

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

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ**  
**по**  
**ВЫПОЛНЕНИЮ ЛАБОРАТОРНО-**  
**ПРАКТИЧЕСКИХ РАБОТ**

**ПМ01.01**

Обслуживание оборудования и установок поисков и  
разведки месторождений полезных ископаемых

**МДК.01.01.**

Аппаратура геофизических методов поисков и разведки  
месторождений полезных ископаемых

**Раздел**

Бурение скважин

**ТОМСК 2018**

Методические указания по выполнению лабораторно – практических работ разработаны на основе Федерального государственного образовательного стандарта среднего профессионального образования по специальности 21.02.11 *«Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых»* и рабочей программы **ПМ01.01**

*«Обслуживание оборудования и установок поисков и разведки месторождений полезных ископаемых»* для специальности 21.02.11 *«Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых»*

Разработчики:

Т.И.Альмендингер преподаватель

ОГБПОУ «ТПТ»

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

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

Протокол № \_\_\_\_\_

Председатель ЦМК

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

### Перечень лабораторно – практических работ

Тема 1.1. <b>Общие сведения о бурении скважин</b>	<b>Практические занятия</b> 1.Выбор и обоснование буровой установки в зависимости от горно – геологических условий бурения. 2.Выбор и обоснование конструкции скважины 3.Построение графика совмещенных давлений.
Тема 1.2 <b>Породоразрушающий инструмент и бурильная колонна</b>	<b>Практические занятия</b> 4. Выбор породоразрушающего инструмента в зависимости от горно – геологических условий бурения 5. Расчет бурильной колонны на прочность 6. Выбор типоразмера долот и диаметров обсадной колонны для интервалов спуска обсадных колонн
Тема 1.3. Буровые и тампонажные растворы	<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 и обоснование химических реагентов для регулирования свойств бурового раствора 9. Составление гидравлической программы промывки скважины
Тема 1.4 Режим бурения	<b>Практические занятия</b> 10. Проектирование параметров режима бурения
Тема 1.5 Осложнения и аварии при бурении	<b>Практические занятия</b> 11. Определение плотности бурового раствора для вскрытия осложненных горизонтов 12.Отработка действий буровой бригады при ГНВП
Тема 1.6 Наклонно – направленное бурение	13. Расчет профиля наклонно – направленной скважины 14. Графическое построение профиля наклонно – направленной скважины
Тема 1.7 Цементирование скважины	15.Определение минимальной глубины спуска кондуктора. 16. Выбор и обоснование способа цементирования скважины.

## Практическая работа № 1

2 часа

### ВЫБОР и ОБОСНОВАНИЕ БУ в ЗАВИСИМОСТИ ОТ ГОРНО – ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ 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 колоны

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 разбурировании 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 скважины, м	Конструкция скважины						Глубина спуска ОК	
		кондуктор		Промежут. колонна		Эксплуатац. Колонна		Кондуктор,м	Промежут. Колонна,м
		Ø,мм	Вес 1м.п,	Ø,мм	Вес 1м.п,Н\м	Ø,мм	Вес 1м.п		

			Н/м				Н/м		
1	2500	340	1000	245	590	146	320	450	1200
2	2550	245	750			146	320	875	
3	2600	340	1000	245	590	146	320	500	1250
4	2650	245	750			146	320	900	
5	2700	340	1000	245	590	146	320	550	1300
6	2750	245	750			146	320	845	
7	2800	340	1000	245	590	146	320	555	1350
8	2850	245	750			146	320	789	
9	2900	340	1000	245	590	146	320	456	1400
10	3050	245	750			146	320	765	
11	3100	340	1000	245	590	146	320	400	1500
12	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, вес 1м = 320 Н/м. глубина спуска кондуктора  $l_k = 400$  м,  $l_p = 2200$  м, эксплуатационной колонны  $l_z = 3000$  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

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

Вес промежуточной колонны

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

Вес эксплуатационной колонны

$$G_z = l_z \cdot g_z = 3000 \cdot 320 = 0,96 \text{ МН}$$

Вес бурильных труб

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

Вес утяжеленных бурильных труб( УБТ)

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

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

НМ. Для этой глубины при роторном бурении разрывная прочность бурильных труб должна быть не менее

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

$k_3$  – 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.  $0,6 * 2 = 1,2$  МН. Так в нашем случае  $G_{бк} = 1,06$  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. Выбрать конструкцию скважины

#### **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.

#### **Определение устойчивости пород призабойной зоны**

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

где  $\mu$  – коэффициент Пуассона;

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

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

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

$\Delta P_i$  – 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.  $P_3 = (H - h_{норм.}) \cdot \rho_n \cdot g$ ,  $h_{норм.} = 2/3H$ .

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

В разрезе нефтяных и газовых месторождений встречается большое количество пористых пластов-коллекторов (песков, песчаников, известняков), разобщенных 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.).

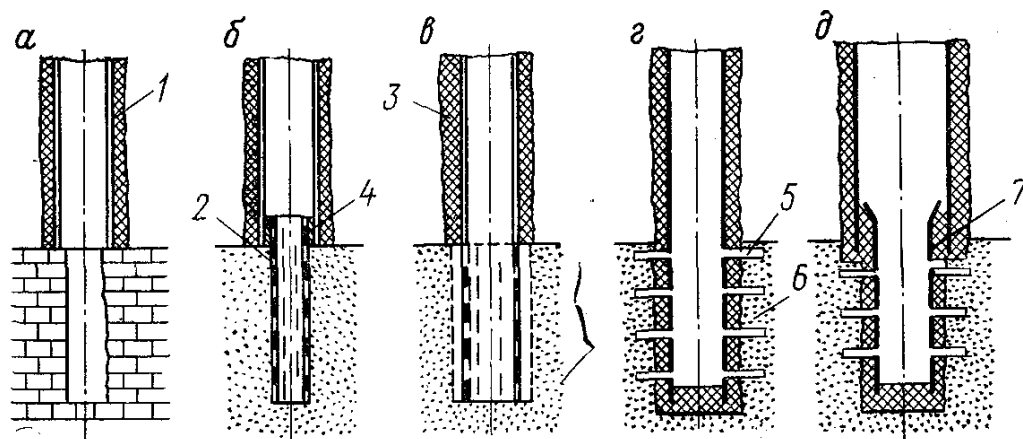


Рис. 1. Схемы конструкции забоев при заканчивании скважин: 1 – обсадная колонна, 2 – фильтр, 3 – цементный камень, 4 – пакер, 5 – перфорационные отверстия, 6 – продуктивный пласт, 7 – хвостовик

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, азрированные 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.

### **Практическая работа № 3**

2 часа

#### **Построение графика совмещенных давлений**

##### **1. Цель работы**

Приобретение практических навыков выбора конструкции скважины

##### **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. Выбрать конструкцию скважины

### **Построение графика совмещенных давлений**

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.

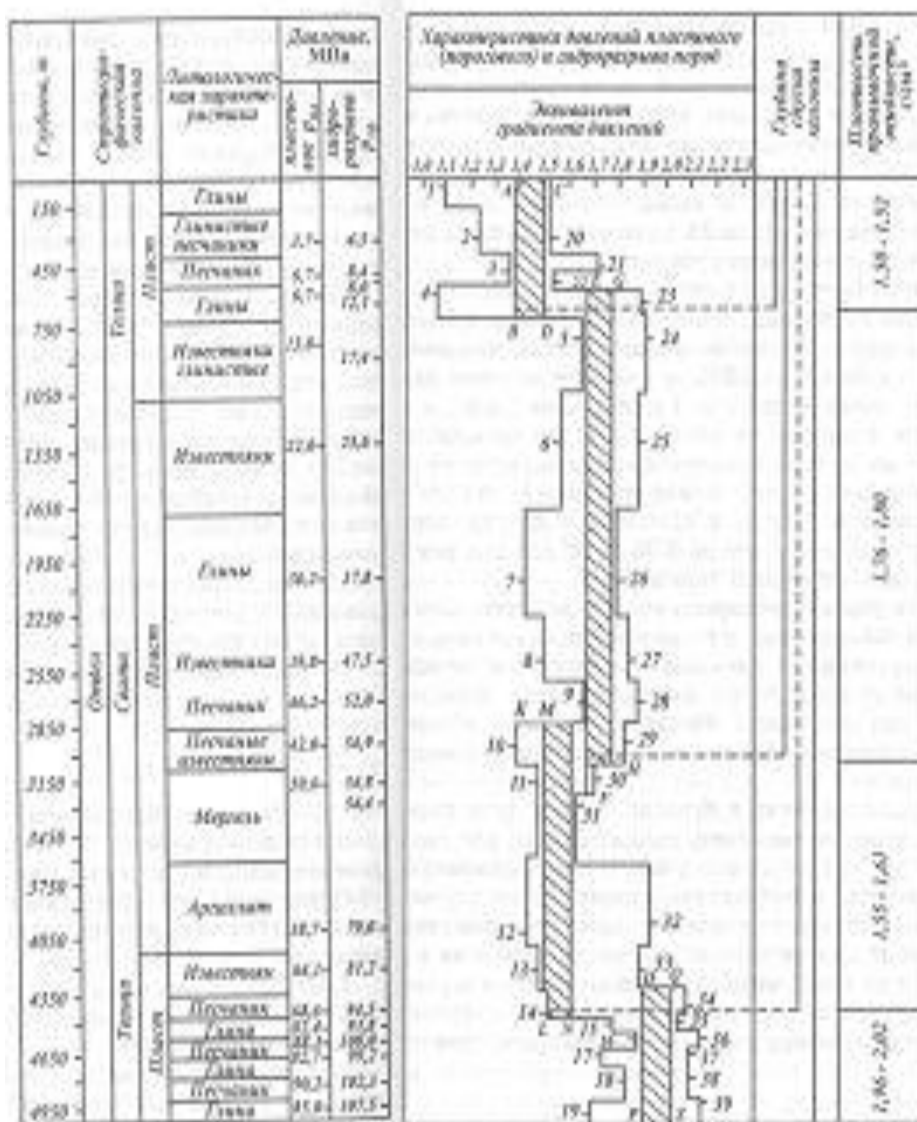
5. Зоны ABCD, EFGH, KLMN, OPQS являются зонами совместимых условий бурения.

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 г/см<sup>3</sup> не допускаются больше чем на 0,02 г/см<sup>3</sup>, а для значений выше 1,45 г/см<sup>3</sup> – не более чем на 0,03 г/см<sup>3</sup> (по замерам бурового раствора, освобожденного от газа).



