которые определяют не только успешность и скорость бурения, но и ввод скважин в эксплуатацию с максимальной продуктивностью. Основные из них: обеспечение быстрого углубления, сохранение устойчивости стенок скважины и коллекторских свойств продуктивных горизонтов. Выполнение указанных функций зависит от взаимодействия бурового раствора с контактирующей горной породой. Характер и интенсивность взаимодействия определяются породой и составом дисперсионной среды.

Тип бурового раствора, его компонентный состав и границы возможного применения устанавливаются, в первую очередь, исходя из геологических условий бурения: физико-химический состав пород и содержание в них флюидов, пластового и горного давлений, забойной температуры. На площадях Западной Сибири буровые работы производят с использованием глинистых растворов. Глинистому раствору присущи такие функции: это способность глинизировать стенки ствола скважины и удерживать частицы выбуренной породы во взвешенном состоянии в период прекращения циркуляции. Для избежания осложнений и аварий важно, чтобы из глинистого раствора, находящегося в скважине, не выпадали частицы выбуренной породы в период прекращения циркуляции.

В силу ряда геологических условий для месторождений Западной Сибири наиболее подходит глинистый буровой раствор: стратиграфический разрез в основном сложен глинистыми породами, что дает при необходимости применять “самозамес”, то есть наработку глинистого раствора можно производить непосредственно в скважине и экономить при этом как средства, так и время. Однако в данное время этот способ практически не используют так как свойства и качество глин на месторождениях разное, а следовательно трудно следить за параметрами и качеством бурового раствора, поэтому для приготовления раствора применяют глинопорошок.

Глинистый раствор – наиболее универсальный а, следовательно, широко применяемый и доступный тип промывочной жидкости. Качество глинистого раствора оценивается рядом характеристик, основными из которых являются:

- 1) плотность;
- 2) статическое напряжение сдвига;
- 3) водоотдача;
- 4) вязкость;
- 5) содержание песка.

Глинистый раствор готовят из глинопорошка и по мере необходимости обрабатывают следующими химическими реагентами :

- смазывающая добавка РЖС
- для предотвращения диспергирования , гидратации , а также как смазывающую добавку ГКЖ-10
- для понижения фильтрации САЙПАН для более эффективного понижения фильтрации ДК-ДРИЛ А1 существуют и другие добавки , которые применяют согласно горно – геологическим условиям бурения

По правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ08-624-03 плотность бурового раствора должна определяться из расчета создания столбом бурового раствора гидростатического давления превышающее пластовое на величину:

- 10% для интервалов бурения глубиной до 1200м.
  - 5% для интервалов бурения глубиной от 1200 до 2500м.
- Данные для расчета – материалы по месторождениям ( по 1 практической работе)

## Пример

### Расчет плотности бурового раствора

Плотность бурового раствора рассчитывается по формуле:

$$\rho_{б.р.} = P_{пл} / (g * H) + (0,1 \sim 0,15) * P_{пл} / (g * H) \quad (1)$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление, МПа;

$g$  – ускорение свободного падения;

$H$  – глубина скважины, м.

В интервале бурения от 0 до 450 метров

$$P_{пл} = 4,41 \text{ МПа}$$

$$\rho_{б.р.} = [4,41 * 10^6 / (9,8 * 450)] + [(0,1 \sim 0,15) * 4,41 * 10^6 / (9,8 * 450)] = 1,1 \sim 1,15 \text{ г/см}^3$$

Принимаем плотность бурового раствора 1,15 г/см<sup>3</sup>, так как на этом интервале возможны осыпи и обвалы стенок скважины и плотность раствора должна иметь максимальное значение.

В интервале от 450 до 1950 метров

$$P_{пл} = 21 \text{ МПа}$$

$$\rho_{б.р.} = [21 * 10^6 / (9,8 * 1950)] + [(0,5 \sim 0,1) * 21 * 10^6 / (9,8 * 1950)] = 1,16 \sim 1,21 \text{ г/см}^3$$

Принимаем плотность бурового раствора 1,18 г/см<sup>3</sup>, так как при очень большой плотности может возникнуть поглощение бурового раствора.

В интервале от 1950 до 2400 метров

$$P_{пл} = 25,9 \text{ МПа}$$

$$\rho_{б.р.} = [25,9 * 10^6 / (9,8 * 2400)] + [(0,05 \sim 0,1) * 25,9 * 10^6 / (9,8 * 2400)] = 1,16 \sim 1,21 \text{ г/см}^3$$

Принимаем минимальную плотность  $1,16 \text{ г/см}^3$ , для минимального воздействия на пласт и избежания поглощений.

### Расчет условной вязкости

По рекомендациям ВНИИКР нефть условная вязкость рассчитывается по формуле:

$$\text{УВ} \leq 21 \cdot \rho \cdot 10^{-3} \quad (2)$$

где  $\rho$  – плотность бурового раствора,  $\text{кг/м}^3$

На интервале от 0 до 450 метров

$$\text{УВ} \leq 21 \cdot 1150 \cdot 10^{-3} = 24 \text{ с}$$

На интервале от 450 до 1950 метров

$$\text{УВ} \leq 21 \cdot 1180 \cdot 10^{-3} = 24,8 \text{ с}$$

На интервале от 950 до 2390 метров

$$\text{УВ} \leq 21 \cdot 1160 \cdot 10^{-3} = 24,4 \text{ с}$$

### Расчет статического напряжения сдвига

Значения статического напряжения сдвига (СНС) должны быть минимальными, но достаточными для удержания во взвешенном состоянии в покое буровом растворе частиц шлама и утяжелителя.

СНС рассчитывается по формуле:

$$\text{СНС}_{10} = (d \cdot (\rho_n - \rho) \cdot g \cdot k) / 6, \text{ дПа} \quad (3)$$

где  $d$  – условный диаметр частиц шлама, м;

$k$  – коэффициент учитывающий реальную форму частиц шлама,  $k = 0,4 \div 0,6$ ;

$\rho_n$  – плотность горной породы,  $\text{кг/м}^3$ ;

$\rho$  – плотность бурового раствора,  $\text{кг/м}^3$ ;

$g$  – ускорение свободного падения,  $\text{м/с}^2$ .

$$\text{СНС}_1 \geq 0,5 \cdot (2 - e^{-110 \cdot d}) \cdot d \cdot (\rho_n - \rho), \text{ дПа} \quad (4)$$

Принимаются следующие данные:

$$d = 5 \text{ мм},$$

$$g = 9,8 \text{ м/с}^2,$$

$$k = 0,5.$$

На интервале от 0 до 450 метров

$$\rho_n = 2100 \text{ кг/м}^3$$

$$\text{СНС}_1 \geq 0,5 \cdot (2 - e^{-110 \cdot 5 \cdot 10^{-3}}) \cdot 5 \cdot 10^{-3} \cdot (2100 - 1150) = 34 \text{ дПа};$$

$$\text{СНС}_{10} = (5 \cdot 10^{-3} \cdot (2100 - 1150) \cdot 9,8 \cdot 0,5) / 6 = 38 \text{ дПа}.$$

На интервале от 450 до 1950 метров

$$\rho_n = 2140 \text{ кг/м}^3$$

$$\text{СНС}_1 \geq 0,5 \cdot (2 - e^{-110 \cdot 5 \cdot 10^{-3}}) \cdot 5 \cdot 10^{-3} \cdot (2140 - 1180) = 35 \text{ дПа};$$

$$\text{СНС}_{10} = (5 \cdot 10^{-3} \cdot (2140 - 1180) \cdot 9,8 \cdot 0,5) / 6 = 39 \text{ дПа}.$$

На интервале от 1950 до 2400 метров

$$\rho_n = 2170 \text{ кг/м}^3$$

$$\text{СНС}_1 \geq 0,5 \cdot (2 - e^{-110 \cdot 5 \cdot 10^{-3}}) \cdot 5 \cdot 10^{-3} \cdot (2170 - 1160) = 37 \text{ дПа};$$

$$\text{СНС}_{10} = (5 \cdot 10^{-3} \cdot (2170 - 1160) \cdot 9,8 \cdot 0,5) / 6 = 41 \text{ дПа}.$$

### Показатель фильтрации бурового раствора

Показатель фильтрации рассчитывается по формуле:

$$\Phi \leq \Phi_{t,p} / [(1 + 0,028 \cdot (T - 20)) \cdot (1 + 3,9 \cdot (1 - \exp * (-0,1 \cdot \Delta P)))] \quad (5)$$



где  $\Phi_{t,p}$  – максимально допустимая величина показателя фильтрации в условиях высоких температур и давлений,  $\Phi_{t,p} = 15$  (см<sup>3</sup>/30мин);

$\Delta P$  – максимальная величина репрессии на вскрываемые бурением пласты, МПа;

$T$  – максимальная температура в рассматриваемом интервале, °С.

Максимальная величина репрессии на вскрываемые бурением пласты рассчитывается по формуле:

$$\Delta P = (\rho - \rho_n^p) * g * H * 10^{-6}, \text{ МПа (6)}$$

где  $\rho$  – плотность бурового раствора кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_n^p$  – величина пластового давления в эквиваленте плотности, кг/м<sup>3</sup>;

$H$  – глубина интервала, м.

В интервале бурения от 0 до 450 метров

$$\Delta P = (1150 - 1000) * 9,8 * 450 * 10^{-6} = 0,7 \text{ МПа};$$

$$\Phi \leq 15 / [(1 + 0,028 * (22 - 20)) * (1 + 3,9 * (1 - \exp * (-0,1 * 0,7)))] = 7 \text{ см}^3/30\text{мин}$$

В интервале бурения от 450 до 1950 метров

$$\Delta P = (1180 - 1000) * 9,8 * 1950 * 10^{-6} = 3,44 \text{ МПа}$$

$$\Phi \leq 15 / [(1 + 0,028 * (60 - 20)) * (1 + 3,9 * (1 - \exp * (-0,1 * 3,44)))] = 5 \text{ см}^3/30\text{мин}$$

В интервале бурения от 1950 до 2400 метров

$$\Delta P = (1160 - 1000) * 9,8 * 2400 * 10^{-6} = 3,76 \text{ МПа};$$

$$\Phi \leq 15 / [(1 + 0,028 * (72 - 20 * (1 + 3,9 * (1 - \exp * (-0,1 * 3,76)))] = 3 \text{ см}^3/30\text{мин}$$

Рассчитанные выше значения параметров бурового раствора приведены в таблице 1

Таблица 1 - Показатели свойств бурового раствора.

Интервал, м		Показатели				
От	До	Плотность, г/см <sup>3</sup>	СНС <sub>1/10</sub> , дПа	УВ, с	Водоотдача, см <sup>3</sup> /30мин	Содержание песка, %
0	450	1,15	34/38	24	7	<1
450	1950	1,18	35/39	24,8	5	<1
1950	2400	1,16	37/41	24,4	3	<1

## Практическая работа №9

### РАСЧЕТ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ПРОГРАММЫ ПРОМЫВКИ

1 часа

#### 1. Цель работы

Приобретение практических навыков расчета гидравлической программы промывки

#### 2. Обеспечивающие средства

2.1. Калькулятор

2.2. Методические указания

#### 3. Литература

3.1. Ю.В. Вадецкий бурение нефтяных и газовых скважин 205- 208

#### 4. Задание

- 4.1. Расчет объема бурового раствора по интервалам бурения
- 4.2. Определение максимальной подачи бурового насоса
- 4.3. Определение количества буровых насосов
- 4.4. Определение диаметра втулок бурового насоса
- 4.5. Определить рабочее давление бурового насоса.

#### 5. Требования к отчету

- 5.1. Номер работы
- 5.2. Расчет по формулам
- 5.3 Таблица результатов расчета

#### 6.Технология работы

Гидравлический расчет производится для гидравлического способа бурения. Данные для расчета сведены в табл.1

Таблица 1- Исходные данные для расчета

Наименование параметров	Значения
Глубина скважины, м	2559
Диаметр скважины, м	0,248
Плотность разбуриваемых пород, кг/м <sup>3</sup>	2400
Механическая скорость бурения	0,015
Максимальная скорость подъема жидкости в затрубном пространстве, обеспечивающая вынос шлама, м/ч	0,75
Реологические свойства жидкости:	
- динамическое напряжение сдвига, Па	6
- пластическая вязкость, Па *с	0,008
Момент турбобура, необходимый для разрушения породы, Н*М	1450
Элементы бурильной колонны:	
УТБ:	
- длина , м	24
- наружный диаметр, м	0,178
ТБПВ:	
- длина, м	384
- наружный диаметр, м	0,127
- внутренний диаметр, м	0,109
- наружный диаметр замкового соединения, м	0,170
ЛБТ:	
- длина , м	2166
- наружный диаметр, м	0,147
- внутренний диаметр, м	0,125
- наружный диаметр замкового соединения, м	0,168

Элементы наземной обвязки:	
- условный размер стояка, мм	140
- диаметр проходного сечения бурового рукава, мм	102
- диаметр проходного сечения вертлюга, мм	75
- диаметр проходного сечения ведущей трубы, мм	40

1. *Определение расхода промывочной жидкости из условия выноса шлама при минимальном наружном диаметре труб бурильной колонны:*

$$Q = \pi^2/4 * (dc - dn)^2 * VK,$$

где Q - расход промывочной жидкости, м<sup>3</sup>/с;

dc - диаметр скважины, м ;

dn - наружный диаметр ТБПВ, м;

$$Q = 3,14^2/4 * (0,248 - 0,127)^2 * 0,75 = 0,027 \text{ м}^3/\text{с}$$

2. *Определение расхода промывочной жидкости из условия очистки забоя скважины:*

$$Q = a * \pi^2/4 * dc^3,$$

где a - коэффициент, учитывающий турбинный способ бурения,

a = 0,65.

$$Q = 0,65 * 3,14^2/4 * 0,248^3 = 0,031 \text{ м}^3/\text{с}$$

#### **Выбор диаметра втулок и определение подачи насоса.**

По наибольшему значению Q = 0,031 м<sup>3</sup>/с выбираем диаметр втулок буровых насосов. На практике часто из двух установленных насосов используют один, а другой находится в резерве. Однако если гидравлическая часть насосов будет надежной, то для подвода большей гидравлической мощности к долоту, обеспечивая Q > 0,031 м<sup>3</sup>/с, целесообразно применять оба насоса. В данной работе расчеты проведены при работ одного насоса. Принимаем диаметр втулок 170 мм и определяем подачу одного насоса (n=1) при коэффициенте наполнения m = 0,9 по формуле:

$$Q = n * m * Q_n,$$

где Q<sub>n</sub> - подача насоса при данном диаметре втулок, м<sup>3</sup>/с.

$$Q = 1,0 * 0,9 * 0,0355 = 0,0319 \text{ м}^3/\text{с}$$

Найденная подача приемлема, так как она не меньше подач, полученных выше. Тогда минимальная скорость жидкости в кольцевом канале за ТБПВ:

$$V_{кп} = 4Q / \pi^2 (dc^2 - dn^2),$$

$$V_{кп} = 4 * 0,0319 / 3,14^2 (0,248^2 - 0,127^2) = 0,895 \text{ м/с}$$

#### **Расчет расхода очистного агента**

Циркуляция бурового раствора при бурении должна обеспечивать частоту ствола скважины и забоя ,охлаждение долота , способствовать разрушению породы ,предупреждать осложнения . Опыт бурения показал , что для долот диаметром 320 – 393 мм вполне достаточны расходы 70 – 80 л

/с и 20 – 25 л /с для долот диаметром 215 – 265 мм .Для улучшения очистки важно не увеличивать расход сверх этих величин , а совершенствование направления потоков на забой и активизировать скорости истечения раствора из насадок .

Расчет проводим по интенсивности очистки забоя скважины и по восходящим потокам .

1) Расчет расхода промывочной жидкости по интенсивности очистки забоя скважины по интервалам :  $Q = k * S_{\text{заб}}$  ,  
( 12 )

где  $k$  – коэффициент удельного расхода жидкости равный 0,03 – 0,065 л /с на  $1\text{см}^2$  ;

$S_{\text{заб}}$  – площадь забоя ,  $\text{см}^2$  .

$$S_{\text{заб}} = 0,785 * D_{\text{д}}^2 , \quad ( 13 )$$

Где  $D_{\text{д}}$  – диаметр долота , см .Расчет расхода при бурении под направление , кондуктор , эксплуатационную колонну

$$S_{\text{заб}} = 0,785 * 39,37 * 39,37 = 1216,7 \text{ см}^2;$$

$$Q = 0,065 * 1216,7 = 79 \text{ л /с};$$

$$S_{\text{заб}} = 0,785 * 29,53 * 29,53 = 684,5 \text{ см}^2;$$

$$Q = 0,065 * 684,5 = 44 \text{ л /с};$$

$$S_{\text{заб}} = 0,785 * 21,59 * 21,59 = 365,9 \text{ см}^2;$$

$$Q = 0,065 * 365,9 = 23,78 \text{ л /с}.$$

2) Расчет расхода промывочной жидкости по скорости восходящего потока , при этом рекомендуемые скорости восходящего потока рекомендуется принимать следующие значения: для пород типа М – (0,9 – 1,3) ;

для пород типа С – (0,9--1,3) ;

$$Q = V_{\text{вос}} * S_{\text{к.п.}} , \text{ л /с} ,$$

( 14 )

где  $V_{\text{вос}}$  – скорость восходящего потока , л /с ,

$S_{\text{к.п.}}$  – площадь кольцевого пространства ,  $\text{м}^2$  .

$$S_{\text{к.п.}} = 0,785 * ( D_{\text{д}}^2 - D_{\text{б.т.}}^2 ) * 1000 , \text{ м}^2;$$

( 15 )

где  $D_{\text{д}}$  – диаметр долота , м ;

$D_{\text{б.т.}}$  – диаметр бурильных труб , м

$D_{\text{б.т.}} = 0,114 \text{ м}.$

Расчет расхода промывочной жидкости при бурении под направление , кондуктор , эксплуатационную колонну:

$$S_{\text{к.п.}} = 0,785 * ( 0,3937^2 - 0,114^2 ) * 1000 = 111,4 \text{ м}^2;$$

$$Q = 0,9 * 111,4 = 100 \text{ л /с};$$

$$S_{\text{к.п.}} = 0,785 * ( 0,2953^2 - 0,114^2 ) * 1000 = 58 \text{ м}^2;$$

$$Q = 0,9 * 58 = 52,2 \text{ л /с};$$

$$S_{\text{к.п.}} = 0,785 * ( 0,2159^2 - 0,114^2 ) * 1000 = 26,3 \text{ м}^2;$$

$$Q = 0,7 * 26,3 = 18,4 \text{ л /с} .$$

3) Расчет расхода промывочной жидкости , обеспечивающий вынос шлама:

$$Q = V_{\text{кр}} * S_{\text{мах}} + S_{\text{заб}} * V_{\text{мех}} * ( Y_{\text{п}} - Y_{\text{ж}} ) / Y_{\text{см}} - Y_{\text{ж}} , \text{ л/с} \quad ( 16 )$$

Где  $V_{мех}$  – скорость частиц шлама относительно промывочной жидкости , м /с;

$S_{max}$  – максимальная площадь кольцевого пространства, м<sup>2</sup>

$S_{зab}$  – площадь забоя скважины , м<sup>2</sup>

$V_{мех}$  – механическая скорость бурения , м /с

$\gamma_{см}$  – удельный вес смеси шлама и промывочной жидкости , г /см<sup>3</sup>

$\gamma_{ж}$  – удельный вес промывочной жидкости , г /см<sup>3</sup>

$\gamma_{см} - \gamma_{ж} = 0,01 - 0,02$  г / см<sup>3</sup>. Проектом принято 0,02 г/см<sup>3</sup>

Задаются параметры и рассчитываются площади забоя :

$V_{мех} = 0,05$  м /с ;  $V_{кр} = 0,5$  м /с ;  $\gamma_{п} = 2,4$  г /см<sup>3</sup> ;

$\gamma_{ж} = 1,2$  г/см<sup>3</sup> ;

-- на интервале 0 – 40 :  $S_{зab} = 0,3937^2 * 0,785 = 0,121$  м<sup>2</sup>;

-- на интервале 40 – 450 метров :  $S_{зab} = 0,2953^2 * 0,785 = 0,068$  м<sup>2</sup>;

-- на интервале 450 – 2400 метров :  $S_{зab} = 0,2159^2 * 0,785 = 0,036$  м<sup>2</sup> ;

*Максимальная площадь кольцевого пространства :*

-- на интервале 0 – 40 метров ;  $S_{max} = (0,3937^2 - 0,127^2) * 0,785 = 0,109$  м<sup>2</sup>;

-- на интервале 40 – 450 метров:  $S_{max} = (0,2953^2 - 0,127^2) * 0,785 = 0,055$  м<sup>2</sup>;

-- на интервале 450 – 2400 метров :  $S_{max} = (0,2159^2 - 0,127^2) * 0,785 = 0,024$  м<sup>2</sup> .

Подставляя полученные значения в формулу (16 )

найдем расходы промывочной жидкости при бурении под

направление , кондуктор , эксплуатационную колонну :

$$Q = 0,5 * 0,109 + 0,121 * 0,05 * (2,4 - 1,2) / 0,02 = 41 \text{ л /с}$$

$$Q = 0,5 * 0,055 + 0,068 * 0,05 * (2,4 - 1,2) / 0,02 = 23 \text{ л /с}$$

$$Q = 0,5 * 0,024 + 0,036 * 0,05 * (2,4 - 1,2) / 0,02 = 28 \text{ л /с}$$

4) Расчет расхода промывочной жидкости , предотвращающий размыв стенок скважины :

$$Q = S_{min} * V_{к.п.маx} , \text{ л /с} \quad (17)$$

где  $S_{min}$  – минимальная площадь кольцевого пространства, м<sup>2</sup> ;

$V_{к.п.маx}$  – максимально допустимая скорость течения жидкости в кольцевом пространстве , м /с .

Принято  $V_{к.п.маx} = 1,5$  м /с .

