

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Методические указания к практическим занятиям
по дисциплине «Строительство нефтяных и газовых скважин»

Направление подготовки	21.03.01 Нефтегазовое дело	
Направленность (профиль)	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти	
Год начала обучения	2024	
Форма обучения	очная	очно-заочная
Реализуется в семестре	___ 4 ___	___ 4 ___

Ставрополь 2026 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие.....	3
Практическое занятие 1.	
Определение основных механических свойств горных пород	4
Практическое занятие 2.	
Выбор рациональных типов шарошечных долот.....	12
Практическое занятие 3.	
Проектировочный расчет бурильной колонны.....	23
Практическое занятие 4.	
Определение требуемой осевой нагрузки на долото и частоты его вращения при ротормом бурении.....	35
Практическое занятие 5.	
Гидравлический расчет промывки скважины.....	38
Практическое занятие 6.	
Изучение элементов жестких, маятниковых и отклоняющих компоновок.....	67
Практическое занятие 7.	
Проектирование конструкции скважины.....	79
Практическое занятие 8.	
Оснастка обсадных колонн, назначение, конструкции.....	88
Практическое занятие 9.	
Гидравлический расчет цементированния обсадной колонны.....	102
Литература.....	105

Предисловие

Целью изучения дисциплины является формирование профессиональных компетенций будущего бакалавра по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело».

Задачи освоения дисциплины: образование необходимой базы знаний по всей технологической цепочке строительства скважины от монтажа бурового оборудования до передачи скважины в эксплуатацию, а также по видам деятельности: производственно-технологическая, организационно-управленческая, экспериментально-исследовательская, проектная.

Компетенции бакалавра, формируемые в результате освоения дисциплины:

- способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности (ПК-1).

В результате освоения дисциплины обучающийся должен:

знать технологические процессы при строительстве скважин, основы безопасной и экологичной деятельности, технологическое оборудование, используемое при строительстве скважин;

уметь использовать навыки в выполнении инженерных расчетов по выбору конструкции скважины, параметров режима бурения и показателей работы долот по промысловым данным, организовывать рациональную, безопасную и экологичную деятельность, выбирать инструмент и оборудование, обеспечивающие высокие технико-экономические показатели строительства нефтяных и газовых скважин;

владеть профессиональной терминологией в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа, навыками рациональной, безопасной и экологичной деятельности, методами определения способа и режима бурения.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 1

Определение основных механических свойств горных пород

Цель: определить основные физико-механические свойства горных пород

Знания и умения:

знание принципа работы установки для испытания горных пород методом вдавливания цилиндрического штампа.

определять твердость по штампу, предел текучести и коэффициент пластичности

Формируемые компетенции:

ПК-1 - способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности.

Актуальность темы: усложнение условий добычи полезных ископаемых и строительства подземных сооружений предъявляет повышенные требования к качеству результатов определения - механических свойств горных пород, что обуславливает объективную потребность в совершенствовании существующих методов получения

Теоретическая часть

Под механическими свойствами понимают способность горных пород реагировать на внешние воздействия изменением размеров, формы и целостности. К механическим свойствам относятся упругость, пластичность, вязкость и прочность.

Упругостью называется способность горных пород изменять форму и объем под влиянием силовых воздействий и полностью восстанавливать первоначальное состояние после устранения воздействий. Упругость характеризуется модулем деформации при растяжении сжатии (модуль Юнга) E и модулем деформации при сдвиге G , а также коэффициентом Пуассона μ (коэффициент пропорциональности между относительными продольными и поперечными деформациями).

Согласно закону Гука, для идеально хрупких материалов относительная деформация ε прямо пропорциональна нормальному напряжению σ .

$$\sigma = E \cdot \varepsilon$$

Однако закон Гука соблюдается лишь в области малых деформаций. Дальнейшее деформирование приводит или к хрупкому разрушению тел, или к потере

пропорциональности между ϵ и σ , а также к появлению пластических (необратимых) деформаций – свойству пластичности.

Пластичностью называется способность горных пород изменять форму и объем под влиянием силовых воздействий и сохранять остаточные деформации после устранения воздействий.

Горные породы при их нагружении характеризуются одновременным проявлением упругости и пластичности.

Поведение деформируемых внешними силами тел во времени характеризуются вязкостью. Вязкостные свойства проявляются ползучестью (постоянный рост деформации при неизменном приложенном напряжении); релаксацией (постепенное уменьшение напряжений в теле при постоянной деформации его) и другими свойствами реальных тел.

Прочностью называется способность твердого тела (горной породы) оказывать сопротивление разрушению от внешнего воздействия. При разрушении рвутся связи между частицами кристаллической структуры, не меняя агрегатного состояния вещества. Прочность оценивается по предельным напряжениям, которые могут быть созданы в опасном сечении твердого тела. Различают четыре вида напряженного состояния и соответствующие им предельные напряжения на сжатии σ_c , сдвиг τ , изгиб $\sigma_{и}$, растяжение σ_p . Причем, для горных пород имеет место следующее соотношение:

$$\sigma_c \gg \tau \geq \sigma_{и} \geq \sigma_p$$

При бурении скважин горная порода разрушается в условиях сложного напряженного состояния. Породоразрушающий инструмент – долото контактирует с породой не по всей поверхности забоя, а лишь на некоторых ограниченных площадках. Через эти площадки на породу создается локальное давление, под действием которого порода деформируется и разрушается. В этих условиях прочность, измеряемая классическими методами путем нагружения всего испытуемого образца, оказывается недостаточной для характеристики сопротивляемости породы разрушению.

В горной промышленности сопротивляемость породы разрушению принято характеризовать твердостью. Под твердостью понимают сопротивление, оказываемое породой внедрению в нее другого твердого тела. Это есть прочность тела при вдавливании в него другого тела (прочность на вдавливание).

Метод определения механических свойств горных пород. Распространение получил метод определения твердости горных пород, разработанный Л.А.Шрейнером. Сущность метода заключается во вдавливании

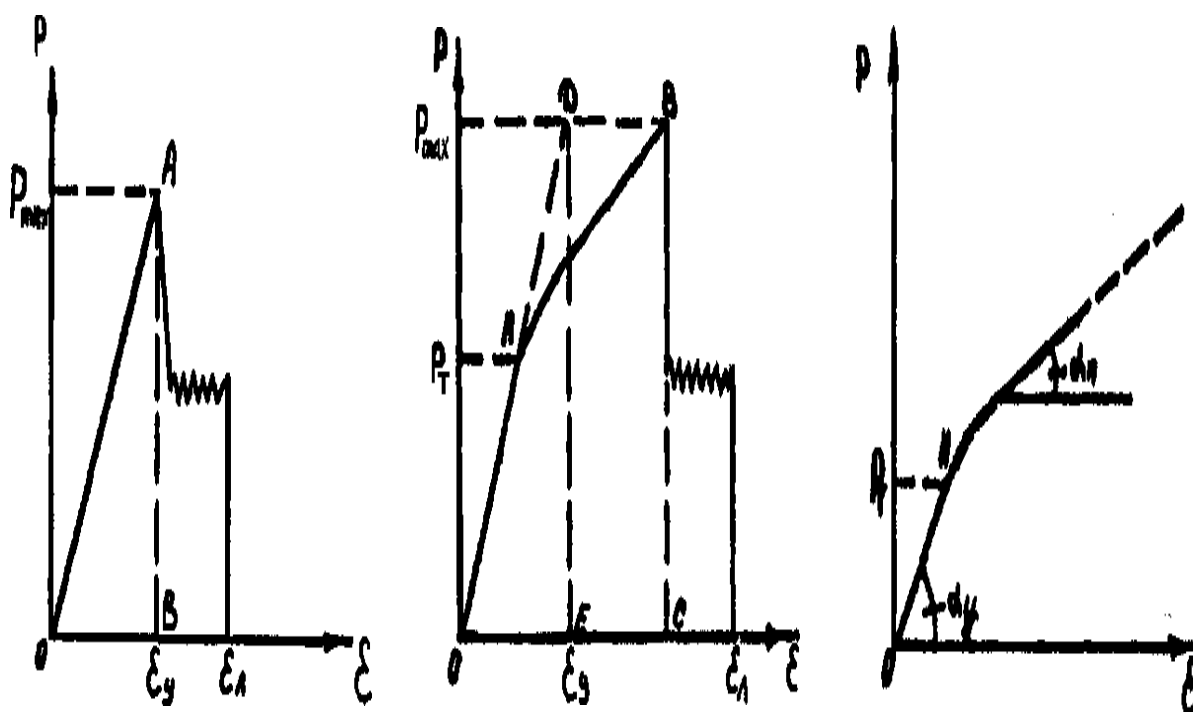
цилиндрического штампа (пуансона) с плоским основанием в плоскую шлифованную поверхность испытуемого образца горной породы до разрушения этой поверхности. При этом замеряется сила P , с которой действует штамп на образец, деформация (глубина погружения штампа) ϵ , параметры зоны разрушения, а также вычисляются показатели механических свойств: твердость, коэффициент пластичности, модуль упругости и др. В последнем случае строится график зависимости деформации ϵ от величины приложенной силы (напряжения) P – кривая деформации при вдавливании штампа.

По виду кривой деформации при вдавливании штампа различают три класса пород: 1 – хрупкие (рис.1), 2 – пластично-хрупкие (рис.2), 3 – пластичные (рис.3).

Рисунок 1

Рисунок 2

Рисунок 3



При деформации хрупких пород (рис.1) вплоть до момента разрушения соблюдается закон Гука (деформация прямо пропорциональна величине приложенной силы). При достижении предела упругости (точка А) происходит хрупкое разрушение породы, причем глубина лунки (максимальное погружение штампа) ϵ_d значительно больше упругой деформации ϵ_y в момент разрушения.

За твердость $r_{ш}$ горной породы принимают величину напряжений под основанием штампа в момент разрушения, т.е. когда нагрузка на штамп достигает наибольшего значения P_{max} :

$$p_{ш} = \frac{P_{max}}{S_{ш}}, \quad (1)$$

где $S_{ш}$ – площадь основания штампа (площадь контакта штампа с породой).

Для пластично-хрупких пород (рис. 2) при нагрузке, большей P_T закон Гука нарушается, появляются пластические (необратимые) деформации, и порода деформируется с упрочнением из-за уплотнения ее под зоной контакта. В точке А достигается предел упругости и начинают проявлять себя пластичность и вязкостные (реологические) свойства материала. Состояние материала в этой точке характеризуют пределом текучести p_T :

$$p_T = \frac{P_T}{S_{ш}}. \quad (2)$$

В качестве показателя пластичности пород принят энергетический коэффициент пластичности $K_{пл}$, под которым понимается отношение всей работы деформирования до момента разрушения A_p к работе упругого деформирования A_y . Отношение величин A_p и A_y численно равно отношению соответствующих площадей диаграммы S_{oabc} и S_{ode} (рис. 5). Таким образом, можно записать:

$$K_{пл} = \frac{S_{oabc}}{S_{ode}}. \quad (3)$$

Можно эти площади выразить через углы наклона линии диаграммы: $OA - \alpha_y$; $AB - \alpha_n$. Тогда

$$K_{пл} = \frac{P_T}{P_{max}} + \left(1 - \frac{P_T}{P_{max}}\right) \cdot \frac{tg\alpha_y}{tg\alpha_n}. \quad (4)$$

При вдавливании штампа в пластичные породы хрупкого разрушения не происходит (рис. 3). В этом случае твердость $p_{ш}$ и коэффициент пластичности $K_{пл}$, вычисленный по формуле (3), не могут быть определены. Обычно этот коэффициент принимают равным бесконечности. Однако из формулы (4) следует, что при

неограниченном возрастании P_{max} отношение $\frac{P_0}{P_{max}}$ стремится к нулю. Тогда для

пластичных пород коэффициент пластичности принимает численное значение:

$$K_{пл} = \frac{tg\alpha_y}{tg\alpha_n}. \quad (5)$$

собой. Характерно, что для хрупких пород $K_{пл} = 1$, т.к. P_T и P_{max} практически равны между

Все породы по твердости по штампу разделены на 12 категорий твердости (табл.

1).

Таблица 1 – Классификация горных пород по твердости

Характеристика буримости	Мягкие (М)		Средние (С)		Твердые (Т)		Крепкие (К)		Очень крепкие (ОК)			
Категория твердости	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Твердость по штампу $R_{ш}$, МПа	<100	100–250	250–500	500–1000	1000–1500	1500–2000	2000–3000	3000–4000	4000–5000	5000–6000	6000–7000	>7000

По пластичности все горные породы подразделены на 6 категорий (табл. 2).

Таблица 2 – Классификация горных пород по пластичности

Класс пород	Хрупкие	Пластично-хрупкие				Пластичные
Категория	1	2	3	4	5	6
Коэффициент пластичности $K_{пл}$	1	1–2	2–3	3–4	4–6	>6

Схема простейшей установки для испытания горных пород методом вдавливания цилиндрического штампа представлена на рис.4.

Установка представляет собой гидравлический пресс 1, плунжер 2 которого имеет столик 3 для размещения испытуемого образца породы 4. Штамп (пуансон) 5 цилиндрической формы закрепляется на неподвижном корпусе установки. Машинное масло в гидроцилиндре 1 выталкивает плунжер 2. Перемещение плунжера 2, столика 3 и образца породы 4 вверх замеряется через рычаг 6 механическим индикатором деформации 7 и индукционным датчиком деформации 8. Неподвижный штамп 5 препятствует перемещению подвижной системы плунжер — образец. Поэтому в цилиндре 1 повышается давление масла, величина которого замеряется манометром 9 и магнитно- электрическим датчиком давления 10. Чем больше давление масла в гидроцилиндре, тем больше сила P , действующая на испытуемый образец со стороны штампа. Это давление создается ручным масляным насосом 11.

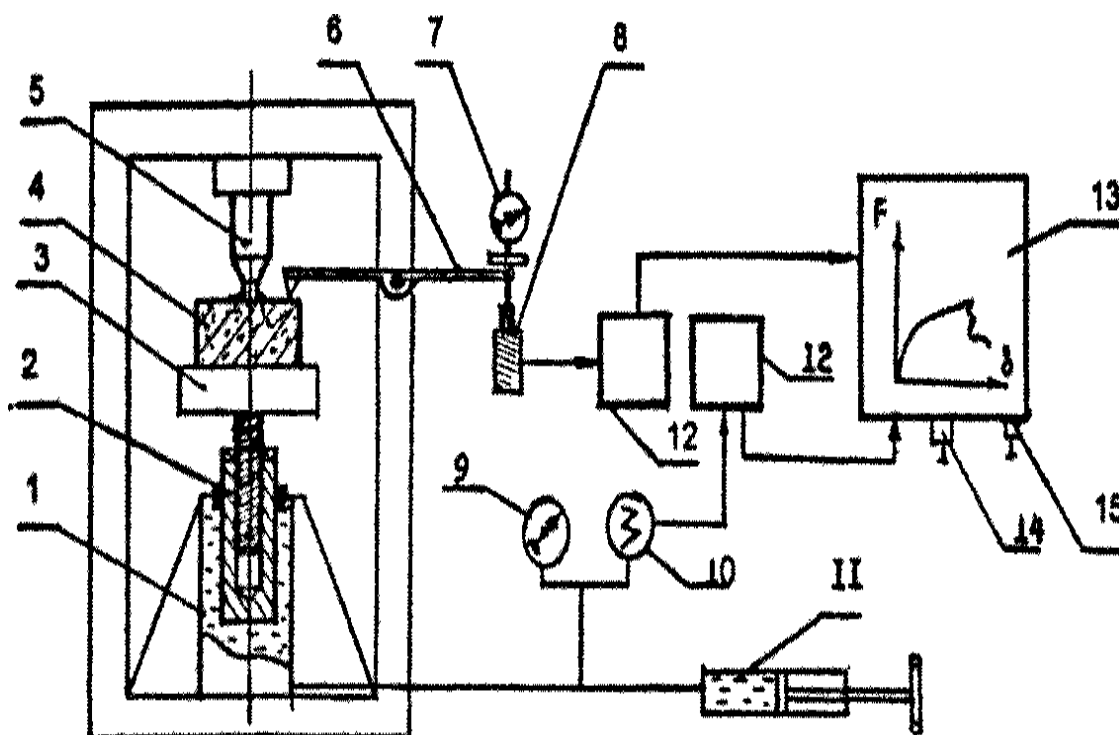


Рисунок 4 – Схема установки для испытания горных пород вдавливанием штампа

Электрический сигнал от индукционного датчика деформации 8 и датчика 10 через электрические преобразователи 12 подается на графопостроитель 13, который на миллиметровой бумаге вычерчивает график зависимости силы P от величины абсолютной деформации испытуемого образца ϵ относительно неподвижного штампа 5. Масштаб записи регулируется переключателем диапазонов 14, а положение начала координат устанавливается регулятором 15. Абсолютное значение деформации на графопостроителе определяется путем умножения показания прибора на масштабный коэффициент m_ϵ , а значение усилия на масштабный коэффициент m_P . При установке переключателей диапазонов 14 на 700 милливольт $m_\epsilon = 12,86$ мм/мм и на 500 милливольт $m_P = 120$ кН/мм.

Методика и порядок выполнения работы

1. Получить у преподавателя исследуемый образец породы.
2. Замерить диаметр основания штампа.
3. Ознакомиться с установкой и протереть пыль с образца породы и столика 3 (рис. 4).
- 4). Включить электропитание прибора.
4. Установить образец породы 4 на столик прессы и винтом плунжера 3 подвести этот образец до соприкосновения со штампом 5.

5. Установить рычаг 6 на поверхность образца, а начало шкалы индикатора деформации 7 совместить со стрелкой.

6. Переключателем диапазонов 14, регулятором установки начала координат 15 и ручным насосом 11 подвести стрелки графопостроителя 13 к нулевому положению.

7. Ручным насосом 11, с возможно постоянной скоростью и плавно, увеличивать нагрузку на штамп до характерного локального разрушения поверхности образца. При этом произойдет скачкообразное уменьшение показания манометра 9 и одновременно резкое увеличение деформации до 1...2 мм, визуально наблюдаемое на индикаторе 7.

8. Снять отсчет максимального значения деформации на индикаторе 7, которое будет соответствовать глубине лунки выкола.

9. Полученный на графопостроителе график показать преподавателю.

Возможен вариант построения графика нагрузка – деформация по точкам без применения графопостроителя. Для этого в табличной форме записываются значения деформации, снимаемые с индикатора 7, соответствующие каждому фиксированному на манометре 9 давлению масла в гидропрессе 1. Произведение этого давления на площадь плунжера 2 даст величину силы, действующей на штамп. Шаг нарастания давления масла, когда следует брать отсчет на индикаторе деформации, можно принять равным 1/20 от предела измерения манометра 9 или получить его у преподавателя.

Записать полученные данные в следующей форме:

- порода _____
- диаметр штампа в мм _____
- среднее значение диаметра лунки в мм _____
- глубина лунки в мм _____
- масштабные коэффициенты регистрации:
 - деформации в мм/мм _____
 - усилия в кН/мм _____

Нанести экспериментальные точки на поле координат (если графопостроитель отсутствует). Провести две усредняющие прямые через эти точки или характерные участки графика. Перенести ось ординат (Р) в точку пересечения одной из усредняющей прямой с осью абсцисс (ε), как это показано примером на рис.5 (отрезок 0–0' обусловлен деформацией установки, которая в дальнейшем не учитывается).

Обозначить характерные точки графика и произвести вычисления твердости по штампу $r_{ш}$, предела текучести r_T и коэффициента пластичности $K_{пл}$ по соответствующим формулам: 1, 2, 3 или 4 (5) с учетом масштаба регистрации. Классифицировать

исследуемую горную породу согласно табл. 1, 2.

Полагая в первом приближении, что лунка выкола имеет форму конуса с вершиной $\epsilon_{\text{л}}$ и диаметром основания $d_{\text{л}}$, вычислить ее объем $V_{\text{л}}$ по формуле:

$$V_{\text{л}} = \frac{\pi}{12} d_{\text{л}}^2 \epsilon_{\text{л}}. \quad (6)$$

Установить соотношение объема лунки и объема внедрившейся в породу на глубину $\epsilon_{\text{л}}$ части штампа. Сделать вывод.

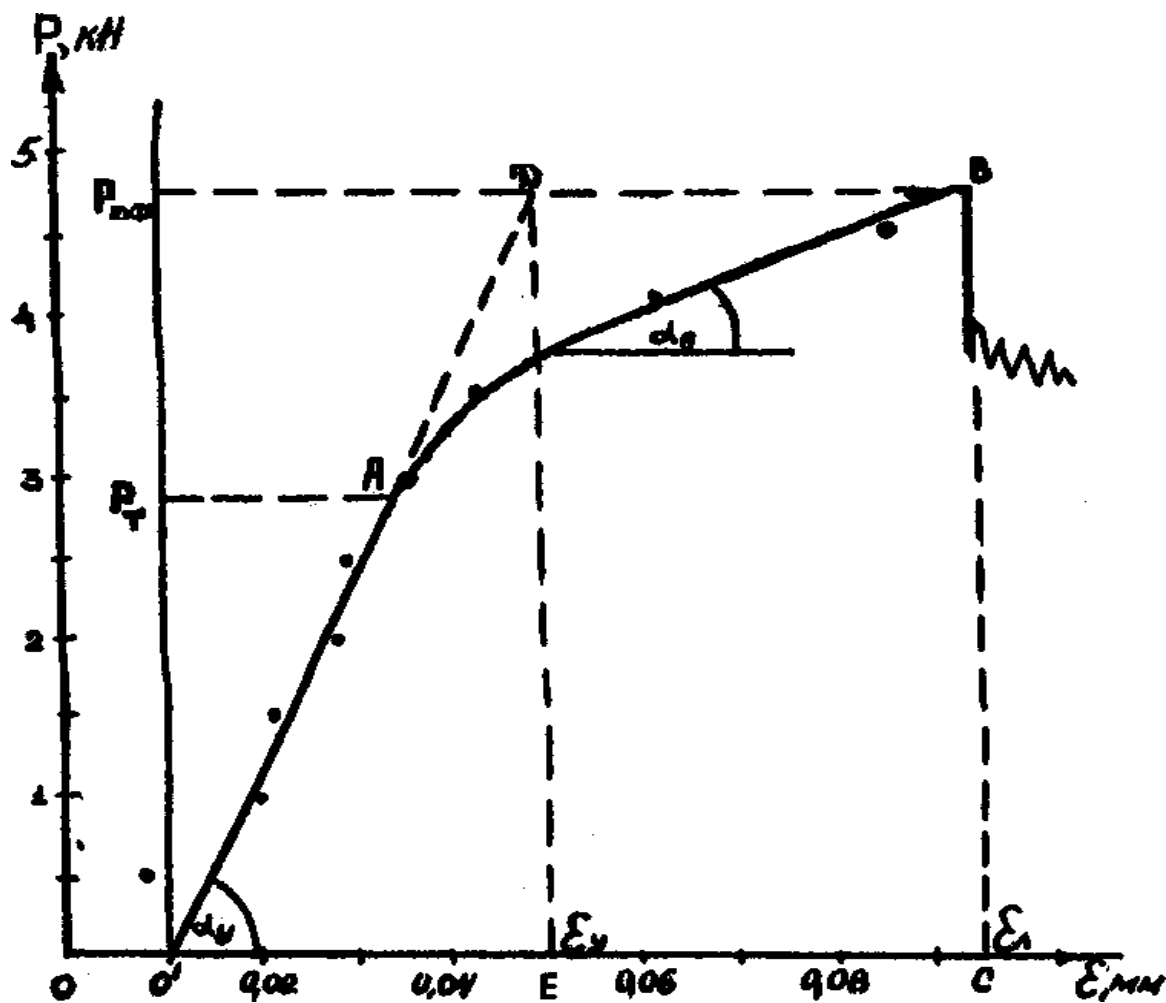


Рисунок 5 – График зависимости силы P от величины абсолютной деформации ϵ испытуемого образца

Вопросы

1. Какие основные физико-механические свойства горных пород вам известны?
2. Принцип работы установки для испытания горных пород методом вдавливания цилиндрического штампа.
3. Как определяются твердость по штампу, предел текучести и коэффициент пластичности?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 2

Выбор рациональных типов шарошечных долот

Цель: научиться правильно, производить выбор рациональных типов шарошечных долот

Знания и умения, формируемые в ходе выполнения работы: выбирать рациональные типы шарошечных долот

Формируемые компетенции:

ПК-1 - способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности.

Актуальность темы: выбор рациональных типов шарошечных долот производят для характерных пачек пород, выделенных в исследуемом геологическом разрезе

Теоретическая часть

Выбор рациональных типов шарошечных долот производят для характерных пачек пород, выделенных в исследуемом геологическом разрезе. Для каждой характерной пачки вычисляются средневзвешенные (по мощности) категории твердости и абразивности по формуле (1)

$$\bar{T} = \frac{\sum_{i=1}^i T_i \frac{m_i}{\sum_{i=1}^i m_i}}{\sum_{i=1}^i m_i}; \quad \bar{A} = \frac{\sum_{i=1}^i A_i \frac{m_i}{\sum_{i=1}^i m_i}}{\sum_{i=1}^i m_i}, \quad (1)$$

где $\bar{T}, \bar{A}$ – средневзвешенные для данной характерной пачки пород величины категорий соответственно твердости и абразивности;

$\bar{T}, \bar{A}$ – соответственно категории твердости и абразивности i-й разности пород;

m_i – мощность i-й разности пород в характерной пачке, м;

$\sum_{i=1}^i m_i$ – мощность рассматриваемой характерной пачки пород, м.

В справочной литературе приведены данные по твердости и пределу текучести горных пород в Мпа.

Для перехода к категориям твердости, предложены формулы

$$T = 0,164 P_{\text{ш}}^{0,479}; \quad T = 0,305 P_0^{0,426}, \quad (2)$$

где T – твердость горной породы в категориях;

$R_{ш}$, P_o – твердость и предел текучести горной породы соответственно, МПа.