## Практическая работа № 4

2 часа

### ВЫБОР ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ГОРНО – ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ БУРЕНИЯ

#### 1. Цель работы

Приобретение практических навыков выбора типа ПРИ

#### 2. Обеспечивающие средства

2.1 Методические указания

#### 4. Задание

4.1. Выбрать тип долота в зависимости от горно – геологических условий для одного стратиграфического подразделения

4.2. Определить средние показатели на одно долото

4.3. Определить величину эксплуатационных затрат

#### 5. Требования к отчету

5.1. Номер работы

5.2. Условия задачи

5.3. Решение задачи

5.4. Вывод

#### 6. Технология работы

6.1 Решение задачи: Выбрать тип долота при следующих условиях

Таблица 3 - исходные данные

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
6	Тюменская	8	18	105	100	470	304
7	Покурская	10	20	125	115	580	370
8	Тюменская	12	22	110	100	480	294
9	Покурская	14	24	130	120	590	360
10	Тюменская	16	26	115	110	490	264

#### 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  $t_1 = (T_1/H_1) * h_1 = (116,65/314) * 26,2 = 9,73$  ч

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

**3. Механическая скорость бурения долотом**

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

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

В связи с тем, что  $h_1 > h_2$ ;  $t_1 > t_2$ , а  $V_{мех\ 1} < V_{мех\ 2}$ , 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  $t_{спо} + t_{всп}$  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**

$$C = [C_b (t + t_{спо} + t_{всп}) + C_d] / h, \quad (7)$$

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

Подставляем данные в формулу( 1) и получаем

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

для долот 2 – го типа  $C_2 = 29 * (4,26 + 7) + 190 / 13,64 = 37,87$  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 № 5

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. Задание

3.1. Провести расчет колонны бурильных труб при роторном бурении

#### 4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Расчеты

Диаметр **бурильных труб** выбирают в зависимости от диаметра ранее спущенной обсадной колонны и способов бурения по табл. после чего согласно принятой методике рекомендуется сначала проводить расчет на выносливость, а затем - на статическую прочность. Расчет на выносливость осуществляется в следующем порядке.

Рассчитывают переменные напряжения изгиба (в Па):

$$\sigma_a = \frac{EIf\pi^2}{L^2W_{из}},$$

где  $E$  - модуль упругости материала бурильных труб, для стали  $E=2 \cdot 10^{11}$  Па, для алюминиевых сплавов  $E=2 \cdot 10^{10}$  Па;  $I$  - осевой момент инерции сечения по телу трубы, м<sup>4</sup>.

$$I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4);$$

$D$  и  $d$  - наружный и внутренний диаметр трубы соответственно, м;  $f$  - стрела прогиба,  $f=(D_{скв} - D_3)/2$ , м;  $D_{скв}$  - диаметр скважины,  $D_{скв}=1,1D_d$ ,  $D_d$  - диаметр долота, м;  $D_3$  - диаметр замка, м;  $L$  - длин полуволны, м;  $W_{из}$  - осевой момент сопротивления высаженного конца трубы в основной плоскости резьбы по пояску или по сварному шву), м<sup>3</sup>.

$$W_{\text{нз}} = \frac{\pi}{32} \frac{(D_{\text{н.к}}^4 - d_{\text{в.к}}^4)}{D_{\text{н.к}}};$$

$D_{\text{н.к}}$ ,  $D_{\text{в.к}}$  - наружный и внутренний диаметры высаженного конца м.

Длина полуволны (м) определяется для сечения непосредственно над УБТ:

$$l_{\text{п}} = \frac{\pi}{\omega} \sqrt[4]{\frac{EJ\omega^2}{m_1}},$$

$\omega$  - угловая скорость вращения бурильных труб,  $\text{с}^{-1}$ ;  $m_1$  — масса 1 м труб, кг/м.

Вычисляют коэффициент запаса прочности на выносливость:

$$n = (\sigma_{-1})_{\text{Д}} \beta / \sigma_{\text{а}}$$

где  $(\sigma_{-1})_{\text{Д}}$  — предел выносливости материала труб, Мпа;  $\beta$  — коэффициент снижения предела выносливости за счёт перегрузки резьбы,  $\beta=0,6$  для стали марки Д,  $\beta=0,55$  для алюминиевого сплава Д16.

*Таблица 43* Значения предела выносливости трубы при симметричном цикле изгиба, Мпа

Диаметр, мм	Трубы с резьбой треугольного профиля			Трубы со стабилизирующими поясками ТБВК			Трубы с приваренными замками ТБВП		Легкосплавные бурильные трубы ЛБТ	
	7	6	-	140	140	150	-	-	50-56	-
73	5	5	-							
89	5	0	-	-	120	-	-	-	-	-
102	-	-	-	-	110	120	-	-	-	-
114	0	0	0	140	110	120	100	90	43-52	-
127	-	-	-	-	100	110	100	90	-	-
140	7	6	6	-	100	110	100	90	-	-

	0	0	0							
147	-	-	-	-	-	-	-	-	36-46	40

Расчёт одноразмерной бурильной колонны ведётся в следующем порядке. Задаются длиной первой (нижней) секции бурильных труб и определяют напряжения, Па.

$$\sigma_p = \frac{k(Q_{б.т} + Q_{убт}) \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m}\right) + p_0 F_k}{F_{тр}},$$

где k - коэффициент, k=1,15; Q<sub>б.т</sub> - вес бурильных труб данной секции, Н; Q<sub>убт</sub> - вес утяжеленных бурильных труб, Н; ρ<sub>р</sub>, ρ<sub>м</sub> - плотность бурового раствора и материала бурильных труб соответственно, кг/м<sup>3</sup>; p<sub>0</sub> - перепад давления на долоте, Па; F<sub>к</sub> - площадь сечения канала трубы, м<sup>2</sup>; F<sub>тр</sub> - площадь сечения трубы, м<sup>2</sup>.

Определяются касательные напряжения (Па) для труб данной секции.

Крутящий момент

$$M_k = \frac{N_b + N_d}{\omega},$$

N<sub>б</sub> - мощность на холостое вращение бурильной колонны, кВт; N<sub>д</sub> - мощность на вращение долота, кВт; W<sub>р</sub> - полярный момент сопротивления, м<sup>3</sup>

Рассчитывается коэффициент запаса прочности при совместном действии нормальных и касательных напряжений:

$$n_1 = \sigma_t \sqrt{\sigma_p^2 + 4\tau^2} \quad (9.55)$$

где σ<sub>т</sub> - предел текучести материала бурильных труб, МПа.

Допустимые значения: n=1,4 для вертикальных скважин в нормальных условиях; σ=1,45 - при бурении в осложненных условиях.

Если величина n не отвечает требованиям, то изменяют длину секции или применяют трубы с большей прочностью. Затем необходимо задаться длиной труб второй секции с большей прочностью и выполнить аналогичный расчет.

#### 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>.

### Практическая работа № 6



2 часа

## **ВЫБОР ТИПОРАЗМЕРА ДОЛОТ И ДИАМЕТРА ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ ИНТЕРВАЛОВ СПУСКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН**

### **1. Цель работы**

Приобретение практических навыков выбора типоразмера ПРИ и диаметров ОК

### **2. Обеспечивающие средства**

2.1. Калькулятор

2.2. Методические указания

### **3. Технология работ**

#### **3.1 Выбор интервалов цементирования**

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

0. направление, кондуктор, потайные колонны цементируются на всю длину;
1. 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 47.

Таблица 47 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 48.

*Таблица 48 Минимальная допустимая разность диаметров ствола скважины и муфты обсадной колонны*

Номинальный диаметр обсадной колонны, мм	Разность диаметров $2\Delta$ , мм	Номинальный диаметр обсадной колонны, мм	Разность диаметров $2\Delta$ , 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:

$$D_k = D_o + (6-8), \text{ мм}$$

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.

*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.

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

2. Определение **водоотдачи** глинистого раствора - В, 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, В, см <sup>3</sup> /30 мин
3 мин	7,5 мин	10 мин	

3. Определение **толщины** глинистой корочки - К, мм.

К = \_\_\_\_\_ мм.

4. Определение процентного **содержания песка** и недиспергированных частиц в растворе - П, %

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

Показание шкалы, см	Содержание песка П, %

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 $\rho_v$ , г/см <sup>3</sup>	Плотность раствора нижней части $\rho_n$ , г/см <sup>3</sup>	Стабильность $C = \rho_n - \rho_v$ , 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 $f_1$ $f_2$ $f_3$ $f_{cp}$				$K$ , Па/град	$Q$ , Па
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  $m_z$  и масса воды  $m_v$  (в кг)

$$m_z = \frac{\rho_z (\rho - \rho_v)}{\rho_z - \rho_v (1 - n + n \rho \cdot 10^{-3})}; \quad (1)$$

3

$$m_v = V_v \rho_v; \quad (2)$$

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

$$V_{\text{г}} = \frac{m_{\text{г}} (1 - n + n \rho_{\text{г}} 10^{-3})}{\rho_{\text{г}}}; \quad (3)$$

$$V_{\text{в}} = 1 - V_{\text{г}}; \quad (4)$$

где  $\rho_{\text{г}}$ ,  $\rho$ ,  $\rho_{\text{в}}$  - плотность глины, глинистого раствора и воды, кг/м<sup>3</sup>;  $n$  - влажность глины в долях единицы.

*Примечание:* для практических расчетов принимают

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

$n = 0.05 - 0.1$  (соответственно при влажности глины 5 - 10 %)

Пример 1

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

$$\text{Найти: } m_{\text{г}}, m_{\text{в}}, V_{\text{г}}, V_{\text{в}} = ?$$

*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>

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

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

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

$$m_{\text{в}} = 0.926 \cdot 1000 = 926 \text{ кг}$$

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

$$m_{\text{дг}} = \frac{V_{\text{р}} \cdot \rho_{\text{г}} \cdot (\rho_{\text{тп}} - \rho_{\text{и}})}{\rho_{\text{г}} - \rho_{\text{тп}} \cdot (1 - n + n \rho_{\text{г}} 10^{-3})}; \quad (5)$$

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

Пример 2



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

$$\text{Найти: } m_{\partial z} = ?$$

*Решение:*

По формуле (5) вычисляем массу глины или утяжелителя необходимую для увеличения плотности глинистого раствора до  $1300 \text{ кг/м}^3$

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

3. Расчет объема добавляемого глинистого раствора большей плотности ( $V_{\partial p \partial}$ ,  $\text{м}^3$ ) требуемого для увеличения плотности исходного раствора

$$V_{\partial p \partial} = \frac{V_p (\rho_{mp} - \rho_u)}{\rho_{\partial p} - \rho_{mp}}, \quad (6)$$

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

Пример 3

$$\begin{aligned}\text{Дано: } \rho_{\partial p} &= 1300 \text{ кг/м}^3; \\ \rho_u &= 1100 \text{ кг/м}^3; \\ \rho_{mp} &= 1150 \text{ кг/м}^3; \\ V_p &= 2.0 \text{ м}^3.\end{aligned}$$

$$\text{Найти: } V_{\partial p \partial} = ?$$

*Решение:*

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

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

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

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

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

Пример 4

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

*Решение:*

По формуле (7) вычисляем объем воды требуемый для уменьшения плотности исходного раствора до 1200 кг/м<sup>3</sup>

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

#### 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 л = 0,4 · 10<sup>-3</sup> м<sup>3</sup>

$\rho_c = 2650 \text{ кг/м}^3$

$n = 0,06$

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

### **ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ СВОЙСТВ БУРОВОГО РАСТВОРА**

#### **1.Цель работы**

Приобретение практических навыков выбора химических реагентов для регулирования свойств буровых растворов раствора

#### **2.Обеспечивающие средства**

2.1. Калькулятор

2.2.Методические указания

#### **3. Задание**

3.1.Изучить общие рекомендации по расчету

3.2. Рассчитать необходимое количество хим. реагентов

#### **4. Требования к отчету**

4.1. Номер работы

4.2. Расчет по формулам

#### **5.Технология работы**

Для выражения количества компонентов в буровом растворе используют два показателя: массовая и объемная концентрация.

Массовая (объемная) концентрация химического вещества называется отношение его массы (объема) к объему всего бурового раствора, умноженное на 100.