Задаются минимальные диаметры при бурении

➤ под направление – 0,178 м ,

➤ под кондуктор – 0,172 м ,

➤ под эксплуатационную колонну – 0,127 м .

$$Q = 0,048 * 1,5 = 70 \text{ л /с};$$

$$Q = 0,044 * 1,5 = 66 \text{ л /с};$$

$$Q = 0,019 * 1,5 = 28,5 \text{ л /с}.$$

5) Расчет расхода промывочной жидкости для предотвращения прихватов :

$$Q = S_{max} * V_{к.п.миn} , \text{ л /с} \quad (18)$$

где  $V_{к.п.миn}$  – минимально допустимая скорость промывочной жидкости в кольцевом пространстве равная 0,5 м /с ;

$S_{max}$  – максимальная площадь кольцевого пространства ,  $m^2$

$$Q = 0,109 * 0,5 = 54,5 \text{ л /с};$$

$$Q = 0,055 * 0,5 = 27,5 \text{ л /с};$$

$$Q = 0,024 * 0,5 = 12 \text{ л /с}.$$

Расчет по скорости истечения из насадок долота :

$$Q = F_m * V_d \quad (19)$$

где  $V_d$  – скорость истечения из насадок равна 125 м/с;

$F_m$  - площадь насадки равна 13,5  $cm^2$

$$Q = 0.00135 * 125 = 0,1687 \text{ м}^3/\text{с} ; Q = 16,7 \text{ л/с}.$$

Давление гидроразрыва:

$$P_{гр} = 0.87 * P_{гор} , \text{ МПа} \quad (20)$$

$$P_{гор} = \gamma * 0.01 * H , \text{ МПа} \quad (21)$$

где  $\gamma$  – удельная плотность горных пород ,  $г/см^3$  ;

$H$  – глубина скважины ,  $м$  .

Давление гидроразрыва по формулам ( 20 ) , ( 21 ) равно :

$$P_{гор} = 2,4 * 0,01 * 2800 = 67,2 \text{ МПа} ,$$

$$P_{гр} = 0,87 * 67,2 = 52,464 \text{ МПа} .$$

## Практическая работа №10

### РАСЧЕТ КИСЛОТНОЙ ВАННЫ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТА 2 часа

#### 1.Цель работы

Приобретение практических навыков жидкостной ванны для ликвидации прихвата

#### 2.Обеспечивающие средства

2.1.Методические указания

#### 3. Задание

3.1.Расчитать кислотную ванну для определенных условий

3.2. Ответить на вопросы

#### 4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Расчеты

4.3. Ответы на вопросы

#### 5.Технология выполнения

##### Исходные данные для решения задачи

№ вариант а	Глубина скважины, м	Длина неприхваченной части БК, м	Диаметр Долота, мм
1	3050	2750	215,9
2	3000	2700	190,5
3	2900	2600	215,9

4	2950	2650	190,5
5	2800	2500	215,9
6	2750	2450	190,5
7	2700	2300	215,9
8	2650	2250	190,5
9	2600	2200	215,9
10	2550	2150	190,5
11	2500	2200	215,9
12	2450	2150	190,5

Рассчитать нефтяную ванну для освобождения прихваченных 140-мм бурильных труб с толщиной стенки  $\delta = 8$  мм, если глубина скважины  $H = 2300$  м, диаметр долота  $D_d = 295,3$  мм, длина неприхваченной части колонны  $L_{н.п.} = 2000$  м, плотность бурового раствора  $\rho_{б.р.} = 1,25$  г/см<sup>3</sup>., плотность нефти  $\rho_n = 0,8$  г/см<sup>3</sup>.

*Решение.* Определим необходимое количество нефти для ванны

$$V_H = 0,785(D_{скв}^2 - D^2)H_1 + 0,785d^2H_2, \quad (1)$$

где  $D_{скв}$  - диаметр скважины, м.

$$D_{скв} = kD_d = 1,2 \cdot 295,3 = 354 \text{ мм} = 0,354 \text{ м.}$$

Здесь  $k$  – коэффициент, учитывающий увеличение диаметра скважины за счет образования каверн, трещин и пр. (величина его колеблется в пределах 1,05 – 1,3);  $D = 0,140$  м – наружный диаметр бурильных труб, м;  $H_1$  - высота подъема нефти в затрубном пространстве. Нефть поднимают на 50-100 м выше места прихвата

$$H_1 = H - L_{н.п.} + (50 \div 100); \quad (2)$$

$$H_1 = 2300 - 200 + 100 = 400 \text{ м};$$

$d$  – внутренний диаметр бурильных труб, м

$$d = D - 2\delta = 140 - 2 \cdot 8 = 124 \text{ мм} = 0,124 \text{ м};$$

$\delta = 8$  мм- толщина стенки бурильных труб;  $H_2$ - высота столба нефти в трубах, необходимая для периодического (через 1-2 ч) подкачивания нефти в затрубное пространство. Принимая  $H_2 = 200$  м, находим

$$V_H = 0,785(0,354^2 - 0,140^2)400 + 0,785 \cdot 0,124^2 \cdot 200 = 35,8 \text{ м}^3.$$

Количество бурового раствора для продавки нефти

$$V_{б.р.} = \frac{\pi d^2}{4}(H - H_2); \quad (3)$$

$$V_{б.р.} = \frac{3,14 \cdot 0,124^2}{4}(2300 - 200) = 25,4 \text{ м}^3.$$

Определим максимальное давление при закачке нефти, когда за бурильными трубами находится буровой раствор, а сами трубы заполнены нефтью

$$p = p_1 + p_2 \quad (4)$$

где  $p_1$  - давление, возникающее при разности плотностей столбов жидкости в скважине ( в трубах и за трубами)

$$p_1 = \frac{H(\rho_{\text{б.р.}} - \rho_H)}{100} = \frac{2300(1,25 - 0,8)}{100} = 10,3 \text{ МПа.}$$

$p_2$  - давление, идущее на преодоление гидравлических потерь. С достаточной для практических расчетов точностью

$$p_2 = 0,001H + 8 = 0,001 \cdot 2300 + 8 = 3,1 \text{ МПа.}$$

Тогда

$$p = 10,3 + 3,1 = 13,4 \text{ МПа.}$$

Считая, что нефтяная ванна будет проводиться при помощи агрегата ЦА-300, мощностью двигателя которого  $N = 120$  кВт, можем определить возможную подачу насоса

$$Q = 10,2\eta N / 10p = 10,2 \cdot 0,635 \cdot 120 / 10 \cdot 13,4 = 5,8 \text{ дм}^3/\text{с},$$

где  $\eta$  - кпд. насоса агрегата ЦА-300, равный 0,635.

**П р и м е ч а н и е.** Расчет водяной и кислотной ванн проводится аналогично расчету нефтяной ванны.

#### **Контрольные вопросы :**

1. Назвать основные причины возникновения прихватов.
2. Способы ликвидации прихватов буровых труб
3. Способы ликвидации прихватов обсадных труб

### **Практическая работа № 19**

#### **ВЫБОР ЛОВИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ХАРАКТЕРА АВАРИИ**

**2 часа**

##### **1. Цель**

Научится выбирать ловильный инструмент при определенных условиях для ликвидации аварий

##### **2. Обеспечивающие средства**

2.1. Методические указания

##### **3. Задание**

**Задание состоит из 2 –ух частей**

3.1. Изучить ловильный инструмент (теоретическая часть)

3.2. Выбрать инструмент согласно варианту ситуационной задачи, обосновать, нарисовать эскиз выбранного ловильного инструмента (практическая часть)

Примечание: практическая часть - решение ситуационной задачи выполняется бригадой в составе 2-3 человек.

#### **Теоретическая часть**

##### **Метчик**

Инструмент для нарезания внутренней резьбы в предварительно просверленных отверстиях. Метчик представляет собой закаленный винт с прорезанными вдоль стержня канавками, образующими режущие кромки.

Метчики предназначены для захвата за внутреннюю поверхность оборванных труб.



Специальные метчики захватывают бурильные трубы за замковую резьбу.  
Гладкие метчики применяются только тогда, когда толщина стенки оборванных труб в верхней части не менее 15 мм.

**Метчики нельзя применять:**

при обрыве бурильных труб по телу;  
для извлечения бекорпусных шарошечных долот.



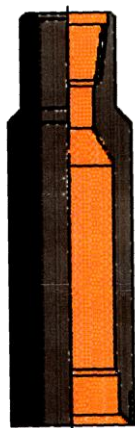
**Колокол**

Несквозной колокол предназначен для захвата оборванных труб за наружную поверхность.

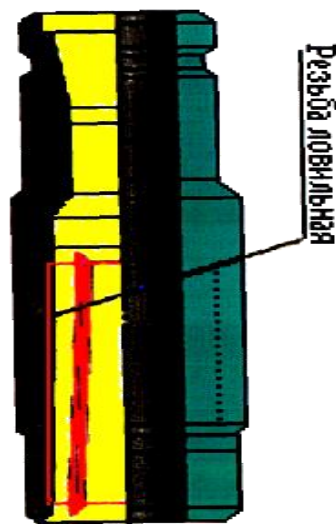
Сквозной колокол захватывает колонну оборванных труб за замок или муфту, расположенные ниже верхнего конца оборванных труб.

Несквозной колокол предназначен для захвата оборванных труб за наружную поверхность.

Сквозной колокол захватывает колонну оборванных труб за замок или муфту, расположенные ниже верхнего конца оборванных труб.



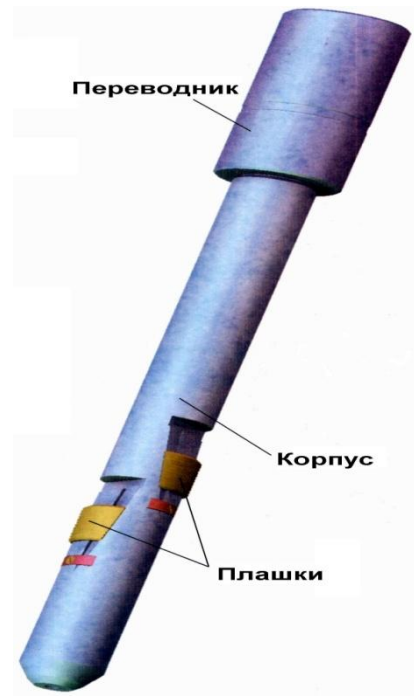
Гладкий



**Труболовки**

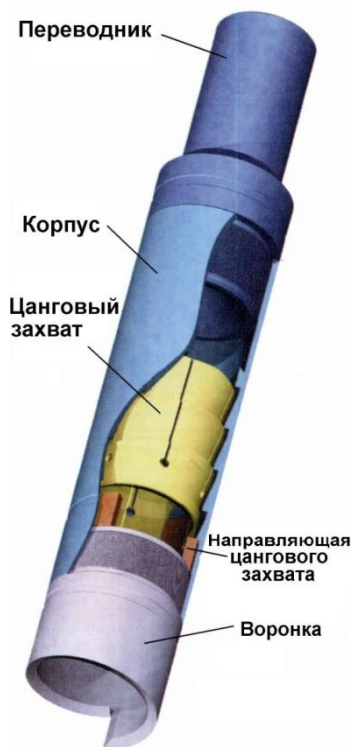
Предназначены для извлечения различных оборванных труб (бурильных, УБТ, НКТ, ведущих) и другого инструмента, имеющего цилиндрическую форму.

Конструкция некоторых труболовок позволяет производить захват труб значительно ниже листа обрыва (универсальные труболовки).



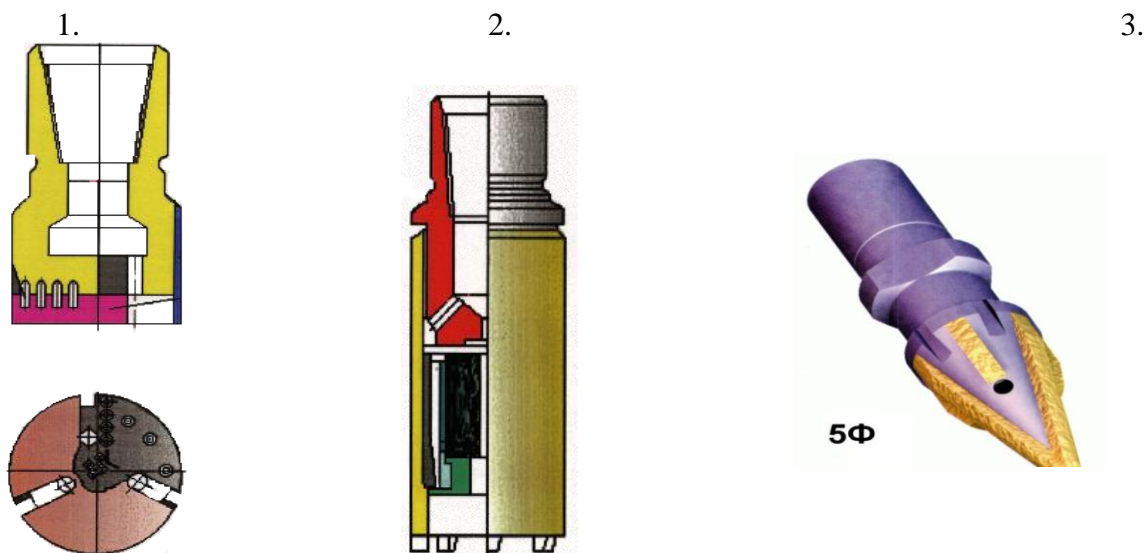
### Овершот

Простейший освобождающийся ловильный инструмент, у которого рабочий орган захвата в отличие от рассмотренных инструментов плашечного и резьбового видов представляет систему пружин или плашек



### Фрезы Назначение

Фрезерование металлических предметов на забое скважины.  
 Фрезерование верхней части оборванных труб для облегчения захвата ловильным инструментом.  
 Фрезерование смятых колонн обсадных труб.



1-Торцевой фрез, 2- Магнитный фрез, 3 – Конусный

### Практическая часть (Решение ситуационных задач)

#### Группа делиться на бригады по 2-3 человека

**Вариант 1.** Обоснуйте выбор ловильного инструмента при следующих условиях: Колонна БТ не прихвачена, длина оставшейся в скважине БТ 385 м (схема выбранного инструмента обязательна).

**Вариант 2.** Обоснуйте выбор ловильного инструмента при следующих условиях: На глубине 2000м произошел прихват бурильной колонны, трубы не искривлены, применение жидкостных ванн не дало результатов, предложите Ваше решение данной аварийной ситуации. (схема выбранного инструмента обязательна).

**Вариант 3.** Обоснуйте выбор ловильного инструмента при следующих условиях: Конец оставшихся в скважине бурильных труб в результате слома оказался неровным, имеются продольные трещины в трубе. (схема выбранного инструмента обязательна).

**Вариант 4 .** Обоснуйте выбор ловильного инструмента при следующих условиях: Обрыв трубы произошел в замке, колонна не прихвачена, длина оставшейся в скважине бурильной колонны 800м. (схема выбранного инструмента обязательна).

**Вариант 5.** Обоснуйте выбор ловильного инструмента при следующих условиях: Произошел обрыв обсадной колонны в резьбовом соединении ( срыв не в ниппели замка), длина оборванной трубы 10,5 метров. (схема выбранного инструмента обязательна).

**Вариант 6.** Обоснуйте выбор ловильного инструмента при следующих условиях: Масса оставшейся в скважине бурильной трубы не превышает 0,1 кН, при применении метчика колонна стала проворачиваться. (схема выбранного инструмента обязательна).

**Вариант 7.** Какой фрез необходимо применить для удаления с забоя оставшихся в скважине от долота металлических частей (частей шарошек). Обоснуйте Ваш выбор (схема выбранного инструмента обязательна).

## Практическая работа № 12

2 часа

### РАСЧЕТ ПРОФИЛЯ НАКЛОННО -НАПРАВЛЕННОЙ

#### 1. Цель работы

Научиться рассчитывать профиль наклонной скважины

#### 2. Обеспечивающие средства

2.1. Калькулятор

2.2. Методические указания

#### 3. Теоретическая часть

Скважины, в которых забой имеет определенное отклонение от вертикали, а ствол проводится по заранее заданной кривой, называются наклонно-направленными.

Наклонно направленные скважины следует бурить с минимальными затратами времени и средств. Проект на строительство наклонно-направленной скважины должен включать: обоснование выбора конфигурации профиля, расчет и построение профиля, определение допустимых отклонений ствола от проекта. Профиль наклонно-направленной скважины должен удовлетворять скоростному и качественному бурению, иметь минимальное число изгибов, быть технически выполнимым и экономически целесообразным.

Профили бывают двух типов: обычные и пространственные. Профили обычного типа представляют собой кривую линию, расположенную в одной вертикальной плоскости; профили пространственного типа представляют собой пространственную кривую линию.

### ТИПЫ ПРОФИЛЕЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИХ ПРИМЕНЕНИЮ

Профиль типа А состоит из трех участков: вертикального 1, участка набора угла наклона ствола 2 и прямолинейного наклонного участка 3. Профиль этого типа рекомендуется применять при бурении неглубоких скважин на однопластовые месторождения, если предполагается большое смещение забоя. Он позволяет ограничить до минимума время работы с отклонителем, получить наибольшее отклонение от вертикали при наименьшем угле наклона ствола, эксплуатировать скважины без затруднений.

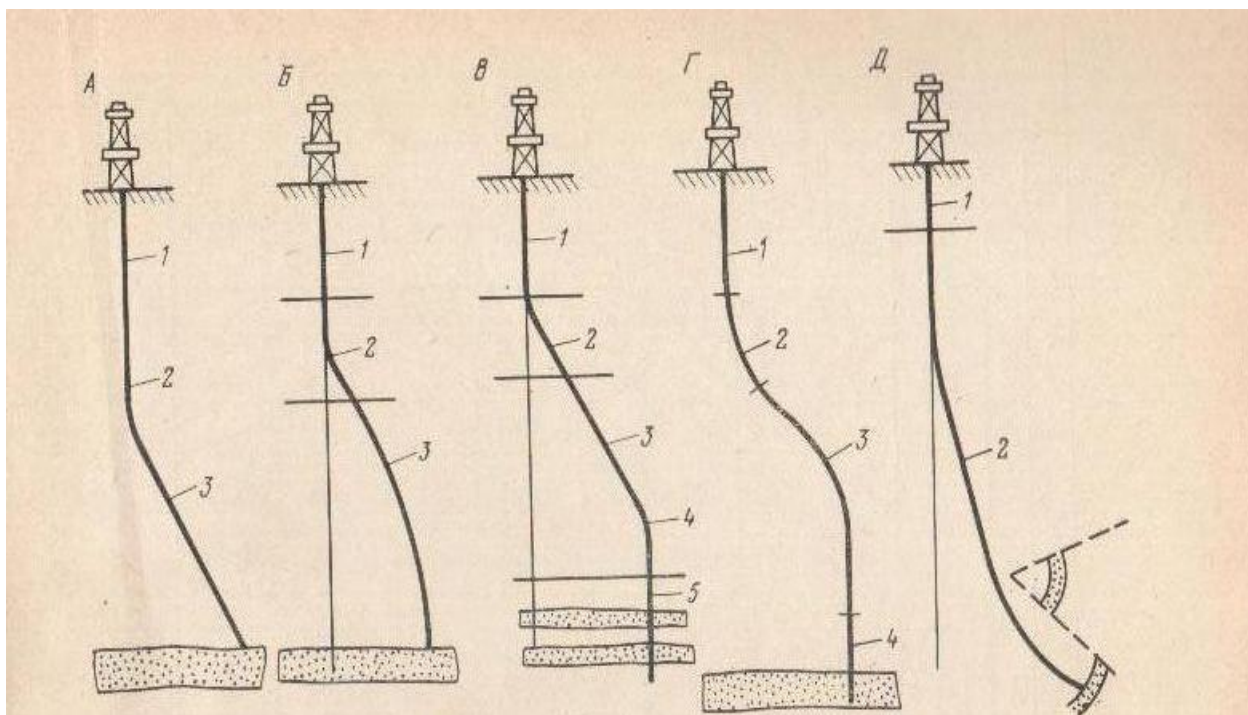
Профиль типа Б отличается от профиля типа А тем, что вместо прямолинейного наклонного участка имеется участок естественного снижения угла наклона 3. Профиль этого типа рекомендуется применять в районах, где естественное снижение угла наклона невелико, и для больших глубин скважин, когда стабилизация угла наклона затруднена. Он требует набора значительно большего угла наклона ствола, длина второго участка

(набора кривизны) будет больше, а значит увеличится время работы с отклонителем.

Профиль типа В состоит из пяти участков: вертикального 1, участка набора угла наклона ствола 2, прямолинейного наклонного участка 3, участка снижения угла наклона 4 и вертикального 5. Его рекомендуется применять при проходке глубоких скважин, требующих пересечения стволом нескольких продуктивных горизонтов. Это наиболее сложный профиль.

Профиль типа Г отличается от профиля В тем, что в нем участки 3 и 4 заменены участком самопроизвольного падения угла наклона 3. Рекомендуется применять при бурении глубоких скважин, в которых возможны отклонения в нижней части ствола скважины.

Профиль типа Д состоит из вертикального участка 1 и участка набора угла наклона ствола 2. Профиль характеризуется большой длиной второго участка. Рекомендуется его применять, если необходимо выдержать заданные углы входа в пласт и вскрыть небольшую толщину пласта.



Типы профилей

## ВЫБОР, РАСЧЕТ И ПОСТРОЕНИЕ ПРОФИЛЕЙ ОБЫЧНОГО ТИПА

Для расчета любого профиля необходимо иметь следующие данные: глубину скважины по вертикали, отклонение забоя скважины от вертикали, длину первого вертикального участка, азимут наклонного ствола.

Расчет профиля сводится к определению максимального угла наклона ствола, вертикальных и горизонтальных проекций профиля. Необходимые расчетные формулы приведены в таблице.

Длина первого вертикального участка должна быть не менее 40 – 50 м, окончание его следует по возможности приурочить к пластам средне крепости, где за один рейс долота можно набрать угол наклона 5 – 6°. С целью экономии затрат времени на ориентированный спуск инструмента длина первого вертикального участка для профилей типа А – Г должна быть минимальной, а для профиля типа Д – максимальной.

Если начало искривления ствола можно приурочить к породам, слагающим разрез скважины сразу после башмака кондуктора, то это начало необходимо предусмотреть через интервал, равный величине проходки на долото после спуска кондуктора (чтобы не повредить башмак кондуктора при работе с отклонителем).

Величину расчетного радиуса искривления необходимо сравнить с величиной минимально возможного радиуса искривления.

Выбранный радиус искривления необходимо принимать на 5 – 10 % больше его теоретической величины, так как фактический интервал работы с отклонителем увеличивается из-за неточности установки отклонителя при зарезке наклонного участка ствола и при последующих рейсах долота. Угол наклона ствола на прямолинейном наклонном участке всегда должен быть более 10 - 12°.