Категорию абразивности горной породы, при известной категории твердости, следует определять по «Обобщенной классификационной шкале абразивности горных пород», которая приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Классификационная таблица соответствия абразивных свойств горных пород их геолого-петрографическим характеристикам

Порода	Содержание кварца или халцедона, %	Категория твердости	Абразивность по обобщенной шкале ВНИИБТ (категория)
<i>Песчаник</i>			
кварцевый мономинеральный (крупно-, средне-, мелко-, тонкозернистый) и аналогичный алевролит;	95	4–10	9–11
окварцованный сливной	85–95	7–10	10–11
частично окварцованный с протяженными контактами срастания кварцевых зерен	85–95	5–7	9–10
с точечными контактами срастания кварцевых зерен	85–95	4	6
кварцевый с известковистым цементом (25–40%)	60–75	5–7	7–8
кварцевый и известковисто-глинистым цементом	60–75	4–5	7
кварцевый с глинистым	60–75	3–5	6–7

цементом			
кварцевый с сульфатным цементом	60–75		6
полевошпатово- кварцевый и аркозовый крупнозернистый	-	-	10
полевошпатово- кварцевый и аркозовый	-	-	9
средне и мелкозернистый тонкозернистый и аналогичный алевролит	-	-	8
с цементом 15-20%	-	-	-
с цементом 20-50%	25	4-6	7-8
полимиктовый	10-15	4-6	7
	5-10	-	6-7
Глина			
мономинеральная	-	1-3	-
алевритистая	10-20	2-3	4-5
песчанистая	10-30	2-4	5
кремнистая	-	5	6
Аргиллит			
слабоалевристый	5-10	4-5	-
алевристый и песчанистый	15-20	4–5	6
Аспидный сланец	2-5	–	4
Углистый сланец	2-5	2-3	4
Мергель			
глинистый	-	-	2
карбонатный (50-75%)	-	4-5	2
алевритовый	-	-	4
песчанистый	-	-	5
Известняк			
без примеси твердых	1	5-6	2-3

абразивных минералов			
глинистый	3	4-6	4
песчанистый (5%)	5	5-6	5
песчанистый (10%)	10	5-6	6
песчанистый (до 20-30%)	20-30	4-6	8-9
алевритовый	15-20	5-6	5
кремнистый (5%)	5	5-6	5
кремнистый (10%)	10	6-7	6
кремнистый (15%)	15	6-7	7
кремнистый (20-30%)	20-30	8	8
<i>Доломит</i>			
без примеси твердых абразивных минералов	2-3	7-8	3-4
песчанистый	-	7-8	6-7
<i>Кремень</i>	75-95	11	11
<i>Опока и трепел</i>	-	1-2	6
<i>Ангидрит без примеси твердых абразивных минералов</i>	-	4-5	1
<i>Гипс</i>			
без примесей	-	2-3	1
опесчаненный	10-15	2-3	4
глинистый	1	2-3	1

Вычисленные величины средневзвешенных категорий твердости и абразивности для рассматриваемой пачки горных пород наносятся на поле «Классификационной таблицы парных соответствий категорий твердости и абразивности пород типам шарошечных долот» (КТС)], которая приведена на рисунке 6.

Если нанесенные точки с координатами $(\bar{T}, \bar{A})$ занимают промежуточное положение по отношению к двум или нескольким табличным точкам, соответствующим определенным типам долот, то выбор долота (или конкурирующих вариантов) наиболее отвечающего характеристике рассматриваемой пачки пород, производится из условия

минимальности расстояния нанесенной расчетной точки до табличных.

Если нанесенная точка оказывается на равном расстоянии от двух или более табличных точек, то конкурирующими вариантами являются типы долот, соответствующие табличным точкам.

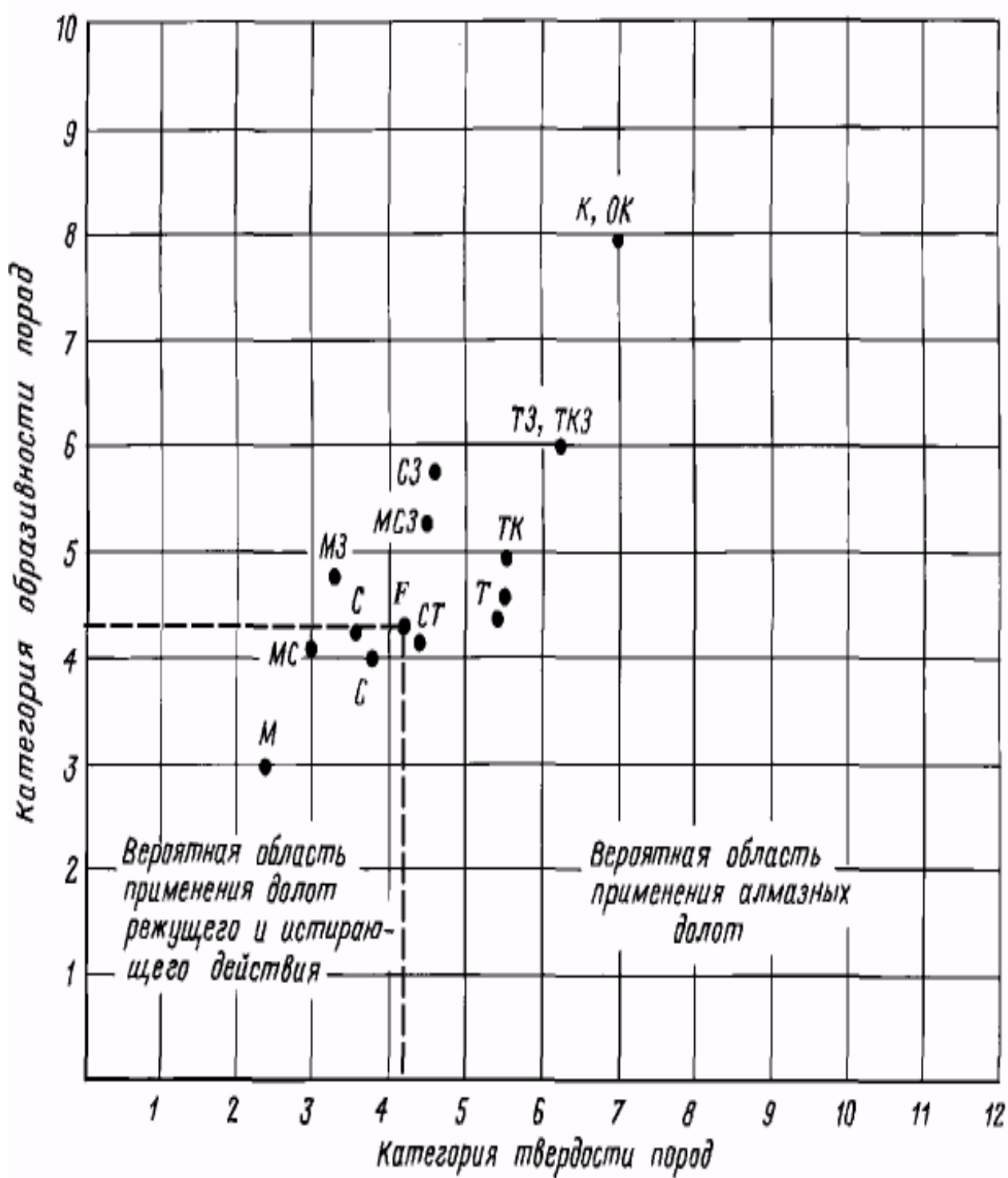


Рисунок 6 – Классификационная таблица парных соответствий категорий твердости и абразивности пород типам шарошечных долот

Область рационального применения каждого из тринадцати типов долот, выпуск

которых предусмотрен ГОСТ20692-75 «Долота шарошечные. Типы и основные размеры», приведена также в таблице 4.

Таблица 4 – Область рационального применения долот

Тип долота	Смещение осей цапф в направлении вращения долота (мм) при диаметре долота, мм				Область рационального применения	
	139,7-161,0	165,1-190,5	215,9-244,5	269,9-и более	Класс горных пород, категории твердости (Т), абразивности (А)	Литолого-петрографическое описание класса горных пород
1	2	3	4	5	6	7
М	4-5	7	8	10	Мягкие $\bar{T}=2,4$; $\bar{A}=3,9$	Глины плотные известковистые и неизвестковистые, часто песчанистые и слюдяные с прослоями песков, алевролитов и песчаников, рыхлых мергелей, известняков, иногда аргиллитов.
МЗ	4-5	7	8	10	Мягкие абразивные $\bar{T}=3,2$; $\bar{A}=4,9$	1. Чередование аргиллитов известковистых, местами кремнистых, алевролитов, иногда окварцованных, песчаников, глинистых сланцев 2. Переслаивание глин, алевролитов и песчаников с прослоями мергелей и мергелистых известняков. 3. Чередование глин, песков,

						песчаников с известковисто-глинистым цементом. 4. Известняки с прослоями разнозернистых песчаников, глин и алевролитов.
МС	4	5	5-6	7	Мягкие с пропластками средней твердости $\bar{T}=3,0$; $\bar{A}=4,0$	Глины, аргиллиты с прослоями песчаников, конгломератов, сцементированных известково-глинистым материалом, алевролитов глинистых и известняков.
МСЗ	4	5	5-6	7	Мягкие абразивные с пропластками средней твердости $\bar{T}=4,5$; $\bar{A}=3,2$	1. Чередование аргиллитов известковистых и неизвестковистых с алевролитами, песчаниками, встречаются кремни карбонатизированные. 2. Переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов, местами переходящих в мергель с включениями пирита. 3. Известняки, иногда с включением кремня, с прослоями доломитов, мергелей, ангидритов, аргиллитов, реже песчаников.
С	3	3	4-5	5	Средней твердости $\bar{T}=3,7$; $\bar{A}=4,4$.	1. Переслаивание, чередование глин, песчаников, песков, алевролитов, реже аргиллитов, отдельных

						горизонтов конгломератов и прослоев мергелей. 2. Известняки и доломиты с прослоями глин и аргиллитов, ракушечные известняки, мел писчий рыхлый. 3. Каменная соль крупнокристаллическая с прослоями глин, ангидритов, доломитов, известняков.
СЗ	3	3	4-5	5	Абразивные средней твердости $\bar{T} = 4,2;$ $\bar{A} = 5,8$	1. Переслаивание глин, с включением гипса и ангидрита, с песчаниками от мелко до крупнозернистых, аргиллитами, алевролитами, прослои конгломератов, глинистых сланцев, роговиков, мергелей, туффиты. 2. Известняки, иногда долотомизированные, с прослоями глин, аргиллитов и песчаников.
СТ	3	3	4-5	5	Средней твердости с пропластками твердых $\bar{T} = 4,5;$ $\bar{A} = 4,0$	1. Известняки и доломиты неравномерно глинистые, участками окремнелые, доломиты часто известковистые. 2. Переслаивание глин алевролистых, алевролитов, песчаников, аргиллитов известковистых, ангидритов,

						гипсов, мергелей. 3. Соль каменная крупнокристаллическая с прослоями глин, мергелей, ангидритов, доломитов.
Т	0,5	1,0	1,0	1,5	Твердые $\bar{T}=5,6;$ $\bar{A}=4,5$	Известняки и доломиты с прослоями глин и включением ангидритов, гипсов и кремня.
ТЗ	0,5	1,0	1,0	1,5	Твердые абразивные $\bar{T}=6,2;$ $\bar{A}=5,9$	1. Известняки, участками окремнелые, доломитизированные. 2. Доломиты, участками окремнелые, с включениями гипса, прослои глин и мергелей. 3. Аргиллиты, иногда окремнелые, алевролиты и песчаники, кварцевые, глинистые сланцы, роговики, андезиты, андезито-базальты.
ТК	0,5	1,0	1,0	1,5	Твердые с пропластками крепких $\bar{T}=5,9;$ $\bar{A}=4,9$	1. Известняки и доломиты окремнелые, иногда с прослоями мергелей, горючих сланцев с включениями ангидрита и кремня. 2. Аргиллиты, алевролиты и песчаники кварцевые, с прослоями каменного угля.
ТКЗ	0,5	1,0	1,0	1,5	Твердые абразивные с пропластками	1. Известняки, участками окремнелые, иногда доломитизированные,

					крепких $\bar{T}=6,2$; $\bar{A}=6,0$	трещиноватые и кавернозные. 2. Доломиты, участками окремнелые, с включениями гипса, прослоями глин и мергелей. 3. Аргиллиты, иногда окремнелые, алевролиты и песчаники, кварцевые, глинистые сланцы, роговики, андезиты, андезито-базальты.
К	0,5	1,0	1,0	1,5	Крепкие $\bar{T}=7,3$; $\bar{A}=7,8$	1. Кварцитовидные песчаники с прожилками кварца. 2. Андезиты, андезито- базальты. 3. Песчаники кварцевые с прослоями аргиллитов, известняков. 4. Аргиллиты и алевролиты. 5. Известняки и доломиты окремнелые.
ОК	0,5	1,0	1,0	1,5	Очень крепкие $\bar{T}=8$; $\bar{A}=8$	1. Кварцитовидные песчаники с прожилками кварца. 2. Андезиты, андезитобазальты. 3. Песчаники кварцевые с прослоями аргиллитов, известняков. 4. Аргиллиты и алевролиты. 5. Известняки и доломиты окремнелые.

Задания для работы на занятии

Для выделенных в геологическом разрезе характерных пачек пород рассчитать средневзвешенные значения категорий твердости и абразивности и определить необходимый тип шарошечного долота.

Вопросы к практическому занятию

1. Сформулируйте понятие «тип» шарошечного долота.
2. Каким классификационным характеристикам горных пород должен соответствовать тип долота?
3. Принципы определения категории абразивности по методике ВНИИБТ.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 3

Проектировочный расчет бурильной колонны

Цель: определение параметров компоновки УБТ, обеспечивающих заданную нагрузку на долото и необходимую жесткость при изгибе в процессе бурения скважин, а также выбор рациональных вариантов из множества допустимых компоновок колонн бурильных труб.

Знания и умения, формируемые в ходе выполнения работы: умение применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа

Формируемые компетенции:

ПК-1 - способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности.

Актуальность темы: основным назначением бурильной колонны является обеспечение гидравлической и механической связи работающего на забое долота и ствола скважины с поверхностным механическим и гидравлическим оборудованием. Одновременно бурильная колонна служит инструментом для доставки на глубину буровых и колонковых долот, различных исследовательских приборов и устройств, снарядов и аварийно-ликвидационных приспособлений

Теоретическая часть

Расчет проводится в соответствии со схемой алгоритма проектировочного расчета

бурильных колонн.

Бурильная колонна (БК) состоит из компоновки нижней части бурильной колонны (КНБК) и колонны бурильных труб (КБТ).

КНБК включает в себя в общем случае долото, забойный двигатель, элементы формирования ствола вертикальной скважины (калибраторы, центраторы, стабилизаторы, расширители, короткие утяжеленные трубы – маховики) или элементы, обеспечивающие бурение наклонной и горизонтальной скважины заданного профиля, секции утяжеленных бурильных труб (УБТ), основное назначение которых заключается в создании осевой нагрузки на долото.

КБТ состоит из секций бурильных труб (БТ), идентичных по номинальным характеристикам (типу, наружному диаметру, толщине стенки, группе прочности (марке) материала, типоразмеру замкового соединения).

В общем случае в произвольном поперечном сечении колонны бурильных труб действуют растягивающая Q_p (сжимающая Q_c) нагрузка, крутящий M_k и изгибающий $M_{из}$ (вследствии потери устойчивости или кривизны скважины) моменты, внутреннее p_v и наружное p_n давления бурового раствора.

РАСЧЕТ КОМПОНОВКИ УБТ

Целью расчета является определение параметров компоновки УБТ, обеспечивающих заданную нагрузку на долото и необходимую жесткость при изгибе в процессе бурения скважин.

В общем случае компоновка УБТ состоит из нескольких ступеней с диаметрами, уменьшающимися по направлению от долота к колонне бурильных труб. Первая (основная) ступень главным образом предназначена для создания основной части нагрузки на долото и должна удовлетворять требованиям по гидравлике и жесткости на изгиб. Последующие ступени обеспечивают плавный переход по жесткости от основной ступени УБТ к колонне бурильных труб.

Наружный диаметр основной ступени D должен соответствовать диаметру долота D_d (или диаметру расширителя), наружному диаметру и толщине стенки обсадной колонны, под которую ведется бурение (требования по гидравлике и жесткости).

Можно пользоваться также следующими приближенными соотношениями, полученными на основе данных табл. 5:

- для долот диаметром $D_d \leq 295,3$ мм выбираются УБТ с диаметрами, ближайшими значениям $0,85 \cdot D_d$ для нормальных и $0,75 \cdot D_d$ для осложненных условий бурения;
- для долот диаметром $D_d > 295,3$ мм выбираются УБТ с диаметрами, ближайшими

соответственно значениям $0,75 \cdot D_d$ и $0,65 \cdot D_d$.

При бурении скважин в осложненных условиях долотами диаметром больше 269,9 мм допускается применение УБТ ближайшего меньшего по отношению к указанным в табл. 5 диаметра.

Таблица 5 – Соотношения диаметров долот и УБТ, мм

Долота	УБТ	
	Для нормальных условий бурения	Для осложненных условий бурения
120,6	95	89
139,7; 145	114; 120	108
151	120; 133	108; 114
165,1	133; 146	120
190,5	159	146
215,9	178	159
244,5	203	178
269,9	219; 229	203
295,3; 320	229; 245; 254	219; 229
349,2	245; 254	229; 245
393,7 и больше	273; 299	254; 273

Выбираемые УБТ 1-ой ступени должны удовлетворять требованию минимальной жесткости, а именно: во всех случаях жесткость на изгиб основной ступени УБТ (индекс 01) должна быть не меньше жесткости обсадной колонны (ОК), под которую ведется бурение, то есть $(EI)_{01} \geq (EI)_{ок}$, или

$$\frac{D_{01}}{D_{ок}} \geq \sqrt{\frac{1 - [(D_{ок} - 2 \cdot \delta_{ок}) / D_{ок}]^4}{1 - (d_{01} / D_{01})^4}}, \quad (1)$$

где D_{01} , d_{01} – наружный и внутренний диаметры основной ступени УБТ, мм; $D_{ок}$, $\delta_{ок}$ – наружный диаметр и толщина стенки обсадной колонны, мм.

Таблица 6 – Характеристика УБТ

Диаметры УБТ, мм		Масса 1м, кг	Диаметры УБТ, мм		Масса 1м, кг
наруж ный	внут рен.		наруж ный	внутр ен.	

73	35	25,3	178	80	155,9
89	51	32,8	178	90	145,4
95	32	49,3	203	80	214,6
108	56	52,6	203	100	192,4
114	45	67,6	219	112	218,4
120	64	63,5	229	90	273,4
133	64	83,8	245	135	257,7
146	68	102,9	254	100	336,1
146	74	97,7	273	100	397,8
159	80	116,4	299	100	489,5

Для обеспечения плавного перехода по жесткости от УБТ к бурильным трубам компоновка УБТ выполняется ступенчатой. Количество ступеней (промежуточных секций), должно быть таким, чтобы при переходе к бурильным трубам и переходах между ступенями выполнялись условия:

$$D_{0n} \leq 1,333 \cdot D_1,$$

$$0,75D_{0(i-1)} \leq D_{0i} \leq D_{0(i-1)},$$

где D_1 – наружный диаметр бурильных труб 1-ой секции (табл. 6); i – порядковый номер ступени компоновки УБТ (снизу-вверх); n – количество ступеней компоновки УБТ.

Таблица 7 – Рекомендуемые соотношения диаметров бурильных и обсадных колонн (в которых ведется бурение) при роторном способе бурения, мм

ОК	БК	ОК	БК
114	60; (64)	245	114; 127; (129)
127	60; (64)	273	127; 140; (129;147)
140	73	299	140; (147)
146	73	324	140; (147)
168	89; (90)	340	140; (147)
178	89; 102; (90;103)	377	140; (147)
194	102; (103); 114	406 и более	168; (170)
219	102; (103); 114		

В скобках даны диаметры бурильных труб из алюминиевых сплавов.

Длины дополнительных (переходных) ступеней УБТ l_{02} , l_{03} и т.д. могут равняться

длине свечи или длине одной трубы.

Длину 1-ой (основной) ступени УБТ l_{01} , м, вычисляют по формуле

$$l_{01} = \frac{1}{q} \cdot \cos \alpha \cdot \left[\frac{K_d \cdot Q_d}{1 - \gamma_{ж} / \gamma_0} - \left(Q_{зд} + Q_{\Sigma} + \sum_{i=1}^n q_{0i} \cdot l_{0i} \right) \cdot \cos \alpha \right], \quad (2)$$

где q_{0i} ($i = 1, n$) – приведенный вес 1 м длины i -ой секции УБТ, кгс (Н); α – угол наклона профиля скважины на участке расположения КНБК. Для вертикального участка $\alpha = 0$; K_d – коэффициент нагрузки на долото. При роторном способе бурения $K_d = 1,333$; Q_d – необходимая нагрузка на долото, кгс (Н); $\gamma_{ж}$ – плотность промывочной жидкости, гс/см³ (г/см³); γ_0 – плотность материала УБТ, гс/см³ (г/см³); $Q_{зд}$ – вес забойного двигателя, кгс (Н); Q_{Σ} – суммарный вес всех элементов КБНК за исключением забойного двигателя и УБТ, кгс (Н); l_{0i} ($i = 2, n$) – длина i -ой переходной ступени УБТ, м.

РАСЧЕТ КОЛОНН БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

В зависимости от конструкции скважины, способа и условий бурения, с учетом приоритета труб и их наличия производят выбор типоразмеров БТ, предназначенных для проектирования бурильных колонн.

Бурильные трубы, которые предполагается использовать, располагают в определенном порядке: при их последовательном переборе производится построение бурильных колонн, удовлетворяющих выбранным критериям оптимальности или выбранной цели проектирования.

В качестве предпочтительной (но не единственной) может быть принята цель обеспечить минимальную массу комплекта бурильных труб, необходимых для проводки скважины или ее части, при максимальном использовании труб возможно более низких групп прочности и наименьшей замене труб при переходе от одной технологической операции к другой. Для достижения указанной цели бурильные трубы должны быть расположены в такой последовательности:

- по типам БТ – в зависимости от способа бурения в соответствии с приоритетным списком;
- внутри каждого типа – по возрастанию наружного диаметра;
- внутри группы БТ с одним диаметром – по возрастанию толщины стенки;
- внутри группы БТ с одной толщиной стенки – по возрастанию группы прочности материала;
- внутри каждой группы прочности БТ – по возрастанию наружного диаметра замкового соединения.

Производится перебор и проверка подготовленной последовательности труб на соответствие:

- наружного диаметра тела трубы;
- наружного диаметра замкового соединения внутренним диаметрам соответствующих ступеней скважины;
- комплекса параметров трубы (группа прочности, толщина стенки, предел выносливости) для нижней (над УБТ) секции КБТ;
- расчетных значений запасов прочности по усталости нормативным значениям;
- допускаемых избыточных наружного и внутреннего давлений на тело трубы ожидаемым фактическим значениям давлений.

Перебор последовательности труб продолжается до нахождения первой БТ, соответствующей всем перечисленным требованиям.

Для всех способов бурения рекомендуется устанавливать над УБТ секцию длиной не менее 250 – 300 м из труб возможно более низкой группы прочности с максимальной толщиной стенки (для плавного перехода по жесткости от УБТ к бурильным трубам). Для роторного способа бурения эти трубы должны обладать повышенным пределом выносливости (рекомендуются трубы ПВ, ПН, ПК).

Проверяем бурильную трубу на соответствие расчетных запасов прочности по усталости нормативным значениям. Запас прочности по усталости n рассчитывается по формуле

$$n = \frac{n_{\sigma} \cdot n_{\tau}}{\sqrt{n_{\sigma}^2 + n_{\tau}^2}}, \quad (3)$$

где n_{σ} – запас прочности по нормальным напряжениям, вычисляемый в предположении,

что касательные напряжения отсутствуют; n_{τ} – запас прочности по касательным

напряжениям, вычисляемый в предположении, что нормальные напряжения равны нулю.

Запас прочности по нормальным напряжениям, вычисляемый в предположении, что касательные напряжения отсутствуют, можно рассчитать по формуле

$$n_{\sigma} = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_a} \cdot \left(1 + \frac{\sigma}{\sigma_B} \cdot \frac{\sigma}{\sigma_a} \right)^{-1}, \quad (4)$$

где σ_{-1} – предел выносливости трубы при симметричном цикле изгиба с

вращением по данным испытаний, кгс/мм² (МПа) ; σ_a – амплитуда переменных

напряжений изгиба, кгс/мм² (МПа); σ_B – предел прочности, кгс/мм² (МПа); σ_m – постоянное напряжение от растяжения, кгс/мм² (МПа). В частности, в нейтральном сечении колонны (над УБТ) $\sigma_m = 0$.

Амплитуду переменных напряжений изгиба и постоянное напряжение от растяжения можно найти из выражений

$$\sigma_a = \sigma_{H \max}, \quad (5)$$

$$\sigma_m = \frac{Q_P}{F}, \quad (6)$$

где $\sigma_{H \max}$ – наибольшее напряжение изгиба, кгс/мм² (МПа); Q_P – растягивающая нагрузка, кгс (Н); F – площадь поперечного сечения тела трубы, мм²

Наибольшее напряжение изгиба рассчитываем по формуле

$$\sigma_{H \max} = \frac{M_{H \max}}{W_{oc}}, \quad (7)$$

где $M_{H \max}$ – наибольший изгибающий момент, кгс·м (Н·м); W_{oc} – осевой момент сопротивления рассматриваемого сечения, см³.

$$M_{H \max} = \frac{\pi^2 \cdot f \cdot E \cdot I}{10^5 \cdot L^2}, \quad (8)$$

где f – стрела прогиба, мм; E – модуль упругости материала трубы, кгс/мм² (МПа). Для стали $E = 2,1 \cdot 10^6$ кгс/мм²; I – осевой момент инерции сечения трубы, см⁴; L – длина полуволны изогнутой колонны, м.