Массовая концентрация (% мас.) применяется для выражения количества твердых, а объемная (% об.) – жидких химических реагентов. При этом та и другая концентрации реагентов указываются в расчете на сухое (основное) вещество.

Количество вещества в буровом растворе заданной массовой (объемной) концентрации определяется по формуле:

$$m(V) = V_D \cdot \frac{K}{C} \cdot 10^3.$$

где  $m(V)$  – масса (объем) химического реагента в буровом растворе, кг (л);

$V_p$  – объем бурового раствора, м<sup>3</sup>;

**$K$  – массовая (объемная) концентрация вещества в расчете на сухое (основное) вещество, %;**

$C$  – содержание в реагенте сухого (основного) вещества, %.

### Пример 1

Рассчитать потребное количество материалов для приготовления 4 м<sup>3</sup> бурового раствора следующего состава:

- Глина – 8 % мас. (влажность глины 6 %);
- KCl – 2,5 % мас. (вводится в сухом виде);
- Метас – 0,3 % мас. (вводится в виде 3 % -го воднощелочного раствора при соотношении метас : NaOH = 1 : 0,2);
- Вода – остальное до 4 м<sup>3</sup>.

Решение:

1. Определяем расход метаса и NaOH для определения 1 м<sup>3</sup> воднощелочного раствора требуемой концентрации:

2.

$$m_{\text{метаса}} = 1 \cdot 3/100 \cdot 10^3 = 30 \text{ кг}$$

$$m_{\text{NaOH}} = 30 : (1/0,2) = 6 \text{ кг}$$

3. Определяем расход глины и реагентов как в товарном виде, так и в виде растворов для приготовления 4 м<sup>3</sup> бурового раствора заданного состава

$$m_{\text{глины}} = 4 \cdot 8/(100-6) \cdot 10^3 = 340,4 \text{ кг}$$

$$m_{\text{KCl}} = 4 \cdot 2,5/100 \cdot 10^3 = 100 \text{ кг}$$

$$m_{\text{3\% метаса}} = 4 \cdot 0,3/3 \cdot 10^3 = 400 \text{ л}$$

Определяем требуемое количество глины и химических реагентов в товарном виде для приготовления заданного объема бурового раствора (4 м<sup>3</sup>):

- Глина – 340,4 кг
- KCl – 100 кг
- Метас –  $(30 \cdot 0,4) = 12 \text{ кг}$
- NaOH –  $(6 \cdot 0,4) = 2,4 \text{ кг}$

Задание:

Рассчитать потребное количество материалов для приготовления 4 м<sup>3</sup> бурового раствора следующего состава

**Вариант 1**

- Полиакриламида (ПАА) – 0,15 % мас. (желеобразный с 8 %-ным содержанием основного вещества, вводится в виде 1,5 %-го водного раствора);
- Жидкое стекло ( $\text{Na}_2\text{SiO}_3$ ) – 2,5 % об. (содержанием основного вещества 40 %, вводится в виде 1,5 %-го водного раствора);
- Морозол – 1,5 % об. (вводится в виде 30 %-го водного раствора);
- Вода – остальное до 4 м<sup>3</sup>.

**Вариант 2**

- Глина – 5 % мас. (влажность глины 6 %);
- Гипан – 0,25 % об. (содержанием основного вещества 17 %, вводится в товарном виде);
- Окзил – 0,4 % об. (содержанием основного вещества 25 %, вводится в виде 10 % -го воднощелочного раствора при соотношении окзил :  $\text{NaOH} = 1 : 0,25$ );
- Вода – остальное до 4 м<sup>3</sup>.

**Вариант 3**

- Глина – 10 % мас. (влажность глины 6 %);
- Полиакриламида (ПАА) – 0,05 % мас. (желеобразный с 10 %-ным содержанием основного вещества, вводится в виде 1,5 %-го водного раствора);
- $\text{CaCl}_2$  – 2,5 % мас. (вводится в сухом виде);
- Вода – остальное до 4 м<sup>3</sup>.

**Практическая работа №9**

**СОСТАВЛЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ПРОГРАММЫ ПРОМЫВКИ  
СКВАЖИНЫ**

**2 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:*

$$Q = \pi^2/4 * (d_c - d_n)^2 * V_K,$$

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

d<sub>c</sub> - диаметр скважины, м ;

d<sub>n</sub> - 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:*

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

где a - коэффициент, учитывающий турбинный способ бурения,

a = 0,65.

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

#### **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 (п=1) при коэффициенте наполнения m = 0,9 по формуле:

$$Q = \pi * m * Q_n,$$

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:

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

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

#### **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 :

$$Q = k * S_{\text{заб}} ,$$

где  $k$  – коэффициент удельного расхода жидкости равный 0,03 – 0,065 л /с на 1см<sup>2</sup> ;

$S_{\text{заб}}$  – площадь забоя , см<sup>2</sup> .

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

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) ;

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

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

$S_{\text{к.п.}}$  – площадь кольцевого пространства , м<sup>2</sup> .

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

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:

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

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

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

$S_{\text{заб}}$  – площадь забоя скважины , м<sup>2</sup>



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

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

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

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

Задаются параметры и рассчитываются площади забоя :

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

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

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

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

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

*Максимальная площадь кольцевого пространства :*

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

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

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

Подставляя полученные значения в формулу

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 :

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

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

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

Принято  $V_{\text{к.п.мах}} = 1,5$  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 :

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

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

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

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

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

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

Расчет по скорости истечения из насадок долота :

$$Q = F_m * V_d$$

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

$F_m$  - площадь насадки равна 13,5 см<sup>2</sup>

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

Давление гидроразрыва:

$$P_{гр} = 0.87 * P_{гор} , \text{ МПа}$$

$$P_{гор} = \gamma * 0.01 * H , \text{ МПа}$$

где  $\gamma$  – удельная плотность горных пород , г/см<sup>3</sup> ;

$H$  – глубина скважины , м .

Давление гидроразрыва 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 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА БУРЕНИЯ**

### **1.Цель работы**

Приобретение практических навыков проектирования параметров режима бурения

### **2.Обеспечивающие средства**

2.1.Методические указания

### **3. Задание**

3.1.Рассчитать осевую нагрузку

3.2 Рассчитать частоту вращения

3.3. Рассчитать количество прокачиваемой жидкости в единицу времени

3.4. Рассчитать основные параметры промывочной жидкости

### **4. Требования к отчету**

4.1. Номер работы

4.2. Расчеты

### **5.Технология выполнения**

#### **Расчет осевой нагрузки**

Осевая нагрузка, как режимный параметр бурения, обеспечивает внедрения элементов долота в горную породу. С повышением осевой нагрузки, увеличивается эффективность разрушения, а наиболее эффективный процесс разрушения горной породы наблюдается в том случае, когда осевая нагрузка обеспечивает напряжение на контакте долота с горной породой превышающее значение ее твердости.

Осевая нагрузка для всех интервалов рассчитывается по статическому методу, затем расчётное значение сравнивается с допустимой нагрузкой по паспорту долота и принимается осевая нагрузка в пределах вычисленных величин.

Осевая нагрузка на долото  $G_{oc}$  для каждого интервала бурения рассчитывается по формуле:

$$G_{oc} = g_o \cdot D_d, \text{ тс}$$

где  $g_o$  - удельная нагрузка на 1 см диаметра долота, кгс/см;

$D_d$  - диаметр долота, см.

Значения удельных нагрузок:

- для пород категории М,  $g_o = 250$  кгс/см;
- для пород категории МС,  $g_o = 700$  кгс/см;
- для пород категории С,  $g_o = 850$  кгс/см.

Расчётное значение осевой нагрузки не должно превышать 80 % от ( $G_{доп}$ ) допустимой по паспорту долота. Данное условие проверяем из неравенства:

$$G_{oc} < 0,8 \cdot G_{доп},$$

В интервале бурения под направление от 0 до 910 метров осевая нагрузка на долото рассчитывается по формуле, здесь удельная нагрузка ( $g_o$ ) принимается 250 кгс/см.

$G_{oc} = 250 \cdot 29,53 = 7382,5 = 7,4$  тс, остальные интервалы рассчитываются аналогично.

### **Расчёт частоты вращения долота**

Частота вращения шарошечных долот рассчитывается для всех типоразмеров долот по следующим трём показателям:

- рекомендуемой линейной скорости на периферии долота;
- продолжительности контакта зубьев долота с горной породой;
- стойкости опор долота.

Расчёт по рекомендуемой окружной скорости на периферии долота.

Расчётная частота вращения долота рассчитывается по формуле:

$$n = (60 \cdot V_{окр}) / (\pi \cdot D_d), \text{ об/мин}$$

где  $n$  - расчётная частота вращения долота, об/мин;

$V_{окр}$  - окружная скорость для шарошечных долот, м/с;

$D_d$  - диаметр долота, м.

Окружная скорость выбирается в зависимости от твёрдости горной породы:

- для пород категории М,  $V_{окр} = 2,8 - 3,4$  м/с;
- для пород категории С,  $V_{окр} = 1,8 - 2,8$  м/с;

На интервале бурения от 0 до 910 метров, для долота III 295,3 СЗ-ГВ окружная скорость ( $V_{окр}$ ) принимается равной 3,4 м/с. Расчётная частота вращения долота рассчитывается по формуле (9):

$$n = (60 \cdot 3,4) / (3,14 \cdot 0,2953) = 194,1 = 220 \text{ об/мин}$$

Для остальных интервалов частота вращения подсчитывается аналогично. Частоту вращения окончательно выбираем при выборе турбобура.

Таблица Параметры бурения по интервалам

Интервал, м	Осевая нагрузка, тс	Частота вращения, об/мин
0 - 910	7,4	220
910- 1740	15,1	248
1740-2700	18,4	159

#### Расчет плотности бурового раствора по интервалам бурения:

Плотность бурового раствора в интервалах совместимых условий бурения определяется п. 2. 7. 3. 3. Правил безопасности.

Интервал бурения из-под кондуктора до глубины 2700 м является интервалом совместимых условий.

Для интервала от 0 до 1200 м гидростатическое давление, создаваемое столбом бурового раствора, должно превышать пластовое (поровое) на величину 10 - 15%. Пластовое давление в этом интервале превышает гидростатическое на 0,01 МПа/м ( $P_{пл} = 11,87$  МПа). Следовательно, плотность бурового раствора в рассматриваемом интервале должна находиться в пределах 1,11-1,16 г/см<sup>3</sup>. Выбираем максимальную плотность 1,16 г/см для предупреждения обвала стенок скважины.

В интервале от 1200 до 2500м превышение должно составлять 5 - 10%. Пластовое давление, в этом интервале и далее, превышает гидростатическое на 0,0099 МПа/м ( $P_{пл} = 24,74$  МПа). Следовательно, при бурении под эксплуатационную колонну в интервале 1200 - 2500 м плотность бурового раствора должна находиться в пределах 1,06 - 1,11 г/см<sup>3</sup>. Выбираем среднюю плотность 1,09 г/см.

В интервале от 2500 м до проектной глубины скважины 2700 м превышение должно составлять 4 - 7%, ( $P_{пл} = 26,72$  МПа). Следовательно, при бурении под эксплуатационную колонну в интервале 2500 - 2700 м плотность бурового раствора должна находиться в пределах 1,05 - 1,08 г/см. Выбираем плотность 1,08 г/см<sup>3</sup>.