В профилях типа В минимальная длина второго вертикального участка (пятого по порядку) должна быть равной расстоянию между кровлей верхнего и подошвой нижнего продуктивных горизонтов (если стволом предполагается вскрыть несколько пластов). Длину этого участка следует увеличить примерно на 5 – 10 % от минимальной, учитывая, что над находится участок, где работы будут проводиться с отклонителем и возможны ошибки как по азимуту, так и по углу наклона ствола.

#### ***Порядок проектирования профиля:***

1) детально изучаем данные по ранее пробуренным скважинам, устанавливаем закономерности искривления стволов, изменение азимута, влияние различных факторов на изменение угла и азимута искривления;

2) с помощью структурной карты, на которой нанесено положение устья и забоя проектируемой скважины, определяем исходные данные для расчета профиля: вертикальную и горизонтальную проекции ствола и азимут искривления;

3) в соответствии с условиями проходки выбираем тип профиля;

4) устанавливаем длину вертикальных участков (одного – для профилей типа А, Б, Г, Д и двух – для профиля типа В);

5) выбираем компоновку низа бурильной колонны и определяем интенсивность изменения угла искривления (или наоборот);

6) по величине интенсивности изменения угла искривления определяем радиусы и сравниваем их с минимально допустимыми; темп снижения угла искривления принимаем по данным практики;

7) определяем максимальный угол наклона ствола скважины и проекции все участков ствола на горизонтальную и вертикальную плоскости. Если угол искривления ствола задан, то определяем значения радиуса искривления и интенсивность угла искривления;

8) на основании расчетных данных строим проектный профиль ствола скважины.

По окончании расчета профиля на миллиметровой бумаге строим горизонтальную и вертикальную проекции в масштабах: горизонтальную проекцию – 1:200, 1:400 или 1:500; вертикальную проекцию – 1:1000 или 1:2000.

Горизонтальную проекцию строим следующим образом: выбираем точку, которая будет являться устьем скважины и через нее в направлении заданного азимута проводим прямую линию и от выбранной точки на ней откладываем в соответствующем масштабе отрезок, равный длине смещения забоя от вертикали. Из конца отрезка радиусом того же масштаба проводим окружность, ограничивающую допуск на отклонение забоя от заданного положения. Из точки, принятой за устье скважины, проводим две линии, касательные к окружности.

Вертикальную проекцию строим на том же листе миллиметровой бумаги. Проводим оси координат. На вертикальной оси от начала координат вниз в масштабе откладываем отрезок, равный глубине наклонной скважины по вертикали. На этом отрезке наносим конечные точки отдельных участков профиля, а затем точки соединяем: на прямолинейных участках – по прямой, на участках искривления – по дуге радиусом, определяем расчетом.

Элементы профиля	Тип профиля					
	А (рис. 12, а)			Б (рис.12, б)		
	Длина, м	Горизонтальная проекция	Вертикальная проекция	Длина, м	Горизонтальная проекция	Вертикальная проекция
Максимальный угол наклона ствола	$\alpha = \arccos \frac{R(R-A) + H\sqrt{H^2 + A^2 - 2AR}}{(R-A)^2 + H^2}$			$\alpha = 90 - (\gamma - \beta); \quad \beta = \arctg \frac{A - R_1}{H - H_B};$ $\gamma = \arccos \frac{1}{2} \frac{(A - R_1)^2 + H_p^2 + R_1(R_0 + R_2)}{R_0 \sqrt{(A - R_1)^2 + H_p^2}}$ <p>где <math>R_0 = R_1 + R_2; \quad H_p = H - H_B</math></p>		
Первый вертикальный участок	$l_1 = H_B$	-	$H_B$	$l_1 = H_B$	-	$H_B$
Участок набора угла наклона ствола	$l_2 = 0,01745 R\alpha$	$a = R(1 - \cos\alpha)$	$h = R \sin \alpha$	$l_2 = 0,01745 R_1\alpha$	$a = R_1(1 - \cos\alpha)$	$h = R_1 \sin \alpha$



Прямолинейный наклонный участок	$l_3 = H' / \cos \alpha$	$A' = H' \operatorname{tg} \alpha$	$H' = H_0 - (H_B + h)$	-	-	-
Участок снижения угла наклона	-	-	-	$l_3 = 0,01745 R_2 \alpha'$	$a_1 = R_2 (\cos \alpha'' - \cos \alpha)$	$H_1 = R_2 (\sin \alpha - \sin \alpha'')$
Длина ствола по профилю	$L = l_1 + l_2 + l_3$	$A = a + A'$	$H_0 = H_B + h + h'$	$L = l_1 + l_2 + l_3$	$A = a + a_1$	$H_0 = H_B + h + H_1$
Максимальный угол наклона ствола	$\alpha = \arcsin \frac{R_0 H - (R_0 - A) \sqrt{H^2 - A - (2R_0 - A)}}{(H^2 + R_0^2) - A(2R_0 - A)};$ $R_0 = R_1 + R_2; \quad H = H_0 - H_B - H_3$			$\alpha = \arccos \left( 1 - \frac{A}{R_1 + R_2} \right)$		

Первый вертикальный участок	$l_1 = H_B$	-	$H_B$	$l_1 = H_B$	-	$H_B$
Участок набора угла наклона ствола	$l_2 = 0,01745 R_1 \alpha$	$a_1 = R_1(1 - \cos \alpha)$	$h = R_1 \sin \alpha$	$l_2 = 0,01745 R_1 \alpha$	$a_1 = R_1(1 - \cos \alpha)$	$h = R_1 \sin \alpha$
Прямолинейный наклонный участок	$l_3 = H_1 / \cos \alpha$	$a_2 = H_1 \operatorname{tg} \alpha$	$H_1 = H_0 - H_B - H_3 - (R_1 + R_2) \sin \alpha$	-	-	-
Участок снижения угла наклона	$l_4 = 0,01745 R_2 \alpha$	$a_3 = R_2(1 - \cos \alpha)$	$H_2 = R_2 \sin \alpha$	$l_3 = 0,01745 R_2 \alpha$	$a_2 = R_2(1 - \cos \alpha)$	$H_1 = R_1 \sin \alpha$
Второй вертикальный участок	$l_5 = H_3$	-	$H_3$	$l_4 = H - H_B - h - H_1 - h_B$	-	$h_B = l_4$

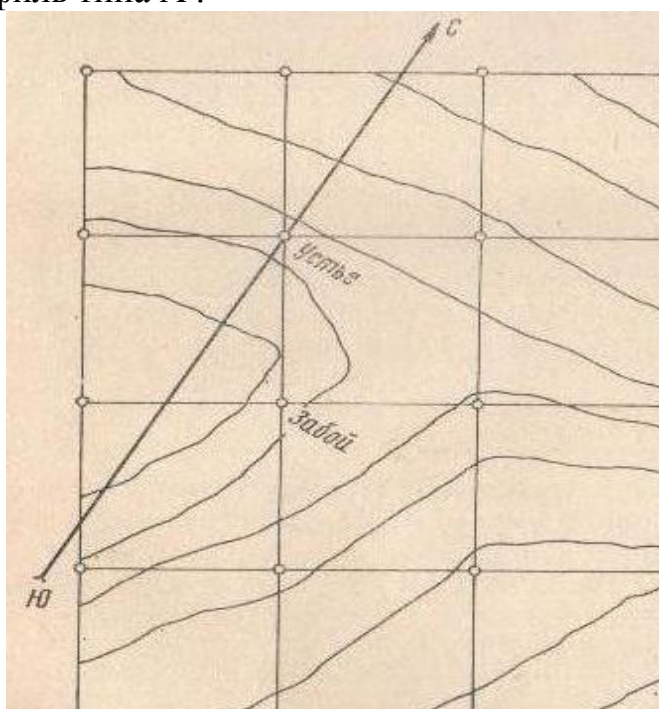
Длина ствола по профилю	$L = l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5$	$A = a_1 + a_2 + a_3$	$H_0 = H_B + h + H_1 + H_2 + H_3$	$L = l_1 + l_2 + l_3 + l_4$	$A = a_1 + a_2$	$H = H_B + h + H_1 + h_B$
Максимальный угол наклона ствола	Д (рис. 12, д) $\alpha = \arccos(1 - A/R)$					
Первый вертикальный участок	$l_1 = H_B$	-	$H_B$			
Участок набора угла наклона ствола	$l_2 = 0,01745 R\alpha$	$A = R(1 - \cos\alpha)$	$h = R \sin \alpha$			
Длина ствола по профилю	$L = l_1 + l_2$	A	$H_0 = H_B + h$			

### **Примеры расчета профилей разного типа**

**Пример 1** Выбрать, рассчитать и поострить профиль наклонно-направленной разведочной скважины при следующих условиях: скважина должна вскрыть один продуктивный горизонт, естественное искривление ствола незначительное. Конструкция скважины.

Тип колонны	Диаметр колонны, м	Глубина спуска, м
Направление	324	5
Кондуктор	245	250
Эксплуатационная колонна	146	1800

В связи с тем, что скважина предназначена для вскрытия одного продуктивного пласта и углы падения пластов небольшие, принимаем профиль типа А .



Определяем исходные данные для расчета. Азимут искривления ствола и длину проекции ствола на горизонтальную плоскость на структурной карте месторождения Азимут может быть измерен при помощи транспортира непосредственно на карте. При этом необходимо учесть поправку на направление, равную алгебраической сумме угла сближения меридианов и склонения магнитной стрелки. В данном случае  $\varphi = 150^\circ$ . Длина проекции ствола на горизонтальную плоскость равна расстоянию между положением

устья и забоя скважины, измеренную в масштабе карты, и в нашем случае  $A = 500$  м.

Длину первого вертикального участка выбираем, исходя из геологического разреза месторождения; окончание желательно приурочивать к пластам средней крепости. Практически  $H_B$  принимается равной глубине спуска кондуктора плюс величина проходки на долото в этом интервале, чтобы не повредить башмак кондуктора при работе с отклонителем. В нашем случае  $H_B = 250 + 50 = 300$  м.

Общая глубина скважины по вертикали определяется как сумма альтитуды устья скважины, отметки кровли продуктивного горизонта в точке его вскрытия, мощности пласта и глубины зумпфа (по вертикали), в нашем случае  $H_0 = 1700$  м.

Определяем радиус искривления ствола скважины. Для набора кривизны принимаем следующую компоновку: долото диаметром 190,5 мм, турбобур Т12МЗ-170, кривой переводник с углом изгиба  $2^\circ$  и УБТ диаметром 146 мм. Такая компоновка обеспечивает интенсивность набора угла искривления  $1^\circ 20'$  на 10 м проходки.

Тогда

$$R = (57,3 / \Delta\alpha_{10})10,$$

где  $\Delta\alpha_{10}$  - интенсивность набора кривизны на 10 м проходки.

$$R = (57,3 / 1,33)10 = 430 \text{ м.}$$

Ввиду увеличения фактического интервала работы с отклонителем из-за неточности его установки рассчитанный радиус искривления принимается на 5 – 10 % больше его теоретической величины, т.е.  $R = 480$  м. Этот радиус должен быть больше минимального.

Минимально возможный радиус искривления ствола, в который можно пропустить турбобур, при диаметре ствола, равном диаметру долота, рассчитывают по формуле

$$R_{\min} = \frac{167l_T^2}{D_{\text{дол}} - d_T - k + f},$$

где  $l_T$  - длина турбобура с долотом, м;  $D_{\text{дол}}$  - диаметр долота, мм;  $d_T$  - диаметр турбобура, мм;  $k$  - минимальный зазор между корпусом турбобура и стенкой скважины, мм ( $k = 5 \div 8$  мм);  $f$  - стрела прогиба турбобура, мм

$$f = 0,13 \cdot 10^7 q_T l_T^2 / EI_T,$$

где  $q_T$  - масса 1 см турбобура, кг;  $E$  - модуль Юнга, Н/см<sup>2</sup>;  $I_T$  - момент инерции поперечного сечения турбобура, см<sup>4</sup>

$$I_T = 0,049d_T^4 = 0,049 \cdot 17^4 = 4092,5 \text{ см}^4;$$

$$f = 0,13 \cdot 10^7 \frac{1,23 \cdot 875^2}{2,1 \cdot 10^7 \cdot 4120} = 14,2 \text{ мм};$$

$$R_{\min} = \frac{167 \cdot 8,75^2}{190,5 - 170 - 6 + 14,2} = 445,5.$$

Таким образом,  $R > R_{\min}$  ( $480 > 445,5$ ).

Фактическая интенсивность набора кривизны

$$\Delta\alpha_{10} = \frac{57,3 \cdot 10}{480} = 1,19^\circ.$$

Находим максимальный угол наклона ствола

$$\cos\alpha = \frac{R(R-A) + H\sqrt{H^2 + A^2} - 2AR}{(R-A)^2 + H^2},$$

где  $R$  – радиус искривления набора кривизны, м;  $A$  – смещение забоя по вертикали, м;  $H$  – проекции второго и третьего участков ствола на вертикаль, м

$$\cos\alpha = \frac{480(480 - 500) + 1400\sqrt{1400^2 + 500^2} - 2 \cdot 480 \cdot 500}{(480 - 500)^2 + 1400^2} = 0,934;$$

Определяем проекцию участка набора кривизны:

на горизонтальную плоскость

$$a = R(1 - \cos\alpha) = 480(1 - 0,934) = 31,7 \text{ м};$$

на вертикальную плоскость

$$h = R \sin\alpha = 480 \cdot 0,358 = 172 \text{ м}.$$

Определяем проекцию прямолинейного наклонного участка на вертикальную плоскость

$$H' = H_0 - (H_B + h) = 1700 - (300 + 172) = 1228 \text{ м}.$$

Рассчитываем длину участка набора кривизны

$$l_2 = 0,01745 R\alpha = 0,01745 \cdot 480 \cdot 21 = 176 \text{ м}.$$

Находим длину прямолинейного наклонного участка

$$l_3 = H' / \cos\alpha = 1228 / 0,934 = 1315 \text{ м}.$$

Определяем горизонтальную проекцию прямолинейного наклонного участка

$$A' = H' \operatorname{tg}\alpha = 1228 \cdot 0,384 = 470 \text{ м}.$$

Суммарная фактическая длина отклонения составит

$$A_\phi = a + A' = 31,7 + 470 = 501,7 \text{ м}.$$

Находим погрешность в определении угла наклона

$$\Delta\alpha = \operatorname{arctg} \frac{(A - A_\phi)}{l_3} \cos\alpha = \operatorname{arctg} \frac{1,7 \cdot 0,934}{1315} = 0^\circ 5'.$$

Погрешность находится в пределах точности измерений инклинометрами; значит, расчет сделан правильно.

Определяем длину ствола по профилю

$$L = l_1 + l_2 + l_3 = 300 + 176 + 1315 = 1791 \text{ м}.$$

**Пример 2** Рассчитать и построить профиль типа А для бурения наклонной скважины глубиной (по вертикали) 2100 м и со смещением забоя 300 м. Интенсивность набора кривизны на 100 м проходки составляет  $12^\circ$ ,

максимальный угол наклона скважины  $25^\circ$ . Длина первого вертикального участка не ограничивается. Методика расчета упрощена.

*Решение.* Определяем длину участка набора угла наклона ствола по формуле

$$l_2 = \frac{\alpha_n - \alpha_{n-1}}{\Delta\alpha_{100}} 100,$$

где  $\alpha_n$  - угол наклона ствола в конце участка, градусы;  $\alpha_{n-1}$  - угол наклона ствола в начале участка, градусы;  $\Delta\alpha_{100}$  - интенсивность набора кривизны на 100 м проходки, градусы.

Тогда

$$l_2 = (25/12) \cdot 100 = 208 \text{ м.}$$

Рассчитываем вертикальную проекцию участка набора кривизны

$$h = \frac{l_2 \sin \alpha}{\frac{\pi}{180} \alpha} = \frac{208 \sin 25^\circ}{\frac{\pi}{180} 25} = \frac{208 \cdot 0,4230}{0,01745 \cdot 25} = 202 \text{ м.}$$

Находим отклонение ствола скважины на участке набора кривизны (горизонтальную проекцию)

$$a = htg\alpha/2 = 202tg12^\circ 30' = 202 \cdot 0,2217 = 44,7 \text{ м.}$$

Определяем радиус искривления скважины

$$R = h/\sin \alpha = 202/\sin 25^\circ = 202/0,423 = 477 \text{ м.}$$

Вычисляем горизонтальную проекцию прямолинейного наклонного участка

$$A' = 300 - a = 300 - 44,7 = 255,3 \text{ м.}$$

Определяем длину наклонного прямолинейного участка

$$l_3 = A'/\sin \alpha = 255,3/0,423 = 603 \text{ м.}$$

Рассчитываем вертикальную проекцию прямолинейного наклонного участка

$$H' = A'/tg\alpha = 255,3/tg25^\circ = 255,3/0,466 = 545 \text{ м.}$$

Длина первого вертикального участка

$$l_1 = H_0 - (h + H') = 2100 - (202 + 545) = 1353 \text{ м.}$$

Тогда длина скважины по профилю

$$L = l_1 + l_2 + l_3 = 1353 + 208 + 603 = 2164 \text{ м.}$$

**Пример 3.** Рассчитать и построить профиль типа Б, если вертикальная проекция ствола скважины 1350 м, горизонтальная проекция 420 м, длина первого вертикального участка 200 м, азимут наклонного ствола  $100^\circ$ .

*Решение.* Для бурения скважины применяют следующую компоновку: долото диаметром 244,5 мм, турбобур Т12МЗ-215, кривой переводник с углом изгиба  $1^\circ 30'$  и УБТ диаметром 178 мм. Данная компоновка обеспечивает интенсивность набора угла наклона  $1^\circ 10'$  ( $1,166^\circ$ ) на 10 м проходки.

Тогда радиус искривления участка набора кривизны определяется по формуле

$$R_1 = (57,3 / \Delta\alpha_{10})10,$$

где  $\Delta\alpha_{10}$  - интенсивность набора угла наклона на 10 м проходки, градусы

$$R_1 = 57,3 \cdot 10 / 1,166 = 490 \text{ м.}$$

Радиус искривления увеличиваем на 5 %, так как увеличивается фактический интервал работы с отклонителем из-за неточности установки отклонителя, т.е.  $R_1 = 515 \text{ м.}$

Этот радиус должен быть больше минимального, который определяется по формуле

$$R_{\min} = \frac{167l_T^2}{D_{\text{доп}} - d_T - R + f},$$

$$\text{где } f = 0,13 \cdot 10^7 q_T \frac{l_T^2}{FI_T};$$

(Обозначения см. в задаче 5).

$$I_T = 0,049 \cdot 21,5^4 = 10300 \text{ см}^4;$$

$$f = 0,13 \cdot 10^7 \cdot 1,85 \frac{950^2}{2,1 \cdot 10^7 \cdot 10300} = 10 \text{ мм};$$

$$R_{\min} = \frac{167 \cdot 9,5^2}{244,5 - 215 - 6 + 10} = 450 \text{ м.}$$

Таким образом,  $R_1 > R_{\min}$ , так как  $515 > 450$ . Фактическая интенсивность набора угла наклона  $\frac{57,3 \cdot 10}{515} = 1,11^\circ$ . На основании данных практики радиус снижения угла наклона принимаем равным 1200 м, что соответствует темпу снижения угла наклона на 10 м проходки

$$\Delta\alpha_{10} = 57,3 \cdot 10 / 1200 = 0,477 = 0^\circ 29'.$$

$$\alpha = 90^\circ - (\gamma - \beta);$$

$$\begin{aligned} \gamma &= \arccos \frac{1}{2} \left[ \frac{(A - R_1)^2 + (H - H_B)^2 + R_1(R_0 + R_2)}{R_0 \sqrt{(A - R_1)^2 + (H - H_B)^2}} \right] = \\ &= \arccos \frac{1}{2} \left[ \frac{(420 - 515)^2 + (1350 - 200)^2 + 515(1715 + 1200)}{1715 \sqrt{(420 - 515)^2 + (1350 - 200)^2}} \right] = \\ &= \arccos \frac{1}{2} \left[ \frac{9025 + 1322500 + 1501225}{1980825} \right] = 44^\circ 30' \end{aligned}$$

$$\beta = \arctg \frac{A - R_1}{H - H_B} = \arctg \frac{420 - 515}{1350 - 200} = -4^\circ 40'.$$

После подстановки значений  $\gamma$  и  $\beta$  получаем

$$\alpha = 90^\circ - (44^\circ 30' + 4^\circ 40') = 40^\circ 50', \text{ Принимаем } \alpha = 41^\circ.$$

Определяем угол входа в пласт



$$\alpha'' = \arcsin \left[ \frac{R_0 \sin \alpha - (H - H_B)}{R_2} \right] = \arcsin \left[ \frac{1715 \sin 41^\circ - (1350 - 200)}{1200} \right] = -1^\circ 12'.$$

Рассчитываем длины участков профиля и его проекции.

Участок набора кривизны:

длина

$$l_2 = 0,01745 R_1 \alpha = 0,01745 \cdot 515 \cdot 41 = 368 \text{ м};$$

горизонтальная проекция

$$a = R_1 (1 - \cos \alpha) = 515 (1 - \cos 41^\circ) = 126 \text{ м};$$

вертикальная проекция

$$h = R_1 \sin \alpha = 515 \cdot 0,656 = 338 \text{ м}.$$

Участок снижения кривизны:

длина

$$l_3 = 0,01745 R_2 \alpha'; \quad \alpha' = \alpha - \alpha'' = 41 + 1^\circ 12' = 42^\circ 12';$$

$$l_3 = 0,01745 \cdot 1200 \cdot 422 = 833 \text{ м};$$

горизонтальная проекция

$$a_1 = R_2 (\cos \alpha'' - \cos \alpha) = 1200 [\cos(-1^\circ 12') - \cos 41^\circ] = 294 \text{ м};$$

вертикальная проекция

$$\begin{aligned} H_1 &= R_2 (\sin \alpha - \sin \alpha'') = 1200 [\sin 41^\circ - \sin(-1^\circ 12')] = \\ &= 1200 [\sin 41^\circ + \sin 1^\circ 12'] = 812 \text{ м}. \end{aligned}$$

Длина ствола по профилю

$$L = l_1 + l_2 + l_3 = 200 + 368 + 883 = 1451 \text{ м}.$$

Горизонтальная проекция ствола

$$A = a + a_1 = 126 + 294 = 420 \text{ м},$$

что не отличается от проектного значения.