Длину полуволны изогнутой колонны определяем из выражения

$$L = L_0 \cdot \sqrt{\sqrt{1 + (Q_P \cdot q \cdot l_w)^2} + (Q_P \cdot q \cdot l_w)}, \quad (9)$$

где L_0 – длина полуволны в нейтральном сечении, м; q – приведенный вес одного метра буровой трубы, кгс (Н).

$$L_0 = \frac{66,408}{n} \cdot \sqrt{l_w}, \quad (10)$$

$$l_w = 0,970 \cdot n \cdot \sqrt{\frac{I}{q}}$$

$$\omega$$

(11)

где n – частота вращения долота, мин⁻¹.

Стрелу прогиба рассчитываем по формуле

$$f = \frac{D' - D}{2} \cdot \frac{C}{2}^3, \quad (12)$$

где D'_C – диаметр скважины, мм. В открытом стволе принимается $D'_C = K_K \cdot D$, где K_K – коэффициент кавернозности, назначаемый по результатам замеров или по прогнозным данным; D_3 – наружный диаметр бурильного замка, мм.

Растягивающую нагрузку на бурильную колонну вычисляем по формуле

$$Q_P = K \cdot \left(\sum_{i=1}^m Q_{Bi} + Q_{KH} \right) + \Delta p \cdot F_K, \quad (13)$$

где K – коэффициент, учитывающий влияние сил трения, сил сопротивления движению бурового раствора и сил инерции. При проектировочных расчетах ориентировочно можно принимать $K = 1,15$; Q_{Bi} – вес i -ой секции компоновки бурильных труб, кгс (Н); Q_{KH} – вес компоновки низа бурильной колонны, кгс (Н); Δp – перепад давления в забойном двигателе и долоте, кгс/мм² (МПа). При роторном способе бурения максимальное значение $\Delta p = 8,75$ МПа [9]; F_K – площадь поперечного сечения канала трубы, мм².

$$Q_{Bi} = q_i \cdot l_i \cdot (1 - \gamma_{\text{ж}} | \gamma_{\text{о}}), \quad (14)$$

$$Q_{KH} = (Q_{\text{зд}} + Q_0 + Q_{\Sigma}) \cdot (1 - \gamma_{\text{ж}} | \gamma_{\text{о}}), \quad (15)$$

где $Q_{\text{зд}}$ – вес забойного двигателя, кгс (Н); Q_0 – вес компоновки УБТ, кгс (Н); Q_{Σ} – вес элементов КНБК (за исключением УБТ и забойного двигателя), кгс (Н); q_i – приведенный вес 1 м i -ой секции, кгс (Н); l_i – длина i -ой секции, м.

Запас прочности по касательным напряжениям, вычисляемый в предположении, что нормальные напряжения равны нулю, определяют по формуле

$$n = 0,577 \cdot \frac{\sigma_T \cdot W_K}{M_K}, \quad (16)$$

где σ_T – предел текучести материала трубы, кгс/мм² (МПа); W_K – полярный момент сопротивления рассматриваемого сечения, см³; M_K – крутящий момент, кгс·м (Н·м).

Крутящий момент рассчитывают по формуле

$$M_K = 0,577 \cdot \sqrt{K_{\tau}^2 - 1} \cdot \sigma_P \cdot W_K, \quad (17)$$

где K_{τ} – коэффициент, учитывающий влияние касательных напряжений на уровень напряженного состояния трубы. Для вертикальных скважин $K_{\tau} = 1,04$; σ_P – напряжение

растяжения в теле трубы, кгс/мм² (МПа).

$$\sigma_P = Q_P \cdot F. \quad (18)$$

При рассмотрении нейтрального сечения колонны (над УБТ) касательные напряжения малы, поэтому расчет на сопротивление усталости можно производить только по нормальным напряжениям ($n = n_\sigma$; $L = L_0$; $\sigma_m = 0$).

Далее необходимо проверить секцию БТ на статическую прочность в верхнем сечении. Для этого определим эквивалентное напряжение σ_Σ , кгс/мм² (МПа), и сравним его с допускаемым напряжением $[\sigma]$, кгс/мм² (МПа).

$$\sigma_\Sigma \leq [\sigma], \quad (19)$$

$$\sigma_\Sigma = 1,04 \cdot \sigma_P, \quad (20)$$

$$[\sigma] = \sigma_T / n, \quad (21)$$

где n – нормативный коэффициент запаса прочности. При роторном бурении $n = 1,5$.

Если условие выполняется, значит, данная труба подходит для компоновки нижней секции бурильных труб.

Далее приступают к компоновке второй секции БТ. Проверяют ее на сопротивление усталости и статическую прочность.

Для определения допустимой длины секции воспользуемся формулой

$$l = \frac{Q_{P \max} \cdot K_\tau - K \cdot \left(\sum_{i=1}^{m-1} Q_{Bi} + Q_{KH} \right) - \Delta p \cdot F}{K \cdot q_m \cdot (1 - \gamma_{Ж} \cdot \gamma_M)}, \quad (22)$$

где $Q_{P \max}$ – максимальная растягивающая нагрузка на тело трубы, кгс (Н); K_τ – коэффициент влияния касательных напряжений на напряженное состояние трубы. Для роторного способа бурения $K_\tau = 1,04$.

Максимальную растягивающую нагрузку на тело трубы можно определить из выражения

$$Q_{P \max} = \frac{\sigma_T \cdot F}{n}, \quad (23)$$

где n – нормативный коэффициент запаса.

Компоновка колонны бурильных труб осуществляется до проектной глубины

скважины.

Задания для работы на занятии

Варианты заданий выдаст преподаватель индивидуально каждому студенту

согласно табл. 8.

Выбрать состав компоновки бурильной колонны для бурения проектного интервала (диаметры и типы бурильных труб; диаметры и типы УБТ) с учетом проектного режима бурения. Произвести расчет колонны бурильных труб на статическую прочность и сопротивление усталости (при роторном способе бурения).

Таблица 8 – Варианты заданий к практическому занятию 3

Варианты	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Глубина бурения, м	1900	2000	2100	2200	2300	2400	2500	2600	1950	2050	2150	2250	2350	2450	2550	2650	2700	2800	2900	3000	2750	2850	2950	3050	3150
Компоновка последней, спущенной в скважину колонны обсадных труб: диаметр, мм																									
толщина стенки, мм	324	245	245	273	245	299	245	273	245	299	245	245	324	273	299	245	245	245	299	273	299	245	324	299	245
глубина спуска, м	9,5	10,0	11,1	10,2	11,1	9,5	12,0	11,4	10,0	11,1	8,9	12,0	12,4	8,9	9,5	10,0	12,0	11,1	12,4	10,2	11,1	10,0	11,0	11,1	13,8
	1500	1400	1700	1650	1800	1750	1600	1900	1200	1550	1400	1600	1550	1800	2000	2050	2200	2100	2300	2250	2000	2150	2000	1900	2400
Бурение ведется под обсадную колонну: диаметр, мм	168	146	140	168	146	140	140	168	146	140	140	146	168	146	140	146	140	140	140	146	168	146	168	140	140
толщина стенки, мм	8.9	9,5	9,2	10,6	10,7	10,5	9,2	8,9	8,5	10,5	9,2	7,7	12,1	10,7	9,2	9,5	10,5	7,7	9,2	10,7	10,6	8,5	12,1	9,2	10,5

Способ бурения	Роторный																								
Частота вращения колонны, об/мин	80	85	90	75	70	65	60	63	73	82	78	70	65	76	80	64	72	68	66	73	75	82	63	67	70
Плотность бурового раствора, кг/м ³	1200	1220	1250	1180	1160	1210	1300	1280	1260	1320	1350	1270	1340	1240	1310	1370	1260	1360	1300	1250	1360	1330	1380	1320	1260
Нагрузка на долото, кН	150	160	170	165	175	180	185	172	158	160	167	176	190	182	177	190	184	180	175	163	160	162	187	185	184
Диаметр долота, мм	215,9					215,9					215,9					215,9					215,9				

Вопросы к практическому занятию

1. Требование минимальной жесткости для УБТ.
2. Как проверяется бурильная труба на соответствие расчетных запасов прочности по усталости нормативным значениям?
3. Как проверяется секция бурильных труб на статическую прочность?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 4

Определение требуемой осевой нагрузки на долото и частоты его вращения при роторном бурении

Цель: по выбранному типу шарошечного долота определить осевую нагрузку и частоту вращения долота при роторном бурении.

Знания и умения: методами определения способа и режима бурения, использовать навыки в выполнении инженерных расчетов по выбору конструкции скважины, параметров режима бурения и показателей работы долот по промысловым данным.

Формируемые компетенции:

ПК-1 - способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности.

Актуальность темы: осевую нагрузку на долото следует устанавливать, изменяя скорость движения, т. е. подачи на забой бурильного инструмента. Нагрузка на долото должна создаваться весом бурильных и утяжеленных труб. Увеличение осевой нагрузки способствует росту скорости проходки, которая может изменяться в зависимости от крепости и других характеристик проходимых пород.

Повышение скорости бурения при увеличении осевой нагрузки на долото находится в прямой зависимости от количества и качества промывочной жидкости, которая в процессе разрушения породы должна обеспечить своевременную очистку забоя от шлама. Для лучшей очистки забоя нагрузка, созданная бурильным инструментом на всю площадь соприкосновения долота с породой, отнесенная к единице площади (т. е. удельное давление), должна превышать сопротивление породы разрушению долотом при соответствующем профиле зуба шарошечного долота.

Необходимо, чтобы при бурении скважины по время работы долота на забое

поддерживалось относительно постоянное удельное давление, а суммарная нагрузка на долото непрерывно изменялась в требуемых пределах, при этом обязательно следует учитывать состояние бурильного инструмента. Это имеет важное значение при бурении водяных скважины большого диаметра при малых диаметрах бурильного инструмента.

Теоретическая часть

При проектных расчетах искомую осевую нагрузку определяют по формуле

$$G = K_{\text{заб}} \cdot P_{\text{ш}} \cdot F_{\text{к}}, \quad (1)$$

где $K_{\text{заб}}$ – коэффициент, учитывающий влияние забойных факторов на твердость породы, изменяющийся от 0,3 до 1,6 (наиболее часто $K_{\text{заб}}=0,4 \div 0,7$); $P_{\text{ш}}$ – твердость породы, определенная по стандартной методике;

$F_{\text{к}}$ – площадь поверхности контакта долота с породой (способ определения по результатам обмера долота рассмотрен в курсе «Технология бурения нефтяных и газовых скважин»).

Рекомендуемые значения n приведены в табл.9.

Таблица 9 – Рекомендуемые значения n

Глубина скважины Н, м	Частота вращения долота для пород n , мин ⁻¹	
	устойчивых	неустойчивых
<500	120-180	90-120
500-1500	90-120	60-90
1500-2500	60-120	40-60
2500-4000	40-90	40-60
>4000	40-90	40

Осевую нагрузку можно определить также по удельной нагрузке $P_{\text{уд}}$ (кн/м):

$$G = P_{\text{уд}} \cdot D_{\text{д}}, \quad (2)$$

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

В табл. 6. приведены рекомендуемые режимы эксплуатации трехшарошечных долот [5].

Верхнему уровню величин осевых нагрузок на долото соответствует нижний уровень частот вращения и наоборот.

В пластичных, вязких глинистых, а также слабо сцементированных

малоабразивных песчано-глинистых и песчаных породах целесообразно бурить при близких к максимальным частотам вращения и пониженных величинах осевой нагрузки на долото. В подобных породах увеличение частоты вращения способствует большему увеличению механической скорости проходки, чем повышение величины осевой нагрузки, приводящее к тому же к контактированию тела шарошки с поверхностью забоя скважины, а также снижает опасность сальникообразования на долоте.

Таблица 10 – Режимы эксплуатации долот

Серия долота	Частота вращения, мин	Удельная нагрузка на долото, кН/м (кгс/см)	Способ бурения
ГАУ	35-70	600-800 (600-800)	Роторный
ГНУ	40-250	600-1000 (600-1000)	Роторный, забойными двигателями (винтовыми турбобурами и электробурами с редукторными вставками)
ГН	60-450	700-1200 (700-1200)	Роторный, всеми типами забойных двигателей
ГВ, ЦВ	60-450	600-1000 (600-1000)	То же

В карбонатных породах (даже небольшой твердости) целесообразно бурить при повышенных величинах осевой нагрузки на долото и уменьшенных частотах вращения, поскольку в таких породах влияние увеличения осевых нагрузок сказывается в большей степени на повышении скорости проходки, чем увеличение частоты вращения.

В песчаных и других абразивных породах, а также трещиноватых и обломочных породах целесообразно снижать частоту вращения ротора во избежание повышенного износа и разрушения вооружения, герметизирующих элементов опор шарошек, козырьков и спинок лап.

Для долот диаметром от 190,5 до 295,3 мм частота вращения не должна быть выше величины, которую можно оценить из соотношения (данные К. Гетлина):

$$n = 882,9 \frac{D_d}{G}, \quad (3)$$

где D_d – диаметр долота, см; G – осевая нагрузка на долото, кН.

Для предотвращения резонансных колебаний в бурильной колонне долото должно вращаться с частотой не менее $n_{кр2}$, между $n_{кр2}$ и $n_{кр1}$ и более $n_{кр1}$ (по Д. В. Дэрингу):

$$n_{кр1} = 20 f_1 = 20 \frac{1284}{L_{УБТ}}, \quad (4)$$

$$n_{кр2} = 20 f_2 = 20 \frac{811}{L_{УБТ}}, \quad (5)$$

где f_1, f_2 – соответственно собственные частоты продольных колебаний и вращения УБТ;
 $L_{УБТ}$ – длина УБТ, м.

По В. П. Балицкому условие возникновения резонанса определяется по формуле

$$n = \frac{15(2K-1)}{K_v K_{ш}} \frac{C}{L_{УБТ}}, \quad (6)$$

где $K=1, 2, 3$; K_v – коэффициент, зависящий от числа выступов (впадин) на забое (наиболее часто три выступа (впадины) при этом $K_v=1$; $K_{ш}$ – число шарошек долота; C – скорость распространения упругих волн ($C \approx 5100$ м/с).

Задания для работы на занятии

Для выбранного долота рассчитать необходимые осевую нагрузку и частоту вращения долота.

Вопросы к практическому занятию

1. Какие технические и технологические факторы накладывают ограничения на величину осевой нагрузки и частоту вращения долота.
2. Что понимают под удельной нагрузкой на долото?
3. Какие параметры вооружения долот первого класса, необходимы для расчета F_K ?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 5

Гидравлический расчет промывки скважины

Цель: выбор параметров промывки, обеспечивающих в конечном итоге эффективную отработку породоразрушающего инструмента. При этом должны учитываться ограничения, обусловленные технической характеристикой бурового оборудования и геологическими особенностями вскрываемого интервала.

Знания и умения: основные режимы и функции промывки скважины

Формируемые компетенции:

ПК-1 - способен осуществлять и корректировать технологические процессы

нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности.

Актуальность темы: точность гидравлического расчета процесса промывки скважины безусловно зависит от достоверности исходной информации.

Некоторые исходные данные к расчету могут быть определены приближенно. К таким данным относятся: диаметр необсаженного ствола скважины, реологические свойства промывочной жидкости, шероховатость стенок труб и скважины и т.д. Поэтому при расчете следует пользоваться оценками, позволяющими удовлетворить всем технологическим и геологическим условиям бурения. Так, оценкой снизу для гидродинамического давления в кольцевом пространстве скважины, исходя из условий создания противодействия на продуктивные пласты, является гидростатическое давление столба промывочной жидкости. Для оценки сверху распределения давлений, исходя из условия недопущения гидроразрыва (поглощения) пластов, и при определении давления в насосе целесообразно применять расчетные соотношения и исходные данные, дающие несколько завышенные значения перепада (потерь) давления в различных элементах циркуляционной системы.

Теоретическая часть

Согласно правилам безопасности плотность бурового раствора в интервалах совместимых условий бурения должна определяться из расчета создания столбом бурового раствора гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое (поровое) давление на величину:

- 10 % для скважин глубиной до 1200 м;
- 5 % для скважин глубиной от 1200 м до проектной глубины.

С учетом данных ограничений требуемая плотность раствора определяется по формуле:

$$\rho = \frac{K_p \cdot P_{пл}}{gL_k} \quad (1)$$

где $P_{пл}$ – пластовое (поровое) давление, Па; L_k – глубина залегания кровли пласта с максимальным градиентом пластового давления от устья скважины, м; K_p – коэффициент репрессии для указанных выше глубин, он равен соответственно: $K_p = 1,1$ и $K_p = 1,05$.

Максимально допустимая репрессия (с учетом гидравлических сопротивлений при циркуляции) должна исключать возможность гидроразрыва или интенсивного

поглощения бурового раствора на любой глубине интервала совместных условий бурения. Математическая запись этого ограничения в части плотности имеет вид

$$\rho < \frac{P_{\text{погл}} - P_{\text{кп}} - (1 - \varphi) \cdot \rho_{\text{ш}} \cdot g \cdot L_n}{\varphi \cdot g \cdot L_n}, \quad (2)$$

где $\varphi = \frac{Q}{0,785 \cdot D_o^2 \cdot v_m + Q}$ – содержание жидкости в шламожидкостном потоке без

учета относительных скоростей; Q – расход бурового раствора, м³/с; $P_{\text{погл}}$ – давление поглощения (гидроразрыва), при котором начинается утечка бурового раствора по искусственным трещинам, образующимся в результате гидроразрыва связной породы, либо по естественным каналам в трещиноватых породах, Па; $P_{\text{кп}}$ – потери давления при циркуляции бурового раствора в кольцевом пространстве на участке, от подошвы рассматриваемого пласта до устья скважины, Па; $\rho_{\text{ш}}$ – плотность шлама, кг/м³; L_n – глубина залегания подошвы пласта от устья, м; D_o – диаметр долота, м; v_m – механическая скорость бурения, м/с.

Условие проверяется после установления подачи насосов, т. к. φ и $P_{\text{кп}}$ зависят от расхода бурового раствора Q .

Выбор реологических характеристик бурового раствора

Определение структурной (пластической) вязкости η и динамического напряжения сдвига τ_o для конкретного бурового раствора производится согласно следующей методике

На стадии проектирования допускается ориентировочное определение величин η и τ_o по различным регрессионным уравнениям, например:

$$\eta = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot \rho - 0,022, \text{ Па} \cdot \text{с}; \quad (3)$$

$$\tau_o = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot \rho - 7,0, \text{ Па}, \quad (4)$$

где ρ – плотность бурового раствора, кг/м³.

Определение технологически необходимого расхода бурового раствора

Под этим расходом подразумевается тот, который необходим для конкретных технологических функций. При составлении гидравлической программы рассматриваются три функции:

- а) очистка забоя от выбуренной породы;
- б) очистка кольцевого пространства, т. е. обеспечение выноса шлама из скважины на дневную поверхность;
- в) обеспечение работы гидравлических забойных двигателей.

Технологически необходимый расход для удовлетворительной очистки забоя составит:

$$Q_3 \geq q \cdot F_3, \quad (5)$$

где q – удельный расход бурового раствора, $\text{м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2$ ($q = 0,57 \dots 0,65 \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2$); F_3 – площадь забоя по номинальному диаметру долота, м^2 .

В качестве критерия удовлетворительной очистки кольцевого пространства устанавливают величину средней скорости потока – $v_{\text{кп}}$, которая обеспечивает выношшлама из скважины при заданной объемной концентрации его в промывочной жидкости. Скорость $v_{\text{кп}}$ представляется в виде суммы двух скоростей.

$$v_{\text{кп}} = v_{\text{нр}} + v_{\text{тр}}, \quad (6)$$

где $v_{\text{нр}}$ – скорость проскальзывания частиц шлама относительно промывочной жидкости, $\text{м}/\text{с}$; $v_{\text{тр}}$ – скорость транспорта (средняя скорость подъема) шлама, $\text{м}/\text{с}$.

Скорость $v_{\text{нр}}$ задается в виде конкретных численных значений в зависимости от режима течения промывочной жидкости. Однако последний может быть установлен, если известен расход промывочной жидкости. Так как он неизвестен (он должен быть определен).

Скорость равномерного падения (проскальзывания) частиц в жидкости определяется по формуле Риттингера:

$$v_{\text{нр}} = \sqrt{\frac{4 \cdot g}{3 \cdot C} \cdot \frac{d_q \cdot (\rho_q - \rho)}{\rho}}, \quad (7)$$

где d_q – эквивалентный диаметр сферической частицы, м ; ρ_q – плотность частицы, $\text{кг}/\text{м}^3$; ρ – плотность жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$; C – коэффициент сопротивления при обтекании.

Таблица 11– Плотность осадочных горных пород

Порода	ρ_q , $\text{кг}/\text{м}^3$	Порода	ρ_q , $\text{кг}/\text{м}^3$
Пески	2640 – 2680	Известняки	2700 – 2740
Песчаники	2600 – 2880	Мергели	2670 – 2730
Алевриты	2650 – 2730	Ангидриты	2300 – 2400
Глины	2620 – 2750	Гипсы	2200 – 2300
Глинистые сланцы	2800 – 3000	Каменная соль	2160 – 2300

Коэффициент сопротивления C зависит от числа Рейнольдса $Re = \frac{\rho \cdot v_{\text{нр}} \cdot d_q}{\eta}$, в

который входит неизвестная скорость v_{np} . Формулой (7) непосредственно можно пользоваться при развитом турбулентном режиме обтекания ($Re > Re_{кр}$), когда $C = 0,82$.

$$Re_{кр} = 85 + \sqrt{85^2 + 57 \cdot He}, \quad (8)$$

$$\tau_o \cdot d^2 \cdot \rho$$

$$\text{где } He = \frac{\eta^2}{\tau_o} - \text{число Хедстрема.}$$

При ламинарном и переходном режимах обтекания ($Re < Re_{кр}$) скорость v_{np} определяется с использованием уравнения (9) по вычисленным значениям чисел He и Ar :

$$Re = \frac{Ar - 6 \cdot He}{18 + 0,61 \cdot \sqrt{Ar}}, \quad (9)$$

$$d^3 \cdot (\rho - \rho_f) \cdot \rho \cdot g$$

$$\text{где } Ar = \frac{\eta^2}{d^3 \cdot (\rho - \rho_f) \cdot \rho \cdot g} - \text{число Архимеда.}$$

Определив по уравнению (9) значение Re , по формуле (10) вычисляют искомую скорость v_{np} :

$$v_{np} = \frac{Re \cdot \eta}{d_q \cdot \rho}. \quad (10)$$

Эквивалентный диаметр частицы d_q следует определять по формулам (11) и (12):

– для долот типа С

$$d_q = 0,0035 + 0,037 \cdot D_\delta; \quad (11)$$

– для долот типа СТ и Т

$$d_q = 0,002 + 0,035 \cdot D_\delta, \quad (12)$$

где D_δ – диаметр долота, м.

Для других типов долот авторы [9] до появления данных конкретных исследований рекомендуют использовать формулу (11).

Скорость транспорта $v_{тр}$ вычисляется по формуле (13):

$$v_{тр} = \frac{D_\delta^2}{D_c^2 - d^2} \cdot v_m, \quad (13)$$

$$D_c^2 - d^2 \quad C$$

где D_δ , D_c и d – диаметры соответственно долота, скважины и бурильных труб (наружные); v_m – предполагаемая (нормативная) средняя механическая скорость бурения,

м/с; C – максимально допустимое значение концентрации шлама в кольцевом пространстве бурящейся скважины в зависимости от уровня средней механической

скорости бурения.

Значения концентрации C приведены в табл.12.

Таблица 12 – Концентрация C

v_m , м/ч	1	3	5	10	15	20	30	40	50
C , %	0,15	0,6	0,8	1,2	1,4	1,6	1,8	2,2	2,4

В сложных по сечению конструкциях скважин и компоновок бурильной колонны зависимость (13) можно представить в виде:

$$v_{mp} = \frac{F_3}{F_{kn}^{cp}} \cdot \frac{v_m}{C}, \quad (14)$$

где F_3 – площадь забоя, m^2 ; F_{kn}^{cp} – среднее значение площади кольцевого пространства за бурильными трубами, m^2 .

$$F_{kn}^{cp} = \frac{\sum V_i}{l_{б.тр.}}, \quad (15)$$

где V_i – объем кольцевого пространства, в пределах которого $F_{kni} = const$, m^3 ; $l_{б.тр.}$ – общая длина собственно бурильных труб, м.

При вычисленном значении v_{kn} технологически желательный расход составит:

$$Q_{kn} = F_{kn}^{cp} \cdot v_{kn}. \quad (16)$$

Обычно при бурении в твердых породах $v_{kn} = 0,4 - 0,6$ м/с, при бурении в мягких пластичных глинах, шлам которых слипается в округлые комки и налипает на стенки скважины, в нарушенных породах, склонных к обвалообразованию и т. д., v_{kn} увеличивают и доводят до 1,0 – 1,2 м/с. В последнем случае для определения v_{kn} может быть использовано следующее соотношение (по Фуллертону) [10]:

$$v_{kn} \cdot D_o \cdot \rho = 188, \quad (17)$$

где все величины известны из предыдущего: v_{kn} (м/с); D_o (мм); ρ (г/см³).

Для определения средней скорости восходящего потока бурового раствора, необходимого для удовлетворительной очистки ствола скважины v_{kn} , можно воспользоваться следующей зависимостью:

$$v_{kn} \geq 16,5 \sqrt{\tau_o / \rho}. \quad (18)$$

При бурении гидравлическими забойными двигателями технологически

необходимый расход определяется с учетом энергетической характеристики забойного двигателя. Минимальные значения расхода для турбобуров приведены в справочнике.

При заданной осевой нагрузке на долото забойный двигатель должен развивать момент $M_{з\partial}$, достаточный для преодоления момента сопротивления на долоте

$$M_{з\partial} \approx \kappa_{з\partial} \cdot (M_{y\partial} \cdot G + M_o), \quad (19)$$

где $\kappa_{з\partial}$ – коэффициент, учитывающий момент на преодоление сил трения в подшипниках забойного двигателя ($\kappa_{з\partial} \approx 1,1 - 1,2$); $M_{y\partial}$ – удельный момент долота, Н·м/Н;

G – осевая нагрузка на долото, Н; M_o – вращающий момент на преодоление сил сопротивления на долоте, практически не зависящий от осевой нагрузки на долото, Н·м (Рисунок 7).