### **Расчет условной вязкости бурового раствора по интервалам бурения.**

По рекомендациям ВНИИКР нефть условная вязкость рассчитывается по формуле:

$$УВ \leq 21 \cdot \rho \cdot 10^{-3}, \text{ с}$$

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

На интервале от 0 до 1200 метров условная вязкость рассчитывается по формуле (10)

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

### **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:

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

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

$k$  - коэффициент учитывающий реальную форму частиц шлама,  $k = 0,4\text{--}0,6$ ;

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

$\rho$  - плотность бурового раствора,  $\text{кг/м}^3$ ;  $g$  - ускорение свободного падения,  $\text{м/с}^2$ .

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

Принимаются следующие данные:  $d = 5 \text{ мм}$ ,  $g = 9,8 \text{ м/с}^2$ ,  $k = 0,5$ .

На интервале от 0 до 1200 метров СНС рассчитывается по формулам и (12)  $\rho_n = 2000 \text{ кг/м}^3$ :

$$\text{СНС}_1 \geq 0,5 \cdot (2 - e^{-110 \cdot 5 \cdot 10^{-3}}) \cdot 5 \cdot 10^{-3} \cdot (2000 - 1160) = 29 \text{ дПа};$$

$$\text{СНС}_{10} = (5 \cdot 10^{-3} \cdot (2000 - 1160) \cdot 9,8 \cdot 0,5) / 6 = 35 \text{ дПа}.$$

### **Расчет фильтрации бурового раствора:**

Повышение фильтрации бурового раствора положительно сказывается на эффективности разбуривании горных пород. Показатель фильтрации рассчитывается по формуле:

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

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

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

$T$  - максимальная температура в рассматриваемом интервале,  $^{\circ}\text{C}$ .

Максимальная величина репрессии на вскрываемые бурением пласты рассчитывается по формуле:

$$\Delta P = (\rho - \rho_n^p) \cdot g \cdot H \cdot 10^{-6}, \text{ МПа (14)}$$

где  $\rho$  - плотность бурового раствора  $\text{кг/м}^3$ ;

$p_p^p$  - величина пластового давления в эквиваленте плотности, кг/м<sup>3</sup>; Н - глубина интервала, м.

В интервале бурения от 0 до 1200 метров максимальная величина репрессии на вскрываемые бурением пласты рассчитывается по формуле :

$$\Delta P = (1160 - 1000) \cdot 9,8 \cdot 1200 \cdot 10^{-6} = 1,8 \text{ МПа};$$

Показатель фильтрации рассчитывается по формуле :

$$\Phi \leq 15 / [(1+0,028 \cdot (22-20)) \cdot (1+3,9 \cdot (1-\exp(-0,1-1,8)))] = 7 \text{ см}^3/30\text{мин}$$

Все интервалы рассчитаны, полученные результаты занесены в таблицу

Таблица Параметры промывочной жидкости

Параметры	Интервалы, м		
	0 - 1200	1200 - 2500	2500 - 2700
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,16	1,09	1,08
Условная вязкость, с	24,4	22,9	22,7
Статическое напряжение сдвига, дПа:			
CHC <sub>1</sub>	29	25	30
CHC <sub>10</sub>	35	30	35
Фильтрация, см /30 мин.	7	5	3

## Практическая работа № 11

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ОСЛОЖНЕННЫХ ГОРИЗОНТОВ

2 часа

#### 1.Цель работы

Приобретение практических навыков определение плотности бурового раствора для вскрытия осложненных интервалов скважины

#### 2.Обеспечивающие средства

##### 2.1.Методические указания

#### 3. Задание

3.1. Определение максимальной скорости спуска бурильного инструмента

3.2.Определение плотности бурового раствора для вскрытия текучих пород и продуктивных горизонтов

3.3. Определение плотности бурового раствора для предупреждения проявлений

3.4. Определение плотности бурового раствора для предупреждения выброса

3.5. Ответы на контрольные вопросы

#### 4. Требования к отчету

4.1. Номер работы

4.2. Расчеты

4.3. Ответы на контрольные вопросы

## **5. Технология выполнения**

Под осложнением в скважине следует понимать затруднение ее углубления, вызванное нарушением состояния буровой скважины.

Наиболее распространенные виды осложнений - осложнения, вызывающие нарушения целостности стенок скважины, поглощения бурового раствора, нефте-, газо- или водопроявления.

*Обвалы, (осыпи)* происходят при прохождении уплотненных глин, аргиллитов или глинистых сланцев. В результате увлажнения буровым раствором или ее фильтратом снижается предел прочности уплотненной глины, аргиллита или глинистого сланца, что ведет к их обрушению (осыпям). Обвалам (осыпям) может способствовать набухание. Проникновение свободной воды, которая содержится в больших количествах в растворах, в пласты, сложенные уплотненными глинами, аргиллитами или глинистыми сланцами, приводит к их набуханию, выпучиванию в ствол скважины и в конечном счете к обрушению (осыпанию). Небольшие осыпи могут происходить из-за механического воздействия бурильного инструмента на стенки скважины. Обвалы (осыпи) могут произойти также в результате действия тектонических сил, обуславливающих сжатие пород.

*Ползучесть* происходит при прохождении высокопластичных пород (глин, глинистых сланцев, песчанистых глин, аргиллитов, ангидрита или соляных пород), склонных под действием возникающих напряжений деформироваться со временем, т. е. ползти и выпучиваться в ствол скважины. В результате недостаточного противодействия на пласт глина, песчаные глины, ангидриты, глинистые сланцы или соляные породы ползут, заполняя ствол скважины. При этом кровля и подошва пласта (горизонта) глины, глинистых сланцев или соляных пород сложены устойчивыми породами, не склонными к ползучести. Осложнение может происходить и вследствие того, что кровля и подошва пласта (горизонта) глины или аргиллита ползет, выдавливая последние в скважину. При этом кровля и подошва пласта (горизонта) глины, глинистых сланцев или аргиллита сложены породами (например соляными), склонными к ползучести. Явление ползучести особенно проявляется с ростом глубины бурения и увеличения температуры пород.

*Газо-, нефте- и водопро явления.* В разбуриваемых пластах могут находиться газ, вода и нефть. Газ через трещины и поры проникает в скважину. Если пластовое давление выше давления бурового раствора, заполняющего скважину, газ с огромной силой выбрасывает жидкость из скважины - возникает газовый, а иногда и нефтяной фонтан. Это явление нарушает нормальный процесс бурения, влечет за собой порчу оборудования, а иногда и пожар. Вода или нефть под очень большим пластовым давлением также может прорваться в скважину. В результате происходит выброс бурового

раствора, а потом воды или нефти. Получается водяной или нефтяной фонтан.

Выбросы бывают не только в результате проникновения газа в скважину под превышающим пластовым давлением. Газ может постепенно проникать в раствор в виде мельчайших пузырьков через плохо заглинизированные стенки скважины или вместе с выбуренной породой. Особенно сильно раствор насыщается газом во время длительных перерывов в бурении. Пузырьки газа на забое скважины находятся под сильным давлением, отчего газ сильно сжат, а размеры пузырьков чрезвычайно малы. При циркуляции глинистый раствор поднимается вверх и выносит с собой пузырьки газа, при этом, чем выше они поднимаются, тем меньше становится давление на них и тем больше они увеличиваются в размерах. Наконец, пузырьки становятся настолько крупными, что занимают большую часть объема раствора, и плотность его значительно уменьшается. Вес столба уже не может противостоять давлению газа, и происходит выброс. Постепенно просачиваясь в скважину, вода и нефть также уменьшают плотность раствора, в результате чего возможны выбросы. Выбросы могут возникать и при понижении уровня бурового раствора в скважине, которое *происходит* или вследствие потери циркуляции, или же во время подъема труб в случае недолива скважины.

### Решение задач

Определить максимальную скорость спуска бурильного инструмента с целью предупреждения поглощения бурового раствора.

Таблица 4 Исходные данные для решения задач

№ вар	Глубина залегания поглощающего пласта, м	Диаметр долота, мм	Диаметр бурильных труб, мм	Пластовое давление, МПа	плотность БР, г/см <sup>3</sup>	Динамическая вязкость бурового раствора, Н*с/м <sup>2</sup>
1	1600	215,9	146	25	1,11	0,02
2	1650	215,9	127	26	1,12	0,02
3	1700	215,9	146	27	1,13	0,02
4	1750	215,9	127	28	1,14	0,02
5	1800	215,9	146	29	1,15	0,02
6	1850	215,9	127	30	1,16	0,02
7	1600	215,9	146	25	1,11	0,02
8	1650	215,9	127	26	1,12	0,02
9	1700	215,9	146	27	1,13	0,02
10	1750	215,9	127	28	1,14	0,02
11	1800	215,9	146	29	1,15	0,02
12	1850	215,9	127	30	1,16	0,02



**Пример решения.** Определить максимальную скорость спуска бурильного инструмента с целью предупреждения поглощения бурового раствора при следующих условиях: глубина залегания поглощающего горизонта 1800м, диаметр долота 215,9 мм, диаметр бурильных труб 146 мм, пластовое давление 19МПа, плотность бурового раствора 1,16 г/ см<sup>3</sup>, динамическая вязкость бурового раствора 0,02 Н\*с/м<sup>2</sup>.

Решение:

Максимальную скорость спуска бурильной колонны определяем по формуле

$$V_{\max} = (p_{\text{гидр}} - p_{\text{пл}}) * (D_{\text{дол}}^2 - d_{\text{бт}}^2) / 3300L * \eta, \text{ где}$$

$p_{\text{гидр}}$  - гидростатическое давление столба бурового раствора, МПа;  $p_{\text{пл}}$  - пластовое давление. МПа;  $D_{\text{дол}}$  - диаметр долота, мм;  $d_{\text{бт}}$  - диаметр бурильных труб, мм;  $L$  - глубина залегания поглощающего горизонта, М;  $\eta$  - динамическая вязкость бурового раствора, Н\*с/м<sup>2</sup>.

Расчет гидростатического давления столба бурового раствора по формуле:

$$p_{\text{гидр}} = H * \rho / 100 \quad (2)$$

$$p_{\text{гидр}} = 1800 * 1,16 / 100 = 20,88 \text{ МПа.}$$

Подставляя все величины в формулу (1), получаем

$$V_{\max} = (20,88 - 19) * (215,9^2 - 146^2) / 3300 * 1800 * 0,02 = 0,4 \text{ м/с.}$$

Для данных условий бурения Скорость спуска бурильного инструмента не должна превышать 0,4 м/с.

Определение плотности бурового раствора для вскрытия текучих пород и продуктивных горизонтов

Таблица 5 – исходные данные

№ вар	Глубина залегания кровли текучих пород, м	Избыточное на устье после закрытия превентора давление, МПа	плотность БР до вскрытия текучих пород, г/ см <sup>3</sup>
1	1600	5	1,11
2	1650	6	1,12
3	1700	7	1,13
4	1750	8	1,14
5	1800	9	1,15
6	1850	10	1,16
7	1600	5	1,11
8	1650	6	1,12

9	1700	7	1,13
10	1750	8	1,14
11	1800	9	1,15
12	1850	10	1,16

**Пример:** Определить плотность бурового раствора для вскрытия текучих пород при следующих условиях: глубина залегания кровли текучих пород 2000 м, плотность бурового раствора до вскрытия этих пород составляет 1,25 г/ см<sup>3</sup>, избыточное давление на устье скважины через сутки после закрытия превентора – 5 МПа.