Вертикальная проекция ствола

$$H = H_B + h + H_1 = 200 + 338 + 812 = 1350 \text{ м}.$$

На основании расчетных данных на профиле указываем координаты характерных точек и составляем таблицу

Интервал глубины, м	Длина интервала, м	Угол искривления, градус			Отклонение забоя за интервал, м $x = l \cdot \sin \alpha_{CP}$	Среднее отклонение забоя скважины, м
		В начале интервала а	В конце интервала а	Средний за интервал л		
0-200	200	0	0	0	0	0
200-300	100	0	11,10	5,55	9,67	9,67
300-400	100	11,10	22,20	16,65	28,65	38,32
400-500	100	22,20	33,40	27,80	46,64	84,96
500-568	68	33,40	41,00	37,20	40,80	125,76
568-668	100	41,00	36,23	38,61	62,41	188,17
668-768	100	36,23	31,46	33,84	55,67	243,74
768-868	100	31,46	26,69	29,07	48,58	292,32
868-968	100	26,69	21,92	24,30	41,15	333,47

968-1068	100	21,92	17,15	19,53	33,43	366,90
1068-1168	100	17,15	12,38	14,76	25,48	392,38
1168-1268	100	12,38	7,61	9,99	17,36	409,74
1268-1368	100	7,61	2,84	5,22	9,06	418,80
1368-1451	83	2,84	-1,12	0,86	1,25	420,05

Примечание. Азимут равен 100°.

**Пример 4** Рассчитать и построить типа Б (см. рис. 12, б) для бурения наклонной скважины глубиной 2400 по вертикали, если смещение забоя составляет 260 м, интенсивность набора кривизны 7° на 100 м проходки, интенсивность снижения кривизны 1,2° на 100 м проходки, угол искривления ствола скважины на забое 6°. Длина первого вертикального участка должна быть более 500 м.

**Решение.** Определяем максимальный угол искривления скважины по формуле

$$\cos \alpha = \frac{\Delta \alpha_c + \Delta \alpha_H \cos \delta - A \Delta \alpha_H \Delta \alpha_c 0,01745 \cdot 1/100}{\Delta \alpha_H + \Delta \alpha_c},$$

где  $\Delta \alpha_H$  - интенсивность набора кривизны на 100 м проходки, градусы;  $\Delta \alpha_c$  - интенсивность снижения кривизны на 100 м проходки, градусы;  $A$  - отклонение забоя скважины от вертикали, м;  $\delta$  - угол искривления ствола скважины у забоя, градусы.

$$\cos \alpha = \frac{1,2 + 7 \cos 6^\circ - 260 \cdot 1,2 \cdot 7 \cdot 0,0001745}{8,2} = \frac{1,2 + 6,96 - 0,382}{8,2} = 0,948;$$

$$\alpha = 18^\circ 30'.$$

Определяем вертикальную проекцию наклонной части ствола скважины

$$H_0 = \frac{5730}{\Delta \alpha_H + \Delta \alpha_c} \left[ (\Delta \alpha_H + \Delta \alpha_c) \sin \alpha - \Delta \alpha_H \sin \frac{\delta}{2} \right] =$$

$$= \frac{5730}{1,2 + 7} \left[ (7 + 1,2) \sin 18^\circ 30' - 7 \sin 9^\circ 15' \right] = 700(2,6 - 1,12) = 1070 \text{ м.}$$

Определяем длину вертикальной скважины

$$l_1 = H - H_0 = 2400 - 1070 = 1330 \text{ м.}$$

Определяем длину ствола скважины по профилю

$$L = l_1 + l_2 + l_3;$$

$$l_2 = (\alpha / \Delta \alpha_H) 100;$$

$$l_2 = (18,5 / 7) 100 = 264.$$

$$l_3 = \frac{(\alpha - \delta) 100}{\Delta \alpha_c} = \frac{(18,5 - 6) 100}{1,2} = 1040 \text{ м.}$$

$$L = 1330 + 264 + 1040 = 2634 \text{ м.}$$

Определяем вертикальную проекцию участка набора кривизны

$$h = \frac{100 \sin \alpha}{\Delta \alpha_H \cdot 0,01745} = \frac{100 \sin 18^\circ 30'}{7 \cdot 0,01745} = 260 \text{ м.}$$

Вычисляем величину смещения забоя на участке набора кривизны

$$a = htg\alpha / 2 = 260tg9^\circ 15' = 42,3 \text{ м.}$$

Определяем горизонтальную проекцию участка снижения кривизны

$$a_1 = A - a = 260 - 42,3 = 217,7 \text{ м.}$$

Рассчитываем радиус дуги участка снижения кривизны

$$R_1 = \frac{100}{\Delta \alpha_H \cdot 0,01745} = \frac{100}{7 \cdot 0,01745} = 820 \text{ м.}$$

Определяем радиус дуги участка снижения кривизны

$$R_2 = \frac{100}{\Delta \alpha_C \cdot 0,01745} = \frac{100}{1,2 \cdot 0,01745} = 4780 \text{ м.}$$

Определяем элементы искривленного участка скважины по интервалам глубин, и результаты расчетов сводим в табл. 138.

Расхождение между заданной величиной отклонения забоя скважины и расчетной составляет 2,64 м (или 1 %), что вполне допустимо.

Интервал глубины, м	Длина интервала, м	Угол искривления, градус		Отклонение забоя, м	
		В конце интервала	Средний за интервал	За интервал $x = l \cdot \sin \alpha_{CP}$	суммарное
0-1330	1330	0	0	0	0
1330-1430	100	7,0	3,50	6,10	6,10
1430-1530	100	14,0	10,50	18,22	24,32
1530-1594	64	18,5	16,25	17,90	42,22
1594-1694	100	17,3	17,90	30,74	72,96
1694-1794	100	16,1	16,70	28,74	101,70
1794-1894	100	14,9	15,50	26,72	128,42
1894-1994	100	13,7	14,30	24,70	153,12
1994-2094	100	12,5	13,10	22,67	175,79
2094-2194	100	11,3	11,90	20,62	196,41
2194-2294	100	10,1	10,70	18,57	214,98
2294-2394	100	8,9	9,50	16,50	231,48
2394-2494	100	7,7	8,30	14,44	245,92
2494-2594	100	6,5	7,10	12,36	258,28
2594-2634	40	6,0	6,25	4,36	262,64

**Пример 5** Рассчитать и построить профиль типа В (см. рис.12, в), если вертикальная проекция ствола скважины составляет 2325 м, отклонение забоя скважины от вертикали 325 м, длина первого вертикального участка в соответствии с геологическими условиями 275 м, длина пятого вертикального участка 125 м, азимут искривления ствола 105°.

*Решение.* Для бурения второго участка применяем следующую компоновку: долото диаметром 244,5 мм, турбобур ТС4А-170, кривой переводник с углом изгиба 1° и УБТ диаметром 146 мм. Такая компоновка обеспечивает интенсивность набора угла наклона  $\Delta\alpha_{10} = 0,666^\circ$  на 10 м проходки. Тогда радиус искривления второго участка

$$R_1 = 57,3 \cdot 10 / \Delta\alpha_{10} = 573 / 0,666 = 860 \text{ м.}$$

С учетом увеличения на 5 %  $R_1$  принимается равным 900 м. По результатам бурения в данном районе темп снижения угла искривления на 10 м проходки составляет 0,8°. Тогда радиус участка снижения угла наклона равен

$$R_2 = 57,3 \cdot 10 / \Delta\alpha_{10} = 573 / 0,8 = 716 \text{ м.}$$

С учетом увеличения на 5 %  $R_2$  принимается равным 750 м. Принятые радиусы  $R_1$  и  $R_2$  должны быть большими минимальных, которые определяются по формуле

$$R_{\min} = \frac{167l_T^2}{D_{\text{доп}} - d_T - k + f},$$

где

$$f = 0,13 \cdot 10^7 q_T \frac{l_T^2}{EI_T};$$

$$l_T = 0,049 d_T^4.$$

(Обозначения те же, что и в примере 1.)

$$l_T = 0,049 \cdot 17^4 = 4120 \text{ см}^4;$$

$$f = 0,13 \cdot 10^7 \cdot 1,375 \frac{1478^2}{2,1 \cdot 10^7 \cdot 4120} = 34,6 \text{ мм};$$

$$R_{\min} = \frac{167 \cdot 1478^2}{244,5 - 170 - 5 + 34,6} = 350 \text{ м.}$$

Сравнивая принятые  $R_1 = 900$  м и  $R_2 = 750$  м с  $R_{\min} = 350$  м, видим, что  $R_1 > R_{\min}$  и  $R_2 > R_{\min}$ .

Находим необходимый угол наклона третьего участка ствола по формуле

$$\sin \alpha = \frac{R_0 H - (R_0 - A) \sqrt{H^2 - A(2R_0 - A)}}{(H^2 + R_0^2) - A(2R_0 - A)},$$

где  $R_0 = R_1 + R_2 = 900 + 750 = 1650$  м;  $H = H_0 - H_B - H_3 = 2325 - 275 - 125 = 1925$  м.

Тогда

$$\sin \alpha = \frac{1650 \cdot 1925 - (1650 - 325) \sqrt{1925^2 - 325(2 \cdot 1650 - 325)}}{(1925^2 + 1650^2) - 325(2 \cdot 1650 - 325)} = 0,1805 ;$$

$$\alpha = 10^\circ 24'.$$

Определяем горизонтальные и вертикальные проекции остальных участков.

Участок набора угла наклона:

длина

$$l_2 = 0,01745 R_1 \alpha = 0,01745 \cdot 900 \cdot 10,4 = 163 \text{ м};$$

горизонтальная проекция

$$a = R_1 (1 - \cos \alpha) = 900 (1 - \cos 10^\circ 24') = 14,77 \text{ м};$$

вертикальная проекция

$$h = R_1 \sin \alpha = 900 \sin 10^\circ 24' = 162 \text{ м}.$$

Участок поддержания угла наклона ствола (прямолинейный наклонный):

вертикальная проекция

$$H_1 = H_0 - H_B - H_3 - (R_1 + R_2) \sin \alpha = 2325 - 275 - 125 - (900 + 750) \sin 10^\circ 24' = 1628 \text{ м};$$

длина

$$l_3 = H_1 / \cos \alpha = 1628 / \cos 10^\circ 24' = 1655 \text{ м};$$

горизонтальная проекция

$$a_2 = H_1 \operatorname{tg} \alpha = 1628 \operatorname{tg} 10^\circ 24' = 298,1 \text{ м}.$$

Участок снижения угла наклона ствола:

длина

$$l_4 = 0,01745 R_2 \alpha = 0,01745 \cdot 750 \cdot 10,4 = 136 \text{ м};$$

горизонтальная проекция

$$a_3 = R_2 (1 - \cos \alpha) = 750 (1 - \cos 10^\circ 24') = 12,3 \text{ м};$$

вертикальная проекция

$$H_2 = R_2 \sin \alpha = 750 \sin 10^\circ 24' = 135 \text{ м}.$$

Длина ствола по профилю

$$L = l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5 = 275 + 163 + 1655 + 136 + 125 = 2354 \text{ м}.$$

Горизонтальная проекция ствола

$$A = a_1 + a_2 + a_3 = 14,77 + 298,1 + 12,3 = 325,17 \text{ м}.$$

Вертикальная проекция ствола

$$H_0 = H_B + h + H_1 + H_2 + H_3 = 275 + 162 + 1628 + 135 + 125 = 2325 \text{ м}.$$

Разница  $325,17 - 325 = 0,17$  м – вполне допустимая величина.

**Пример 6** Рассчитать и построить профиль типа В по упрощенной методике, если глубина скважины по вертикали 2600 м, величина отклонения забоя от вертикали 280 м, длина первого вертикального участка 1000 м, интенсивность набора кривизны 6° на 100 м вертикальной проекции, интенсивность снижения кривизны 3° на 100 м вертикальной проекции, максимальный угол искривления скважины 15°. Нижний участок на протяжении 100 м должен быть вертикальным.

*Решение.* Определяем длину вертикальной проекции интервала набора угла искривления ствола скважины от нуля до 15°

$$l_H = \frac{\alpha_n - \alpha_{n-1}}{\Delta\alpha_{100}} 100$$

где  $\alpha_n$  - кривизна ствола в конце участка, градусы;  $\alpha_{n-1}$  - кривизна ствола в начале участка, градусы;  $\Delta\alpha_{100}$  - интенсивность искривления ствола скважины на 100 м длины, градусы

$$l_H = \frac{15 - 0}{6} 100 = 250 \text{ м.}$$

Рассчитываем длину вертикальной проекции интервала снижения угла искривления ствола скважины

$$l_C = \frac{15 - 0}{3} 100 = 500 \text{ м.}$$

Тогда вертикальная проекция прямолинейного наклонного участка составит

$$l_H = 2600 - (1000 + 250 + 50 + 100) = 750 \text{ м.}$$

Определяем отклонении забоя ствола наклонной скважины по интервалам глубин по формуле

$$a = a_{n-1} + 100 \operatorname{tg} \frac{\alpha_n + \alpha_{n-1}}{2},$$

где  $\alpha_{n-1}$  - отклонение забоя от вертикали предыдущего участка, м.

Интервал глубин:

$$0 - 1000 \text{ м} \quad a_1 = 0;$$

$$1000 - 1100 \text{ м}$$

$$a_2 = a_1 + 100 \operatorname{tg} \left( \frac{6 + 0}{2} \right)^\circ = 0 + 100 \operatorname{tg} 3^\circ = 5,24;$$

$$1100 - 1200 \text{ м}$$

$$a_3 = a_2 + 100 \operatorname{tg} \left( \frac{12 + 6}{2} \right)^\circ = 5,24 + 15,84 = 21,08 \text{ м};$$

$$1200 - 1250 \text{ м}$$

$$a_4 = a_3 + 50 \operatorname{tg} \left( \frac{15 + 12}{2} \right)^\circ = 21,08 + 12,00 = 33,08 \text{ м};$$

$$1250 - 2000 \text{ м}$$

$$a_5 = a_4 + 750 \operatorname{tg} 15^\circ = 33,08 + 201 = 234,08 \text{ м};$$

$$2000 - 2100 \text{ м}$$

$$a_6 = a_5 + 100 \operatorname{tg} \left( \frac{12 + 15}{2} \right)^\circ = 234,08 + 24,01 = 258,09 \text{ м};$$

2100 – 2200 м

$$a_7 = a_6 + 100 \operatorname{tg}\left(\frac{9+12}{2}\right)^\circ = 258,09 + 18,53 = 276,62 \text{ м};$$

2200 – 2300 м

$$a_8 = a_7 + 100 \operatorname{tg}\left(\frac{6+9}{2}\right)^\circ = 276,62 + 13,17 = 289,79 \text{ м};$$

2300 – 2400 м

$$a_9 = a_8 + 100 \operatorname{tg}\left(\frac{3+6}{2}\right)^\circ = 289,79 + 7,87 = 297,66 \text{ м};$$

2400 – 2500 м

$$a_{10} = a_9 + 100 \operatorname{tg}\left(\frac{0+6}{2}\right)^\circ = 297,66 + 2,67 = 300,28 \text{ м};$$

2500 – 2600 м

$$a_{11} = a_{10} + 0 = a_{10} = 300,28 \text{ м}.$$

Полученное суммарное смещение забоя (300,28 м) больше требуемого (280 м) на  $300,28 - 280 = 20,28$  м, т.е. изменится начало искривления ствола скважины

$$h_0 = 1000 + \frac{20,28}{\operatorname{tg}15^\circ} = 1000 + 75,6 = 1075,6 \text{ м}.$$

Следовательно, величина прямолинейного наклонного участка уменьшится на 75,6 м, т.е.  $750 - 75,6 = 674,6$  м.

Проводим перерасчет и результаты сводим в таблицу

Интервал глубины, м	Длина интервала, м	Угол искривления, градус		Отклонение забоя, м	
		В конце интервала	Средний за интервал	По тангенсу средней кривизны	суммарное
0 – 1075,6	1075,6	0	0	0	0
1075,6-1175,6	100,0	6	3,0	5,24	5,24
1175,6-1275,6	100,0	12	9,0	15,84	21,08
1275,6-1325,6	50,0	15	13,5	12,00	33,08
1325,6-2000,0	674,4	15	15,0	180,72	213,80
2000-2100	100,0	12	13,5	24,01	237,81
2100-2200	100,0	9	10,5	18,53	256,34
2200-2300	100,0	6	7,5	13,17	269,51
2300-2400	100,0	3	4,5	7,87	277,38
2400-2500	100,0	0	1,5	2,62	280,00
2500-2600	100,0	0	0	0	-

**Пример 7.** Рассчитать и построить профиль типа Г для наклонной скважины глубиной 1800 м по вертикали с отклонением забоя по вертикали 500 м, если интенсивность набора кривизны  $8^\circ$  на 100 м проходки, длина первого вертикального участка 250 м, длина нижнего (четвертого) вертикального участка должна быть не менее 120 м.

*Решение.* Определяем радиус искривления второго участка

$$R_1 = 5730 / \Delta\alpha_{100} = 5730 / 8 = 716 \text{ м.}$$

Принимаем  $R_1 = 720$  м.

Находим радиус снижения угла наклона на третьем участке

$$R_2 = 5730 / 4 = 1432 \text{ м. Принимаем } R_2 = 1440 \text{ м.}$$

Определяем величину необходимого угла наклона

$$\cos\alpha = 1 - \frac{A}{R_1 + R_2},$$

где  $A$  – величина смещения забоя от вертикали, м.

Тогда

$$\cos\alpha = 1 - \frac{500}{720 + 1440} = 0,768; \quad \alpha \approx 39,8^\circ.$$

Рассчитываем длину участков профиля и их горизонтальные и вертикальные проекции.

Участок набора угла наклона ствола скважины:

длина

$$l_2 = 0,01745 R_1 \alpha = 0,01745 \cdot 720 \cdot 39,8 = 500 \text{ м;}$$

горизонтальная проекция

$$a_1 = R_1(1 - \cos\alpha) = 720(1 - \cos 39,8^\circ) = 720 \cdot 0,232 = 167 \text{ м;}$$

вертикальная проекция

$$h = R_1 \sin\alpha = 720 \sin 39,8^\circ = 720 \cdot 0,641 = 461 \text{ м;}$$

Участок снижения угла наклона ствола:

длина

$$l_3 = 0,01745 R_2 \alpha = 0,01745 \cdot 1440 \cdot 39,8^\circ = 1000 \text{ м;}$$

горизонтальная проекция

$$a_2 = R_2(1 - \cos\alpha) = 1440 \cdot 0,232 = 333 \text{ м;}$$

вертикальная проекция

$$H_1 = R_2 \sin\alpha = 1440 \sin 39,8^\circ = 1440 \cdot 0,641 = 922 \text{ м.}$$

Вертикальный участок (четвертый):

длина

$$H_0 = H - H_B - h - H_1 = 1800 - 250 - 461 - 922 = 167 \text{ м;}$$

вертикальная проекция  $h_B = l_4 = 167$  м.

Длина ствола по профилю

$$L = l_1 + l_2 + l_3 + l_4 = 250 + 500 + 1000 + 167 = 1917 \text{ м.}$$

Проекции ствола:

горизонтальная

$$A = a_1 + a_2 = 167 + 333 = 500 \text{ м.}$$

вертикальная



$$H_0 = H_B + h + H_1 + h_B = 250 + 461 + 922 + 167 = 1800 \text{ м.}$$

Уклонение ствола скважины за счет кривизны

$$L_{\text{удл}} = L - H = 1917 - 1800 = 117 \text{ м.}$$

**Пример 8** Рассчитать и построить профиль типа D (см. рис.12, д), если глубина скважины по вертикали составляет 1620 м, отклонение забоя о вертикали 135 м, длина первого вертикального участка 1000 м, азимут  $140^\circ$ .

*Решение.* Определяем вертикальную проекцию участка набора кривизны

$$h = H_0 - H_B = 1620 - 1000 = 620 \text{ м;}$$

где  $H_0$  - вертикальная проекция ствола скважины, м;  $H_B$  - длина первого вертикального участка, м.

Определяем радиус искривления ствола скважины по формуле

$$R = (h^2 + A^2) / 2A,$$

где  $A$  – отклонения забоя скважины по вертикали,

$$R = \frac{620^2 + 135^2}{2 \cdot 135} = 1491 \text{ м.}$$

Рассчитываем угол искривления скважины

$$\text{tg} / 2 = A / h = 135 / 620 = 0,218 ; \quad \alpha = 24^\circ 36'.$$

Определяем вертикальные и горизонтальные проекции профиля. Участок набора кривизны:

длина

$$l_2 = 0,01745 R_1 \alpha = 0,01745 \cdot 1491 \cdot 24,6 = 640 \text{ м;}$$

горизонтальная проекция

$$a = R (1 - \cos \alpha) = 1491 (1 - \cos 24^\circ 36') = 1491 (1 - 0,9092) = 135,5 \text{ м;}$$

вертикальная проекция

$$h = R \sin \alpha = 1491 \sin 24^\circ 36' = 1491 \cdot 0,4163 = 620 \text{ м.}$$

Длина ствола по профилю

$$L = l_1 + l_2 = 1000 + 640 = 1640 \text{ м.}$$

Вертикальная проекция ствола

$$H_0 = H_B + h = 1000 + 620 = 1620 \text{ м.}$$

Если, кроме вертикальной проекции ствола скважины, смещения забоя от вертикали, азимута и первого и вертикального участка, задан угол входа в пласт  $\gamma = 15^\circ$  (между осью ствола скважины и плотностью напластования) и известен угол падения пласта  $\beta = 20^\circ$  (составляемый плоскостью напластования с горизонтальной плоскостью), то угол наклона ствола и вертикали  $\alpha$  в месте входа в пласт находим по формуле

$$\alpha = 90^\circ - \gamma - \beta = 90^\circ - 15^\circ - 20^\circ = 55^\circ.$$

Тогда радиус искривления скважины

$$R \frac{A}{1 - \cos \alpha} = \frac{135}{1 - \cos 55^\circ} = \frac{135}{1 - 0,574} = 317 \text{ м.}$$

При бурении данной скважины долотом диаметром 244,5 мм с турбобуром Т12МЗ-215  $R_{\min} = 450$  м (см. пример 3). Поэтому необходимо увеличить радиус искривления ствола скважины до минимального, т.е.  $R = 450$  м.

Значения отклонения ствола скважины от вертикали на различных глубинах и величины углов искривления на тех же глубинах приведены в таблицу.