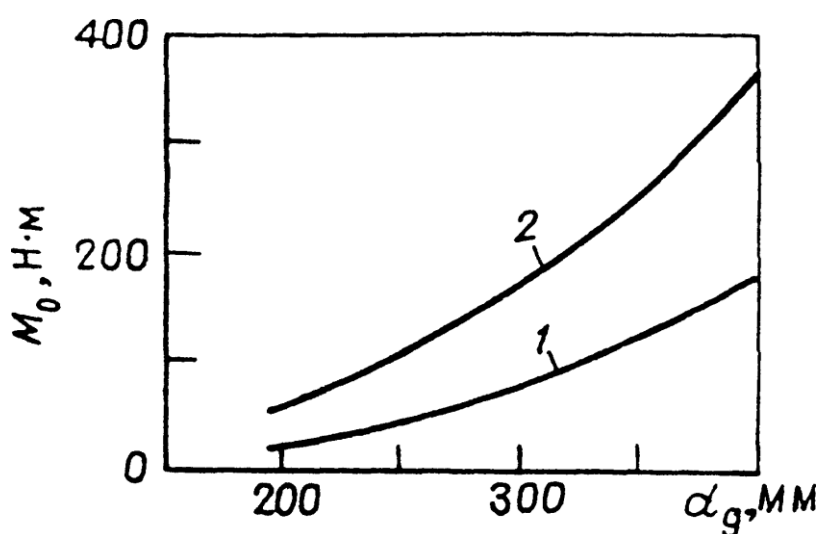


Рисунок 7– Зависимость момента M_o от диаметра долота при бурении вертикальных скважин в диапазоне изменения плотности промывочной жидкости 1200 – 1700 кг/м³ (по В. И. Курепину)

Значения удельного момента долота для различных типов трехшарошечных долот категорий твердости горных пород, полученные экспериментально, представлены в табл. 13.

Таблица 13– Моментоемкость трехшарошечных долот

Тип долота	$M_{y\partial}$, Н·м/кН
М	13 – 16
МС	11 – 14
С	8 – 11
Т	6 – 7
К, ОК	5 – 6

Подача насосов (расход промывочной жидкости), при которой турбина турбобура развивает момент $M_{з\partial}$ ($\text{м}^3/\text{с}$):

$$Q = Q_{табл} \sqrt{\frac{\rho_{табл} \cdot M_{з\partial}}{\rho \cdot M_{табл}}}, \quad (20)$$

а подача, необходимая для работы винтового забойного двигателя:

$$Q \approx Q_{табл} \cdot \frac{M_{з\partial}}{M_{табл}}, \quad (21)$$

где $Q_{табл}$ – расход промывочной жидкости ($\text{м}^3/\text{с}$) с плотностью $\rho_{табл}$ ($\text{кг}/\text{м}^3$), при котором гидравлический забойный двигатель развивает вращающий момент $M_{табл}$ ($\text{Н}\cdot\text{м}$) – справочные данные.

Принимаемый окончательный расход Q должен удовлетворять условиям т. е. для дальнейших расчетов выбирается наибольший из вычисленных по указанным формулам. При этом расходе должно выполняться условие.

$$P_{з\partial} < P_{зр}, \quad (22)$$

где $P_{зр}$ – давление гидроразрыва (поглощения) пласта; $P_{з\partial}$ – гидродинамическое давление на вскрываемый пласт, определяемое по формуле:

$$P_{з\partial} = \rho_{кп} \cdot g \cdot L_n + P_{кп}. \quad (23)$$

Здесь $\rho_{кп}$ – плотность бурового раствора в кольцевом пространстве

$$\rho_{кп} = (1 - c) \cdot \rho + c \cdot \rho_n, \quad (24)$$

где $c = \frac{v_m \cdot F_3}{Q + v_m \cdot F_3} = \frac{1}{\frac{Q}{v_m \cdot F_3} + 1}$ – концентрация шлама, плотность которого ρ ;

L_n – глубина залегания подошвы рассматриваемого пласта. Остальные величины известны из предыдущего.

Для реализации принятого расхода Q необходимо установить режим работы насосной установки.

Нерегулируемый привод насосов

Действительная Q и теоретическая Q_m подачи насосов связаны соотношением.

$$Q = m \cdot \kappa_{нод} \cdot Q_m, \quad (25)$$

где m – количество одновременно работающих насосов; $\kappa_{нод}$ – коэффициент подачи насоса (отношение фактической подачи к теоретической).

$$\kappa_{pod} = 1,33 - 0,35 \cdot 10^{-3} \cdot \rho, \quad (26)$$

где ρ – плотность бурового раствора, кг/м³.

С помощью соотношения определяют расчетную теоретическую подачу насоса.

$$Q = \frac{Q_m}{m \cdot \kappa_{pod}}. \quad (27)$$

По характеристике насоса выбирают диаметр поршня, при котором теоретическая подача больше или равна расходу.

Регулируемый привод насосов

Определение расчетной теоретической подачи насосов и подходящего диаметра цилиндрических втулок производится аналогично рассмотренному выше. Затем определяется число двойных ходов поршня, при котором достигается требуемое значение подачи насосов.

$$n_{dx} = \frac{2 \cdot Q_m}{\pi \cdot m \cdot \kappa_n \cdot S \cdot (2 \cdot D_{em}^2 - d_{um}^2)}, \quad (28)$$

где S – длина хода поршня, м; d_{um} – диаметр штока, м.

Остальные величины известны из предыдущего.

Таблица 14– Характеристика буровых насосов УНБТ-1180А1 и УНБТ - 950А

Тип буровой установки	Тип насоса	Диаметр поршня, мм	Предельное давление, МПа	Идеальная подача, м ³ /с·10 ⁻³ , при частоте ходов поршня в минуту						
				125	115	100	85	75	50	25
БУ5000/450ЭР БУ6500/400ЭР БУ8000/500ЭР БУUNOC500ДЕ	УНБТ - 1180А1	180	23,5	46,0	42,3	36,8	31,3	27,6	18,4	9,2
		170	26,5	41,0	37,7	32,8	27,9	24,6	16,4	8,2
		160	30,0	36,4	33,5	29,1	34,7	21,8	14,6	7,3
		150	32,0	31,9	29,3	25,5	21,7	19,1	12,8	6,4
		140	32,0	27,8	25,5	22,2	18,9	16,7	11,1	5,6
БУ3200/200ЭУ БУ3200/200ДГУ БУ5000/320ЭУК БУ5000/320ДГУ	УНБТ - 950А	180	19,0	46,0	42,3	36,8	31,3	27,6	18,4	9,2
		170	21,0	41,0	37,7	32,8	27,9	24,6	16,4	8,2
		160	24,0	36,4	33,5	29,1	34,7	21,8	14,6	7,3
		150	27,5	31,9	29,3	25,5	21,7	19,1	12,8	6,4
		140	32,0	27,8	25,5	22,2	18,9	16,7	11,1	5,6

Таблица 15 – Характеристика бурового насоса УНБ-600А

Тип буровой установки	Диаметр поршня, мм	Предельное давление, МПа	Идеальная подача, $\text{м}^3/\text{с} \cdot 10^{-3}$, при частоте ходов поршня в минуту						
			65	60	50	40	30	20	10
НБО-1К НБО-Э НБО-Д БО1Д86-1 БОЗД86-2	200	10,0	51,9	47,9	39,9	31,9	23,9	16,0	8,0
	190	11,5	45,7	42,2	35,2	27,7	21,1	14,1	7,0
	180	12,5	42,0	38,8	32,3	25,8	19,4	12,9	6,5
	170	14,5	36,0	33,2	27,7	22,2	16,6	11,0	5,5
	160	16,5	31,5	29,1	24,2	18,4	14,4	9,7	4,8
	150	19,0	27,5	25,4	21,2	16,9	12,7	8,6	4,3
	140	22,5	23,3	21,5	17,9	14,3	10,7	7,2	3,6
	130	25,0	19,7	18,9	15,2	12,1	9,1	6,1	3,0

Таблица 16– Характеристика буровых насосов НБТ-600-1 и НБТ-475

Тип буровой установки	Тип насоса	Диаметр поршня, мм	Предельное давление, МПа	Идеальная подача при номинальной частоте ходов поршня, $\text{м}^3/\text{с} \cdot 10^{-3}$
БУ2500/160ДГУ БУ2900/175ДЭП БУ2900/175ЭП БУ2900/200ЭПК БУ2000/125ДМ	НБТ-600-1	180	11,2	45,57
		170	12,6	40,55
		160	14,2	35,8
		150	16,1	31,34
		140	18,6	27,14
		130	21,7	23,21
		120	25,0	19,54
БУ1600/100ДГУ БУ1600/100ЭУ	НБТ-475	180	9,2	45,67
		170	10,3	40,66
		160	11,6	35,92
		150	13,2	31,46
		140	14,1	27,28
		130	17,7	23,37
		120	20,8	19,72

Расчет потерь давления в элементах циркуляционной системы

Общие потери давления P (Па) при движении бурового раствора в циркуляционной системе бурящейся скважины определяются согласно выражению:

$$P = P_{обв} + P_{бк} + P_{кп} + P_{д} + P_{зд}, \quad (29)$$

где $P_{обв}$ – потери давления в элементах наземного оборудования; $P_{бк}$, $P_{кп}$ – потери давления соответственно в бурильной колонне и кольцевом пространстве; $P_{д}$ – потери давления в промывочных отверстиях (насадках) долота; $P_{зд}$ – перепад давления, срабатываемый в забойном двигателе.

Общие потери давления P не должны превышать величины P_o :

$$P_o = (0,75 - 0,85) \cdot P_{омах}, \quad (30)$$

где $P_{омах}$ – паспортное значение максимально допустимого давления буровых насосов при установке цилиндрических втулок данного диаметра.

Превышение $P_o > 0,85 \cdot P_{омах}$ может сопровождаться повышенным износом сменных деталей (поршня, цилиндрические втулки) и увеличением затрат времени на ремонтные работы.

Для расчета потерь давления $P_{бк}$ и $P_{кп}$ необходимо определить режим течения бурового раствора, в зависимости от которого выбираются соответствующие формулы. Для этого следует вычислить значение критического числа Рейнольдса течения бурового раствора $Re_{кр}$, при котором происходит переход от структурного (ламинарного) режима к турбулентному:

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot He^{0,58}, \quad (31)$$

$$\text{где } He = \frac{\rho \cdot d^2 \cdot \tau}{\eta^2} - \text{число Хедстрема; } \eta - \text{пластическая (структурная) вязкость}$$

бурового раствора, Па·с; τ_o – динамическое напряжение сдвига, Па.

Значение d_c принимается равным внутреннему диаметру труб d_m при течении раствора внутри бурильных труб, УБТ и $d_c = d_c - d_n$ при течении в кольцевом пространстве. Здесь d_c – диаметр скважины, а d_n – наружный диаметр бурильных труб, УБТ, забойного двигателя.

Значение $Re_{кр}$ может быть найдено также по соответствующему значению числа Хедстрема (Рисунок 8).

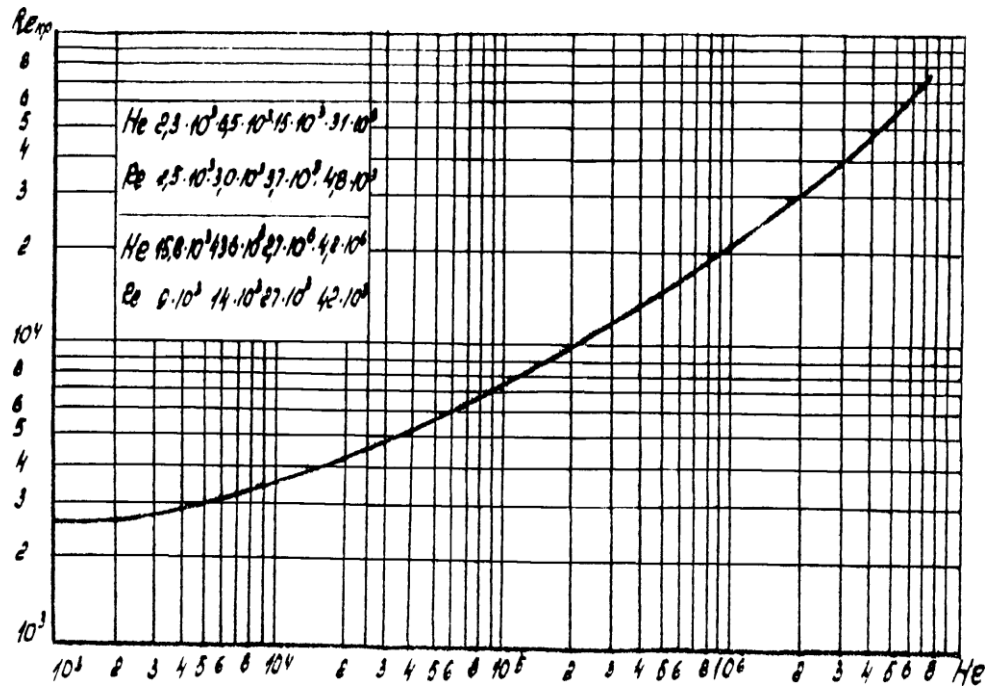


Рисунок 8 – Зависимость критического значения критерия Рейнольдса $Re_{кр}$ от критерия Хедстрема He при течении вязкопластичных жидкостей

Область существования структурного (ламинарного) режима течения определяется условием $Re < Re_{кр}$, а турбулентного – $Re > Re_{кр}$.

Значение числа Рейнольдса для внутритрубного пространства Re_m и кольцевого $Re_{кп}$ вычисляется по формулам:

$$Re_m = \frac{\rho \cdot v_m \cdot d_m}{\eta} = \frac{4 \cdot \rho \cdot Q}{\pi \cdot d_m \cdot \eta}, \quad (32)$$

$$Re_{кп} = \frac{\rho \cdot v_{кп} \cdot (d_c - d_n)}{\eta} = \frac{4 \cdot \rho \cdot Q}{\pi \cdot (d_c + d_n) \cdot \eta}, \quad (33)$$

где все величины известны из предыдущего.

Величина потерь давления внутри бурильной колонны $P_{бк}$ складывается из потерь давления в гладкой части бурильных труб P_m , потерь давления в замковых (муфтовых) соединениях $P_{зам}$ и утяжеленных бурильных трубах $P_{убт}$.

$$P_{бк} = P_m + P_{зам} + P_{убт}. \quad (34)$$

Потери давления P_m и $P_{убт}$ определяются по формулам, справедливым для

конкретного режима течения.

При ламинарном режиме течения:

$$P_{m.убт} = \frac{4 \cdot \tau_o \cdot l}{\beta_m \cdot d_m}, \quad (35)$$

где l – длина секции бурильных труб или УБТ одинакового размера, м; β_m – коэффициент, значение которого можно определить по графику (Рисунок 9), предварительно вычислив число Сен-Венана-Ильюшина:

$$Sen_m = \frac{\tau_o \cdot d_m}{\eta \cdot v_m} = \frac{\pi \cdot \tau_o \cdot d^3}{4 \cdot \eta \cdot Q}. \quad (36)$$

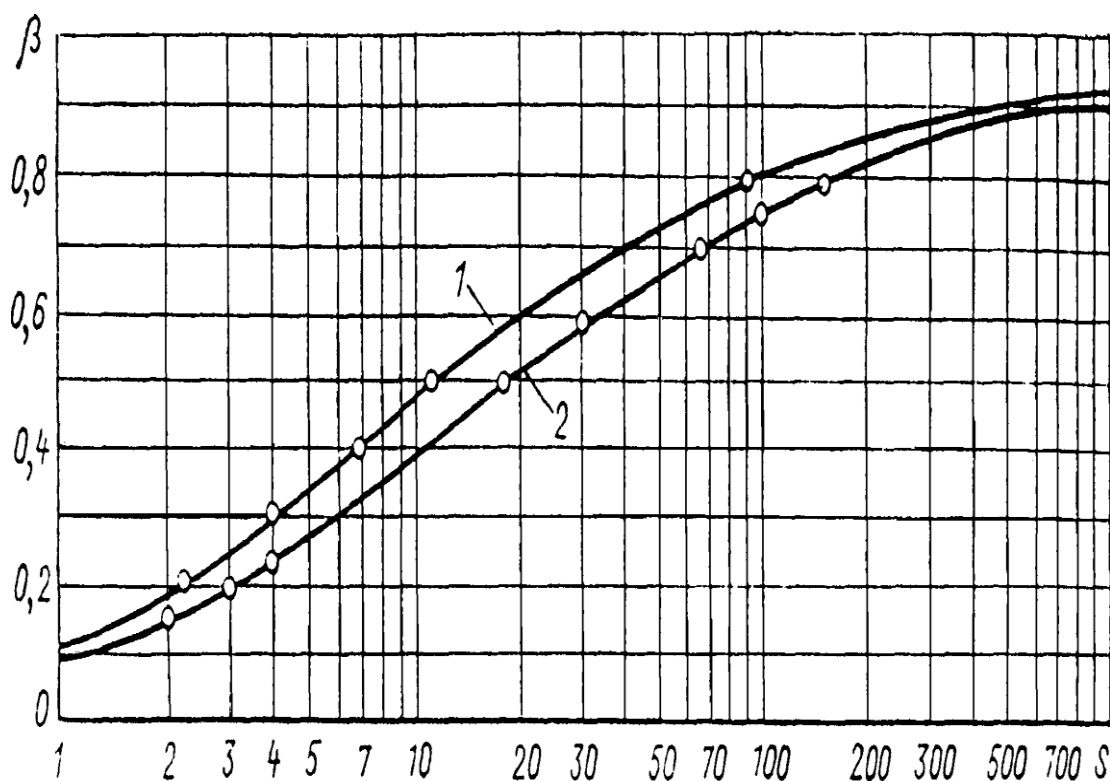


Рисунок 9. – Зависимость безразмерного коэффициента β от числа Сен-Венана-Ильюшина Sen :

1 – в бурильных трубах; 2 – в кольцевом пространстве

Коэффициент β можно также определить по формуле (37) при $Sen \geq 10$ или при $Sen < 10$.

$$\beta = \frac{1 - 4(\sqrt{1,2 + 0,5Sen} - 1)}{Sen}. \quad (37)$$

$$\beta = \left(\frac{Sen}{12 + 1,3Sen} \right). \quad (38)$$

Для вычисления $P_{m.убт}$ может быть использована формула Дарси-Вейсбаха:

$$P_{m.убт} = 0,81 \cdot \lambda_m \frac{\rho \cdot Q^2 \cdot l}{d_m^5}, \quad (39)$$

где коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda_{m.убт}$ определяется по формуле (87):

$$\lambda_{m.убтi} = \frac{64}{y_{1i} \cdot Re_i}. \quad (40)$$

Величина безразмерного коэффициента y_{1i} находится по формуле:

$$y = 1 - \frac{4}{3} \beta + \frac{1}{3} \beta^4, \quad (41)$$

либо по кривой 1 (Рисунок 10) в зависимости от числа Сен-Венана-Ильюшина (Sen_m).

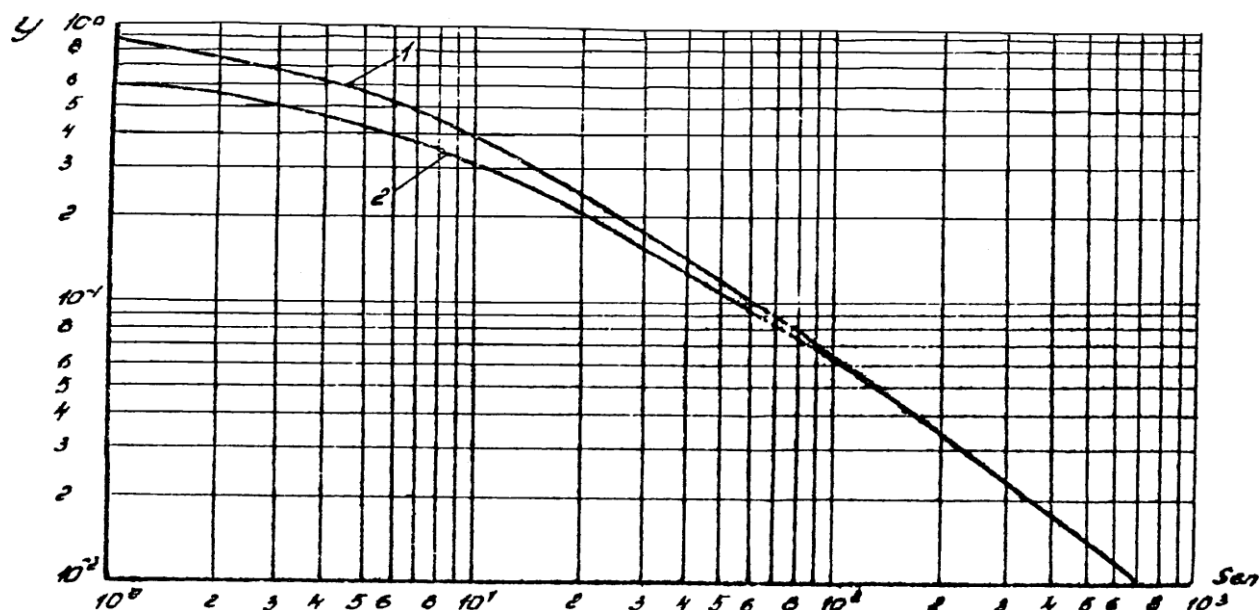


Рисунок 10. – Зависимость безразмерного параметра y от критерия Сен-Венана Sen при ламинарном режиме течения вязкопластичных промывочных жидкостей:

1 – в бурильных трубах; 2 – в кольцевом пространстве

При турбулентном режиме течения потери давления по длине определяются по формуле Дарси – Вейсбаха:

$$P_m = \lambda_m \frac{\rho \cdot v^2}{2 \cdot d_m} l = \frac{0,81 \cdot \lambda_m \cdot \rho \cdot Q^2 \cdot l}{d_m^5}, \quad (42)$$

где λ_m – коэффициент гидравлического сопротивления трения в трубах. Его значение вычисляют по графику (Рисунок 11):

$$\lambda_m = 0,1 \cdot \left(\frac{1,46 \cdot \kappa_z}{d_m} + \frac{100}{Re_m} \right)^{0,25}, \quad (43)$$

где κ_z – эквивалентная шероховатость.

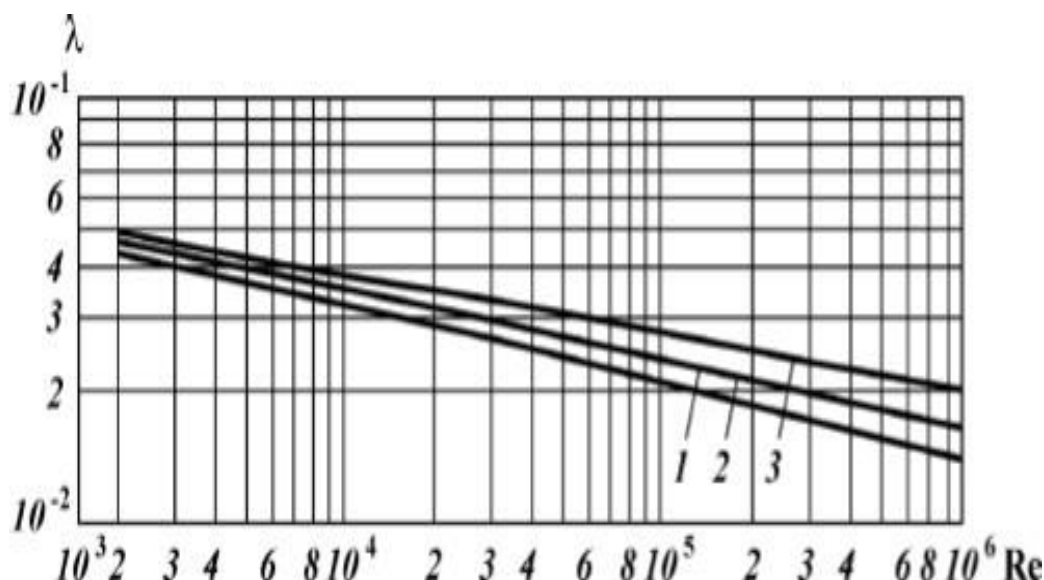


Рисунок 11 – Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления λ от критерия Рейнольдса Re при турбулентном течении вязкопластичных промывочных жидкостей:

- 1 – бурильных трубах; 2 – в обсаженном кольцевом пространстве;
- 3 – в необсаженном кольцевом пространстве скважины

Шероховатость новых бесшовных стальных труб равна $\kappa_z = (1...2) \cdot 10^{-5}$ м. В процессе эксплуатации она возрастает и может достигнуть значений $(15...30) \cdot 10^{-5}$ м. В расчетах рекомендуется применять $\kappa_z = 3 \cdot 10^{-4}$ м.

Для алюминиевых бурильных труб при турбулентном режиме течения величину λ_m следует принимать равной 0,85 от ее значения, найденного по формуле (90) для стальных труб.

Потери в замковых соединениях определяются по формуле:

$$P_{зам} = \xi \frac{\rho \cdot v_m^2}{2} n = 0,81 \frac{\xi \cdot \rho \cdot Q^2 \cdot n}{d_m^4}, \quad (44)$$

где ξ – коэффициент местного сопротивления; $n = \frac{l}{l_m}$ – число замковых

соединений (муфт); l_m – средняя длина трубы в данной секции бурильной колонны, м; l – длина секции бурильных труб одинакового размера, м.

В бурильных трубах с приваренными замками потери в замковых соединениях не учитываются в виду их малости.

Величина потерь давления в кольцевом пространстве $P_{кп}$ складывается из потерь давления на участках с постоянными размерами поперечного сечения $P_{кпгл}$ и местных сопротивлений (замковые соединения, элементы компоновки низа бурильной колонны) $P_{кпм}$:

$$P_{кп} = P_{кпгл} + P_{кпм}. \quad (45)$$

Расчет потерь давления производится отдельно для обсаженной части ствола по участкам, длины которых определяются одинаковыми диаметральными размерами проходного сечения.