**Решение:** плотность определяем по формуле :

$$\rho = 100 * ( 0,01 * \rho_{\text{исх}} * H + P_{\text{изб}} ) / H,$$

где  $\rho_{\text{исх}}$ - исходная плотность бурового раствора до вскрытия осложненных пород, г/ см<sup>3</sup>; H- глубина залегания кровли текучих пород, м;  $P_{\text{изб}}$  – избыточное давление на устье скважины, МПа.

$$\rho = 100 * ( 0,01 * 1,25 * 2000 + 5 ) / 2000 = 1,5 \text{ г/ см}^3.$$

Вывод : Для вскрытия осложненных пластов , представленных текучими породами плотность бурового раствора должна быть 1,5 г/ см<sup>3</sup>.

Определение плотности бурового раствора для предупреждения проявлений  
Таблица 6 исходные данные

№ вар	Диаметр скважины, мм	Диаметр бурильных труб, мм	плотность БР до вскрытия проявляющего пласта, г/ см <sup>3</sup>	Динамическое напряжение сдвига, Н/см <sup>2</sup>	Минимальный запас плотности бурового раствора ,г/ см <sup>3</sup>
1	295,3	140	1,11	0.0015	0,051
2	244,9	127	1,12	0.001	0.046
3	295,3	140	1,13	0.0015	0,051
4	244,9	127	1,14	0.001	0.046
5	295,3	140	1,15	0.0015	0,051
6	244,9	127	1,16	0.001	0.046
7	295,3	140	1,11	0.0015	0,051
8	244,9	127	1,12	0.001	0.046
9	295,3	140	1,13	0.0015	0,051
10	244,9	127	1,14	0.001	0.046
11	295,3	140	1,15	0.0015	0,051

12	244,9	127	1,16	0.001	0.046
----	-------	-----	------	-------	-------

**Пример.** Определить плотность бурового раствора для предупреждения проявлений при следующих условиях. Диаметр скважины 269,9мм, диаметр бурильных труб 147 мм, плотность бурового раствора до вскрытия проявляющего пласта 1,3 г/ см<sup>3</sup>, динамическое напряжение сдвига 0,001 Н/см<sup>2</sup>.

**Решение :** Для указанных условий величина максимального запаса плотности бурового раствора равна 0,044 г/ см<sup>3</sup>( И.В. Элияшевский , таблица 77 стр. 162). Плотность бурового раствора определяем по формуле

$$\rho = \rho_{исх} + 2 \rho_{зап} = 1.3 + 2 * 0,044 = 1,39 \text{ г/ см}^3$$

**Вывод:** Для предупреждения проявлений при данных условиях плотность бурового раствора должна быть не менее 1,39 г/ см<sup>3</sup>.

#### **Контрольные вопросы:**

1. Назовите основные причины возникновения осыпей и обвалов .
2. Как влияет плотность бурового раствора на вскрываемые осложненные горизонты скважины.
3. Назовите основные причины возникновения ГНВП.

### **Практическая работа № 12**

2 часа

#### **ОТРАБОТКА ДЕЙСТВИЙ БУРОВОЙ БРИГАДЫ ПРИ ГНВП**

#### **1. Цель работы**

Приобретение практических навыков действия при ГНВП

#### **2. Обеспечивающие средства**

2.1. Методические указания

2.2. Вадецкий Ю.В. «Бурение нефтяных и газовых скважин» стр – 194-197

#### **3. Задание**

- 3.1. Изучить действия буровой бригады при ГНВП
- 3.2. Отработка действий по подгруппам

#### **4. Требования к отчету**

4.1. Номер работы

4.2. Презентация действий при определенных операциях бурения ( При СПО, при ГИС, при полностью извлеченном инструменте)

#### **Технология выполнения**

Группа делится на 3 подгруппы, каждой подгруппе дается задание , затем каждая подгруппа презентует свое решение.

**Технологическая карта занятия**

Стадии урока	Цели	Действия		Время	Прием
		Преподаватель	Студент		
<b>вызов</b>	Актуализация знаний	Объясняет, в ходе занятия задает вопросы.	Воспринимают информацию, активно работают	30 мин	Слайды, презентация
<b>осмысление</b>	Поиск правильного решения	Отвечает на вопросы, которые задают студенты. Чтобы получить и систематизировать фактические данные Наблюдает координирует	Задают вопросы, формулируют проблему	10 мин	Электронный учебник «Осложнения и аварии при бурении». фильм «Открытый фонтан»
			Активно работают в микрогруппах	30 мин	
<b>презентация</b>	Представления решения	Наблюдает координирует	Доказывают правильность своего решения	15 мин	Буклет, листовка, презентация
<b>рефлексия</b>	Систематизировать осознание , того , что было	Подводит итог урока	Вместе с преподавателем делают вывод , значимости данной темы	5 мин	

***Первоочередные действия производственного персонала при возникновении газонефтеводопроявления***



- Первый, заметивший ГНВП, немедленно предупреждает всех членов бригады.

- Во всех случаях при возникновении ГНВП бурильщик (старший оператор) обязан принять неотложные меры по герметизации устья скважины, сообщить о случившемся в ЦИТС и установить дежурство у телефона.

- Все работы на скважине после герметизации устья ведутся под руководством мастера или ответственного руководителя из числа ИТР по дополнительному плану.

***Первоочередные действия производственного персонала при возникновении открытого фонтана.***

- Остановить двигатели внутреннего сгорания.
- Отключить силовые и осветительные линии электропитания.
- Отключить электроэнергию в загазованной зоне.
- Потушить технические и бытовые топки, находящиеся вблизи скважины.
- Прекратить в газоопасной зоне все огневые работы, курение, а также другие действия, способные вызвать искрообразование.
- Обесточить все производственные объекты (трансформаторные будки, станки-качалки, газораспределительные пункты и т.д.), которые могут оказаться в газоопасной зоне.
- Оповестить руководство предприятия, противофонтанной службы и пожарной охраны о возникновении открытого фонтана.
- Прекратить движение на прилегающих к скважине подъездных дорогах к территории, установить предупреждающие знаки и посты охраны;
- Прекратить все работы в опасной зоне и немедленно удалиться за ее пределы.
- При возможном перемещении загазованности на другие объекты или населенные пункты принять меры по своевременному оповещению работников и населения.

**Инструкция по первоочередным действиям буровой вахты при возникновении ГНВП и открытых фонтанов**

## 1. Общая часть

1. Первый заметивший основные признаки ГНВП немедленно сообщает об этом бурильщику
2. Бурильщик подает сигнал «Выброс»
3. Во всех случаях при возникновении признаков ГНВП, бурильщик обязан принять неотложные меры по герметизации устья скважины и через 10- 15 минут снять показания манометров на стояке и затрубном пространстве. Сообщает о нестандартной ситуации буровому мастеру и в ЦИТС первый помощник бурильщика.
4. Перед закрытием превентора бурильная или обсадная колонна должна находиться в подвешенном состоянии, шаровой кран установлен под ведущей рабочей трубой.
5. После герметизации устья скважины дальнейшие работы по ликвидации ГНВП проводятся под руководством специалистов предприятия.
6. После закрытия превенторов при ГНВП необходимо установить наблюдение за возможным возникновением грифонов вокруг скважины.
7. После закрытия универсального превентора на трубе , закрыть трубный плащечный превентор и зафиксировать ручным приводом.

**Таблица - Действия технического персонала**

№ п/п	Вид аварии	Действия вахты	исполнитель
1	ГНВП при бурении или при промывке скважины	1.Поднимает бурильный инструмент до выхода муфты трубы на 1 метр выше ротора и закрепляет тормоз буровой лебедки.	Бурильщик, вахта
		2. Останавливает буровые насосы	Второй пом.бурильщика
		3.Открывает гидрозадвижку на линии дросселирования	Бурильщик
		4. Закрывает универсальный превентор	Бурильщик
		5. Закрывает шаровой кран	I пом.бур.
		6.Закрывает задвижку перед регулируемым дросселем	I,III помощник бурильщика
		7. Сообщает о случившемся буровому мастеру , и в ЦИТС	I пом.бурильщика
		8.Устанавливает наблюдение за устьем скважины и	бурильщик

		изменением давления на блоке дросселирования	
2	ГНВП при СПО	1.Прекращает СПО	Бурильщик, вахта
		2.Наворачивает аварийную бурильную трубу с шаровым краном	Бурильщик
		3.Спускает бурильную колонну в скважину, оставив муфту аварийной трубы на 1 метр выше ротора.	Бурильщик
		4. Открывает гидрозадвижку на линии дросселирования	Бурильщик
		5. Закрывает универсальный превентор	Бурильщик
		6. Закрывает шаровой кран	I пом.бур.
		7. Закрывает задвижку перед регулируемым дросселем	I,III помощник бурильщика
		8. Сообщает о случившемся буровому мастеру , и в ЦИТС	I пом.бурильщика
		9. Устанавливает наблюдение за устьем скважины и изменением давления на блоке дросселирования	бурильщик
3	ГНВП при спуске обсадной колонны	1.Прекращает спуск обсадной колонны	Бурильщик, вахта
		2.Наворачивает аварийную трубу с переводником и шаровым краном на последнюю обсадную трубу	I,III помощник бурильщика
		3.Спускает обсадную колонну с навернутой аварийной бурильной трубой в скважину, оставив муфту аварийной трубы на 1 метр выше ротора.	Бурильщик
		4.Открывает гидрозадвижку на линии дросселирования	Бурильщик
		5.Закрывает универсальный превентор	Бурильщик
		6.Закрывает шаровой кран на аварийной бурильной трубе	I пом.бур.
		7.Закрывает задвижку перед регулируемым дросселем	I,III помощник бурильщика
		8. Сообщает о случившемся	I пом.бур.

		буровому мастеру , и в ЦИТС	
		9. Устанавливает наблюдение за устьем скважины и изменением давления на блоке дросселирования	Бурильщик
4	ГНВП при отсутствии в скважине бурильных ( обсадных) труб	1.Открывает задвижку на линии дросселирования	Бурильщик
		2.Закрывает превентор с глухими плашками, при отсутствии ППГ с глухими плашками закрывается универсальный превентор ( ПУГ)	Бурильщик
		3.Закрывает задвижку перед регулируемым дросселем	I,III помощник бурильщика
		4.Сообщает о случившемся буровому мастеру и в ЦИТС.	I пом.бур.
		5.Устанавливает наблюдение за устьем скважины и изменением давления на блоке дросселирования	Бурильщик
5	ГНВП при проведении геофизических или прострелочно – взрывных работ	1.Поднимает из скважины геофизический прибор или перфоратор	Бурильщик
		2.При невозможности поднять геофизический прибор или перфоратор отрубает кабель	I пом.бур.
		3.Открывает гидрозадвижку на линии дросселирования	Бурильщик
		4.Закрывает превентор с глухими плашками	Бурильщик
		5.Закрывает задвижку перед регулируемым дросселем.	I,III помощник бурильщика
		6.Сообщает о случившемся буровому мастеру и в ЦИТС	I пом.бур.
		7.Устанавливает наблюдение за устьем скважины и изменением давления на блоке дросселирования	Бурильщик

Практическая работа № 13

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.