Интервал глубины, м	Длина интервала, м	Угол искривления, градус		Отклонение забоя, м	
		В конце интервала	Средний за интервал	За интервал $x = l \cdot \sin \alpha_{CP}$	суммарное
0-1000	1000	0	0	0	0
1000-1100	100	0	3,84	3,35	3,35
1100-1200	100	3,84	7,68	10,05	13,40
1200-1300	100	7,68	11,52	16,68	30,08
1300-1400	100	11,52	15,36	23,23	53,31
1400-1500	100	15,36	19,20	29,71	83,02
1500-1600	100	19,20	23,04	36,03	119,05
1600-1640	40	23,04	24,57	16,00	135,05

Примечание 1. Азимут составляет  $140^\circ$ .

2.  $\Delta \alpha_{100} = 57,3 \cdot 10 / R = 573 / 1491 = 0,384^\circ$ .

### Практическая работа № 13

2 часа

#### ГРАФИЧЕСКОЕ ПОСТРОЕНИЕ ПРОФИЛЯ НАКЛОННО - НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ

##### 1. Цель работы

Научиться строить профиль наклонной скважины

##### 2. Обеспечивающие средства

2.1. Калькулятор

2.2. Методические указания

#### ТИПЫ ПРОФИЛЕЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИХ ПРИМЕНЕНИЮ

Профиль типа А состоит из трех участков: вертикального 1, участка набора угла наклона ствола 2 и прямолинейного наклонного участка 3. Профиль этого типа рекомендуется применять при бурении неглубоких

скважин на однопластовые месторождения, если предполагается большое смещение забоя. Он позволяет ограничить до минимума время работы с отклонителем, получить наибольшее отклонение от вертикали при наименьшем угле наклона ствола, эксплуатировать скважины без затруднений.

Профиль типа Б отличается от профиля типа А тем, что вместо прямолинейного наклонного участка имеется участок естественного снижения угла наклона 3. Профиль этого типа рекомендуется применять в районах, где естественное снижение угла наклона невелико, и для больших глубин скважин, когда стабилизация угла наклона затруднена. Он требует набора значительно большего угла наклона ствола, длина второго участка (набора кривизны) будет больше, а значит увеличится время работы с отклонителем.

Профиль типа В состоит из пяти участков: вертикального 1, участка набора угла наклона ствола 2, прямолинейного наклонного участка 3, участка снижения угла наклона 4 и вертикального 5. Его рекомендуется применять при проходке глубоких скважин, требующих пересечения стволом нескольких продуктивных горизонтов. Это наиболее сложный профиль.

Профиль типа Г отличается от профиля В тем, что в нем участки 3 и 4 заменены участком самопроизвольного падения угла наклона 3. Рекомендуется применять при бурении глубоких скважин, в которых возможны отклонения в нижней части ствола скважины.

Профиль типа Д состоит из вертикального участка 1 и участка набора угла наклона ствола 2. Профиль характеризуется большой длиной второго участка. Рекомендуется его применять, если необходимо выдержать заданные углы входа в пласт и вскрыть небольшую толщину пласта.

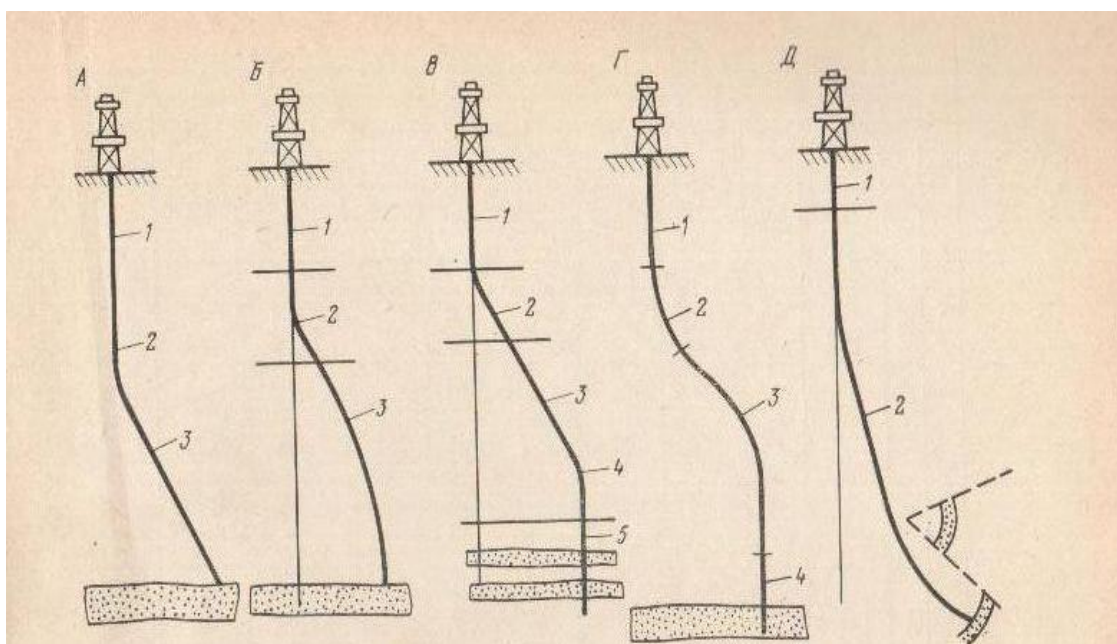


Рисунок 1 - Типы профилей

**Задание: по расчетам профилей в предыдущей практической работе (№12), построить соответствующие профили.**

Горизонтальную проекцию строим следующим образом: выбираем точку, которая будет являться устьем скважины и через нее в направлении заданного азимута проводим прямую линию и от выбранной точки на ней откладываем в соответствующем масштабе отрезок, равный длине смещения забоя от вертикали. Из конца отрезка радиусом того же масштаба проводим окружность, ограничивающую допуск на отклонение забоя от заданного положения. Из точки, принятой за устье скважины, проводим две линии, касательные к окружности.

Вертикальную проекцию строим на том же листе миллиметровой бумаги. Проводим оси координат. На вертикальной оси от начала координат вниз в масштабе откладываем отрезок, равный глубине наклонной скважины по вертикали.

**Пример 1 (Пример расчета 1)**

Построить профиль наклонно-направленной разведочной скважины при следующих условиях: скважина должна вскрыть один продуктивный горизонт, естественное искривление ствола незначительное.

По данным расчета строим в масштабе профиль ствола скважины (рис. а, б).

Горизонтальную проекцию профиля строим так: на листе миллиметровой бумаги выбираем точку  $O$ , которую принимаем за устье наклонной скважины (верхняя кромка миллиметрового листа соответствует северной стороне). При помощи транспортира через эту точку в направлении проектного азимута ( $150^\circ$ ) проводим прямую линию и от выбранной точки  $O$  на ней откладываем отрезок  $AE$ , равный длине отклонения забоя от вертикали в принятом масштабе (1:200, 1:400 или 1:500), т.е.  $OO_1 = AE = 500$  м. Из точки  $O_1$  (рис. а) радиусом 90 м в этом же масштабе проводим окружность, ограничивающую допуск на отклонение забоя от заданного положения (круг допуска). Радиус для данной скважины должен быть не более 5 % глубины скважины, т.е. 90 м.

Две касательные линии, проведенные от точки  $O$ , к кругу допуска, образуют конус допусков.

Затем на этом же листе миллиметровой бумаги проводим оси координат. От начала координат вниз на вертикальной оси откладываем отрезок, равный вертикальной проекции ствола скважины  $OA = H_0 = 1700$  м в масштабе 1:1000 или 1:2000. На этом отрезке откладываем расстояния  $OB = 300$  м и  $BC = 172$ . Из точки  $C$  проводим горизонтальную линию и на ней откладываем отрезок  $CD = 31,7$  м; из точки  $A$  проводим горизонтальную линию и на ней откладываем отрезок  $AE = 500$  м. Точки  $O$  и  $B$ ,  $D$  и  $E$  соединяем прямой, а  $B$  и  $C$  – по дуге окружности радиуса 480 м (рис.б).

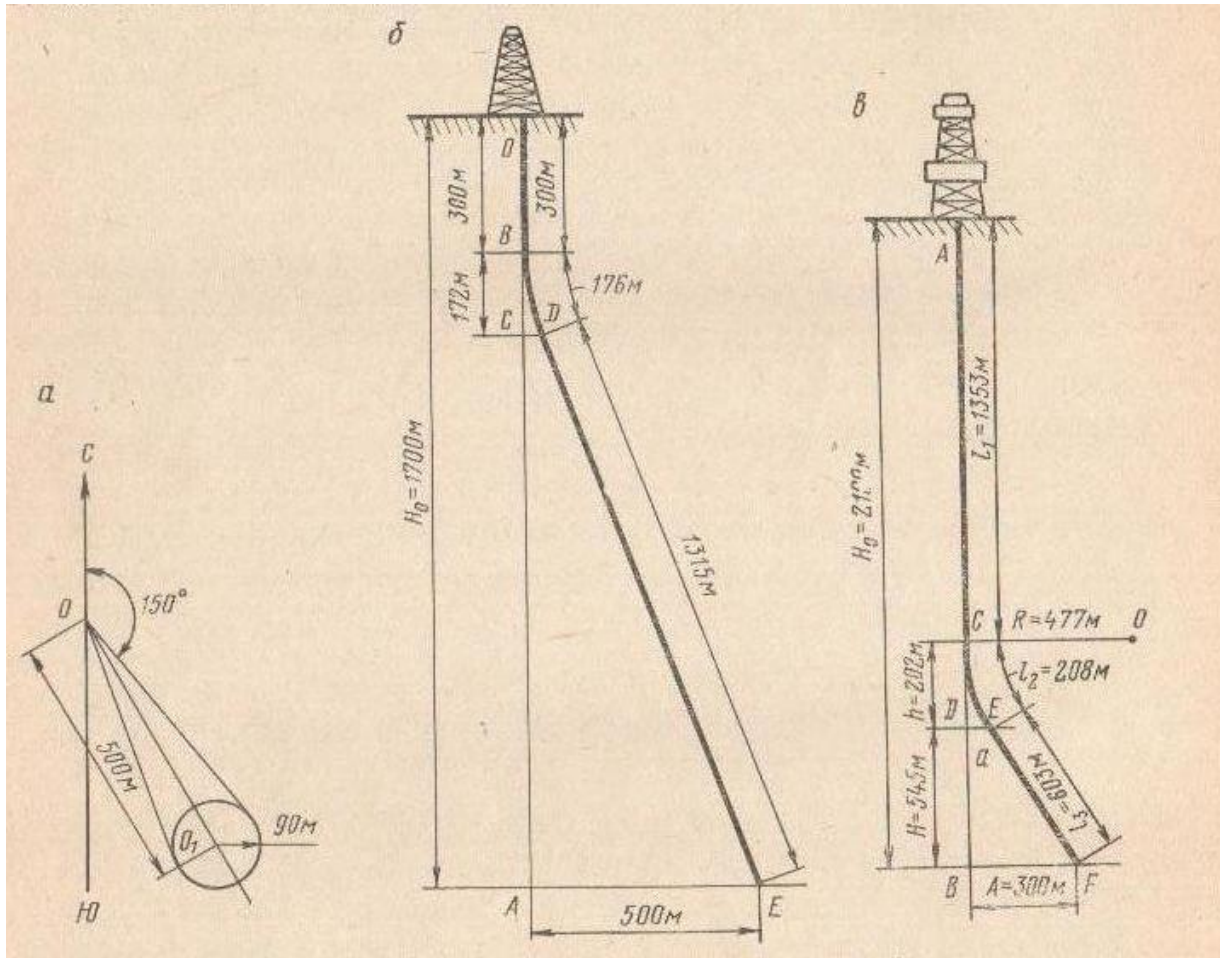


Рисунок 2 -Схема построения профиля типа А

а) горизонтальная проекция, б) вертикальная проекция , в) рассчитанного по упрощенной методике.

**Пример 2 ( Пример расчета 2 )** Построить профиль типа А для бурения наклонной скважины глубиной (по вертикали) 2100 м и со смещением забоя 300 м. Интенсивность набора кривизны на 100 м проходки составляет  $12^\circ$ , максимальный угол наклона скважины  $25^\circ$ . Длина первого вертикального участка не ограничивается .Методика расчета упрощена. Построение профиля рисунок в. На вертикальной линии откладываем отрезки  $AB = H_0 = 2100$  м,  $AC = l_1 = 1353$  м,  $CD = h = 202$  м. Через точки С, D, В проводим горизонтальные линии. Отложим на линии, проходящей через точку С, отрезок  $R = 477$  м; на линии, проходящей через точку D, отрезок  $DE = a = 44,7$  м и на линии, проходящей через точку В, отрезок  $BF = A = 300$  м.

Из точки О радиусом 477 м описываем дугу. Точки Е и F соединяем прямой F EF до касания в другой точке Е. Ломанная линия ACEF представляет собой проектный профиль ствола скважины.

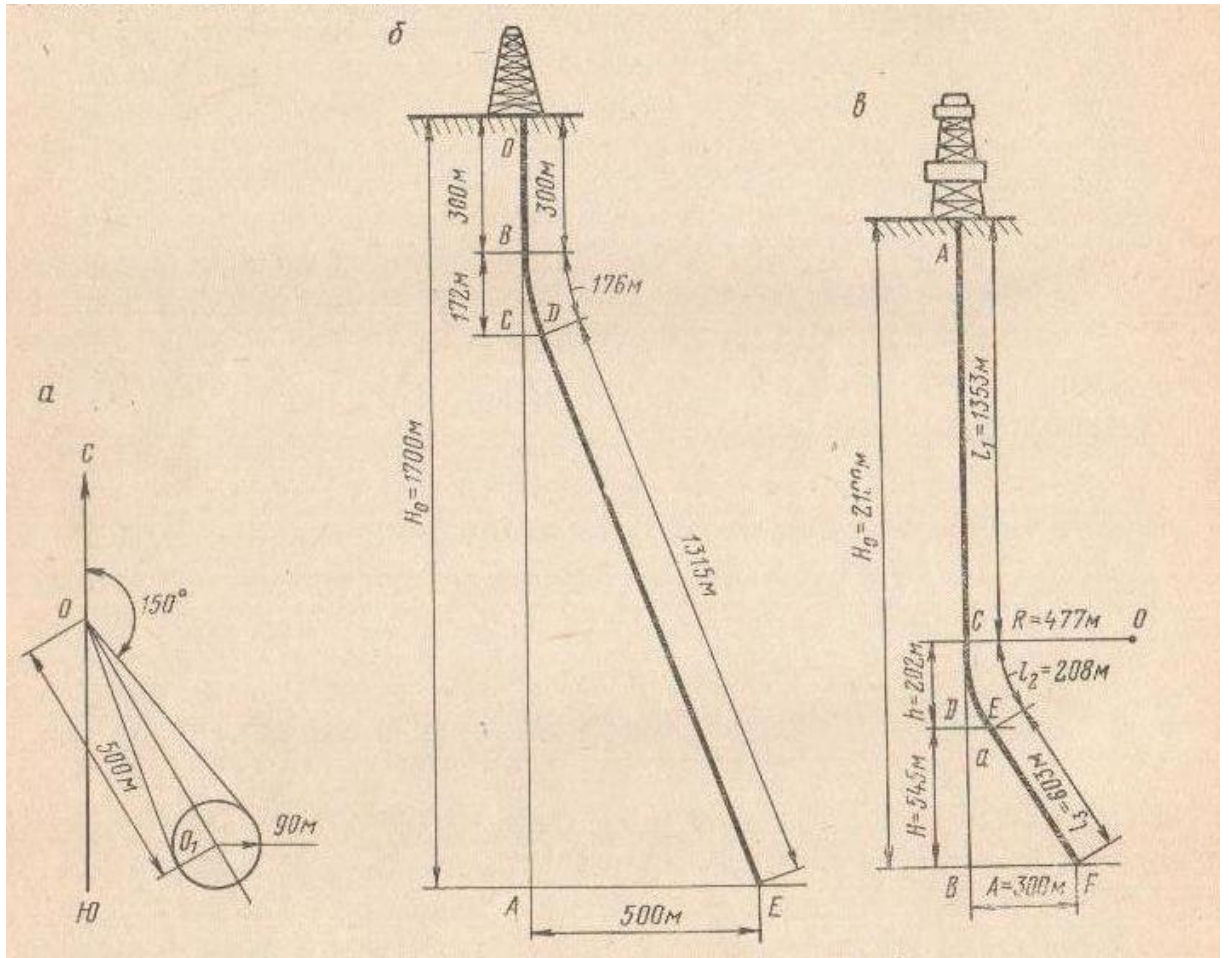


Рисунок 3 - Схема построения профиля типа А

а) горизонтальная проекция, б) вертикальная проекция, в) рассчитанного по упрощенной методике.

**Пример 3 (Пример расчета 3)** построить профиль типа Б (см. рис.4, б), если вертикальная проекция ствола скважины  $1350\text{ м}$ , горизонтальная проекция  $420\text{ м}$ , длина первого вертикального участка  $200\text{ м}$ , азимут наклонного ствола  $100^\circ$ .

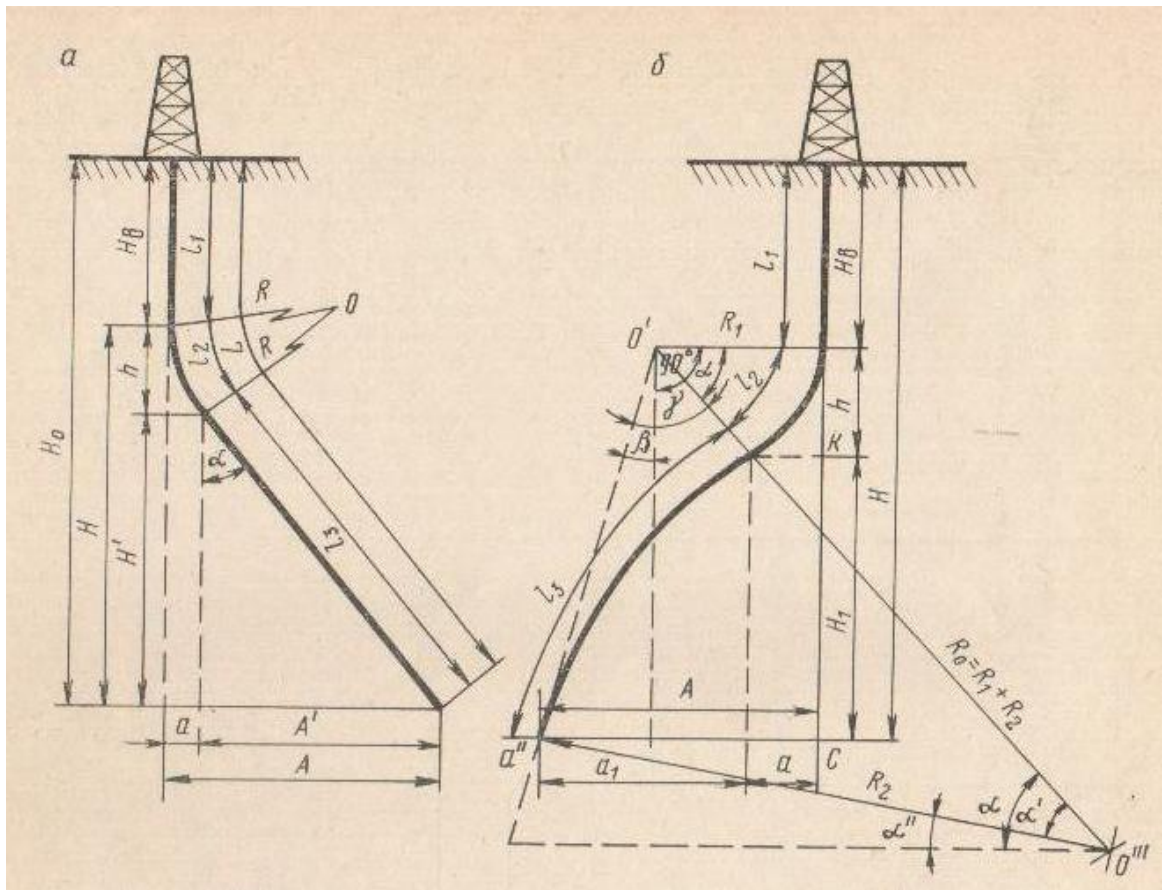


Рисунок 4 - Расчетные схемы профилей

Строим предварительно профиль в любом масштабе. На прямой линии откладываем отрезок  $BC$  (рис.4 а), равный вертикальной проекции ствола скважины  $H = 1350$  м и отрезок  $BK$ , равный длине первого вертикального участка  $H_B = 200$  м. Из точек  $K$  и  $C$  проводим прямые, перпендикулярные к линии  $BC$ , на которых откладываем отрезки  $KO_1 = R_1 = 515$  м и  $CO_2 = A = 420$  м.

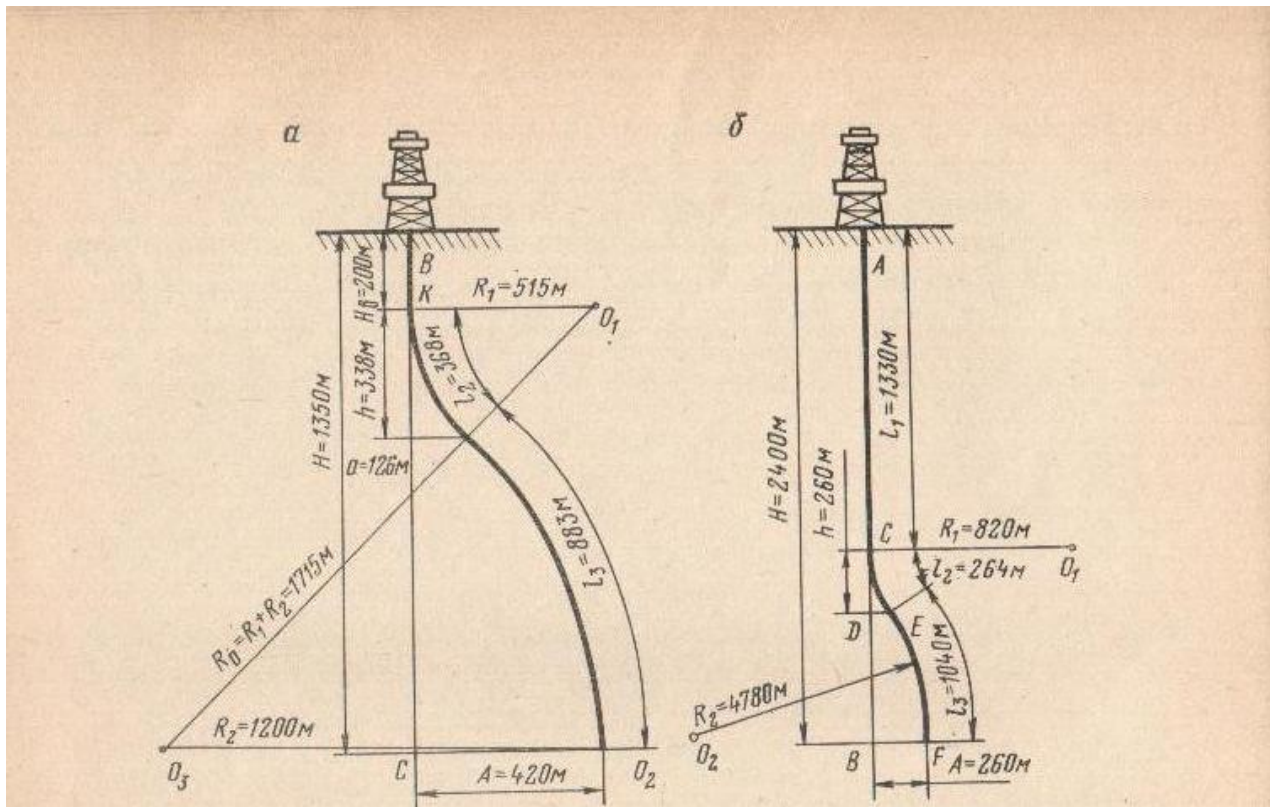


Рисунок 5- Схема построения профиля Б (а) , рассчитанному по второму методу (б)

#### **Пример 4 (Пример расчета 4)**

Построить типа Б (см. рис. 4, б) для бурения наклонной скважины глубиной 2400 по вертикали, если смещение забоя составляет 260 м, интенсивность набора кривизны  $7^\circ$  на 100 м проходки, интенсивность снижения кривизны  $1,2^\circ$  на 100 м проходки, угол искривления ствола скважины на забое  $6^\circ$ . Длина первого вертикального участка должна быть более 500 м.