При ламинарном режиме

$$P_{кпгл} = \frac{4 \cdot \tau_o \cdot l}{\beta_{кп} \cdot (d_c - d_n)}, \quad (46)$$

где d_c – диаметр скважины, м; d_n – наружный диаметр бурильных труб (УБТ, забойного двигателя), м; $\beta_{кп}$ – определяется аналогично β_m по значению числа Сен-Венана-Ильюшина для кольцевого пространства $Sen_{кп}$:

$$Sen_{кп} = \frac{\tau_o \cdot (d_c - d_n)}{\eta \cdot v_{кп}} = \frac{\pi \cdot \tau_o \cdot (d_c - d_n)^2 (d_c + d_n)}{4 \cdot \eta \cdot Q}. \quad (47)$$

Может быть использована формула Дарси – Вейсбаха (48). Коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda_{кп}$ определяется по формуле:

$$\lambda_{кп} = \frac{64}{\gamma_{2i} \cdot Re_{кпi}}. \quad (49)$$

Величина безразмерного коэффициента y_{2i} определяется по формуле или кривой 2 (Рисунок 12) в зависимости от числа Сен-Венана-Ильюшина (Sen_{kn}).

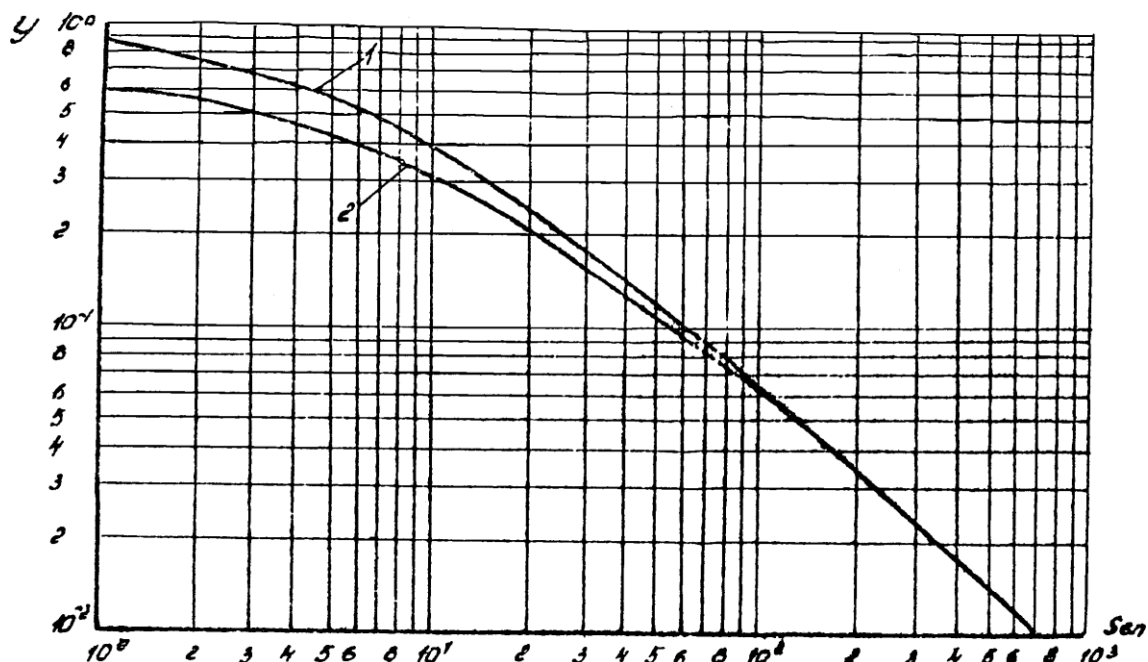


Рисунок 12. – Зависимость безразмерного параметра y от критерия Сен-Венана Sen при ламинарном режиме течения вязкопластичных промывочных жидкостей:

1 – в бурильных трубах; 2 – в кольцевом пространстве

При турбулентном режиме течения бурового раствора

$$P_{кпгл} = \lambda_{кп} \frac{\rho \cdot v^2}{2 \cdot d_c - d_n} \left(\frac{d_c}{d_c - d_n} \right)^{кп} l = 0,81 \cdot \lambda_{кп} \frac{\rho \cdot Q^2 \cdot l}{(d_c - d_n)^3 (d_c + d_n)^2}, \quad (50)$$

$$\lambda_{кп} = 0,1 \left[\frac{1,46 \cdot \kappa_2}{d_c - d_n} + \frac{100}{Re_{кп}} \right]^{0,25}. \quad (51)$$

Значение κ_2 для обсаженной части ствола принимается, как и в формуле, а для необсаженных участков $\kappa_2 = 3 \cdot 10^{-3}$ м.

Значение $\lambda_{кп}$ можно определить по графику (Рисунок 13)

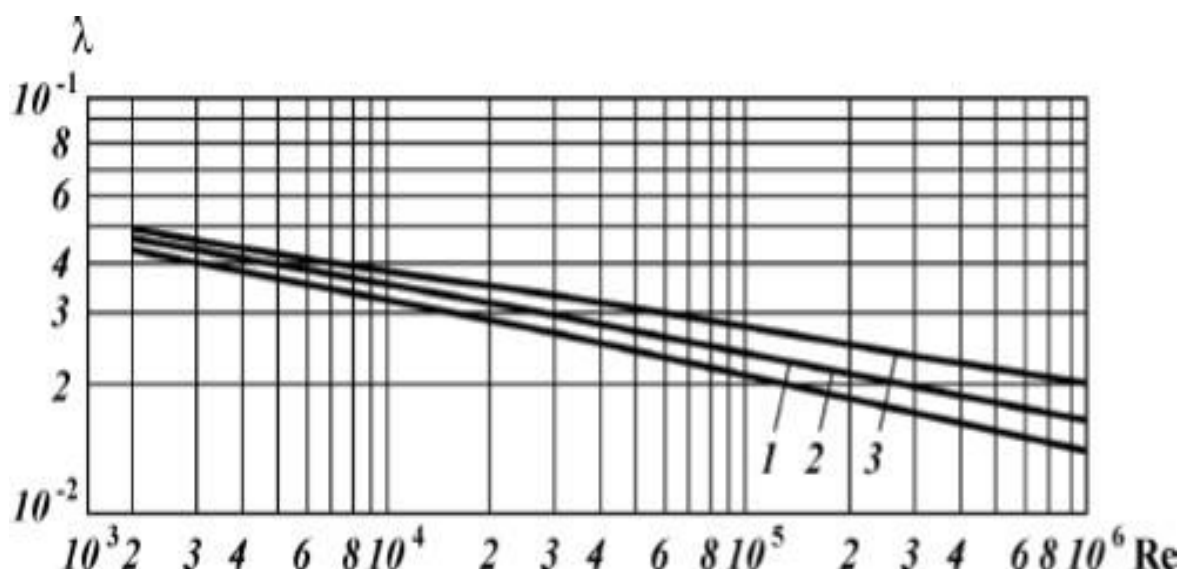


Рисунок 13 – Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления λ от критерия Рейнольдса Re при турбулентном течении вязкопластичных промывочных жидкостей:

1 – бурильных трубах; 2 – в обсаженном кольцевом пространстве;

3 – в необсаженном кольцевом пространстве скважины

Потери давления на местных сопротивлениях определяются по формуле:

$$P_{кпм} = \xi_{кп} \frac{\rho \cdot v_m^2}{2} \quad n = 0,81 \cdot \xi_{кп} \frac{\rho_{кп} \cdot Q^2 \cdot l}{(d_c^2 - d_n^2)^2 \cdot l_m}, \quad (52)$$

$$\xi_{кп} = \left(\frac{d_c^2 - d_n^2}{d_c^2 - d_z^2} - 1 \right)^2, \quad (53)$$

где d_z – наружный диаметр замка, а остальные величины известны из предыдущего.

Согласно данным в формулу в качестве сомножителя необходимо ввести опытный коэффициент K . Значения этого коэффициента при структурном течении всегда больше, чем при турбулентном, и в отдельных опытах они достигли величины 5...10, вместо обычно принимаемого $K = 1$. При необходимости ужесточения условий расчета это обстоятельство следует иметь в виду.

Величина потерь давления в элементах наземного оборудования (в обвязке) определяется по формуле:

$$P'_{обв} = \sum a_i \cdot \rho \cdot Q^2$$

$$P'_{обв} = 0,81 \cdot \lambda_m \frac{l}{(d - 2 \cdot \delta)^5} \rho \cdot Q^2, \quad (54)$$

где a_i – коэффициент гидравлических сопротивлений в элементе обвязки, определяется по табл. 23; l – длина горизонтальной части нагнетательного трубопровода, м; d, δ – соответственно, диаметр и толщина стенки трубопровода, м; λ_m – коэффициент гидравлического сопротивления принимается равным 0,02.

Таблица 17 – Величина коэффициентов гидравлических сопротивлений α_i

Оборудование	Условный размер, мм	Диаметр проходного сечения, мм	Обозначения в формуле (54)	Значение 10^{-5} , м ⁴
Стояк	89		α_c	16,9
	114			3,35
	140			1,07
	168			0,40
Буровой рукав		36	$\alpha_{ш}$	38
		76		1,20
		80		0,93
		90		0,52
		102		0,28
Вертлюг		32	α_{ϵ}	27
		75		0,9
		80		0,7
		90		0,44
		100		0,29
Ведущая труба	65	32	α_k	11,0
	80	40		7,0
	112	74		1,8
	140	85		0,9
	155	100		0,4

Перепад давления в турбобуре складывается из сопротивлений в пяте и турбине, характеризуемых коэффициентами соответственно α_n и A_p ; вычисляется по формуле:

$$P_{тур} = (a_n + A_p) \cdot \rho \cdot Q^2. \quad (55)$$

Конструктивные параметры a_n и A_p определяются по формулам

$$a_n = \frac{P_n^{табл}}{2 \cdot \rho_{табл} \cdot Q_{табл}}, \quad A_p = \frac{P_2^{табл}}{2 \cdot \rho_{табл} \cdot Q_{табл}}, \quad (56)$$

где $P_n^{табл}$ – переход давления на турбине при экстремальном режиме по данным

таблиц характеристик, Па; $P_2^{табл}$ – перепад в пяте турбобура по табличным данным, Па;

$Q_{табл}$, – расход промывочной жидкости (м³/с) с плотностью $\rho_{табл}$ (кг/м³), при которых определялись $P_n^{табл}$ и $P_2^{табл}$.

Значения a_n , рассчитанные по данным справочника для односекционных турбобуров, представлены в табл. 18.

Таблица 18 – Значения a_n для односекционных турбобуров

Диаметр турбобура, мм	172	195	215	240
$a_n \cdot 10^{-6}, \text{ м}^{-4}$	0,549	0,353	0,235	0,147

Для секционных турбобуров этот конструктивный параметр, обозначаемый a_{nc} , определяется по формуле:

$$a_{nc} = a_n \cdot \frac{Z_c}{Z}, \quad (57)$$

где Z – число подпятников в односекционном турбобуре; Z_c – то же в секционном турбобуре.

Конструктивный параметр A_p определяется по формуле с использованием характеристик турбины турбобуров, представляемых в справочной литературе.

Потери давления в промывочной системе долота, являющейся местным сопротивлением, определяются по формуле:

$$P_\delta = \xi \cdot \frac{\rho \cdot v^2}{2} = \frac{1}{\mu^2} \cdot \frac{\rho \cdot Q^2}{2 \cdot f_n^2}, \quad (58)$$

где μ – коэффициент расхода; f_n – суммарная площадь поперечного сечения промывочных отверстий или сменных насадок, м²; Q_δ – расход промывочной жидкости

через площадь f_n , м³/с.

Для промывочных отверстий долот $\mu = 0,67$ [15], а для сменных насадок (с учетом

подводящего канала в долоте) $\mu = 0,92$.

При роторном бурении

$$Q_d = Q, \quad (59)$$

при турбинном бурении

$$Q_d = Q - Q_y, \quad (60)$$

где Q_y – утечка промывочной жидкости через уплотнение вала турбобура.

Величина Q_y при заданном перепаде давлений на долоте должна быть установлена опытным путем при прокачке забойного двигателя с присоединенным к нему долотом на устье скважины.

При отсутствии опытных данных, что вероятно на стадии разработки гидравлической программы бурения, Q_y можно приближенно оценить по формуле, полученной путем обработки экспериментальных данных для турбобура ЗТСШ-195 ТЛ, $\text{м}^3/\text{с}$.

$$Q_y \approx \left(\frac{P_d}{61000 \cdot \rho} \right)^{2,73}. \quad (61)$$

После определения потерь давления в элементах циркуляционной системы (кроме долота) по уравнению с учетом выражения (62) вычисляют резерв давления P_d , который может быть реализован на долоте:

$$P_d = P_o - P_{обв} - P_{бк} - P_{кп} - P_{зд}. \quad (62)$$

Программа оснащения гидромониторных долот насадками

Под программой оснащения гидромониторных долот насадками понимается совокупность данных о производительности насосов Q_n , допустимом давлении на насосах P_o , интервале бурения ($L_2 - L_1$) разбитом на участки длиной h_i , резервах давления P_{di} , которые могут быть реализованы в конце каждого участка, фактическом расходе бурового раствора через насадки $Q_{фni}$, количестве и диаметрах насадок долота.

Для произвольной глубины L_i резерв давления на долоте составит P_{di} . По мере увеличения глубины скважины численное значение P_{di} уменьшается от максимального значения в начале интервала P_{dmax} до минимального значения в конце интервала P_{dmin} . С целью эффективного использования P_{di} необходимо рассматриваемый интервал разбить на части длиной h_i не менее 100 м каждая или соответственно ожидаемым проходкам на долото, если последние превышают указанную выше длину h_i (рис. 18). В расчетах величина резерва давления для реализации в насадках долота берется по нижней границе

каждого участка.

Найденная по графику (рис. 14) величина резерва давления может быть реализована при соответствующем подборе насадок с учетом фактического расхода бурового раствора через долото.

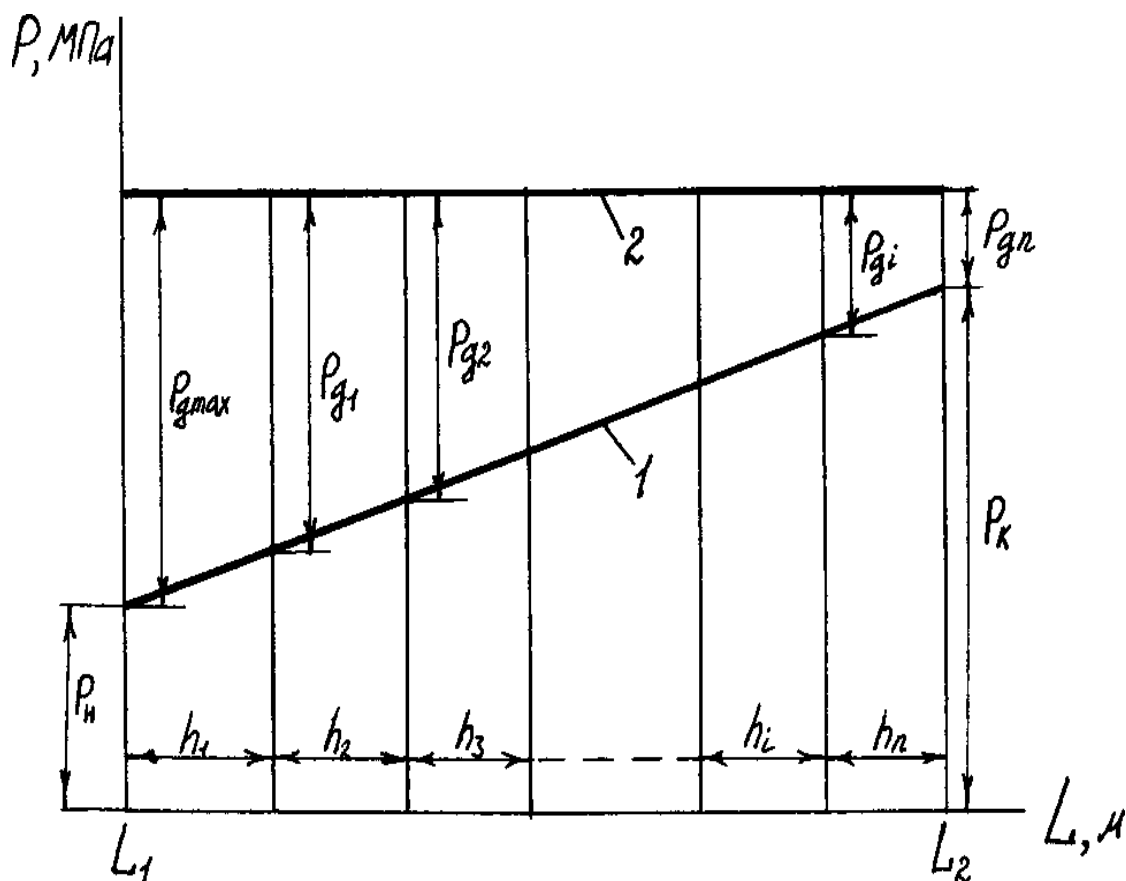


Рисунок 14 – Изменение резерва давления по длине интервала:

1 – линия суммарных гидравлических сопротивлений (без потерь в долоте); 2 – линия допустимого давления на насосах.

Диаметр насадки определяется по следующей формуле:

$$d_n = \sqrt[4]{\frac{8 \cdot \rho \cdot Q_{\phi n}^2}{\pi^2 \cdot z^2 \cdot \mu^2 \cdot P_{\partial}}}, \quad (63)$$

где ρ – плотность бурового раствора, кг/м³; $Q_{\phi n}$ – фактический расход жидкости через насадки долота, м³/с; z – количество насадок; μ – коэффициент расхода, принимаемый равным 0,92.

Фактический расход жидкости через насадки долота определяется как разность

между производительностью насосов Q_n и величиной утечек Q_{yi} для конкретного значения резерва давления P_{di} :

$$Q_{fni} = Q_n - Q_{yi} \quad (64)$$

При отсутствии опытных данных величину утечек можно определить по следующей формуле:

$$Q_y = \sqrt{\frac{2 \cdot f_{нип}^2 \cdot \mu_{нип}^2 \cdot P_d}{\rho}} = 1,41 \cdot \mu_{нип} \cdot f_{нип} \cdot \sqrt{\frac{P_d}{\rho}}, \quad (65)$$

где $\mu_{нип}$ – коэффициент расхода кольцевого зазора в ниппеле турбобура (при течении воды $\mu_{нип} = 0,46$, а при течении глинистого раствора $\mu_{нип} = 0,31$); $f_{нип}$ – площадь кольцевого зазора в ниппеле турбобура. Некоторые значения $f_{нип}$ указаны в табл.20.

Таблица 20– Значения площади кольцевого зазора в ниппеле турбобура $f_{нип}$, см²

Диаметр турбобура, мм	При номинальном зазоре на сторону	При отклонении от номинального зазора на сторону, мм					
		– 0,3	– 0,2	– 0,1	0,1	0,2	0,3
172	1,78	0,872	1,17	1,48	2,08	2,39	2,6
195	2,58	1,21	1,67	2,12	3,03	3,49	3,9
215	2,74	1,26	1,75	2,25	3,24	3,73	4,2
240	3,64	2,0	2,55	3,09	4,19	4,74	5,2

Диаметры выходных отверстий гидромониторных насадок всех фирм - производителей выражаются в 32-х долях дюйма $\left(\frac{1}{32}'' = 0,79375 \approx 0,8 \right)$ и

обозначаются цифрами от 06 до 28. Так, например, насадка № 06 имеет диаметр выходных отверстий 4,8 мм $\left(\frac{6}{32}'' \right)$, а насадка № 28 – 22,2 мм $\left(\frac{28}{32}'' \right)$. Номера насадок и их

соответствующие диаметры приведены в табл. 21.

Таблица 21 – Диаметры выходных отверстий гидромониторных насадок

Номер насадки	06	08	09	10	11	12	13	14	15	16	18	20	22	24	28
---------------	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Диаметр, мм	4,8	6,4	7,1	7,9	8,7	9,5	10,3	11,1	11,9	12,7	14,3	15,9	17,5	19,1	22,2
----------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Задания для работы на занятии

Порядок составления гидравлической программы бурения следующий:

Исходные данные:

Интервал бурения 1200 – 2700 м. На глубину 1200 м спущена промежуточная обсадная колонна диаметром 245 мм с толщиной стенки 10 мм. Долото ПД215,9С-ГВ. Тип турбобура ЗТСШ1-195ТЛ. Бурильные трубы с приваренными замками: ПН127х9. Утяжеленные бурильные трубы диаметром 178 мм, длиной 100 м, внутренним диаметром 80 мм.

Наземное оборудование включает: стояк диаметром 0,140 м; буровой рукав с внутренним диаметром 0,09 м; вертлюг с диаметром проходного сечения 0,09 м; ведущая труба с диаметром проходного сечения 0,1 м; горизонтальный нагнетательный трубопровод длиной 60 м выполнен из труб диаметром 0,168 м с толщиной стенки $\delta = 12$ мм. Максимально допустимое рабочее давление напорной линии 25 МПа. Литологический состав пород: в интервале бурения 1200 – 1700 м – кварцевые песчаники с прослоями глин; 1700 – 2700 м: вверху до глубины 2200 м – кварцевые песчаники с прослоями глин, внизу – толща глинистых пород.

Пластовое давление на глубине 2200 м равно 27,9 МПа.

Ожидаемые механические скорости бурения: (1200 – 2200 м) – 5 м/ч; (2200 – 2700 м) – 10 м/ч.

Диаметр открытого ствола принимается равным номинальному диаметру долота.

Удельный момент долота и осевая нагрузка на долото в интервале 1200 – 2200 м соответственно равны 6 Н·м/кН, 120 кН; в интервале 2200 – 2700 м – 8 Н·м/кН, 100 кН.

Привод насоса нерегулируемый.

Решение

1. Выбор плотности бурового раствора.

Необходимую плотность бурового раствора определим по формуле

$$\rho = \min \left\{ \frac{1,05 \cdot 27,9 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 2200}; \frac{(27,9 + (2,5 \dots 3,0)) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 2200} \right\} = \min \{ 1360; (1408 \dots 1431) \} \text{ кг/м}^3.$$

Принимаем для дальнейших расчетов $\rho = 1360 \text{ кг/м}^3$.

2. Выбор реологических характеристик бурового раствора.

$$\eta = 0,033 \cdot 10^3 \cdot 1360 - 0,022 = 0,023 \text{ Па}\cdot\text{с}.$$

$$\tau_o = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1360 - 7 = 4,56 \text{ Па.}$$

3. Определение технологически необходимого расхода бурового раствора.

$$Q_3 \geq 0,785 \cdot 0,2159^2 \cdot 0,6 = 0,022 \text{ м}^3/\text{с.}$$

$$d_q = 0,0035 + 0,037 \cdot 0,2159 = 0,012 \text{ м.}$$

определим $Re_{кр}$:

$$He = \frac{4,56 \cdot 0,012^2 \cdot 1360}{0,023^2} = 1688.$$

$$Re_{кр} = 85 + \frac{\sqrt{85^2 + 57 \cdot 1688}}{1} = 407.$$

определим Re :

$$Ar = \frac{0,012^3 \cdot (2300 - 1360) \cdot 1360 \cdot 9,81}{0,023^2} = 40302.$$

$$Re = \frac{40302 - 6 \cdot 1688}{18 + 0,61 \cdot \sqrt{40302}} = \frac{40302 - 10128}{18 + 122,5} = \frac{30174}{140,5} = 214,8,$$

т. к. $Re < Re_{кр}$,

$$v_{np} = \frac{214,8 \cdot 0,023}{0,012 \cdot 1360} = \frac{4,94}{16,32} = 0,303 \text{ м/с.}$$

при бурении в песчаниках

$$v_{np} = \frac{0,2159^2}{0,2159^2 - 0,127^2} \cdot \frac{5}{3600 \cdot 0,008} = 0,265 \text{ м/с.}$$

при бурении в глинистой толще

$$v_{np} = \frac{0,2159^2}{0,2159^2 - 0,127^2} \cdot \frac{10}{3600 \cdot 0,012} = 0,354 \text{ м/с.}$$

Определим $v_{кп}$:

$$v_{кп} = 0,303 + 0,354 = 0,657 = 0,66 \text{ м/с.}$$

$$v_{кп} = \frac{188}{215,9 \cdot 1,36} = 0,64 \text{ м/с.}$$

$$v_{кп} \geq 16,5 \sqrt{4,56 / 1360} = 0,96 \text{ м/с.}$$

$$Q_{\text{кп}} = 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,127^2) \cdot 0,96 = 0,023 \text{ м}^3/\text{с}.$$

в интервале 1200 – 2200 м:

$$M_{30} = 1,2 \cdot (6 \cdot 120 + 66) = 943,2 \text{ Н}\cdot\text{м},$$

в интервале 2200 – 2700 м:

$$M_{30} = 1,2 \cdot (8 \cdot 100 + 66) = 1039,2 \text{ Н}\cdot\text{м}.$$

Для этих интервалов расход по формуле (84)

$$Q = 0,04 \sqrt{\frac{1000 \cdot 943,2}{1360 \cdot 1750}} = 0,025 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

$$Q = 0,04 \sqrt{\frac{1000 \cdot 1039,2}{1360 \cdot 1750}} = 0,026 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

Расход 0,026 м³/с удовлетворяет всем технологическим требованиям.

$$\kappa_{\text{нод}} = 1,33 - 0,35 \cdot 10^{-3} \cdot 1360 = 0,854.$$

Теоретическая подача насоса по формуле (80):

$$Q_m = \frac{0,026}{1 \cdot 0,854} = 0,031 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

Расход будет обеспечен при работе одного насоса УНБТ-950А диаметром поршня 150 мм и частоте ходов в минуту 125.

$$Q = 0,0319 \text{ м}^3/\text{с}; \quad P_n = 27,5 \text{ МПа}.$$

Рабочее давление $P_o = 0,75 \cdot P_n = 0,75 \cdot 27,5 = 20,6 \text{ МПа}$.

Окончательно для дальнейших расчетов принимаем: $Q = \kappa_{\text{нод}} \cdot Q_m$;

$$Q = 0,854 \cdot 0,0319 = 0,027 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определим потери давления в кольцевом пространстве, для этого определим режим течения промывочной жидкости для каждого интервала.