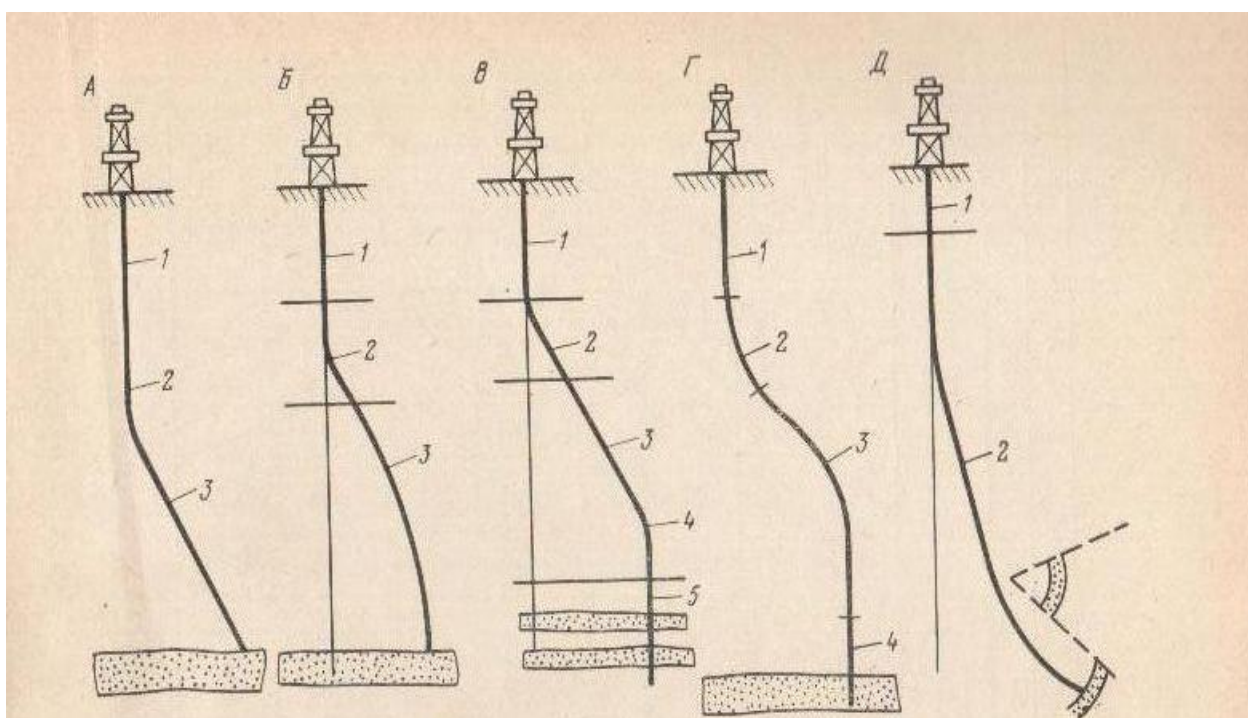
Профиль типа Б отличается от профиля типа А тем, что вместо прямолинейного наклонного участка имеется участок естественного снижения угла наклона 3. Профиль этого типа рекомендуется применять в районах, где естественное снижение угла наклона невелико, и для больших глубин скважин, когда стабилизация 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	$\alpha = \arcsin \frac{R_0 H - (R_0 - A) \sqrt{H^2 - A - (2R_0 - A)}}{(H^2 + R_0^2) - A(2R_0 - A)};$			$\alpha = \arccos(1 - \frac{A}{R_1 + R_2})$		

Первый вертикальный участок	$R_0 = R_1 + R_2; H = H_0 - H_B - H_3$			$l_1 = H_B$	-	$H_B$
	$l_1 = H_B$	-	$H_B$			
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						



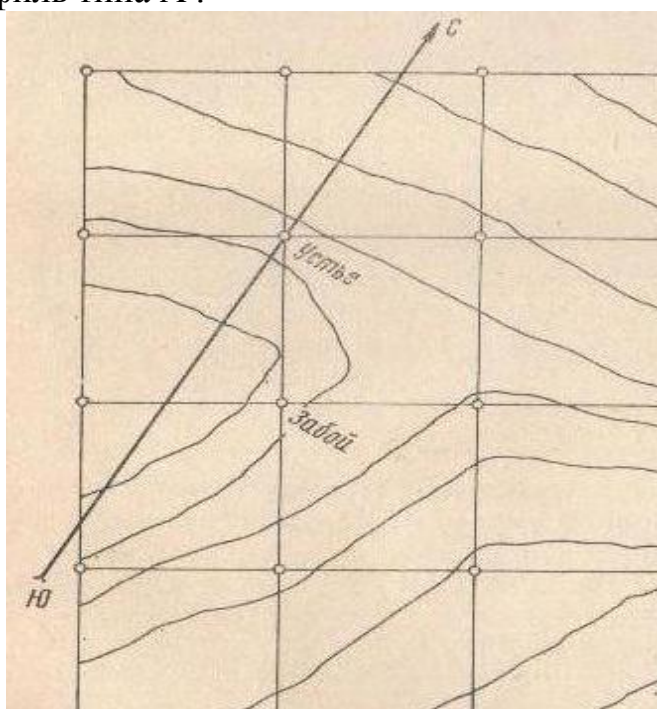
профилю	$L = l_1 + l_2$	A	$H_0 = H_B + h$	
---------	-----------------	---	-----------------	--

### **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

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

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>

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

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

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

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

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

Суммарная фактическая длина отклонения составит

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

Находим погрешность в определении угла наклона

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

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°, максимальный угол наклона скважины 25°. 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)

$$a = h \operatorname{tg} \alpha / 2 = 202 \operatorname{tg} 12^\circ 30' = 202 \cdot 0,2217 = 44,7 \text{ м.}$$

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

$$H' = A' / \operatorname{tg} \alpha = 255,3 / \operatorname{tg} 25^\circ = 255,3 / 0,466 = 545 \text{ м.}$$

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°.

*Решение.* Для бурения скважины применяют следующую компоновку: долото диаметром 244,5 мм, турбобур Т12МЗ-215, кривой переводник с углом изгиба 1°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

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

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

(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

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

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

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 интервала 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;  $\Delta \alpha_H$  - 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

$$H_0 = \frac{5730}{\Delta \alpha_H + \Delta \alpha_c} [\Delta \alpha_H + \Delta \alpha_c) \sin \alpha - \Delta \alpha_H \sin / 2] =$$

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

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

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

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  $325,17 - 325 = 0,17 \text{ м}$  – 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  $6^\circ$  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.

**Решение.** Определяем длину вертикальной проекции интервала набора угла искривления ствола скважины от нуля до  $15^\circ$

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

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

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

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 м

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

2000 – 2100 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  $R_1 = 720 \text{ м.}$

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

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

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  $h_B = l_4 = 167 \text{ м}$ .

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

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

**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°.

*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 № 14

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.

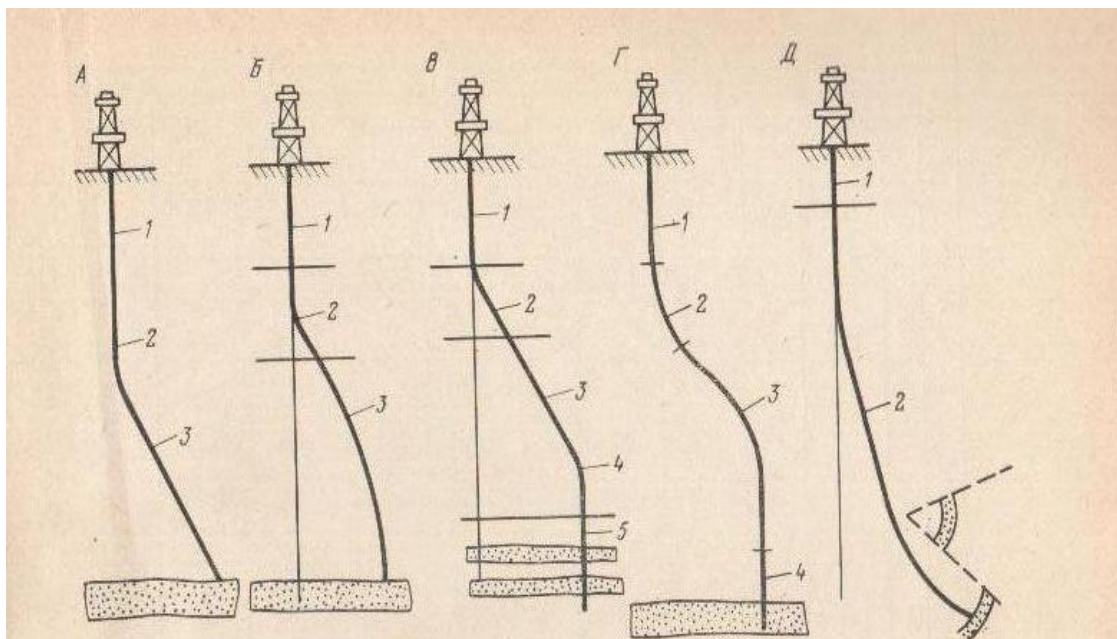


Рисунок 1 - Типы профилей

**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 О, 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 О

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  $BC = 172$  м. 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).

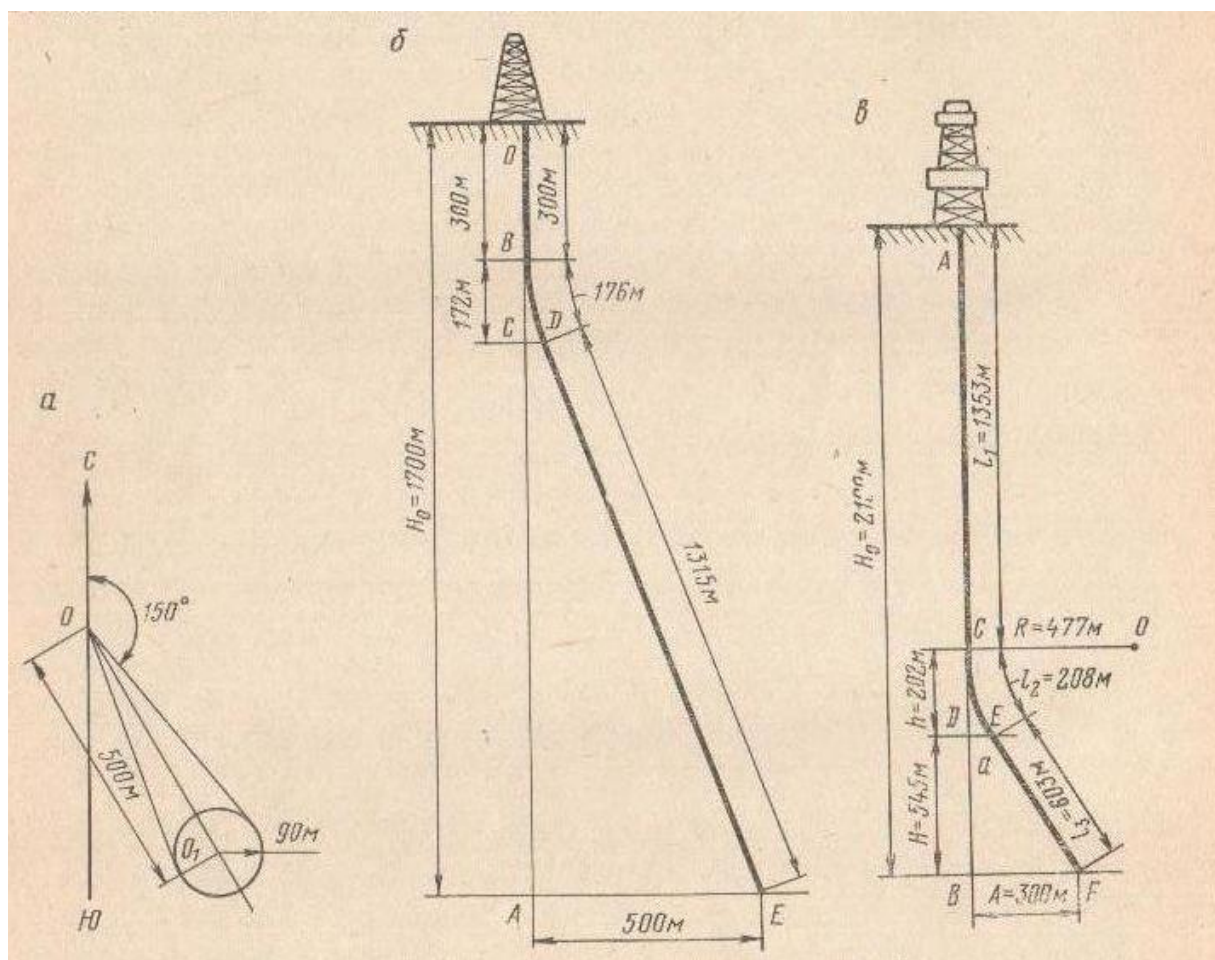


Рисунок 2 -Схема построения профиля типа А

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 C, D, B проводим горизонтальные линии. Отложим на линии, проходящей через точку C, отрезок  $R = 477$  м; на линии, проходящей через точку D, отрезок  $DE = a = 44,7$  м и на линии, проходящей через точку B, отрезок  $BF = A = 300$  м.