Строим профиль (рис. 5, б). Откладываем на вертикальной линии отрезки:  $AB = H = 2400$  м,  $AC = l_1 = 1330$  м,  $CD = h = 260$  м. Из точки С проводим горизонтальную линию и на ней откладываем отрезок  $R_1 = 820$  м. Из точки D проводим горизонтальную линию и на ней откладываем отрезок  $DE = a = 42,3$  м, а из точки В – горизонтальную линию  $BF = A = 260$  м. Из точки  $O_1$  радиусом  $R_1$  проводим дугу, соединяющую точки С и Е, а из точки  $O_2$  радиусом  $R_2 = 4780$  м – дугу, соединяющую точки Е и F. Точка  $O_2$  находится на пересечении двух дуг окружностей, проведенных из точек Е и F радиусом  $R_2$ . Ломаная линия АСЕF представляет собой проектный профиль скважины.

**Пример 5(Пример расчета 5)** Построить профиль типа В (см. рис.6, в), если вертикальная проекция ствола скважины составляет 2325 м, отклонение забоя скважины от вертикали 325 м, длина первого вертикального участка в



соответствии с геологическими условиями 275 м, длина пятого вертикального участка 125 м, азимут искривления ствола  $105^\circ$ .

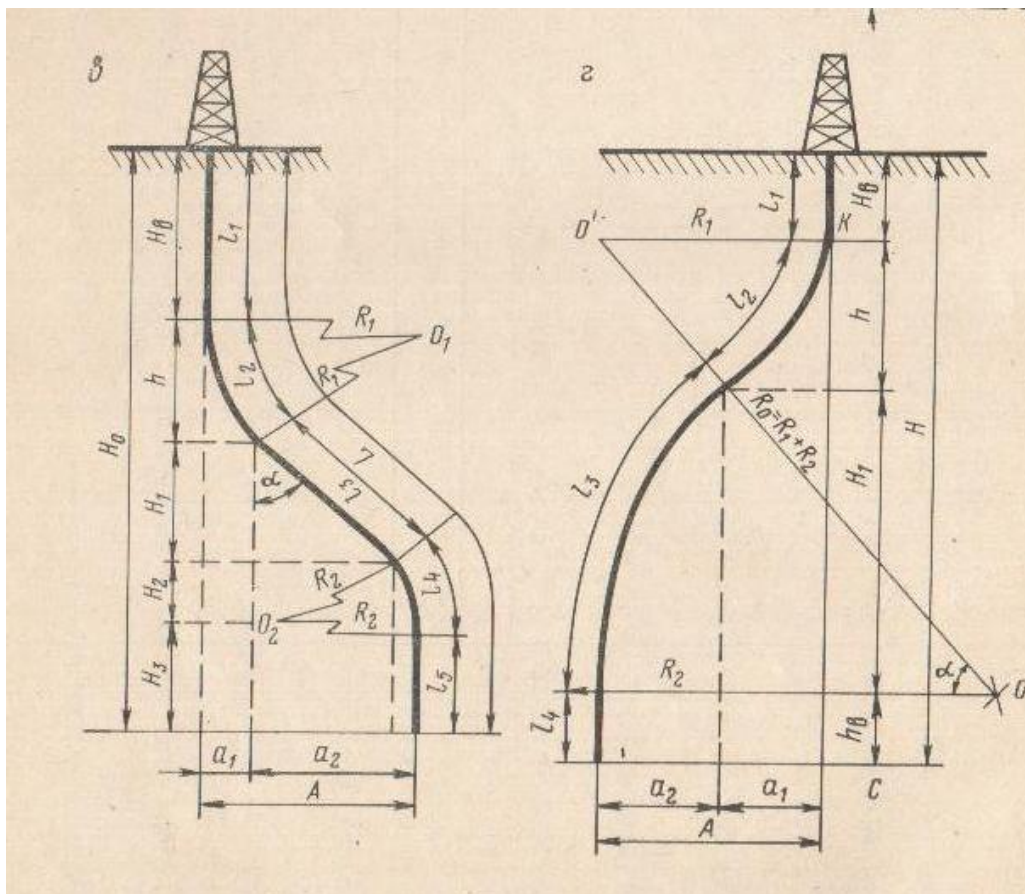


Рисунок 6 Расчетные схемы профилей

Строим профиль (рис.7, а). Горизонтальную проекцию профиля строим аналогично построению, описанному в задаче 89. Вертикальную проекцию строим следующим образом. На вертикальной линии откладываем отрезок, равный вертикальной проекции ствола скважины  $AB = H_0 = 2325$  м. На этом отрезке откладываем расстояния:  $AC = H_b = 275$  м;  $CD = h = 162$  м;  $DE = H_1 = 1628$  м;  $EF = H_2 = 135$  м.

Из точек D, E, F и B проводим горизонтальные линии, перпендикулярные к AB, и на них соответственно откладываем отрезки  $DK = a = 14,77$  м;  $EL = a_1 + a_2 = 312,8$  м;  $FM = A = 325,17 = BN$ .

Из точек C и K радиусом  $R_1 = 900$  м делаем засечки, точки их пересечения дадут центр  $O_1$  окружности, по дуге которой должен происходить набор кривизны, а из точек L и M радиусом  $R_2 = 750$  м делаем засечки, точки их пересечения дадут центр  $O_2$  окружности, по дуге которой должен происходить спад ранее набранного угла наклона. Точки K и L, M и N

соединяем прямыми линиями KL и MN. Ломаная линия АСКLMN представляет собой профиль проектной наклонной скважины.

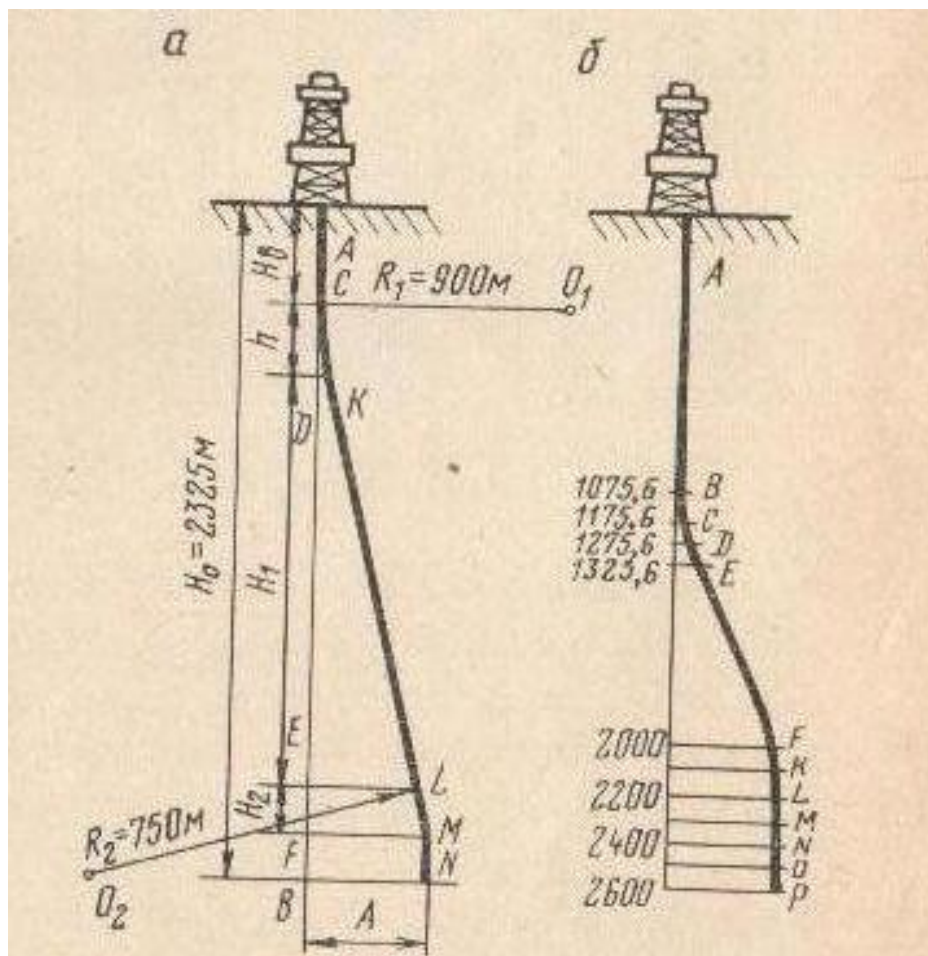


Рисунок 7 а) Схемы построения профиля типа В  
б) рассчитанного по упрощенной методике

**Пример 6 (Пример расчета 6)** Построить профиль типа В (см. рис.б, в) по упрощенной методике, если глубина скважины по вертикали 2600 м, величина отклонения забоя от вертикали 280 м, длина первого вертикального участка 1000 м, интенсивность набора кривизны  $6^\circ$  на 100 м вертикальной проекции, интенсивность снижения кривизны  $3^\circ$  на 100 м вертикальной проекции, максимальный угол искривления скважины  $15^\circ$ . Нижний участок на протяжении 100 м должен быть вертикальным.

Для построения профиля скважины (рис.7, б) на вертикальной линии откладываем конечные величины интервалов из табл.140 (1075,6; 1175,6 и т.д.). Из каждой точки по горизонтали откладываем соответствующие им суммарные смещения (0; 5,24; 21,08 и т.д.). Точки В, С, D, Е и F, К, L, М, N, О соединяем плавной кривой, а точки Е и F, О и Р прямой, сопряженной с верхней и нижней кривыми.

**Пример 7 (Пример расчета 7)** Построить профиль типа Г (см. рис. б, г) для наклонной скважины глубиной 1800 м по вертикали с отклонением забоя по вертикали 500 м, если интенсивность набора кривизны  $8^\circ$  на 100 м

проходки, длина первого вертикального участка 250 м, длина нижнего (четвертого) вертикального участка должна быть не менее 120 м.

Пример Для построения профиля скважины (рис.8) на вертикальной линии откладываем отрезки  $AB = H = 250$  м;  $CD = h = 461$  м;  $DE = H_1 = 922$  м и  $EB = h_B = 167$  м.

Через точки С, D, E, В проводим горизонтальные линии и откладываем от точки С отрезок  $CO_1 = R_1 = 720$  м; от точки D – отрезок  $DF = a_1 = 167$  м; от точки E – отрезок  $EK = A = 500$  м; от точки К по направлению линии KE – отрезок  $KEO_2 = R_2 = 1440$  м; от точки В – отрезок  $VL = A = 500$  м. Из точки  $O_1$  описываем дугу радиусом  $R_1$ , а из точки  $O_2$  - дугу радиусом  $R_2$ .

Ломаная линия АСFKL представляет собой профиль ствола наклонной скважины.

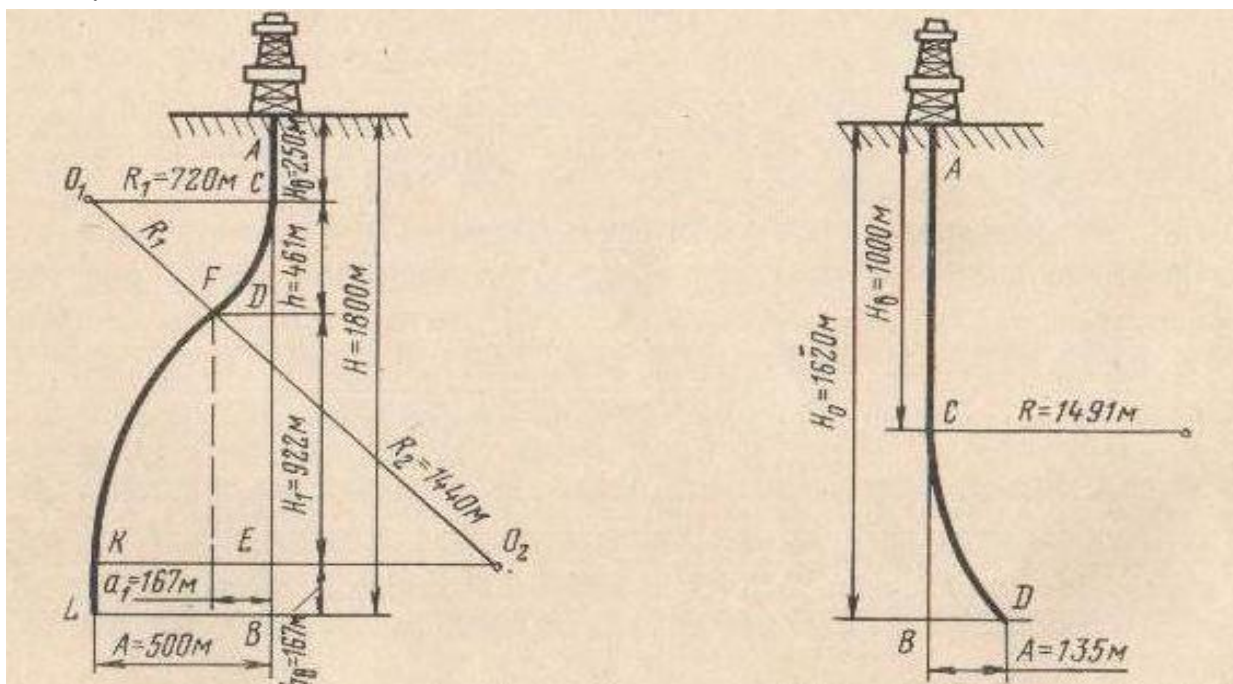


Рисунок 8 Схема построения профиля типа Г

Рисунок 9 схема построения профиля типа Д

**Пример 8 (Пример расчета 8)** Построить профиль типа Д, если глубина скважины по вертикали составляет 1620 м, отклонение забоя о вертикали 135 м, длина первого вертикального участка 1000 м, азимут 140°.

Строим профиль (рис.9). Горизонтальную проекцию строим аналогично описанной в задаче 1.

Для построения вертикальной проекции на вертикальной линии откладываем отрезок  $AB = H_0 = 1620$  м, равный глубине наклонной скважины по вертикали. Далее наносим конечные точки определенных участков профиля:  $AC = H_B = 1000$  м;  $BD = A = 135$  м. Затем точки С и D соединяем по дуге радиусом  $R = 1491$  м. Линия АСD будет представлять собой проектный профиль скважины.

## Практическая работа № 14

2 часа

### ПОСТРОЕНИЕ ГРАФИКА СОВМЕЩЕННЫХ ДАВЛЕНИЙ

#### 1. Цель работы

Научиться строить график совмещенных давлений для выбора конструкции скважины

#### 2. Обеспечивающие средства

2.1. Калькулятор

2.2. Методические указания

#### 3. Задание

3.1. Построить график совмещенных давлений на основе материалов практик

3.2. По данным материалов практик выбрать и обосновать конструкцию скважины

3.3. Заполнить технологическую часть ГТН согласно полученным данным

#### 4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. График совмещенных давлений

4.3. Обоснование конструкции

#### Технология выполнения

График совмещенных давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора. График строится на основании горно-геологических условий. При недостатке фактических данных они могут быть получены эмпирическим путем (прогнозные данные).

График совмещенных давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. С учетом наличия геологических осложнений по графику совмещенных давлений решается вопрос о необходимости промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска.

Градиент пластового давления – отношение пластового давления в рассматриваемой точке пласта к глубине этой точки.

Градиент давления гидроразрыва – отношение давления гидроразрыва в рассматриваемой точке пласта к глубине этой точки.

Градиент гидростатического столба бурового раствора – отношение давления гидростатического столба БР в рассматриваемой точке скважины к глубине этой точки.

Под эквивалентом градиента давления понимают плотность жидкости, столб которой в скважине на глубине определения создает давление, равное пластовому или давлению гидроразрыва.

#### Последовательность действий

1. По литологической характеристике разреза выделяют интервалы с аномальной характеристикой пластовых давлений и давлений гидроразрыва.

2. Для интервалов по п. 1 находят значения эквивалентов градиентов пластовых давлений и давлений гидроразрыва слагающих пород.

3. На совмещенный график наносят точки эквивалентов и строят кривые эквивалентов градиентов давлений.

4. параллельно оси ординат проводят линии АВ, EF, KL, ОР касательно крайних точек эквивалентов градиентов пластового давления и линии CD, GH, MN, QS - касательно крайних точек кривой эквивалентов градиентов давления гидроразрыва.

5. Зоны ABCD, EFGH, KLMN, OPQS являются зонами совместимых условий бурения.

6. Линии определяют граничные условия по пластовым давлениям для соответствующих интервалов разреза, а линии CD, GH, MN, QS – по давлениям гидроразрыва.

Зоны совместимых условий бурения являются зонами крепления скважины обсадными колоннами. Количество зон крепления соответствует количеству обсадных колонн.

7. Глубина спуска обсадной колонны (установки башмака) принимается на 10-20 м выше окончания зоны крепления (зоны совместимых условий), но не выше глубины начала следующей зоны совместимых условий.

8. Плотность бурового раствора, применяемого при бурении в данной зоне крепления, должна находиться в пределах зоны совместимых условий и отвечать следующим требованиям: для скважин глубиной до 1200 м гидростатическое давление в скважине, создаваемое столбом бурового раствора, должно превышать пластовое на 10-15 процентов, а для скважин глубиной > 1200 м – на 5-10%. Отклонения от установленной плотности промывочной жидкости для ее значений до  $1,45 \text{ г/см}^3$  не допускаются больше чем на  $0,02 \text{ г/см}^3$ , а для значений выше  $1,45 \text{ г/см}^3$  – не более чем на  $0,03 \text{ г/см}^3$  (по замерам бурового раствора, освобожденного от газа).

### **Определение числа колонн и глубина их спуска**

В конструкцию скважины могут быть включены следующие типы обсадных колонн: направление; кондуктор; техническая и эксплуатационная колонны. Кондуктор и эксплуатационная колонна, являются обязательными при любой конструкции скважины. Промежуточная колонна проектируется при наличии интервалов, несовместимых по условиям бурения, а также при существовании зон осложнений, когда другие способы их ликвидации не дают положительных результатов. Если направление не проектируется, то необходимо решить вопрос о создании замкнутого цикла циркуляции промывочной жидкости при бурении под кондуктор. Глубина спуска направления составляет несколько метров (от 3-5 до 15-30 м). Глубина спуска кондуктора должна обеспечить выполнение нескольких условий:

1. перекрытие всей толщи рыхлого неустойчивого интервала разреза;
2. разобщение водоносных горизонтов, залегающих в интервале спуска кондуктора;
3. установку на устье противовыбросового оборудования;

4. при наличии несовместимых интервалов возможность их разделения.

Глубину спуска кондуктора  $H_K$  определяем по формуле:

$$H_K \geq \frac{P_{пл} - 0,01 \cdot L \cdot \gamma_\phi}{\Delta P_{гр} - 0,01 \cdot \gamma_\phi}$$

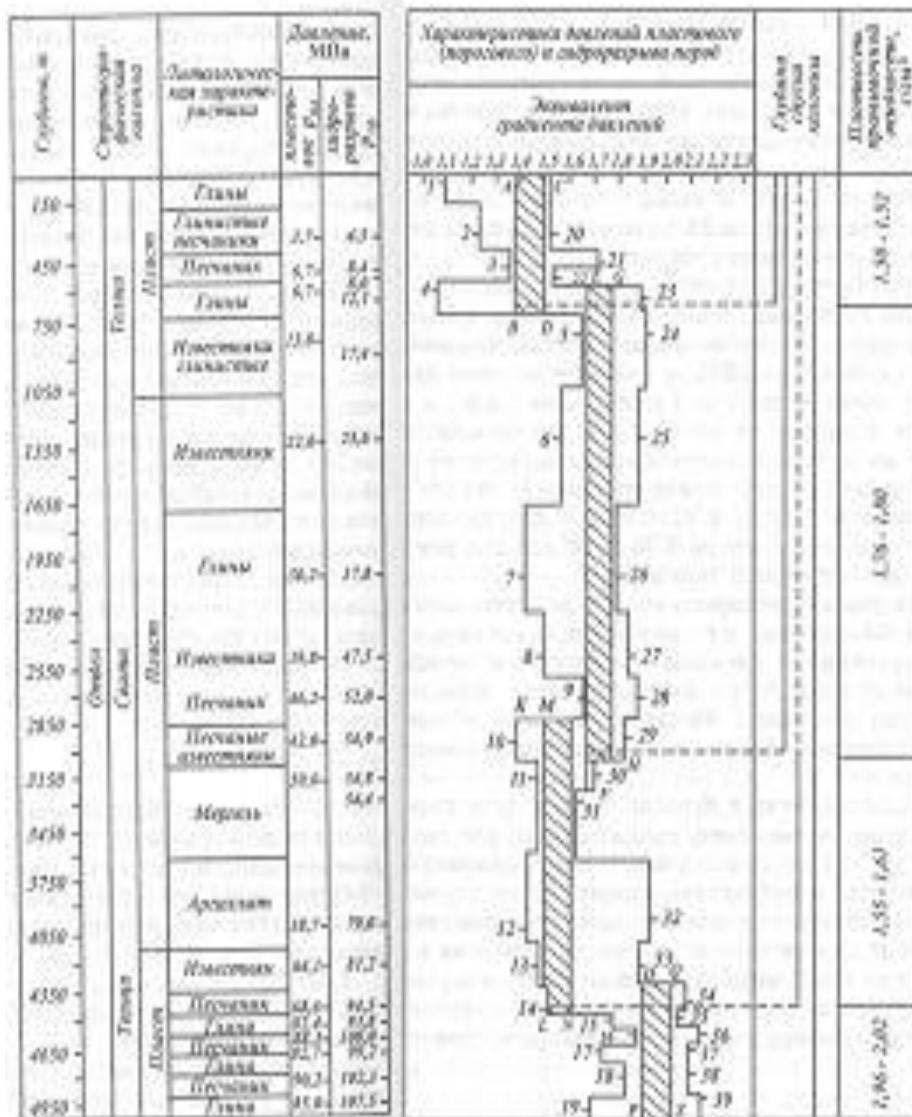
где  $P_{пл}$  – максимальное пластовое давление, МПа;

$L$  – глубина скважины, м;

$\gamma_\phi$  – плотность пластового флюида, г/см<sup>3</sup>;

$\Delta P_{гр}$  – градиент давления гидроразрыва пород в интервале установки последующей колонны, МПа/м.