Интервал 0 – 1200 м (обсаженный ствол за бурильными трубами):

$$He = \frac{4,56 \cdot 1360 \cdot (0,225 - 0,127)^2}{0,023^2} = 1,126 \cdot 10^5.$$

$$Re_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 1360 \cdot 0,027}{3,14 \cdot (0,225 + 0,127) \cdot 0,023} = 5775.$$

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot (1,126 \cdot 10^5)^{0,58} = 8313.$$

$Re_{\text{кп}} < Re_{\text{кр}}$ – режим структурный.

Аналогичным образом определяются режимы течения бурового раствора для других интервалов. Результаты расчета приведены в табл. 22.

Таблица 22– Режимы течения бурового раствора по интервалам

Интервал, м	Кольцевое пространство			
	$He_{кп}$	$Re_{кп}$	$Re_{кр}$	Режим течения
0 – 1200 (обсаженный ствол за БТ)	$1,126 \cdot 10^5$	5775	8313	структурный
1200 – 2574 (открытый ствол за БТ)	$0,927 \cdot 10^5$	5931	7646,5	структурный
2574 – 2674 (открытый ствол за УБТ)	$0,1684 \cdot 10^5$	5163,2	4163,7	турбулентный
2674 – 2700 (за турбобуром)	$0,0512 \cdot 10^5$	4942,8	2241,7	турбулентный

Потери давления по интервалам:

интервал 0 – 1200 м:

$$Sen = \frac{3,14 \cdot 4,56 \cdot (0,225 - 0,127)^2 (0,225 + 0,127)}{4 \cdot 0,023 \cdot 0,027} = 19,5.$$

$$\beta = 0,51.$$

$$P_{кп} = \frac{4 \cdot 4,56 \cdot 1200 \cdot 10^{-6}}{0,51 \cdot (0,225 - 0,127)} = 0,44 \text{ МПа}.$$

Аналогичным образом рассчитаны потери давления для интервалов, где имеет место структурный режим течения раствора. Результаты расчетов представлены в табл. 35.

$$\lambda_{кп} = 0,1 \cdot \left(\frac{1,46 \cdot 3 \cdot 10^{-3}}{0,2159 - 0,178} + \frac{100}{5163,2} \right)^{0,25} = 0,0606.$$

$$P_{кп} = \frac{0,81 \cdot 0,0606 \cdot 1360 \cdot 0,027^2 \cdot 100 \cdot 10^{-6}}{(0,2159 - 0,178)^3 \cdot (0,2159 + 0,178)^2} = 0,577 \text{ МПа}.$$

Для последующего интервала (2674 – 2700 м), где имеет место турбулентный режим течения, потери давления, рассчитанные аналогично (0,934 МПа), представлены в табл. 35.

Потери давления на местных сопротивлениях в интервале 0 – 1200 м:

$$\xi_{кп} = 2 \cdot \left(\frac{0,225^2 - 0,127^2}{2} - 1 \right) = 0,343.$$

$$P_{кпм} = \frac{0,81 \cdot 0,343 \cdot 1360 \cdot 0,027^2 \cdot 1200 \cdot 10^{-6}}{(0,225^2 - 0,127^2)^2 \cdot 11,9} = 0,023 \text{ МПа}.$$

Рассчитанные аналогичным образом потери давления для интервала 1200 – 2574 м равны 0,043 МПа (табл. 35).

Суммарные потери давления в кольцевом пространстве:

$$P_{\text{кп}} = 0,44 + 0,09 + 0,53 + 0,577 + 0,934 + 0,023 + 0,043 = 2,64 \text{ МПа.}$$

Оценим возможность гидроразрыва пласта с $K_n = 1,5$ ($L=1400$ м).

$$\varphi = \frac{0,027}{0,785 \cdot 0,2159^2 \cdot 5/3600 + 0,027} = 0,998.$$

$$\rho_2 = \frac{1,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1400 - \left(0,44 + 0,09 + 0,023 \frac{0,043 \cdot 200}{1374} \right) \cdot 10^6 - (1 - 0,998) \cdot 2300 \cdot 9,81 \cdot 1400}{0,998 \cdot 9,81 \cdot 1400} =$$

$$= 1458 \text{ кг/м}^3.$$

Принятая плотность $1360 < 1458$, поглощение исключено.

Определим потери давления во внутритрубном пространстве (бурильные трубы, УБТ, турбобур). Для выбора расчетных зависимостей определим числа Re_m и $Re_{\text{крт}}$:

$$Re_m = \frac{4 \cdot 1360 \cdot 0,027}{3,14 \cdot 0,109 \cdot 0,023} = 18360.$$

$$Re_{\text{крт}} = 2100 + 7,3 \left| \frac{(1360 \cdot 0,109^2 \cdot 4,56)^{0,58}}{0,023^2} \right| = 9052.$$

Так как $Re_m > Re_{\text{крт}}$, режим течения раствора турбулентный.

Потери давления в трубах:

$$\lambda_m = 0,1 \left| \frac{(1,46 \cdot 3 \cdot 10^{-4} \cdot 100)}{0,109 \cdot 18360} \right|^{0,25} = 0,031.$$

$$P_m = \frac{0,81 \cdot 0,031 \cdot 1360 \cdot 0,027^2 \cdot 2574 \cdot 10^{-6}}{0,109^5} = 4,27 \text{ МПа.}$$

Местными потерями в трубах типа ПН пренебрегаем.

Потери давления в УБТ:

$$\lambda_m = 0,1 \left| \frac{(1,46 \cdot 3 \cdot 10^{-4} \cdot 100)}{0,08 \cdot 18724} \right|^{0,25} = 0,0311.$$

$$P_m = \frac{0,81 \cdot 0,0311 \cdot 1360 \cdot 0,027^2 \cdot 100 \cdot 10^{-6}}{0,08^5} = 0,75 \text{ МПа.}$$

Потери давления в забойном двигателе:

$$P_{тур} = \left(0,353 \frac{25 \cdot 6 \cdot 3 \cdot 10^6}{18} + \frac{10}{1000 \cdot 0,04} \right) \cdot 1360 \cdot 0,027^2 \cdot 10^{-6} = 2,35 \text{ МПа.}$$

Потери давления в обвязке:

– горизонтальная часть нагнетательного трубопровода:

$$P'_{обв} = \frac{0,81 \cdot 0,02 \cdot 60 \cdot 1360 \cdot 0,027^2 \cdot 10^{-6}}{(0,168 - 0,024)^5} = 0,017 \text{ МПа.}$$

– в элементах наземного оборудования:

$$P''_{обв} = (1,07 + 0,52 + 0,44 + 0,9) \cdot 10^5 \cdot 1360 \cdot 0,027^2 \cdot 10^{-6} = 0,29 \text{ МПа.}$$

Результаты расчетов представлены в табл. 23.

Таблица 23 – Результаты расчетов

Интервал бурения, м	Потери давления, МПа									Суммарные потери давления МПа
	$P'_{обв}$	$P''_{обв}$	P_m	$P_{убт}$	$P_{тур}$	$P_{кп}^m$	$P_{кп}^{убт}$	$P_{кп}^{тур}$	$P_{кп}^m$	
0 – 1200						0,44			0,073	
1200 – 1400						0,09				
1400 – 2574			4,27			0,53			0,043	
2574 – 2674				0,75			0,577			
2674 – 2700					2,35			0,934		
Σ	0,017	0,29	4,27	0,75	2,35	1,06	0,577	0,934	0,063	10,3

Резерв давления, который может быть реализован на долоте, составит

$$P_d = 20,6 - 10,3 = 10,3 \text{ МПа.}$$

Однако допустимый резерв давления, который может быть реализован на долоте с гидромониторной системой промывки, ограничен величиной 7,85 МПа .

Определим величину утечки Q_y и фактический расход через насадки долота $Q_{фн}$ при $P_d = 7,85 \text{ МПа}$:

$$Q_y = 1,41 \cdot 0,31 \cdot 2,58 \cdot 10^{-4} \sqrt{\frac{7,85 \cdot 10^6}{1360}} = 0,009 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{фн} = 0,027 - 0,009 = 0,018 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Диаметр насадки вычисляем:

$$d_n = \sqrt[4]{\frac{8 \cdot 1360 \cdot 0,018^2}{3,14^2 \cdot 3^2 \cdot 0,92^2 \cdot 7,85 \cdot 10^6}} = 0,0088 \text{ м} = 8,8 \text{ мм.}$$

При этом суммарная площадь выходных отверстий насадок

$$f_n = 3 \cdot \frac{3,14 \cdot 8,8^2}{4} = 182 \text{ мм}^2.$$

Можно взять две насадки № 11 (диаметр 8,7 мм) и одну №12 (диаметр 9,5 мм), при

$$\text{этом } f_n = 2 \cdot \frac{3,14 \cdot 8,7^2}{4} + \frac{3,14 \cdot 9,5^2}{4} = 190 \text{ мм}^2.$$

Следовательно, не будет превышен допустимый $P_0 = 7,85 \text{ МПа}$.

Вопросы к практическому занятию

1. Цель составления гидравлической программы промывки скважины.
2. Как определяются потери давления в бурильной колонне?
3. Как определяются потери давления в кольцевом пространстве

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 6

Изучение элементов жестких, маятниковых и отклоняющих компоновок

Цель: изучение назначения и конструкции элементов жестких, маятниковых и отклоняющих компоновок.

Знания и умения, формируемые в ходе выполнения работы: умение применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа

Формируемые компетенции:

ПК-1 - способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности.

Актуальность темы: в практике бурения для борьбы и предотвращения искривления скважин используются компоновки двух типов: маятниковые и жесткие

Теоретическая часть

В практике бурения для борьбы и предотвращения искривления скважин используются компоновки двух типов: маятниковые и жесткие компоновки.

Маятниковыми компоновками, или компоновками, работающими по принципу отвеса, называют такие компоновки, в которых для управления поведением наклонного ствола скважины используются силы собственного веса, отрезка колонны от долота до точки касания УБТ со стенками скважины или до центратора. Место установки центрирующего элемента определяется расчетом из условия минимума угла наклона силы, действующей на долото относительно вертикали. Маятниковые компоновки целесообразно использовать при бурении неустойчивых мягких и средней твердости горных пород в интервалах с высокой способностью к искривлению ствола скважины.

Основная цель использования жесткой компоновки – получение минимальной интенсивности искривления ствола скважины при данном режиме бурения без ограничения осевой нагрузки на долото. Это достигается не только применением в составе компоновки УБТ максимально возможного наружного диаметра, но также рациональным размещением центрирующих элементов по длине компоновки, ограничивающих ее поперечное перемещение.

Использование жестких компоновок целесообразно при бурении в устойчивых горных породах в интервалах, способствующих интенсивному искривлению ствола (большие углы падения пластов).

Жесткие компоновки включают долото, полноразмерный наддолотный калибратор, УБТ, центраторы. Место установки центрирующих элементов определяется условием минимума угла наклона долота относительно оси скважины.

Назначение отклоняющих устройств – создание на долоте отклоняющего усилия или наклона оси долота к оси скважины с целью искусственного искривления ствола скважины в заданном или произвольном направлении. Их включают в состав компоновок низа бурительных колонн. При этом они отличаются своими особенностями и конструктивным выполнением.

При бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин с забойными двигателями в качестве отклоняющих устройств применяют турбинные отклонители, отклонители на базе винтовых забойных двигателей, механизмы искривления МИ (в электробурении), отклонители с накладкой, забойные двигатели с эксцентричным ниппелем и другим элементом на ниппеле. В роторном бурении – отклоняющие клинья,

шарнирные отклонители и т. п.

При безориентированном бурении забойными двигателями и роторным способом для управляемого изменения зенитного угла при постоянстве азимута скважины в качестве отклоняющего устройства используются прямолинейные компоновки нижней части бурильной колонны (КНБК) с центраторами (стабилизаторами) и калибраторами с параметрами, обеспечивающими заданное изменение зенитного угла ствола скважины на интервале бурения с КНБК.

Кривой (искривленный) переводник (рис. 15) – обязательный элемент отклонения при бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин. Для упругих отклонителей он представляет собой патрубок из УБТ той же длины, что и обычный переводник, с пересекающимися осями присоединительных резьб. Резьбу с перекосом 1- 4° нарезают в основном на ниппеле, в отдельных случаях на муфте. Кривой переводник в сочетании с УБТ длиной 8-24 м крепят непосредственно к турбобуру или винтовому забойному двигателю (ВЗД).



Рисунок 15 – Кривой переводник

При работе с кривым переводником увеличивается возможность упругой деформации турбобуров, что ухудшает их энергетические параметры, снижает возможную интенсивность искривления ствола и в определенных условиях может

привести к потере отклоняющей способности компоновки. Поэтому кривые переводники не рекомендуется применять с турбобурами увеличенных длин и с большими углами перекоса осей резьб. Их обычно применяют в сочетании с односекционным, укороченным или короткими турбобурами.

Кривой переводник в сочетании с односекционным турбобуром позволяет осуществить набор зенитного угла до $40-45^\circ$, в сочетании с укороченным турбобуром – до $50-55^\circ$, а в сочетании с коротким турбобуром – до 90° и выше. При этом интенсивность искривления ствола достигает соответственно 1-2, 4-5 и 5-6° на 10 м.

Кривой отклонитель Р-1 с двумя перекосами присоединительных резьб (рис. 16) представляет собой отрезок УБТ, оси присоединительных резьб которой имеют перекося в одной плоскости и в одном направлении относительно ее оси.

Угол, образованный осью трубы и осью нижней присоединительной резьбы, принимается равным $2-3^\circ$, а угол, образованный осью трубы и осью верхней присоединительной резьбы, – $2-2,5^\circ$. Этот отклонитель используется в составе маятниковых компоновок и имеет длину в пределах 4-8 м.

Переводник Р-1 предназначен для набора зенитного угла до 90° и выше, изменения азимута скважины, зарезки нового ствола с цементного моста и из открытого ствола.

Отклонитель с накладкой (рис. 17) представляет собой сочетание кривого переводника и турбобура (или ВЗД) с накладкой. Его применяют для достижения значительных зенитных углов при помощи односекционных турбобуров. Накладку крепят к турбобуру примерно в середине системы долото-турбобур или несколько ниже, над турбобуром устанавливают кривой переводник и обычные бурильные трубы.

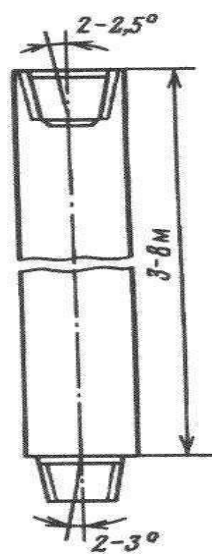


Рисунок 16 – Отклонитель Р-1

Отклонитель с накладкой рекомендуется применять в тех случаях, когда непосредственно над кривым переводником необходимо устанавливать трубы малой жесткости (например, немагнитные или обычные бурильные трубы), так как применение отклонителей других типов снижает интенсивность искривления ствола, а иногда не позволяет увеличить зенитный угол ствола выше 20-25°.

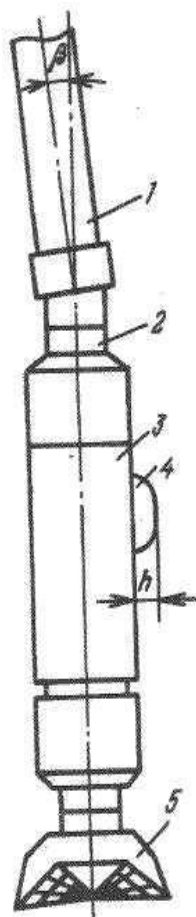


Рисунок 17 – Отклоняющее устройство с накладкой:

1 – бурильные трубы; 2 – кривой переводник; 3 – турбобур;
4 – накладка; 5 – долото

Турбинные отклонители (рис. 18) конструктивно выполняются посредством соединения нижнего узла с верхним узлом через кривой переводник, а валов – через специальный шарнир.

На конусную часть (конусность 1:10) вала отклонителя установлен специальный шарнир. Верхняя секция турбобура-отклонителя представляет собой верхнюю секцию серийного турбобура соответствующего диаметра. Угол искривления кривого переводника 1,5°.

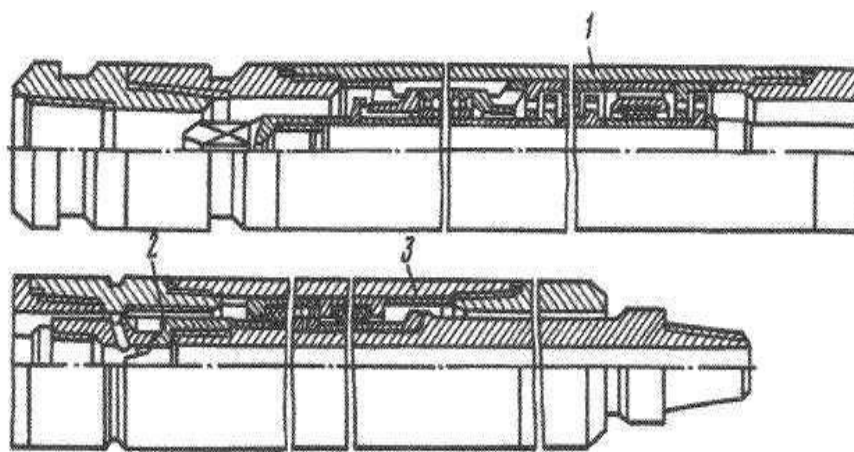


Рисунок 18 – Турбинный отклонитель ТУ2:

1 – турбинная секция; 2 – шарнирное соединение; 3 – шпindelная секция

Преимущество этих отклонителей – малое расстояние от долота до точки перегиба, что снижает деформацию этого участка и повышает отклоняющую способность отклонителей. Возможность применения этих отклонителей в секционном исполнении позволяет искусственно искривлять ствол при повышенных вращающем моменте и мощности на валу турбобура, а при сокращении расхода бурового раствора – также и при заниженных частотах вращения долота. Все это улучшает показатели работы долот и повышает эффективность искусственного искривления ствола на больших глубинах. Недостаток турбинных отклонителей – малая стойкость узла искривления соединения валов нижнего и верхнего участков отклонителя.

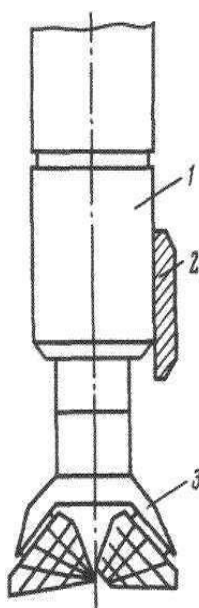


Рисунок 19 – Эксцентричный ниппель:

1 – турбобур; 2 – накладка; 3 – долото

Эксцентричный ниппель (рис. 19) представляет собой металлическую опору, приваренную к ниппелю турбобура. Металлическая опора может быть облицована резиной. Для обеспечения лучшей проходимости турбобура с эксцентричным ниппелем и долотом по стволу скважины нижний и верхний концы опоры скошены.

Толщина эксцентричного ниппеля может превышать разность радиусов долота и турбобура на 15 мм. Нормальная составляющая веса верхней части турбобура создает момент, под действием которого долото прижимается к верхней стенке ствола и фрезерует его. Вследствие этого с ростом зенитного угла эффективность работы эксцентричного ниппеля по искривлению ствола возрастает.

Турбобур с эксцентричным ниппелем рекомендуется применять для набора зенитного угла в устойчивых породах, где отсутствует опасность заклинивания или прихвата бурильной колонны

Упругий отклонитель (рис. 20) представляет собой специальную с резиновой рессорой накладку, являющуюся сменной деталью, легко заменяемой при износе. Металлическую накладку приваривают к ниппелю турбобура. Изменяя толщину резиновой рессоры, регулируют интенсивность искривления ствола. Упругий отклонитель можно применять во всех случаях бурения наклонно направленных скважин, в том числе в породах, где возможны заклинивание и прихват бурильного инструмента и эксцентричный ниппель не может быть использован.

Механизм искривления МИ – отклонитель для бурения наклонно направленных скважин электробуром. В механизме искривления валы двигателя и шпинделя сопрягаются под некоторым углом, что достигается применением зубчатой муфты сцепления.

Отклоняющие приспособления в роторном бурении используются только в начальный момент для придания стволу скважины требуемого направления. Они (рис.21) представляют собой клиновидные устройства с наклонным направлением для долота. Сечение у них V-образное или полукруглое с приспособлениями для крепления в открытом или обсаженном стволе.

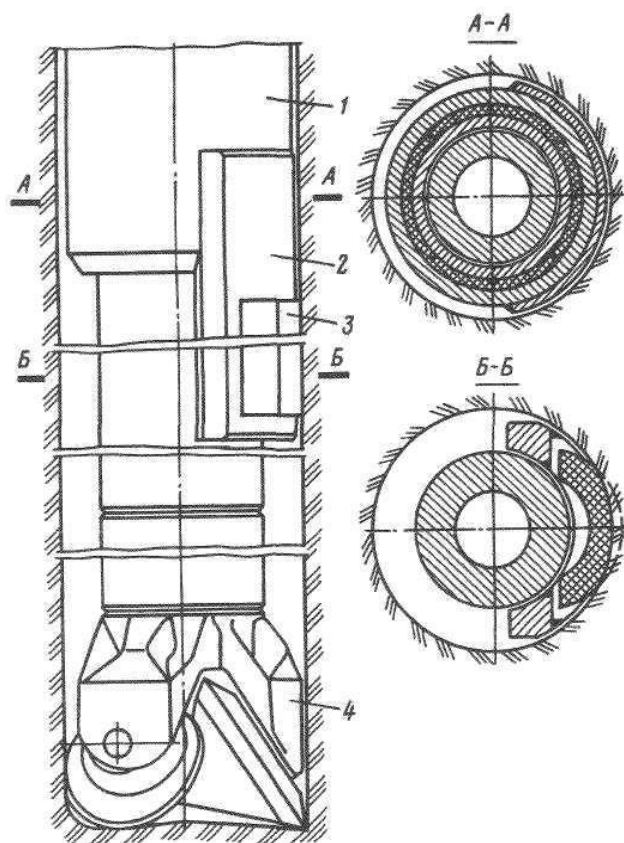


Рисунок 20 – Упругий отклонитель:

1 – турбобур; 2 – отклонитель; 3 – резиновая рессора; 4 – долото

Отклонители выполняются несъемными остающимися в скважине, и съемными, извлекаемыми из скважины после забуривания наклонного ствола протяженностью около 15 м в требуемом направлении.

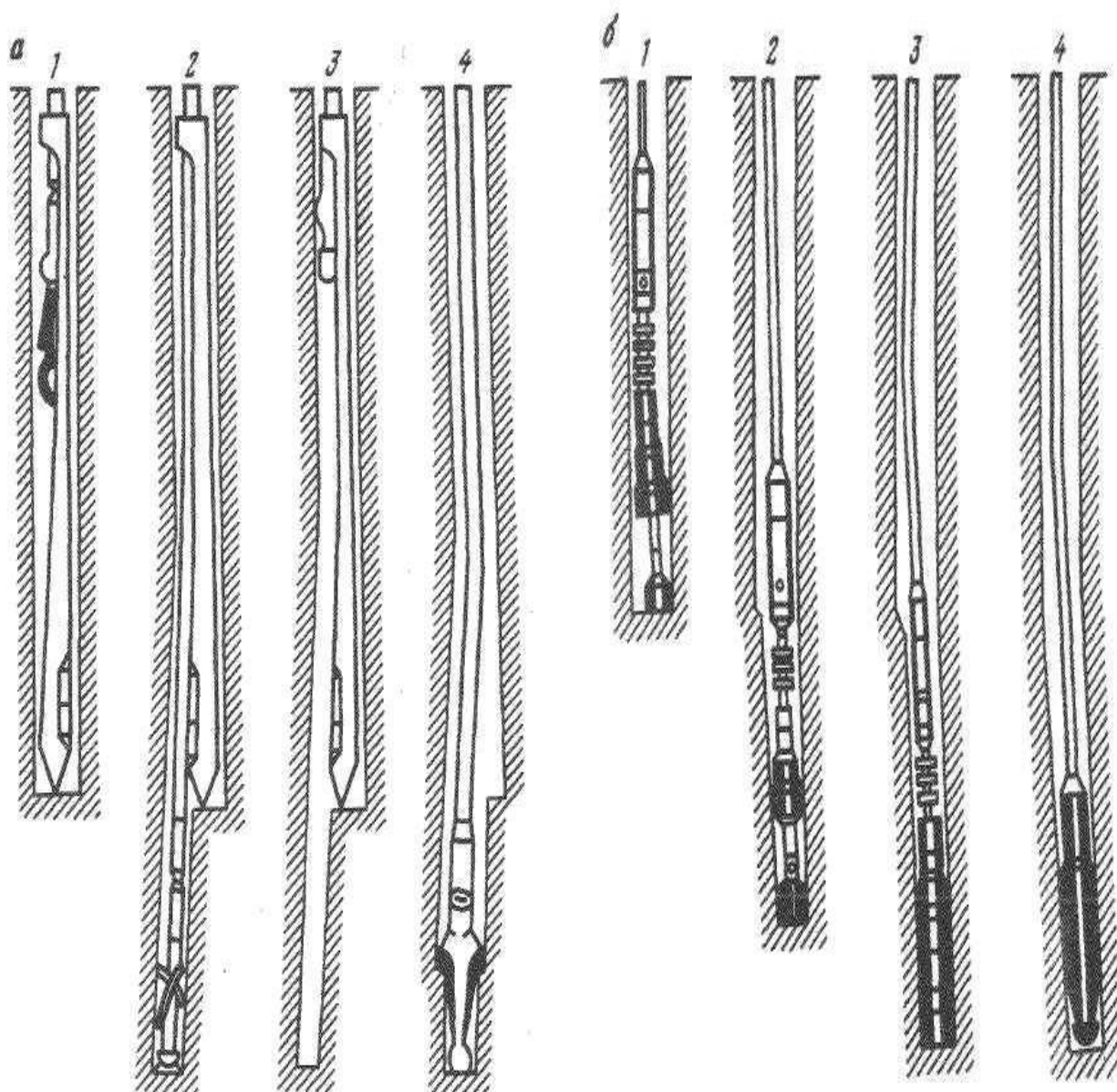


Рисунок 21 – Типы отклоняющих приспособлений в роторном бурении:

а – работа с отклоняющим клином: 1 – установка клина; 2 – забуривание ствола; 3 – извлечение клина; 4 – расширение ствола;

б – работа с шарнирным отклонителем: 1 – установка отклонителя; 2,3 – забуривание ствола; 4 – расширение ствола

Несъемные отклонители (уипстоки) длиной 2,5–4,5 м и диаметром, равным диаметру скважины, применяют в обсаженных скважинах. Уипстоки сверху имеют раструб для направления долота и приспособления для крепления в скважине.