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

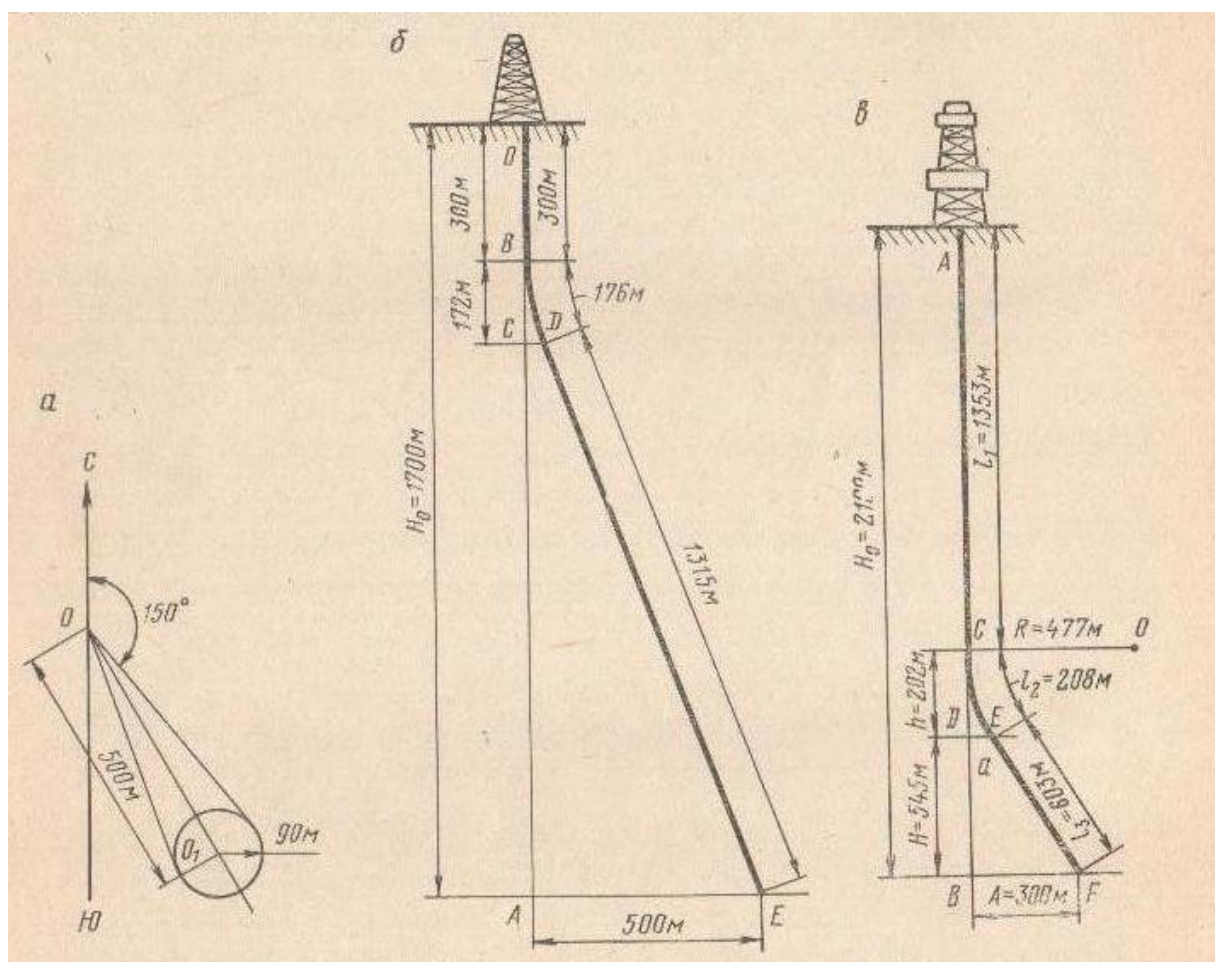


Рисунок 3 - Схема построения профиля типа А



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 м, горизонтальная проекция 420 м, длина первого вертикального участка 200 м, азимут наклонного ствола  $100^\circ$ .

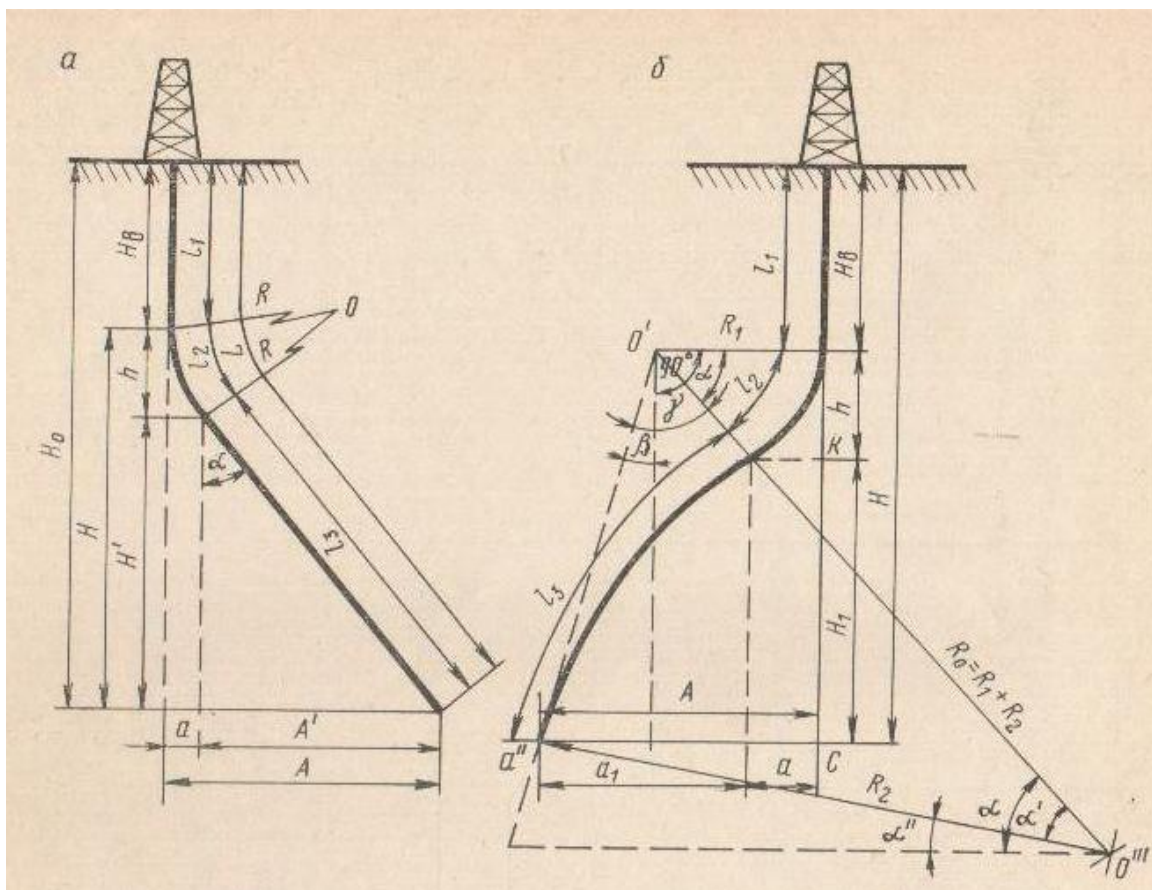


Рисунок4 - Расчетные схемы профилей

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

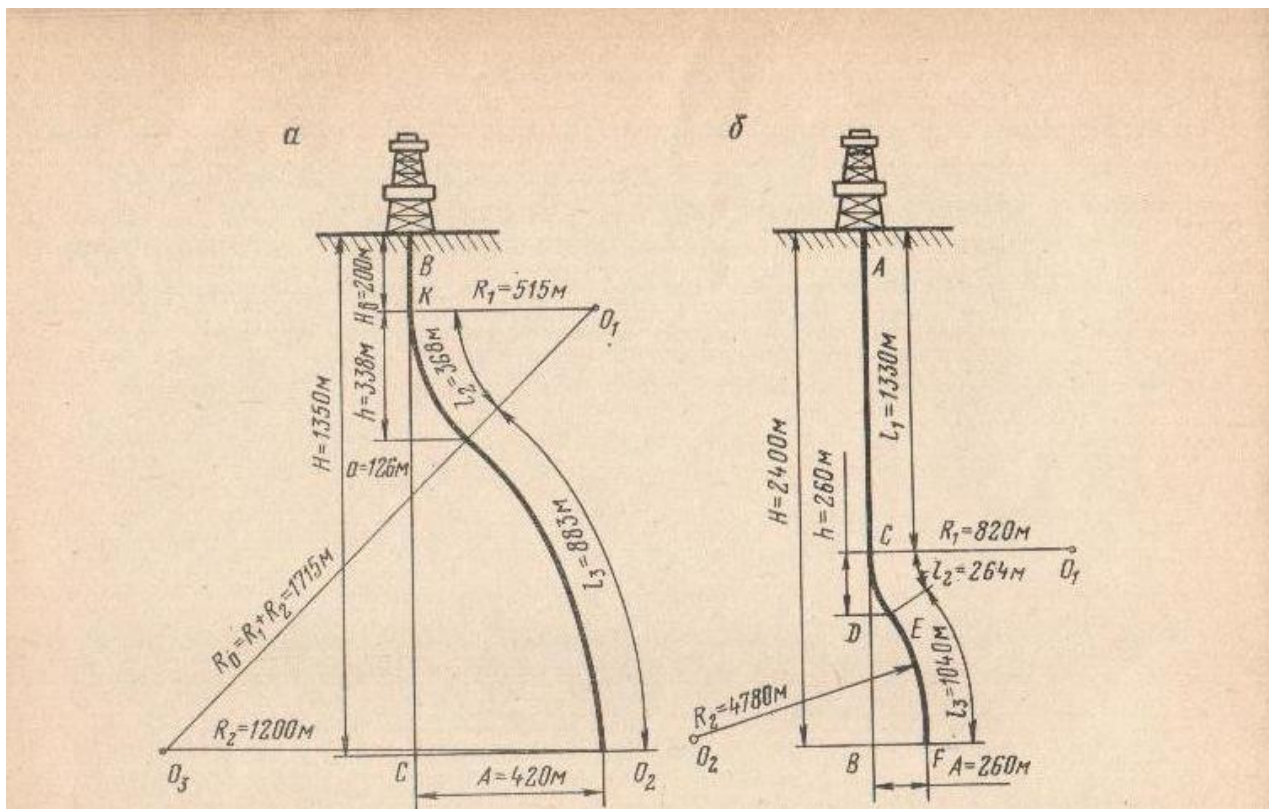


Рисунок 5- Схема построения профиля Б (а) , рассчитанному по второму методу (б)

#### **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 ACEF 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  $105^\circ$ .