Глубина спуска промежуточных (технических) колонн определяется глубиной залегания несовместимых по условиям бурения интервалов или глубинной интервалов, осложненных поглощениями, проявлениями и обвалами. Возможен спуск нескольких технических колонн. Эксплуатационная колонна, как правило, опускается до забоя скважины, перекрывая все продуктивные горизонты.



### Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

1. направление, кондуктор, потайные колонны цементируются на всю длину;
2. промежуточные и эксплуатационные колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150-300 м для нефтяных скважин и не менее 500 м для газовых скважин.

### Определение диаметров обсадных колонн и скважины под каждую колонну

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны, который принимается в зависимости от ожидаемого притока и условий опробования, эксплуатации и ремонта скважин. При заканчивании скважины

открытым стволом за диаметр эксплуатационной колонны принимается диаметр открытого ствола. Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн в зависимости от дебита приведены в таблице 1.

*Таблица 1 Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн*

Нефтяная скважина		Газовая скважина	
Суммарный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Ориентировочный диаметр, мм	Суммарный дебит, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Ориентировочный диаметр, мм
<40	114,3	<75	114,3
40-100	127,0; 139,7	75-250	114,3-146,1
100-150	139,7; 146,1	250-500	146,1-177,8
150-300	168,3; 177,8	500-1000	168,3-219,1
>300	177,8; 193,7	1000-5000	219,1-273,1

Диаметр скважины под эксплуатационную колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины, которые приведены в таблице 2.

*Таблица 2 Минимальная допустимая разность диаметров ствола скважины и муфты обсадной колонны*

Номинальный диаметр обсадной колонны, мм	Разность диаметров 2 Δ, мм	Номинальный диаметр обсадной колонны, мм	Разность диаметров 2 Δ, мм
114,3	15,0	273,1	35,0
127,0		298,5	
139,7	20,0	323,9	35,0-45,0
146,1		426,0	
168,3	25,0		
244,5			

В дальнейшем диаметры выбирают из условий проходимости долот внутри предыдущей колонны и проходимости последующей колонны с рекомендуемыми зазорами.

Во всех случаях, когда это возможно, необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины и уменьшению её металлоёмкости, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовым соединением.

Диаметр долота  $D_d$  для бурения под эксплуатационную (промежуточную) колонну рассчитываем по формуле:  $D_o = D_M + 2\Delta$ ,

где  $D_M$  – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм;  $2\Delta$  – разность диаметров ствола скважины и муфты обсадной колонны, мм.

По ГОСТ 20692 – 75 принимаем ближайший диаметр долота, в сторону увеличения.

Внутренний диаметр кондуктора  $D_k$  определяется по формуле:



$$D_k = D_d + (6-8), \text{ мм}$$

где  $D_d$  – диаметр долота под эксплуатационную (промежуточную) колонну, мм;

6-8 – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора.

Выбор обсадных труб для кондуктора производится по результатам расчёта из таблицы 3.

**Таблица 3**

*Основные размеры (в мм) обсадных труб и соединительных муфт к ним по ГОСТ 632-80*

Наружный диаметр обсадной трубы	Толщина стенки трубы		Диапазон варьирования внутреннего диаметра		Наружный диаметр соединительной муфты		Толщина стенок обсадной трубы
	минимальная	максимальная	от	до	нормальный	уменьшенный	
114,3	5,2	10,2	103,9	93,9	127,0 (133,0)	123,8	5,2; 5,7; 6,4; 7,4; 8,6; 10,2
127,0	5,6	10,7	115,8	105,6	141,3 (146,0)	136,5	5,6; 6,4; 7,5; 9,2; 10,7
139,7	6,2	10,5	127,3	118,7	153,7 (159,0)	149,2	6,2; 7,0; 7,7; 9,2; 10,5
146,1	6,5	10,7	133,0	124,6	166,0	156,0	6,5; 7,0; 7,7; 8,5; 9,5; 10,7
168,3	7,3	12,1	153,7	144,1	187,7	177,8	7,3; 8,0; 8,9; 10,6; 12,1
177,8	5,9	15,0	166,0	147,8	194,5 (198,0)	187,3	5,9; 6,9; 8,1; 9,2; 10,4; 11,5; 12,7; 13,7; 15,0
193,7	7,6	15,1	178,5	163,5	215,9	206,4	7,6; 8,3; 9,5; 10,9; 12,7; 15,1
219,1	6,7	14,2	205,7	190,7	244,5	231,8	6,7; 7,7; 8,9; 10,2; 11,4; 12,7; 14,2
244,5	7,9	15,9	228,7	212,7	269,9	257,2	7,9; 8,9; 10,0; 11,1; 12,0; 13,8; 15,9
273,1	7,1	16,5	258,9	240,1	298,5	285,8	7,1; 8,9; 10,2; 11,4; 12,6; 13,8; 15,1; 16,5
298,5	8,5	14,8	281,5	268,9	323,9	-	8,5; 9,5; 11,1;

							12,4; 14,8
323,9	8,5	14,0	306,9	265,9	351,0	-	8,5; 9,5; 11,0; 12,4; 14,0
339,7	8,4	15,4	322,9	308,9	365,1	-	8,4; 9,7; 10,9; 12,2; 13,1; 14,0; 15,4
351,0	9,0	12,0	333,0	327,0	376,0	-	9,0; 10,0; 11,0; 12,0
377,0	9,0	12,0	359,0	353,0	402,0	-	9,0; 10,0; 11,0; 12,0
406,4	9,5	16,7	387,4	373,0	431,8	-	9,5; 11,1; 12,6; 16,7
426,0	10,0	12,0	406,0	402,0	451,0	-	10,0; 11,0; 12,0
473,1	11,1	-	450,9	-	508,0	-	11,1
508,0	11,1	16,1	485,8	475,8	533,4	-	11,1; 12,7; 16,1
<i>Примечание:</i> В скобках указан наружный диаметр муфт для труб исполнения Б.							

Выбор диаметра долота под кондуктор производится аналогично выбору диаметру долота под эксплуатационную колонну.

## **Практическая работа №15 РАСЧЕТ ГЛУБИНЫ СПУСКА КОНДУКТОРА**

2 часа

### **1.Цель работы**

Приобретение практических навыков расчета минимальной глубины спуска кондуктора известными способами

### **2.Обеспечивающие средства**

2.1.Методические указания

### **3. Задание**

3.1.Рассчитать минимальную глубину спуска кондуктора и по условиям месторождения определить глубину его спуска

### **4. Требования к отчету**

4.1. Номер работы

4.2. Расчеты

### **Технология выполнения**

Глубина спуска кондуктора определяется требованием крепления верхних неустойчивых отложений и изоляции верхних водоносных и поглощающих горизонтов. Минимальная глубина спуска кондуктора исходя из условия предупреждения гидроразрыва пород в случае неуправляемого фонтанирования определяется по формуле :

$$H \geq P_{пл} - 10^{-5} * L * \rho_{\phi} / \Delta P_{гр} - 10^{-5} * \rho_{\phi}, \text{ м, (1)}$$

где  $P_{пл}$  - пластовое давление, МПа;  
 $L$  – проектная глубина скважины, м  
 $\Delta P_{гр}$  – градиент давления гидроразрыва пород, МПа\* м,  
 $\rho_{ф}$  – плотность пластового флюида г/см<sup>3</sup>.

Расчет минимальной глубины спуска кондуктора из условий предотвращения ГРП при закрытии устья. В случае возможного открытого фонтанирования при полном замещении скважинной жидкости флюидом рассчитывается по формуле:

$$H_k = \frac{1,05 * P_y * L}{0,95 * \Gamma_{грп} * L - 1,05(P_{пл} - P_y)} \quad (2)$$

$\Gamma_{грп}$  - градиент гидроразрыва пород ;  
 $P_{пл}$  - пластовое давления проявляющиеся в пласте;  
 $P_y$  - устьевое давление при закрытом ПВО (по промысловым данным);  
 $L$  - глубина скважины

### Исходные данные для расчета

№	Глубина скважины, м	Давления, кгс/см <sup>2</sup>		$\rho_{бр}$ , г/см <sup>3</sup>	$\rho_{ф}$ г/см <sup>3</sup>	$\Delta P_{гр}$ , кгс/см <sup>2</sup>
		$P_{пл}$	$P_y$			
1	2450	283	79	1,08	0,818	0,18
2	2500	235,1	58,4	1,09	0,707	0,20
3	2550	253	180	1,10	0,818	0,25
4	2600	217,2	50.1	1,11	0,707	0,18
5	2650	280	90	1,12	0,818	0,20
6	2700	276	73	1,13	0,707	0,25
7	2750	283	79	1,14	0,818	0,18
8	2800	235,1	58.4	1,15	0,707	0,20
9	2850	253	180	1,16	0,818	0,25
10	2900	217,2	50,1	1,17	0,707	0,18
11	2950	280	90	1,18	0,818	0,20
12	3000	306,9	80,7	1,19	0,707	0,25

Рассчитаем глубину спуска по 1 формуле

$$H \geq P_{пл} - 10^{-5} * L * \rho_{ф} / \Delta P_{гр} - 10^{-5} * \rho_{ф} = 315 - 10^{-5} * 2935 * 0,818 / 0,2 - 10^{-5} * 0,818 = 1582 \text{ м}$$

Глубина спуска кондуктора как правило 300 – 800 м, при бурении скважин с горизонтальным вхождением в пласт применяют удлиненный кондуктор до глубины примерно 1000- 1100 м. Согласно нашим данным на бурение скважины, несовместимых условий бурения нет, поэтому глубина кондуктора по данной формуле, велика, возможно при несовместимых условиях на такую глубину спускаем промежуточную колонну.

Рассчитаем глубину спуска кондуктора по формуле 2

$$H \geq 1,05 * P_y * L / 0,95 * \Delta P_{гр} * L - 1,05 * (P_{пл} - P_y) = 1,05 * 84,7 * 2935 / 0,95 * 0,2 * 2935 - 1,05 * (315 - 84,7) = 828 \text{ м}$$

По правилам башмак кондуктора должен быть установлен в плотные непроницаемые породы, смотрим литолого – стратиграфическую характеристику скважины ( по первой практической работе). В интервале 828 м находятся песчаники, поэтому определяем глубину спуска кондуктора в глины покурской свиты на глубину 875 м.

## **Практическая работа № 16 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СПОСОБА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН**

2 часа

### **1. Цель работы**

Приобретение практических навыков выбора и обоснования способа цементирования

### **2. Обеспечивающие средства**

2.1. Методические указания

### **3. Задание**

3.1. выбрать и обосновать способ цементирования

3.2. Ответить на контрольные вопросы

### **4. Требования к отчету**

4.1. Номер работы

4.2. Расчеты

4.3. Ответы на вопросы

### **Технология выполнения**

Под способом цементирования понимается схема доставки тампонажной смеси в затрубное пространство. По этому признаку выделяют несколько способов цементирования обсадных колонн: прямое одноступенчатое, прямое двухступенчатое, манжетное, обратное, комбинированное, цементирование хвостовиков и секций.

1. Способ прямого одноступенчатого цементирования предполагает доставку тампонажной смеси в затрубное пространство из обсадной колонны через башмак в один прием.
2. Прямое двухступенчатое цементирование позволяет осуществлять доставку тампонажной смеси в два приема ( ступени) с помощью специальной муфты ( муфта ступенчатого цементирования МСЦ) и пакера ( изолирующий пакер ПХЦ) , устанавливаемыми на расчетной глубине по длине обсадной колонны. При этом первая ступень ( нижний интервал обсадной колонны от башмака до муфты) цементируется через башмак обсадной колонны, а вторая ступень через отверстия в муфте. Использование двухступенчатого метода цементирования позволяет значительно снизить давление на горные породы и предотвратить их гидроразрыв.

3. Способ манжетного цементирования заключается в том, что тампонажная смесь поступает в затрубное пространство через отверстия спец. муфты или манжеты и заполняет его только в интервале, расположенном выше интервала установки муфты или манжеты. Нижний интервал не цементируется. Способ реализуется так же как вторая ступень двухступенчатого цементирования. При данном способе исключается загрязнение продуктивного горизонта, находящегося ниже спец. муфты или манжеты, тампонажной смеси. Применяется при цементировании сильно дренированных интервалов.
  4. Способ обратного цементирования предполагает заливку тампонажной смеси непосредственно в затрубное пространство с поверхности через специальное устьевое оборудование. При данном способе ускоряется процесс доставки тампонажной смеси в затрубное пространство и снижается давление на горные породы.
  5. Комбинированный способ совмещает прямой (одно – или двухступенчатый) способ цементирования нижнего интервала обсадной колонны (до поглощающего пласта) и обратный способ «на поглощение» оставшегося интервала.
  6. Способ цементирования хвостовиков и секций обсадных колонн применяется при их спуске в виде хвостовиков или секций. При этом хвостовики и нижние секции спускаются в скважину на бурильных трубах с помощью специального переводника. Тампонажная смесь доставляется в затрубное пространство по бурильным трубам и внутренней полости хвостовика через башмак, после чего бурильные трубы отсоединяются и извлекаются на поверхность. Верхняя секция обсадной колонны цементируется так же через башмак этой секции, как при одноступенчатом цементировании.
- При выборе того или иного способа цементирования необходимо руководствоваться, с одной стороны, горно – техническими условиями, с другой – технологичностью способа и его качественной результативностью. Среди перечисленных способов цементирования наилучшей технологичностью обладает способ прямого одноступенчатого цементирования, к тому же при этом способе можно получить наиболее высокое качество разобщения. Поэтому способ одноступенчатого цементирования всегда предпочтительнее других способов, если применение последних не вызывается необходимостью по горно – геологическим условиям. Так, если в конструкции скважины предусмотрено оставление продуктивного объекта нецементируемым, то естественно, что в данном случае необходимо использовать манжетный способ цементирования. Если в конструкции скважины предусмотрен спуск колонны хвостовиком или секциями, то возникает необходимость и в цементировании соответствующим способом. Способ обратного цементирования рекомендуется при для заливки колонн небольшой длины (кондуктор). Комбинированный

способ применяется при наличии в средней части разреза интенсивно поглощающих горизонтов.

Таким образом, анализируя наличие тех или иных перечисленных горно – технических условий, выбирают соответствующий способ цементирования. При отсутствии таковых условий необходимо применять одноступенчатый способ.

Способ цементирования выбирается в зависимости от величины коэффициента безопасности  $K_6$

$$K_6 = \frac{P_\phi}{P_{гр}}, \quad \text{где}$$

$P_\phi$  - расчетное давление в конце цементирования у башмака спущенной колонны кгс/см<sup>2</sup>

$P_{гр}$  - давление гидроразрыва пластов на той же глубине кгс/см<sup>2</sup>.

Если  $K_6 \geq 1,0$ , то цементирование производится в две ступени с использованием заколонного изолирующего пакера или муфты ступенчатого цементирования. При  $0,95 \leq K_6 < 1,00$  цементирование производится с обязательным выполнением специального комплекса мероприятий по предотвращению гидроразрыва пластов. При  $K_6 \leq 0,95$  проведение цементирования производится в нормальном режиме. Прогнозное значение давления гидроразрыва ( давления поглощения тампонажного раствора ) у башмака обсадной колонны составляет, кгс/см<sup>2</sup>;

$$P_{г.р} = \text{град } P_{гр} * H$$

Значение  $P_\phi$  определяется по формуле :

$$P_\phi = P_{г.з.} + \Delta P, \quad \text{где}$$

$P_{г.з.}$  - гидростатическое давление в затрубном пространстве в конце цементирования на глубине спуска колонны ( по вертикали), кгс/см<sup>2</sup>;

$\Delta P$  - гидравлические потери давления при движении жидкостей в затрубном пространстве в конце цементирования( по длине ствола  $L$ ), кгс/см<sup>2</sup>;

$\rho_{ср}$  - средняя плотность цементного раствора г/см<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения.

$$\Delta P = 0,1 * P_{г.з.} * \rho_{ср} * \frac{V^2}{2g} * \frac{Lc}{Dk-D}$$

### Контрольные вопросы

1. Понятие гидростатическое давление в затрубном пространстве в конце цементирования
2. Понятие градиент давления гидроразрыва пласта.
3. Перечислите все известные способы цементирования скважин
4. Манжетное цементирование
5. Какие устройства ( приспособления используют для проведения двухступенчатого цементирования

## Практическая работа № 17

### РАСЧЕТ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ПРОГРАММЫ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

2 часа

#### 1. Цель работы

Приобретение практических навыков расчета гидравлической программы цементирования

#### 2. Обеспечивающие средства

2.1. Методические указания

#### 3. Задание

3.1. Изучить рекомендации по расчету гидравлической программы цементирования

3.2. Ответить на контрольные вопросы

#### 4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Рекомендации для расчета

#### Технология выполнения

Гидравлическая программа цементирования предполагает решение следующих задач

1. Обоснование способа цементирования
2. Расчет объема тампонажной смеси
3. Расчет плотности тампонажной смеси
4. Определение потребного количества составных компонентов для тампонажной смеси

Обоснование способа цементирования было проведено в практической работе №16

#### Расчет объема тампонажной смеси

Объем тампонажной смеси определяется объемом затрубного пространства, подлежащего цементированию, и объемом цементного стакана (рисунок 1)

$$V_{тс} = V_{зп} + V_{ст} \quad (1)$$

Рисунок 1

При цементировании затрубного пространства часто используют тампонажную смесь разного состава. В частности, интервал эксплуатационного объекта цементируют чистым цементным раствором, а вышележащий интервал – облегченной тампонажной смесью (например, гельцементом). Тогда

$$V_{зп} = V_{зп}^{зр} + V_{гц} \quad (2)$$

где  $V_{зп}$  – объем затрубного пространства

$V_{зп}^{зр}$  – объем цементного раствора в затрубном пространстве

$V_{гц}$  – объем гельцементного раствора.

Объем цементного раствора в затрубном пространстве составит

$$V_{\text{цр}}^{\text{зп}} = \frac{\pi}{4} * (D_c^2 * D^2) * h_{\text{цр}} \quad (3)$$

где  $D_c$  – диаметр скважины

$D$  – наружный диаметр обсадной колонны

$h_{\text{цр}}$  – высота (длина) столба цементного раствора.

В свою очередь  $D_c = k * D_d$ , где  $k$  коэффициент кавернозности,  $D_d$  – диаметр долота.

Интервал гелцементного раствора располагается одной частью в необсаженном стволе, а другой в обсаженном. Поэтому объем цементного раствора определяется по выражению

$$V_{\text{ГЦ}} = \frac{\pi}{4} * [(D_c^2 - D^2) * h_{\text{ГЦ}}^c + (D_b^2 - D^2) * h_{\text{ГЦ}}^o] \quad (4)$$

где  $h_{\text{ГЦ}}^c$  – высота столба гелцементного раствора в необсаженном стволе

$h_{\text{ГЦ}}^o$  – высота столба гелцементного раствора в обсаженном стволе

$D_b$  – внутренний диаметр предыдущей колонны.

Объем цементного стакана определяется внутренним объемом обсадной колонны в интервале от башмака до кольца «стоп»

$$V_{\text{ст}} = \frac{\pi}{4} * d_b^2 * h_{\text{ст}} \quad (5)$$

где  $d_b$  – внутренний диаметр обсадной колонны в интервале цементного стакана

$h_{\text{ст}}$  – высота цементного стакана.

Часть цементного раствора, оставляемого внутри обсадной колонны над башмаком (цементный стакан), после затвердения является изолирующим звеном между внутренней полостью обсадной колонны и породами, залегающими ниже башмака колонны. Это позволяет провести проверку герметичности колонны (опрессовкой или снижением уровня). качественное испытание и освоение продуктивных горизонтов, а в дальнейшем нормальную эксплуатацию. Кроме того при продавке цементного раствора продавочная пробка снимает его со стенок обсадной колонны остатки глинистого раствора, который поступает в последнюю пачку цементного раствора, снижая его прочностные характеристики. Это обстоятельство также обязывает часть цементного раствора оставлять в колонне. Ориентировочно высоту цементного стакана можно принять 10м на 1000 м скважины.

### **Общий объём цементного раствора**

$$V_{\text{цр}} = V_{\text{цр}}^{\text{зп}} + V_{\text{ст}} \quad (6)$$

### **Общий объём тампонажной смеси**

$$V_{\text{тс}} = V_{\text{цр}} + V_{\text{ГЦ}} \quad (7)$$

### **Расчет плотности тампонажной смеси**

Плотность чистого цементного раствора



Компонентами чистого цементного раствора являются цемент и вода. Весовое отношение воды к цементу в растворе называют водоцементным отношением  $m$

$$m = \frac{G_B}{G_C} \quad (8)$$

где  $G_B$  и  $G_C$  – соответственно вес воды и цемента. В общем виде плотность цементного раствора равна

$$\rho_{цр} = \frac{G_{цр}}{V_{цр}} \quad (9)$$

где  $G_{цр}$  – вес цементного раствора

$V_{цр}$  – объем цементного раствора

$$G_{цр} = G_B + G_C, \quad (10)$$

$$V_{цр} = V_B + V_C, \quad (11)$$

где  $G_B$ ,  $G_C$  – соответственно вес воды и цемента в растворе

$V_B$ ,  $V_C$  – соответственно объем воды и цемента в растворе.

$$V_C = \frac{G_C}{\rho_C} ; \quad V_B = \frac{G_B}{\rho_B}, \quad (12)$$

где  $\rho_C$  и  $\rho_B$  – соответственно плотность воды и цемента.