Съемные отклонители в верхней части имеют муфту диаметром, равным диаметру нижней части долота, а в нижней части – остроконечный выступ, врезающийся в породу

на забое и препятствующий вращению отклонителя. Отклонитель поднимают из скважины при помощи муфты.

Калибратор – калибрующее и опорно-центрирующее устройство, предназначенное для расширения и калибрования ствола скважины по диаметру долота, центрирования и снижения радиальной вибрации долота и вала забойного двигателя, улучшения условий их работы, а также управления параметрами искривления ствола скважины. Его устанавливают непосредственно над долотом, а при роторном бурении можно устанавливать и между секциями УБТ (рис. 22).

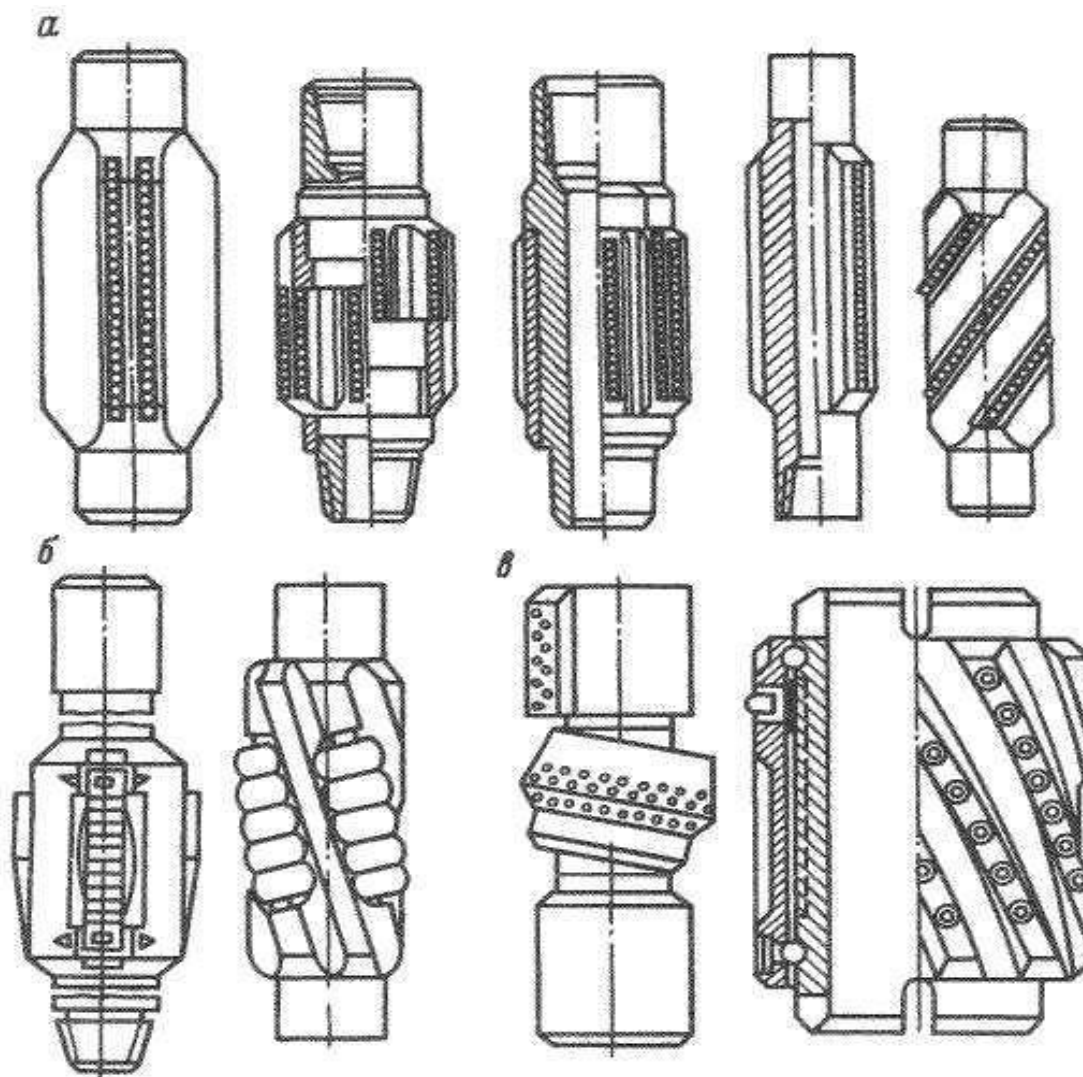


Рисунок 22 – Калибраторы:

а – лопастные; *б* – шарошечные; *в* – на шаровой опоре (РОП и ЦРП)

Необходимость применения калибраторов вызывается тем, что при бурении в твердых породах, согласно экспериментальным исследованиям А.Г.Калинина и других

специалистов, формируется ствол, поперечное сечение которого отличается от окружности, имеет форму многоугольника с числом вершин на единицу больше числа шарошек или лопастей долота. При этом диаметр ствола по просвету меньше диаметра использованного долота, но спуск шарошечного долота по такому стволу протекает нормально в результате проскальзывания шарошек по вершинам полученного многоугольника.

Центратор – опорно-центрирующее устройство, предназначенное для центрирования нижней части бурильной колонны и забойного двигателя с целью

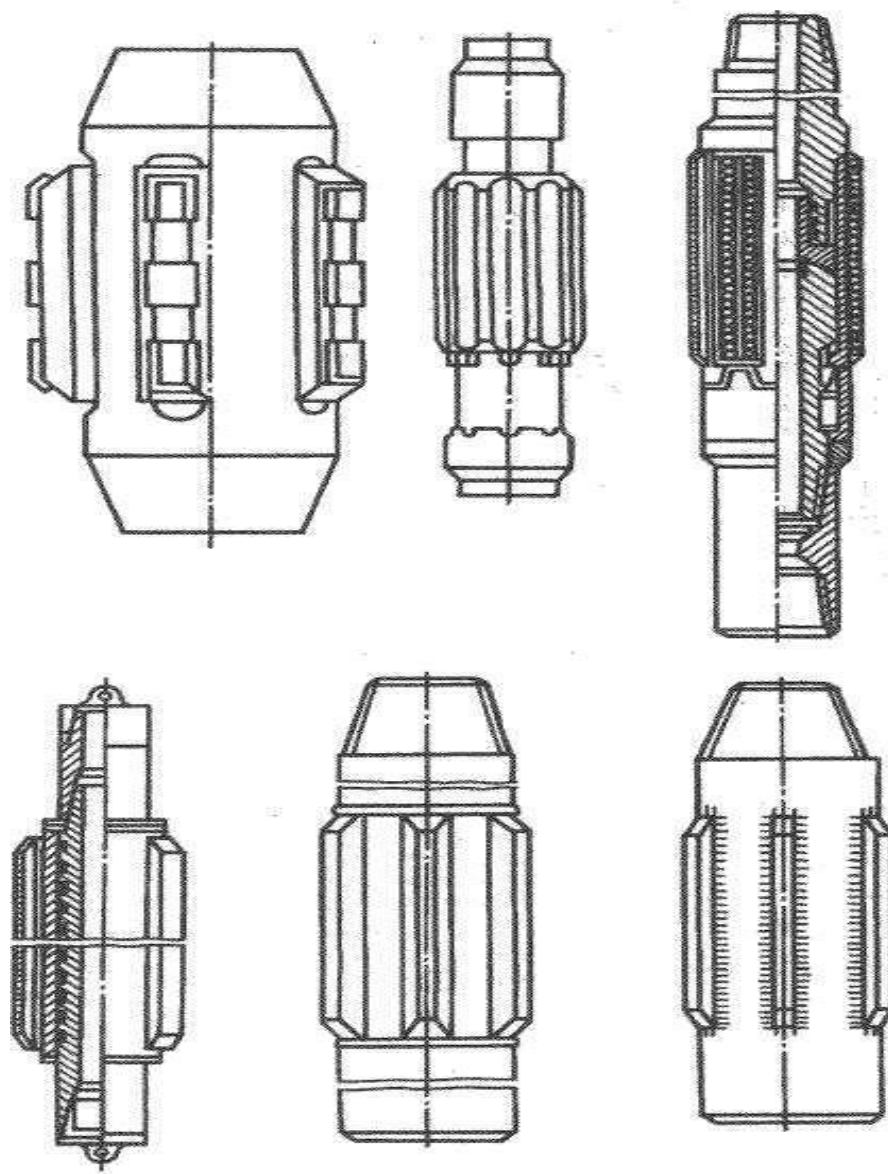


Рисунок 23 – Центраторы

стабилизации параметров искривления ствола и управляемого изменения зенитного угла скважины (рис. 23). Они улучшают условия работы долот и забойных

двигателей за счет предотвращения возникновения или уменьшения отклоняющей силы на долоте. Центраторы устанавливают на корпусе забойного двигателя или в колонне бурильных труб.

Стибилизатор – опорно-центрирующее устройство, предназначенное для стабилизации параметров искривления ствола и центрирования бурильной колонны (рис. 24). Его устанавливают над калибратором или в колонне бурильных труб.

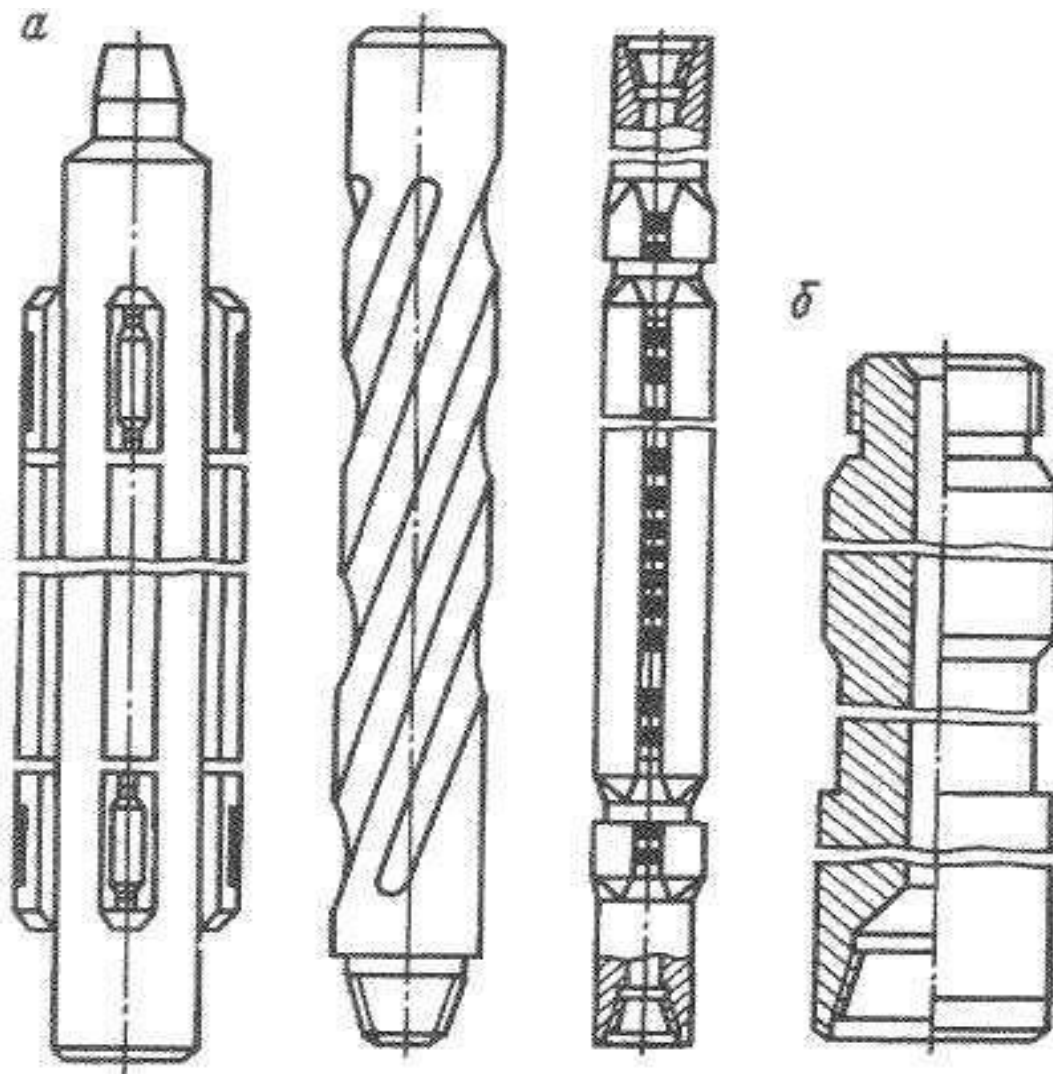


Рисунок 24 – Стабилизирующие устройства:

а – стабилизаторы; *б* – маховик

Децентратор – опорный элемент нижней части бурильной колонны (забойного двигателя, УБТ, бурильных труб) – предназначен для фиксации упругой оси колонны в данной точке над осью ствола скважины. Используется преимущественно в отклоняющих

устройствах при бурении горизонтальных скважин.

Задания для работы на занятии

Студенту необходимо ознакомиться с теоретическим обоснованием работы для осмысленного понимания назначения и конструкции элементов жестких, маятниковых и отклоняющих компоновок.

Изучить конструкции отклоняющих, калибрующих и опорно-центрирующих устройств на примере натуральных образцов и чертежей. Уяснить место расположения калибратора и центратора.

После закрепления теоретического материала студент в своем отчете выполняет эскизы элементов жестких, маятниковых и отклоняющих компоновок и дает краткую характеристику каждому.

Вопросы к практическому занятию

1. Что называется маятниковыми и жесткими компоновками?
2. Что относится к отклоняющим устройствам?
3. Что относится к калибрующим и опорно-центрирующим устройствам?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 7

Проектирование конструкции скважины

Цель: приобретение навыков позволяющих самостоятельно проектировать конструкции скважин.

Знания и умения, формируемые в ходе выполнения работы: умение применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа

Формируемые компетенции:

ПК-1 - способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности.

Актуальность темы: наиболее распространенным способом крепления скважин является спуск в скважину колонны обсадных труб, заполнение заколонного пространства растворами, способными со временем затвердевать и создавать герметичную и прочную связь между трубами и горными породами.

Теоретическая часть

Выбор конструкции скважины является основным этапом ее проектирования и должен обеспечивать высокое качество строительства скважины как долговременно эксплуатируемого сложного нефтепромыслового объекта, предотвратить аварии и осложнения в процессе бурения, создать условия для снижения затрат времени и материально-технических средств на бурение.

Проектирование конструкции скважины проводится по единому принципу – совместимости отдельных интервалов геологического разреза по горно-геологическим условиям бурения.

Число обсадных колонн, необходимых для обеспечения указанных требований, проектируется исходя из несовместимости условий бурения отдельных интервалов скважины.

Под несовместимостью условий бурения понимается такое их сочетание, когда заданные параметры технологических процессов бурения нижележащего интервала скважины вызовут осложнения в пробуренном вышележащем интервале, если последний не закреплен обсадной колонной, а проведение дополнительных специальных технологических мероприятий по предотвращению этих осложнений невозможно или экономически нецелесообразно.

Анализ условий бурения скважины проводится поинтервально сверху вниз с разбивкой геологического разреза скважины на зоны крепления.

Для выбора количества обсадных колонн (зон крепления) используют совмещенный график изменения пластового давления, давления гидроразрыва пород и гидростатического давления столба бурового раствора, построенный на основании исходных данных в прямоугольных координатах глубина – эквивалент градиента давления.

Под эквивалентом градиента давления понимают удельный вес жидкости, столб которой в скважине на глубине определения создает давление, равное пластовому (поровому) или давлению гидроразрыва.

$$\gamma_{\text{э.пл}} = \frac{10 \cdot P_{\text{пл}}}{H}, \quad (1)$$

$$\gamma_{\text{э.гр}} = \frac{10 \cdot P_{\text{гр}}}{H}, \quad (2)$$

где $\gamma_{\text{э.пл}}$ – эквивалент градиента пластового давления, гс/см³; $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление,

кгс/см²; H – глубина залегания пласта, м; $\gamma_{э.гр}$ – эквивалент градиента давления

гидроразрыва, гс/см³; $P_{гр}$ – давление гидроразрыва пласта, кгс/см².

Кривые, характеризующие изменение пластового (порового) давления и давления гидроразрыва пластов, строят на основании данных промысловых исследований.

В исключительных случаях при полном отсутствии промысловых данных допускается использовать эмпирическую зависимость

$$P_{гр} = 0,083 \cdot H + 0,66 \cdot P_{пл}. \quad (3)$$

Определение зон совместимости, количества обсадных колонн и глубин их спуска производят в приведенной ниже последовательности.

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

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

3. На совмещенный график наносят точки эквивалентов и строят кривые эквивалентов градиентов давлений (точки 1, 2..., 19 – пластовых давлений, точки 20, 21..., 39 – давлений гидроразрыва).

4. Параллельно оси ординат проводят линии AB , EF , KL и OP касательно крайних точек эквивалентов градиентов пластового (порового) 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 AB , EF , KL , OP определяют граничные условия по пластовым давлениям для соответствующих интервалов разреза, а линии CD , GH , MN , QS – по давлениям гидроразрыва.

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

8. 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.

9. 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 % (не более 1,5 МПа), а для скважин глубиной от 1200 м до проектной глубины на 5 % (не более 2,5 – 3,0 МПа).

В предварительном варианте конструкции скважины предусматривают перекрытие каждой зоны, выделенной с помощью совмещенного графика, самостоятельной обсадной колонной. Следовательно, число обсадных колонн в нем равно числу зон с несовместимыми условиями бурения, а глубины спуска колонн соответствуют границам этих зон. Затем число обсадных колонн и глубины их спуска корректируют:

1. С целью защиты устьевого участка ствола от размыва и канализации восходящего потока промывочной жидкости в очистную систему в конструкции скважины предусматривают направление.

2. Если зоны с несовместимыми условиями бурения отсутствуют, то в конструкциях всех скважин, устья которых на период бурения должны быть оснащены противовыбросовым оборудованием, а также скважин на месторождениях, в разрезе которых имеются горизонты пресных вод, предусматривают установку кондукторов.

3. Если расстояние между нижними концами двух смежных обсадных колонн очень велико и за время бурения ствола под внутреннюю из них наружная может быть изношена до аварийного состояния или прочность последней из-за износа может уменьшиться настолько, что возникнет опасность разрыва этой колонны в случае закрытия установленного на ней превентора при газонефтеводопроявлениях, то в конструкции скважины предусматривают замену изношенного верхнего участка колонны новым до вскрытия горизонта, из которого возможно проявление, или спуск дополнительной промежуточной колонны для установки на ней противовыбросового оборудования.

4. Если для разбуривания пород в одной зоне требуется такая по составу промывочная жидкость, применение которой в смежной зоне недопустимо из-за опасности возникновения серьезных осложнений или экономически невыгодно из-за необходимости расходования большого количества химических реагентов на ее обработку, в конструкции скважины может быть предусмотрена дополнительная промежуточная колонна.

5. Если ту или иную зону можно надежно изолировать другим способом, помимо спуска обсадной колонны, и стоимость строительства скважины при этом не возрастет, то соответствующую колонну из конструкции исключают.

6. Если расстояние между нижними концами двух смежных колонн очень велико и

существует большая опасность, что внутреннюю колонну не удастся спустить до необходимой глубины из-за большой величины сил сопротивления, обусловленных прежде всего прижатием ее к стенкам необсаженного участка ствола скважины, то увеличивают глубину спуска предыдущей колонны или предусматривают дополнительную промежуточную колонну между ними.

7. Уточняют глубины спуска тех обсадных колонн, на которых должно быть установлено противовыбросовое оборудование. Башмак колонны нужно устанавливать с таким расчетом, чтобы в случае частичного или полного выброса промывочной жидкости при дальнейшем углублении скважины и заполнения последней пластовой жидкостью породы, залегающие ниже этого башмака, не могли быть разорваны тем давлением, которое возникнет в стволе после герметизации устья превентором.

8. Выбирают схему оборудования призабойного участка и в конструкцию добывающей (нагнетательной), скважины вносят корректив, обусловленный выбранной схемой.

Глубина спуска эксплуатационной колонны определяется способами заканчивания и эксплуатации скважины.

Глубина спуска кондуктора определяется требованиями охраны источников водоснабжения от загрязнения, предотвращения осложнений при бурении под очередную обсадную колонну, обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием и подвески обсадных колонн. Кондуктором следует перекрывать все водоносные горизонты, имеющие выходы на поверхность, питающие водоемы и артезианские скважины, неустойчивые горные породы в верхней части разреза, в том числе толщи солей.

Глубину спуска направления определяют так, чтобы предупредить размыв и разрушение устья скважины. Направлением перекрываются неустойчивые наносы (обычно четвертичные отложения).

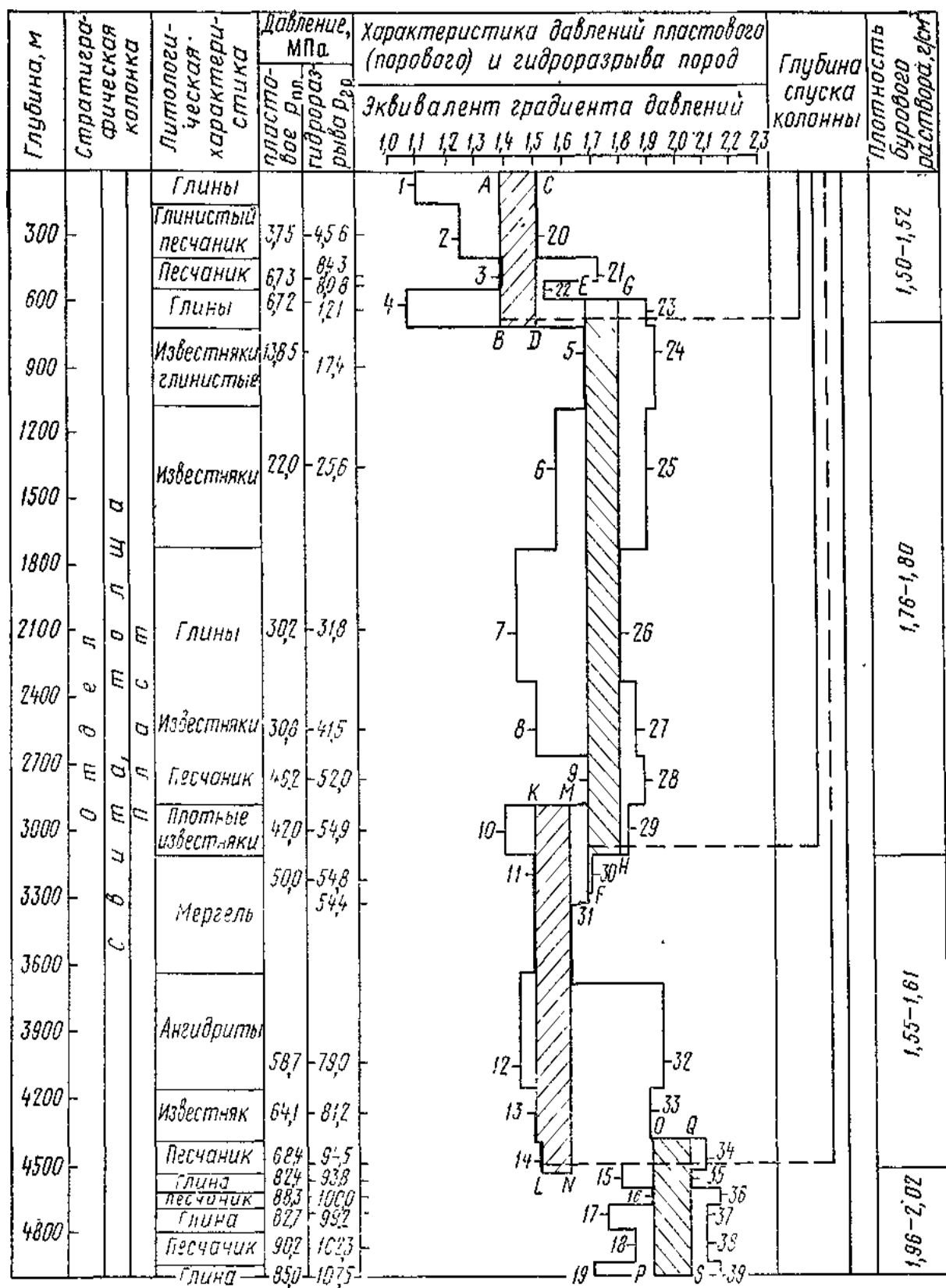


Рисунок 25 – Совмещенный график давлений для выбора конструкции скважины

В целях уменьшения расхода металла на крепление некоторые из обсадных колонн

делают потайными. Сплошную колонну можно заменить потайной в том случае, если за период бурения от башмака предыдущей сплошной колонны до глубины спуска последующей сплошной колонны предыдущая не может быть изношена до аварийного состояния или до такого состояния, при котором устье ее в случае газонефтяного выброса нельзя герметизировать из-за неизбежности разрыва изношенных обсадных труб. Не рекомендуется делать потайными две смежные обсадные колонны. Верхний конец потайной колонны должен быть расположен выше башмака предыдущей обсадной колонны; если предыдущая колонна перекрывает толщу пород, склонных к выпучиванию под влиянием горного давления, то верхний конец потайной колонны нужно размещать выше кровли такой толщи не менее чем на 25 – 50 м.

Определение диаметров обсадных колонн и долот

Диаметры обсадных колонн выбирают в соответствии с величиной кольцевого зазора между долотом и спускаемой обсадной колонной, и кольцевого зазора между обсадной колонной и спускаемым в нее долотом для бурения последующего интервала.