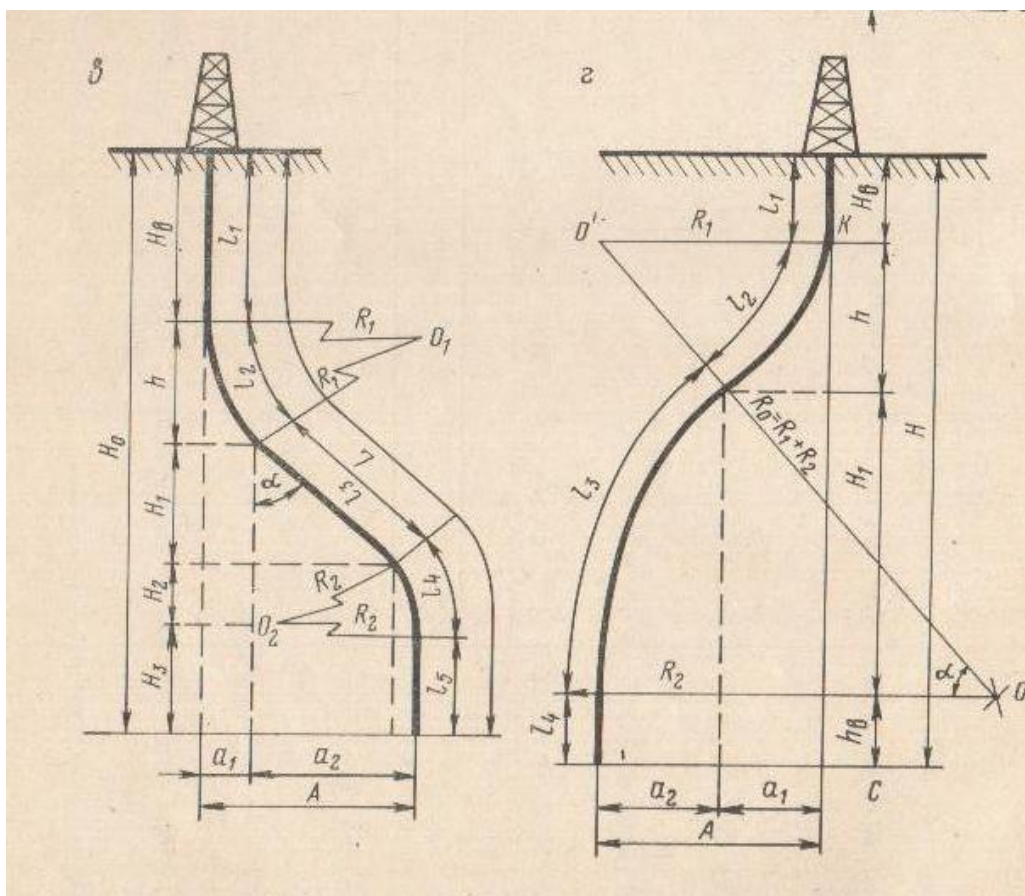


Рисунок 6 Расчетные схемы профилей

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.

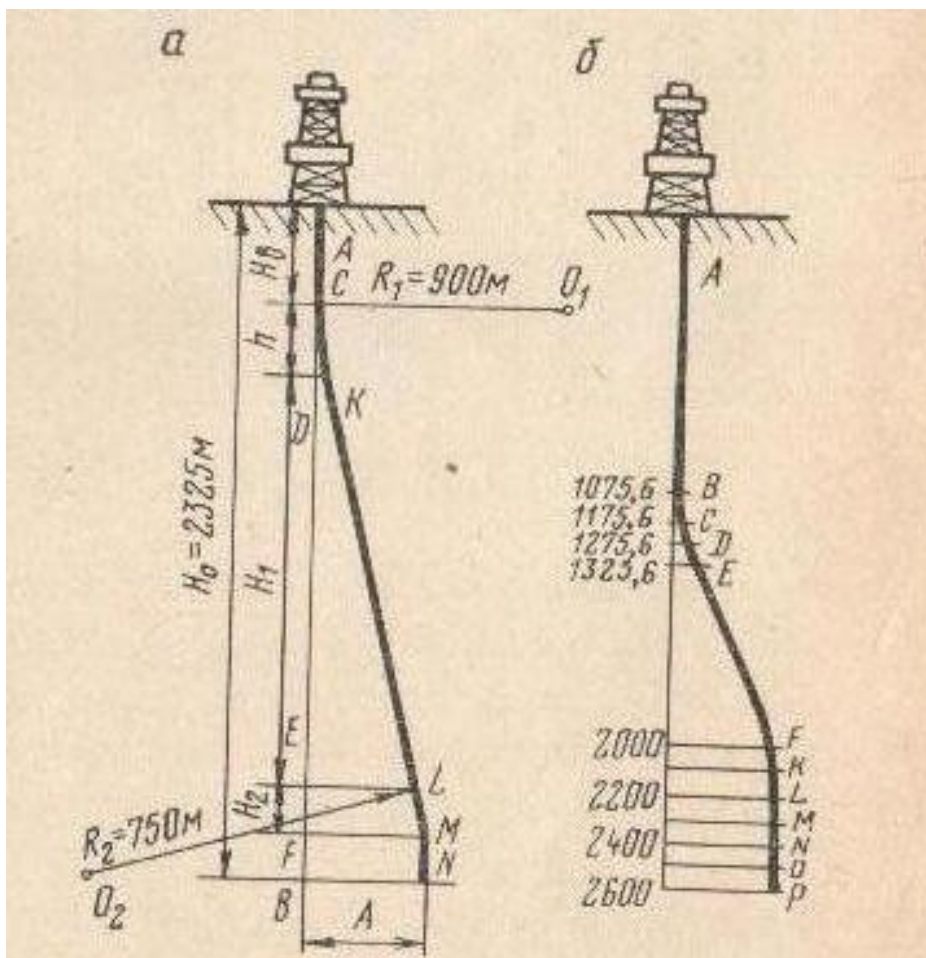


Рисунок 7 а) Схемы построения профиля типа В  
б) рассчитанного по упрощенной методике

**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° 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.

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 C, D, E, B проводим горизонтальные линии и откладываем от точки C 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 K по направлению линии KE – отрезок  $KEO_2 = R_2 = 1440$  м; от точки B – отрезок  $BL = A = 500$  м. Из точки  $O_1$  описываем дугу радиусом  $R_1$ , а из точки  $O_2$  – дугу радиусом  $R_2$ .

Ломаная линия ACFKL представляет собой профиль ствола наклонной скважины.

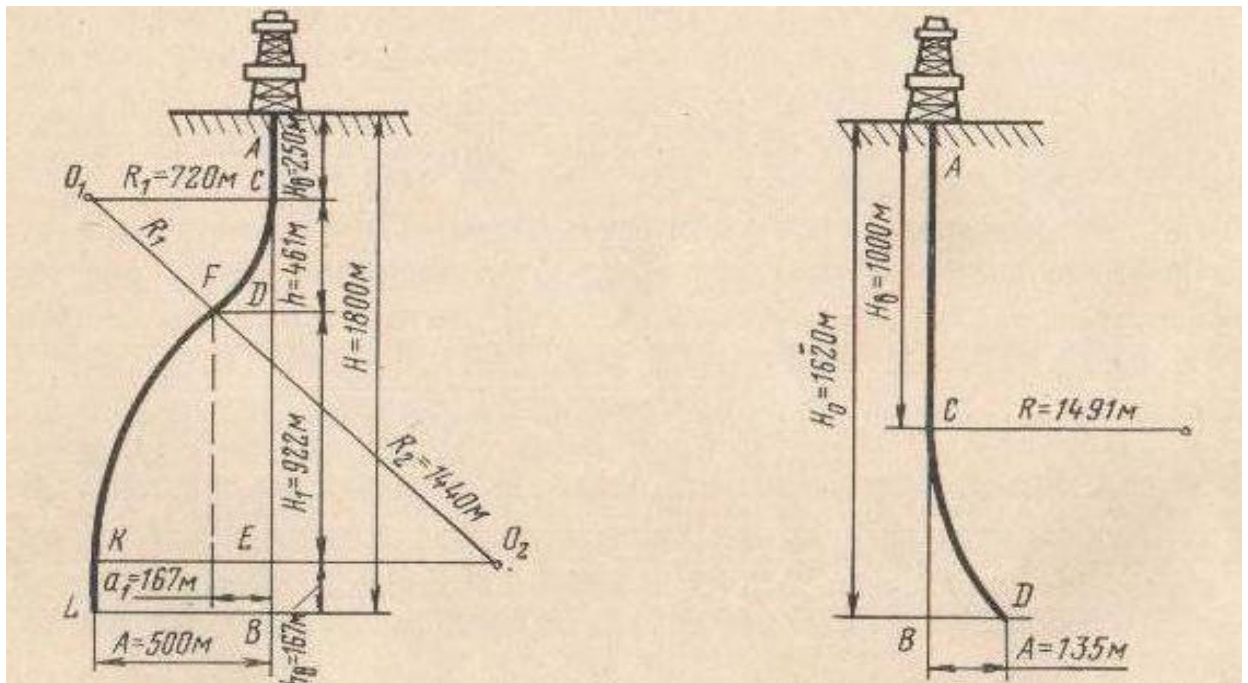


Рисунок 8 Схема построения профиля типа Г

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  $140^\circ$ .

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 C и D

соединяем по дуге радиусом  $R = 1491$  м. Линия ACD будет представлять собой проектный профиль скважины.

**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:

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

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 цементированияпредполагает 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 разобшения. 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 цементировании. 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 цементировании производится в нормальном режиме. Прогнозное значение давления гидроразрыва ( давления поглощения тампонажного раствора ) у башмака обсадной колонны составляет , кгс/см<sup>2</sup>;

$$P_{г.р} = \text{град } P_{г.р} * H$$

Значение  $P_{\phi}$  определяется по формуле :

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

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

$\Delta P$  - гидравлические потери давления при движении жидкостей в затрубном пространстве в конце цементировании( 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 цементировании
2. Понятие градиент давления гидроразрыва пласта.
3. Перечислите все известные способы цементировании скважин
4. Манжетное цементирование
5. Какие устройства ( приспособления используют для проведения двухступенчатого цементировании

### **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.nftegaz.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/burovoe-oborudovanie-ustanovki-i-instrument/> (дата обращения: 09.01.2019)