Из (8) следует, что  $G_B = m * G_C$  с учетом этого (10) и (11) соответственно могут быть записаны следующим образом

$$G_{цр} = G_C + m G_C = G_C (1+m) \quad (13)$$

$$V_{цр} = \frac{G_C}{\rho_C} + \frac{m * G_C}{\rho_B} = G_C * \left( \frac{1}{\rho_C} + \frac{m}{\rho_B} \right) = \frac{G_C (\rho_B + m * \rho_C)}{\rho_C * \rho_B} \quad (14)$$

Подставляя  $G_{цр}$  из формулы (13) в выражение (9), получаем исходную формулу для расчета плотности цементного раствора

$$\rho_{цр} = \frac{G_C * (1+m) * \rho_C * \rho_B}{G_C * (\rho_B + m * \rho_C)} ;$$

которая после преобразования примет следующий вид

$$\rho_{цр} = \frac{(1+m) * \rho_C * \rho_B}{(\rho_B + m * \rho_C)} \quad (15)$$

Единицы измерения плотности цементного раствора определяется единицами измерения плотности цемента и воды ( $\text{г/см}^3$ ;  $\text{кг/м}^3$ ). Значение  $\rho_C$  берется по справочным данным или по результатам фактических замеров, значение водоцементного отношения  $m$  принимается в пределах  $m 0,4 - 0,6$ .

### **Плотность облегченной тампонажной смеси (гельцементного раствора)**

Облегчение тампонажной смеси производится для снижения давления на горные породы во избежание гидроразрыва и последующего поглощения раствора.

В состав гельцементного раствора входит вода, цемент и наполнитель (глинопорошок).

При этом весовое отношение воды к цементу выражается водоцементным отношением  $M$

$$M = \frac{G_B}{G_C} \quad (16)$$

А весовое отношение наполнителя к цементу глиноцементным отношение  $B$

$$B = \frac{G_H}{G_C} \quad (17)$$

Формула для расчета плотности гелцементного раствора выводится по той же схеме, что и для чистого цементного раствора

$$\rho_{гц} = \frac{G_{гц}}{V_{гц}} \quad (18)$$

Запишем вес гелцементного раствора как сумму весов составляющих его компонентов

$$G_{гц} = G_{в} + G_{ц} + G_{н} = M * G_{ц} + G_{ц} + B * G_{ц} = G_{ц} * (M+1+B) \quad (19)$$

и выразим объем через их вес и плотность

$$\begin{aligned} V_{гц} &= V_{в} + V_{ц} + V_{н} = \frac{G_{в}}{\rho_{в}} + \frac{G_{ц}}{\rho_{ц}} + \frac{G_{н}}{\rho_{н}} = \frac{M * G_{ц}}{\rho_{в}} + \frac{G_{ц}}{\rho_{ц}} + \frac{B * G_{ц}}{\rho_{н}} = \\ &= G_{ц} * \left( \frac{M}{\rho_{в}} + \frac{1}{\rho_{ц}} + \frac{B}{\rho_{н}} \right) \end{aligned} \quad (20)$$

Подставляя значения  $G_{гц}$  из (19) и  $V_{гц}$  из (20) в выражение (18), получим

$$\rho_{гц} = \frac{M+1+B}{\frac{M}{\rho_{в}} + \frac{1}{\rho_{ц}} + \frac{B}{\rho_{н}}} \quad (21)$$

Основные трудности при использовании гелцементного раствора связаны с выбором водоцементного  $M$  и глиноцементного  $B$  отношений. Эти отношения взаимосвязаны, т.к. изменение количества глины в растворе вызывает необходимость изменения количества воды. Одним из главных критериев при выборе  $M$  и  $B$ , кроме ожидаемого изменения плотности, является растекаемость гелцементного раствора, характеризующая его прокачиваемость.

Для гелцементного раствора на основе портландцемента и бентонитового порошка экспериментально установлены значения плотности гелцементного ( $\rho_{гц}$ );  $B$  и  $M$  при  $B = 1:4; 1:3; 1:2; 1:1$  и растекаемости по конусу АЗНИИ равной 18-20 см. Экстраполируя данные результаты, можно получить значения  $M$  для других значений  $B$ . Результаты экспериментов и экстраполяции представлены на рисунке 1 и в таблице 1. При этом получена зависимость

$$M = 0,5 + 2,2 \cdot B \quad (22)$$

Таблица 1

$B$	0	1:10	1:5	1:4	1:3	1:2	1:1	2:1
$\rho_{гц}$ (г/см <sup>3</sup> )	1,84	1,70	1,61	1,58	1,53	1,47	1,38	1,32

Расчетные данные получены при значениях  $\rho_{в} = 1$  г/см<sup>3</sup>;  $\rho_{н} = 2,6$  г/см<sup>3</sup>;  $\rho_{ц} = 3,15$  г/см<sup>3</sup>.

Цементно – бентонитовые тампонажные смеси могут готовиться по нескольким схемам.

1. Тщательно перемешивая смесь цемента и глинопорошка в заданном отношении затворяется потребным количеством воды.
2. Цемент затворяется глинистым раствором.
3. Глинопорошок затворяется цементным раствором.
4. Глинистый раствор соединяется с цементным.

Во всех случаях в конечном продукте должны выдерживаться выбранные соотношения  $M$  и  $B$ . При этом для удобства вводятся понятия водосмесовое

отношение и водоглинистое отношение. Водосмесовое или водотвердое отношение запишется как

$$V/\Gamma = \frac{G_B}{G_{Ц} + G_H} \quad (23)$$

Так как  $G_B = M * G_{Ц}$ , а  $G_H = M * G_{Ц}$ , то

$$V/\Gamma = \frac{M}{B+1} \quad (24)$$

Водоглинистое отношение составит

$$V/\Gamma = \frac{G_B}{G_H}$$

Подставляя значение  $G_B$  и  $G_H$  получим

$$V/\Gamma = \frac{M}{B} \quad (25)$$

Таким образом, находится плотность гелцементного раствора.

### **Буферная жидкость**

Объем буферной жидкости должен обеспечивать разделение бурового раствора от тампонажной смеси в затрубном пространстве. Высота столба буферной жидкости должна быть такой, чтобы верхняя граница ( контакт с буровым раствором) и нижняя ( контакт с тампонажной смесью) в процессе смешивания не сомкнулись. А процесс смешивания будет зависеть от времени контакта смешиваемых жидкостей, или в конечном итоге от высоты подъема тампонажной смеси. С увеличением высоты цементирования должна учитываться высота столба буферной жидкости.

С другой стороны снимаемая со стенок скважины глинистая корка попадает в буферную жидкость и при определенном объеме глинистого материала буферная жидкость потеряет свои функциональные свойства. В данном случае повышение цементируемого пространства также требует увеличения объема буферной жидкости.

Практикой установлено, что минимально необходимая высота столба буферной жидкости в затрубном пространстве должна составлять ориентировочно 100м на каждые 1000м цементируемого интервала.

Тогда минимальный объем буферной жидкости составит:

$$V_{бж}^{мин} = \frac{\pi}{4} * (D_c^2 - D^2) * h_{бж}^{мин} \quad (1)$$

где  $D_c$  и  $D$  соответственно диаметр скважины и обсадной колонны  
 $h_{бж}$  – минимально необходимая высота столба буферной жидкости в затрубном пространстве.

Увеличение объема буферной жидкости относительно минимального всегда положительно сказывается на качестве цементирования, за исключением отдельных случаев, когда в качестве буферной жидкости используется техническая вода без каких – либо добавок в неустойчивых разрезах ( неправильно выбран тип жидкости).

Однако увеличение объема буферной жидкости имеет ограничение, связанное со следующим. В большинстве случаев плотность буферной жидкости меньше плотности бурового раствора. Выходя в затрубное пространство буферная жидкость вытесняет буровой раствор, при этом давление на продуктивный горизонт снижается и при определенной высоте

буферного столба может произойти выброс. Из этого условия находится максимальная высота столба буферной жидкости. На схеме 1 изображен момент, когда весь объем буферной жидкости доставлен в затрубное пространство. Для этого случая снижение давления в затрубном пространстве будет максимальным.

Запишем условие отсутствия выброса в виде выражения

$$P_{пл} = 0.1 * (L - h_{бж}) * \rho_{бр} + 0.1 * h_{бж}^{макс} * \rho_{бж}$$

Отсюда находим

$$h_{бж}^{макс} = \frac{0.1 * L * \rho_{бр} * P_{пл}}{0.1 * (\rho_{бр} - \rho_{бж})} \quad (2)$$

где  $h_{бж}^{макс}$  – максимальная высота столба буферной жидкости в затрубном пространстве, м;  $P_{пл}$  – пластовое давление, Атм.;  $\rho_{бр}$ ;  $\rho_{бж}$  – плотность бурового раствора и буферной жидкости соответственно, г/см<sup>3</sup>. Тогда максимальный объем буферной жидкости

$$V_{бж}^{макс} = \frac{\pi}{4} * (D_c^2 - D^2) * h_{бж}^{макс} \quad (3)$$

Номинальный объем буферной жидкости должен находиться в пределах между минимальным и максимальным значениями.

$$V_{бж}^{мин} < V_{бж} < V_{бж}^{макс} \quad (4)$$

Ориентировочно номинальный объем буферной жидкости можно найти из выражения

$$V_{бж} = 0.2 * (V_{тс} + V_{пж}), \quad (5)$$

где  $V_{тс}$  и  $V_{пж}$  – объем тампонажной смеси и продавочной жидкости соответственно.

Возможно находить высоту столба буферной жидкости в затрубном пространстве во время её контакта со стенками скважины, которое составляет 7-10 мин. Тогда при известной скорости жидкости в затрубном пространстве высота столба буферной жидкости составит

$$h_{бж} = V * t, \text{ а объем } (6)$$

$$V_{бж} = \frac{\pi}{4} * (D_c^2 - D^2) * h_{бж}$$

где  $V$  – скорость восходящего потока

$t$  – время контакта, принимаемое равным 10 мин = 600сек.

Таким образом, общая схема нахождения объема буферной жидкости сводится к следующему: принимается  $h_{бж}^{мин}$  и находится её минимальный объем по выражению (1). находится максимальная высота буферной жидкости по выражению (2) и максимальный объем по выражению (3). Определяется номинальный объем по выражению (5) или (6) и проверяется условие (4). При высоких пластовых давлениях максимальная высота столба буферной жидкости резко ограничивается и может оказаться даже меньше минимального значения. В этом случае необходимо повышать плотность буферной жидкости.

### Расчет продавочной жидкости

Продавочная жидкость служит для вытеснения тампонажной смеси из обсадной колонны в затрубное пространство с помощью продавочной пробки.

В качестве продавочной жидкости применяют буровой раствор. В общем виде объем продавочной жидкости должен быть равен внутреннему объему обсадной колонны в интервале от цементировочной головки до кольца «стоп». Поскольку обсадная колонна имеет стенки разной толщины, то её внутренний объем удобнее определять по объёму отдельных секций. Тогда искомый объем составит

$$V_{\text{ок}} = \sum \left( \frac{\pi \cdot d_i^2}{4} * l_i \right) \quad (1),$$

где  $d_i$  – внутренний диаметр соответствующей секции обсадной колонны  
 $l_i$  – длина соответствующей секции ( без учета высоты цементного стакана нижней секции). Объем продавочной жидкости определяется как

$$V_{\text{пж}} = V_{\text{ок}} * K \quad (2),$$

где  $K$  – коэффициент учитывающий сжатие пузырьков воздуха в продавочной жидкости и деформацию обсадной колонны , принимается равным 1,03 ....1,05.

## **Практическая работа № 18** **ВЫБОР СПОСОБА ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИНЫ**

2 часа

### **1.Цель работы**

Приобретение практических навыков выбора способа заканчивания скважины

### **2.Обеспечивающие средства**

2.1.Методические указания

### **3. Задание**

3.1.Изучить рекомендации по выбору способа заканчивания

3.2. В зависимости от горно – геологических условий выбрать способ заканчивания

( нарисовать схему)

### **4. Требования к отчету**

4.1. Номер работы

4.2. Рекомендации для выбора

4.3 Согласно горно – геологическим условиям выбрать и обосновать один из пяти методов заканчивания .

### **Технология выполнения**

В зависимости от особенностей продуктивных горизонтов ( величины пластового давления, наличия подошвенных вод, устойчивости нефтегазосодержащих пород, типа коллектора) осуществляется выбор способа заканчивания скважин.

Когда в разрезе скважины есть пласты с аномально высоким пластовым давлением или неустойчивые отложения, бурение которых производили с использованием утяжеленного бурового раствора, а продуктивные отложения залегают ниже таких пород, совместное их вскрытие станет

невозможным вследствие поглощений. В этих условиях до вскрытия продуктивного горизонта в его кровлю спускают промежуточную колонну. После вскрытия продуктивных горизонтов спускают и цементируют эксплуатационную колонну.

Эта колонна может быть сплошной или хвостовиком. В случае, когда продуктивные горизонты сложены устойчивыми породами, низ эксплуатационной устанавливают в кровле продуктивных отложений. Во всех остальных случаях эксплуатационную колонну цементируют через башмак и затем перфорируют в интервале продуктивного пласта.

При низких пластовых давлениях продуктивного горизонта, когда залежь не подстилается подошвенной водой, а породы устойчивые, продуктивную часть разреза не цементируют. При этом применяют манжетное цементирование эксплуатационной колонны, которая в интервале продуктивного горизонта имеет фильтр.

*Методы заканчивания скважин и вскрытия продуктивных горизонтов.*

В разрезе нефтяных и газовых месторождений встречается большое количество пористых пластов-коллекторов (песков, песчаников, известняков), разобренных друг от друга глинами, мергелями, плотными песчаниками и другими породами. Эти пласты могут быть нефтеносными, газоносными, водоносными и сухими.

Особое внимание должно быть обращено на конструкцию забоя.

Конструкцию забоя следует выбирать по РД.

В практике бурения применяют следующие основные конструкции забоев при заканчивании скважин (рис.1.).

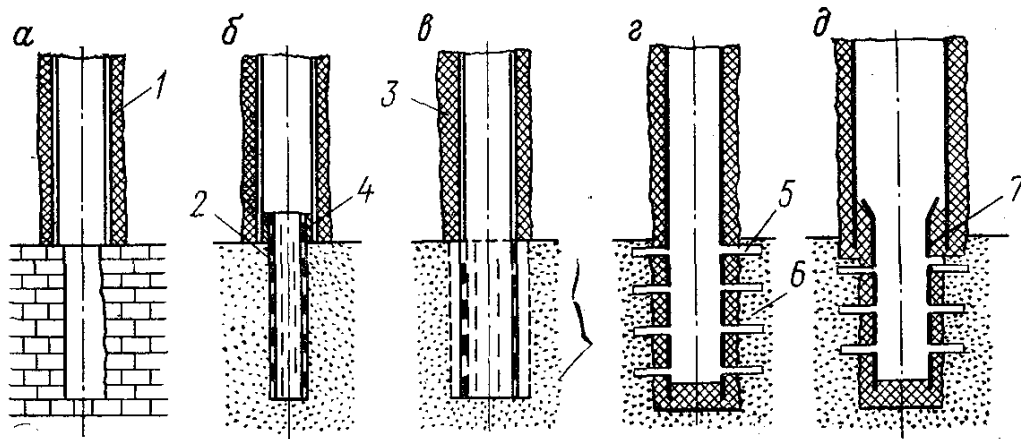


Рис. 1. Схемы конструкции забоев при заканчивании скважин: 1 – обсадная колонна, 2 – фильтр, 3 – цементный камень, 4 – пакер, 5 – перфорационные отверстия, 6 – продуктивный пласт, 7 - хвостовик

1. Установка водозакрывающей колонны в кровле продуктивного горизонта и цементирование с последующим вскрытием пласта и спуском специального фильтра (рис. 1, б) или хвостовика (рис.1, д). В некоторых случаях в устойчивых породах продуктивной части разреза фильтр или

хвостовик не спускаются и водозакрывающая колонна является эксплуатационной (рис.1, а).

2. Полное вскрытие пласта со спуском комбинированной колонны с манжетной заливкой ее выше нефтеносного объекта и с фильтром в нижней части против пласта (рис. 1, в).

3. Полное вскрытие пласта со спуском колонны со сплошным цементированием и последующим простреливанием отверстий против продуктивных горизонтов (рис.1, г).

Перечисленные методы направлены на то, чтобы не допустить закупорки пор и создать благоприятные условия для движения нефти из пласта в скважину.

Методы вскрытия пласта в зависимости от пластового давления, степени насыщенности пласта нефтью, степени дренирования и других факторов могут быть различными, но все они должны удовлетворять следующим основным требованиям.

1. При вскрытии пласта с высоким давлением должна быть предотвращена возможность открытого фонтанирования скважины.

2. При вскрытии пласта должны быть сохранены на высоком уровне природные фильтрационные свойства пород призабойной зоны. Если проницаемость пород мала, должны быть приняты меры по улучшению фильтрационных свойств призабойной зоны скважины.

3. Должны быть обеспечены соответствующие интервалы вскрытия пласта, гарантирующие длительную безводную эксплуатацию скважин и максимальное облегчение притока нефти к забою.

При вскрытии продуктивных пластов с низким пластовым давлением особенно тщательно следует выбирать буровой раствор, поскольку может происходить интенсивное поглощение глинистого раствора пластом, сопровождающееся оттеснением нефти от забоя скважины и значительным ухудшением фильтрационных свойств пород призабойной зоны. Для вскрытия продуктивных пластов с низким пластовым давлением применяют специальные буровые растворы на нефтяной основе, эмульсионные буровые растворы, глинистые растворы с добавками поверхностно-активных веществ, аэрированные жидкости и др.

Заканчивание скважин, вскрывших истощенные пласты, в основном производят первыми двумя способами. Перед вскрытием водозакрывающую колонну устанавливают в кровле продуктивного пласта, вскрыв продуктивный пласт, спускают хвостовик или фильтр. При отсутствии водозакрывающей колонны после вскрытия истощенного пласта спускают обсадную колонну с фильтром против пласта и при помощи манжетной заливки центрируют ее выше нефтеносного пласта.

Фильтры могут быть как с круглыми, так и со щелевидными отверстиями. Щелевидные фильтры дороги в изготовлении и не всегда надежно предотвращают поступление песка в скважину или часто засоряются. Поэтому применяют также и другие способы оборудования забоя для предотвращения поступления песка в скважину. Например, забой скважины

иногда оборудуют металлокерамическими, песчано-пластмассовыми или гравийными фильтрами.

В скважинах с высоким пластовым давлением должно осуществляться полное вскрытие пласта со всеми мерами предосторожности с последующим спуском эксплуатационной колонны со сплошной цементировкой и простреливанием отверстий против продуктивных горизонтов.

#### **Основная литература:**

1. Бабаян Э. В. Инженерные расчеты при бурении [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Э. В. Бабаян, А. В. Черненко. – Вологда : "Инфра-Инженерия", 2018. – 440 с. – Режим доступа : <https://e.lanbook.com/book/108648>
2. Журавлев Г. И. **Бурение** и геофизические исследования скважин [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Г. И. Журавлев, А. Г. Журавлев, А. О. Серебряков – 2-е изд., стер. – СПб : Лань, 2018. – 344 с. – Режим доступа : <https://e.lanbook.com/book/98237>
3. Заливин В. Г. Аварийные ситуации в бурении на нефть и газ [Электронный ресурс] : учеб. пособие / В. Г. Заливин, А. Г. Вахромеев. – Вологда : Инфра-Инженерия, 2018. – 508 с. – Режим доступа : <https://e.lanbook.com/book/108651>
4. Карпов К. А. Строительство нефтяных и газовых скважин [Электронный ресурс] : учеб. пособие / К. А. Карпов. – 2-е изд., стер. – СПб : Лань, 2018. – 188 с. – Режим доступа : <https://e.lanbook.com/book/107060>

#### **Дополнительная литература:**

1. Вадецкий Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин : учебник для студ. учреждений нач. проф. образования / Ю. В. Вадецкий. – 7-е изд., стер. – М. : ИЦ Академия, 2013. – 352 с.
2. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин [Электронный ресурс] : учебник / Ю. В. Вадецкий. – 8-е изд.стер., – М. : ИЦ Академия, 2018. – 352 с. – (Начальное профессиональное образование). – Режим доступа : <http://www.academia-moscow.ru/reader/>
3. Войтенко В. С. Технология и техника бурения. В 2-х частях. Ч. 1 : учеб. пособие для студентов учреждений высшего образования/ В. С. Войтенко, А. Д. Смычкин, А. А. Тухто [и др.] ; под общ. ред. В. С. Войтенко. – СПб : Лань-Трейд, 2018. – 237 с.
4. Войтенко В. С. Технология и техника бурения. В 2-х частях. Ч. 2 : учеб. пособие для студентов учреждений высшего образования/ В. С. Войтенко, А. Д. Смычкин, А. А. Тухто [и др.] ; под общ. ред. В. С. Войтенко. – СПб : Лань-Трейд, 2018. – 613 с.
5. Середа Н. Г. Основы нефтяного и газового дела : учебник для студ. учреждений сред. проф. образования / Н. Г. Середа. – СПб : Лань-Трейд, 2016. – 288 с.



Интернет-ресурсы:

1. Буровой портал [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [www.drillings.ru](http://www.drillings.ru)(дата обращения : 09.01.2019).
2. Новости нефтегазового сектора [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [www. https://neftegaz.ru](http://www.https://neftegaz.ru) (дата обращения : 09.01.2019).
3. Все про нефть и газ / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://neft-i-gaz.ru/> (дата обращения: 09.01.2019).
4. Статьи о бурении нефтяных и газовых скважин - Инвестгеосервис/ [Электронный ресурс].– Режим доступа:<http://ingeos.ru/press-czentr/stati/analitik>: (дата обращения:09.01.2019)
- 5.Буровое оборудование: буровые установки и инструмент для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://promdevelop.ru/burovye-oborudovanie-ustanovki-i-instrument/> (дата обращения: 09.01.2019)