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

Диаметральные размеры конструкции скважины рассчитывают по следующим соотношениям:

диаметр долота для бурения ствола под обсадную колонну с наружным диаметром d_n

$$d_d = d_m + \Delta, \quad (4)$$

где d_m – наибольший наружный диаметр обсадной колонны (обычно наружный диаметр ее муфты); Δ – разность между диаметрами скважины и муфты обсадной колонны, мм.

внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны

$$d_{\text{пред}} = d_d + 2\Delta_v, \quad (5)$$

где Δ_v – радиальный зазор между долотом и внутренней поверхностью той колонны, через которую оно должно проходить при бурении скважины ($\Delta_v \geq 3 \dots 5$).

наружный диаметр предыдущей обсадной колонны

$$(d_n)_{\text{пред}} = d_{\text{пред}} + 2\delta \quad (6)$$

где δ – наибольшая возможная толщина стенки труб данной колонны, мм.

Расчетные значения диаметров долот уточняют по ГОСТ 20692–75, а обсадных

труб – по ГОСТ 632–80.

Минимально допустимая разность диаметров муфт обсадных труб и скважин приведена в табл. 24.

Таблица 24 – Размеры колонн, муфт и зазоров, мм

d_H	114,3	127,0	139,7	146,0	168,3	178,0	193,7	219,1	244,5
d_M	133	146	159	166	188	198	216	245	270
Δ	15	15	20	20	25	25	25	25	25
d_H	273,1	298,5	323,9	339,4	351,0	377,0	406,4	425,5	508
d_M	299	324	351	365	376	402	432	451	533
Δ	35	35	39-45	39-45	39-45	39-45	39-45	39-45	45

Диаметры шарошечных долот, выпускаемых промышленностью, приведены в табл. 24.

Таблица 24 – Диаметры долот

D _д , мм	112,0	120,6	132,0	139,7	146,0	151,0	165,1	190,5
D _д , мм	215,9	244,5	269,9	295,3	320,0	349,2	393,7	490,0

Определение высоты подъема тампонажного раствора за колонной

Направления и кондуктора цементируются до устья. В нижележащей части стратиграфического разреза цементированию подлежат.

- продуктивные горизонты, кроме запроектированных к эксплуатации открытым забоем;
- продуктивные отложения, не подлежащие эксплуатации, в том числе с непромышленными запасами;
- истощенные горизонты;
- водоносные проницаемые горизонты;
- горизонты вторичных (техногенных) скоплений нефти и газа;
- интервалы, сложенные пластичными породами, склонными к деформациям;
- интервалы, породы которых или продукты их насыщения способны вызывать ускоренную коррозию обсадных труб.

Высота подъема тампонажного раствора над кровлей продуктивных горизонтов, а также устройством ступенчатого цементирования или узлом соединения секций обсадных колонн, а также башмаком предыдущей обсадной колонны, в нефтяных и газовых скважинах должна составлять соответственно не менее 150 м и 500 м.

Все вышеуказанные интервалы цементирования объединяются в один общий. Разрыв сплошности цементного кольца по высоте за обсадными колоннами не допускается. Исключения составляют случаи встречного цементирования в условиях поглощения.

Общая проектная высота подъема тампонажного раствора за обсадными колоннами должна обеспечивать:

- превышение гидростатических давлений составного столба бурового раствора и жидкости затворения цемента над пластовыми давлениями перекрываемых флюидосодержащих горизонтов;
- исключение гидроразрыва пород или развитие интенсивного поглощения

раствора;

– возможность разгрузки обсадной колонны на цементное кольцо для установки колонной головки.

При ступенчатом цементировании, спуске колонн секциями нижние и промежуточные ступени обсадных колонн, а также потайные колонны должны быть зацементированы по всей длине.

Задания для работы на занятии

После ознакомления с методическими рекомендациями, построить совмещенный график давлений для выбора конструкции скважин на миллиметровой бумаге. Определить количество обсадных колонн спускаемых в скважину и соответствующие диаметры для каждой из них. Далее определить высоту подъема тампонажного раствора за колонной.

Задания выдаются индивидуально каждому по различным месторождениям Российской Федерации.

Вопросы для обсуждения:

1. Что понимают под конструкцией скважины?
2. Что такое несовместимые интервалы бурения?
3. С какой целью в конструкции скважины предусматриваются направление и кондуктор?
4. Алгоритм построения совмещенного графика давлений для выбора конструкции скважины.
5. Как определяется глубина спуска кондуктора?
6. Что такое потайная колонна?
7. Каким образом определяются диаметры обсадных колонн?
8. Каким образом определяется высота подъема тампонажного цемента за колонной?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 8

Оснастка обсадных колонн, назначение, конструкции

Цель: изучение назначения и конструкций основных элементов оснастки обсадных колонн.

Знания и умения, формируемые в ходе выполнения работы: умение применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа

Формируемые компетенции:

ПК-1 - способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности.

Актуальность темы: спуск обсадных колонн, секций и потайных колонн, как и проведение технологической операции, осуществляют с помощью специальных приспособлений и устройств, объединяющихся под общим названием элементов технологической оснастки.

Теоретическая часть

Элементы оснастки обсадных колонн представляют комплекс устройств, применяемый для успешного спуска обсадных колонн и качественного цементирования скважин, надежного разобщения пластов и нормальной последующей эксплуатации скважин.

Башмак с направляющей насадкой предназначен для оборудования нижней части обсадной колонны с целью повышения ее проходимости по стволу скважины и предупреждения повреждения нижней трубы при посадках. Башмаки присоединяют к нижней части обсадной колонны на резьбе или сварке. Направляющие насадки в основном изготавливают из чугуна или бетона. В промежуточных колоннах при последующем углублении ствола их разбуривают. Для обсадных колонн диаметром 351 мм и более в ряде случаев применяют башмаки с фаской без металлических направляющих насадок с целью исключения работ по разбуриванию металла на забое.

Башмачный патрубок с отверстиями применяют в тех случаях, когда существует опасность забивания промывочных отверстий направляющей насадки.

Характеристики башмаков представлены в таблице 25.

Таблица 25 - Технические характеристики башмаков обсадных колонн

Параметры	Шифр башмака				
	БКМ-140, БКМ-140 ОТТМ	БКМ-146, БКМ-146 ОТТМ	БКМ-168, БКМ-168 ОТТМ	БКМ-245, БКМ-245 ОТТМ	БКМ-324, БКМ-324 ОТТМ
Условный диаметр обсадных труб, мм	140	146	168	245	324
Наружный диаметр башмака, мм	159	166	188	270	351
Высота башмака, мм	296	298	303	378	390
Диаметр центрального отверстия, мм	70	70	80	120	160
Масса, кг	16	17	23	53	85

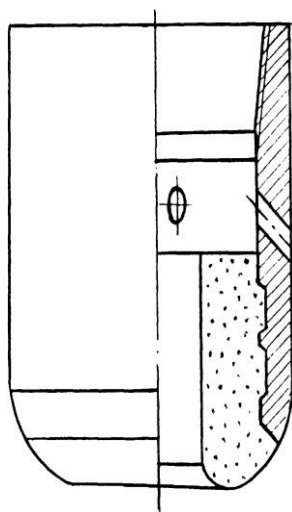


Рисунок 26 - Башмак колонный БКМ-146

Обратный клапан предназначен для предотвращения перетоков бурового или тампонажного раствора из заколонного пространства в обсадную колонну в процессе крепления скважины. Его монтируют в башмаке обсадной колонны или на 10-20 м выше

него. Обратные клапаны изготавливают корпусными и бескорпусными. По виду запорного элемента они делятся на тарельчатые, шаровые и имеющие шарнирную заслонку.

По принципу действия различают три группы обратных клапанов:

а) исключают перемещение жидкости из заколонного пространства в обсадную колонну при ее спуске в скважину;

б) обеспечивающие самозаполнение спускаемой обсадной колонны буровым раствором при определенном (задаваемом) перепаде давлений над клапаном и в заколонном пространстве, но исключают возможность обратной циркуляции раствора;

в) обеспечивающие постоянное самозаполнение обсадной колонны раствором при спуске в скважину и позволяющие ее промывку методом обратной циркуляции, они включаются в работу после доставки запорного элемента клапана с поверхности в его корпус.

Если возможны нефтегазоводопрооявления, но отсутствуют поглощения, то при креплении вертикальных и наклонно направленных скважин следует применять обратные клапаны соответственно первой и второй групп. При возможности поглощения и отсутствии проявления пластов целесообразно использовать клапаны третьей группы при креплении вертикальных и наклонно направленных скважин. Характеристики обратных клапанов представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Технические характеристики обратных клапанов

Наименование параметров	Шифр клапана					
	ЦКОДМ-140 ЦКОДМ-140 ОТТМ; ЦКОДМ-140 ОТТГ	ЦКОДМ-140 ЦКОДМ-140 ОТТМ; ЦКОДМ-140 ОТТГ	ЦКОДМ-140 ЦКОДМ-140 ОТТМ;	ЦКОДМ-245, ЦКОДМ-245 ОТТМ	ЦКОДМ-324, ЦКОДМ-324 ОТТМ	КОДГ-146
Максимальное рабочее давление, МПа	25	25	25	13	10	25

Наружный диаметр D, мм	159	166	188	270	351	166
Внутренний диаметр корпуса клапана D ₁ , мм	118,7	124,7	144,1	220	300	124,7
Диаметр шара d, мм	76	76	76	76	76	76
Высота клапана H, мм	360 (395)	360 (395)	360	400	405	385
Масса клапана, кг	17,8 (19,3)	19,4 (21)	24,4	60	92	18

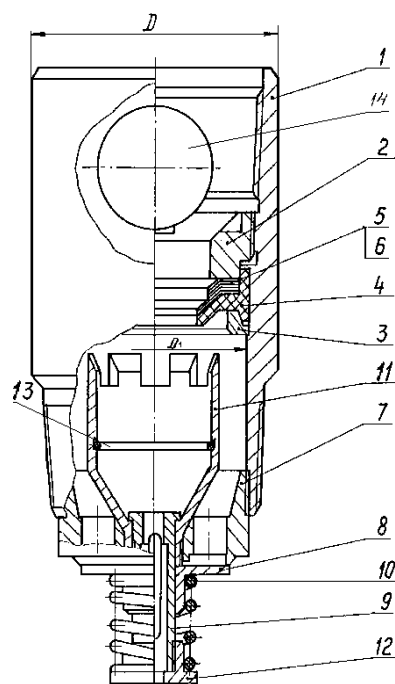


Рисунок 27 - Клапан обратный дроссельный

для горизонтальных скважин КОДГ:

1-корпус; 2-кольцо нажимное; 3-кольцо; 4-диафрагма;
5,6-набор разрезных шайб; 7-ограничитель; 8-пята; 9-дроссель;
10-пружина; 11-втулка; 12-упор; 13-кольцо уплотнительное; 14-шар

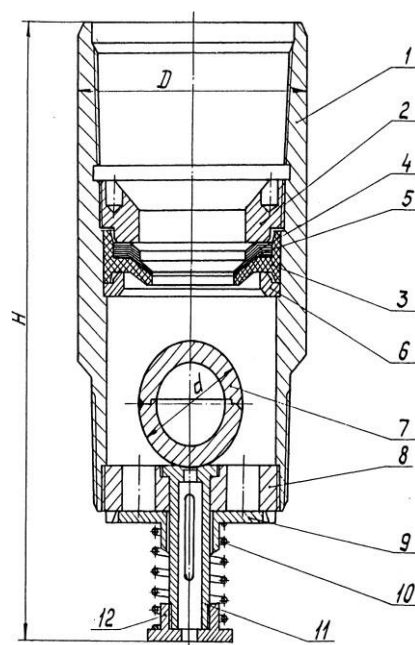


Рисунок 28 - Клапан обратный дроссельный

модернизированный ЦКОДМ:

1-корпус; 2-кольцо нажимное; 3-диафрагма;

4,5- набор разрезных шайб; 6-кольцо;
7-шар; 8-ограничитель; 9-пята; 10-пружина; 11-втулка; 12-упор

Головка цементирующая универсальная предназначена для обвязки устья при цементировании нефтяных и газовых скважин в одну и более ступеней с одновременным расхаживанием обсадных колонн, а также в случаях манжетного цементирования. Характеристика цементирующих головок представлена в таблице 27.

Таблица 27 - Технические характеристики цементирующих головок

Наименование показателей	ГЦУ-140 ГЦУ-146	ГЦУ-168	ГЦУ-178	ГЦУ-245
Условный диаметр, мм	140-146	168	178	245
Наибольшее рабочее давление, МПа	40	40	32	32
Внутренний диаметр головки, мм	130	144	153	209
Масса, кг	222	298	342	420

Упорное кольцо (кольцо "стоп") предназначено для получения четкого сигнала об окончании процесса продавливания тампонажного раствора при цементировании скважины. Его изготавливают из серого чугуна и устанавливают в муфте обсадной колонны на расстоянии 10-30 м от башмака.

Центраторы применяют для центрирования обсадной колонны в стволе скважины с целью равномерного заполнения кольцевого пространства тампонажным раствором/и качественного разобщения пластов. Кроме того, они облегчают процесс спуска обсадной колонны, уменьшая силу трения между обсадными трубами и стенками скважины, увеличивают степень вытеснения бурового раствора тампонажным, вследствие образования локальных завихрений восходящего потока раствора в зонах расположения центраторов, а также облегчают работу по подвеске хвостовиков и стыковке секций обсадных колонн в результате центрирования их верхних концов.

Центраторы по конструкции делятся на разъёмные и неразъёмные, пружинные и жесткие, а по характеру закрепления пружинных планок - на сварные и разборные. Их обычно устанавливают в средней части каждой обсадной трубы, т.е. в местах наибольшего изгиба.

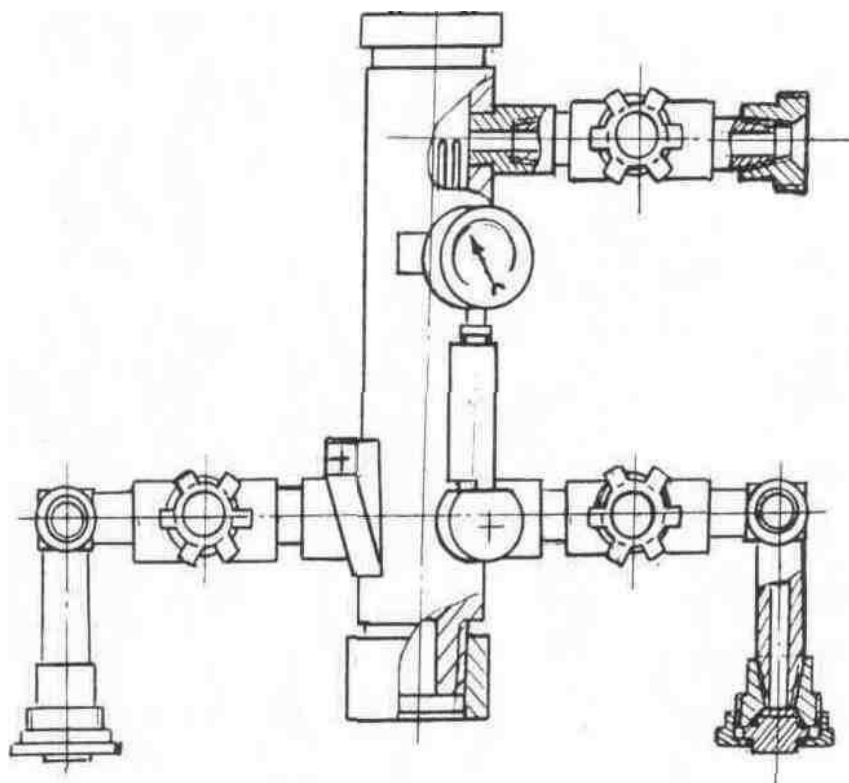


Рисунок 29 - Головка цементирующая

При креплении наклонно направленных скважин применение центраторов обязательно.

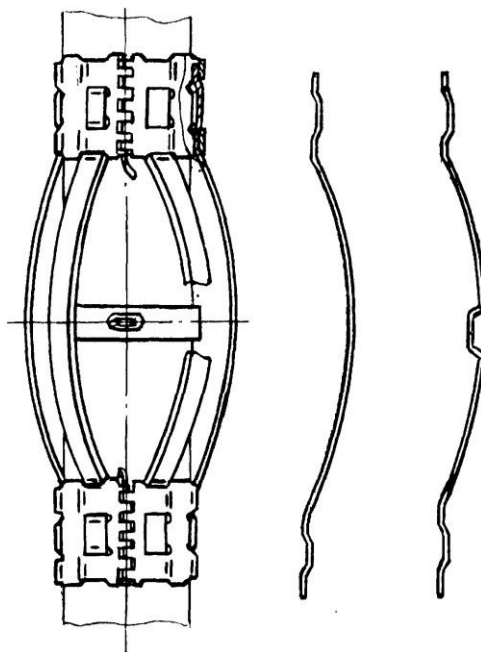


Рисунок 30 - Центратор типа ЦЦ

Скребки используют для разрушения корки бурового раствора на стенках

скважины при спуске обсадной колонны в процессе ее цементирования в целях получения прочного контакта цементного камня с горной породой. Проволочные скребки корончатого типа комплектуют упорным кольцом "стоп" с витым клином и устанавливают на обсадной колонне рядом с центратором, выше и ниже каждого из них. Допускаемая осевая нагрузка на ограничительное кольцо СК 1,18 тс. На рисунке 9.6 представлен скребок корончатого типа СК.

Основные параметры центраторов представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Основные технические параметры центраторов

Обозначение центратора	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Максимальная радиальная нагрузка, Н	Количество планок, шт	Масса, кг
ЦЦ-140/191-216-1	264	142	7850	6	9,0
ЦЦ-146/216-1	270	148	7850	6	9,2
ЦЦ-168/216-245-1	292	171	7850	6	10,5
ЦЦ-245/295-320-1	370	249	10450	8	15,0
ЦЦ-2-140/216	270	142	12000	6	8,0
ЦЦ-2-146/216	275	148	12000	6	8,4
ЦЦ-2-168/216	300	172	12000	6	9,9
ЦЦ-4-245/295	370	249	13500	8	14,2
ЦЦ-4-273/320	380	278	13500	8	15,2
ЦЦ-4-324/394	445	329	18000	10	18,7
ЦЦ-4-340/445	530	345	18000	10	20,3

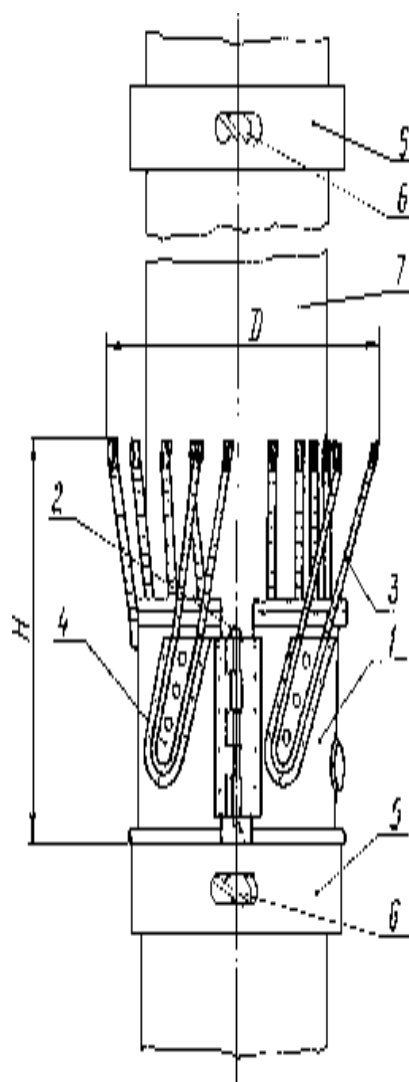


Рисунок 31 - Скребок корончатый типа СК:

1-корпус; 2-штифт; 3-скребущие элементы;

4-накладки; 5-стопорные кольца; 6-клинья; 7-обсадная труба

Турбулизаторы предназначены для завихрения восходящего потока тампонажного раствора в затрубном пространстве при цементировании скважины. Их устанавливают на обсадной колонне в зонах расширения ствола скважины на расстоянии не более 3 м друг от друга. Лопasti турбулизаторов могут быть металлическими или резиновыми (резина покрывается двумя слоями кордной хлопчатобумажной ткани). Угол наклона лопастей турбулизатора типа ЦТ к его вертикальной оси 30° ; допустимая осевая нагрузка на корпус 1,18 тс. На рисунке 32 представлены центраторы – турбулизаторы с упругими (ЦТ) и жесткими (ЦТГ) лопастями.

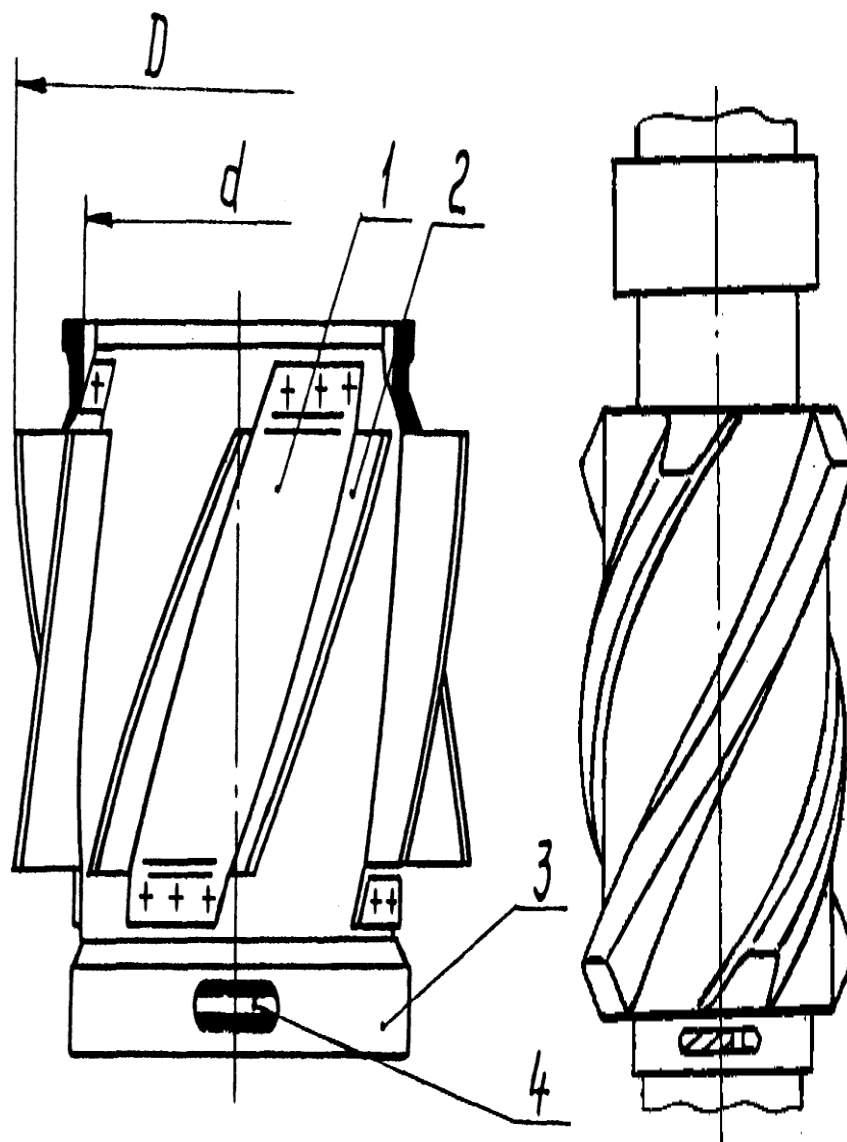
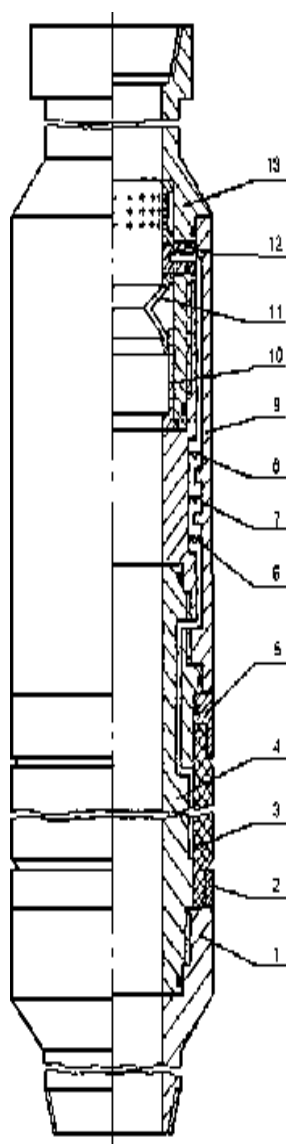


Рисунок 32 - Центраторы-турбулизаторы с упругими (ЦТ) и жесткими (ЦТГ) лопастями;
1-накладки; 2-упругие лопасти; 3-корпус; 4-винтовой клин.

Муфты ступенчатого цементирования применяют для крепления скважин в тех случаях, когда возникает необходимость подъема тампонажного раствора на большую высоту (до 3000 м и более). При оснащении обсадных колонн указанными муфтами становится возможным цементирование скважин в две ступени как с разрывом во времени между ступенями, так и без него. В стволе скважин их рекомендуется устанавливать в интервалах устойчивых непроницаемых пород и на участках, где отсутствуют уширения, каверны или желобообразования, а в наклонно направленных скважинах -также в вертикальной части ствола.

На рисунке 33 представлен пакер проходной гидравлический универсальный за колонный типа ППГУ.



- 1-присоединительный переводник;
- 2- стальная обойма;
- 3-рукав;
- 4-корпус уплотнительного узла;
- 5-стальная обойма;
- 6-клапан пакеровки-допакеровки;
- 7-уравнительный клапан;
- 8-предохранительный клапан;
- 9-корпус-патрубок;
- 10-втулка;
- 11-седло радиально-разжимное;
- 12-пробка полая срезная;
- 13-верхний присоединительный переводник

Рисунок 33 - Пакер проходной гидравлический универсальный за колонный типа ППГУ

На рисунке 34 представлены пробки ПДМ.

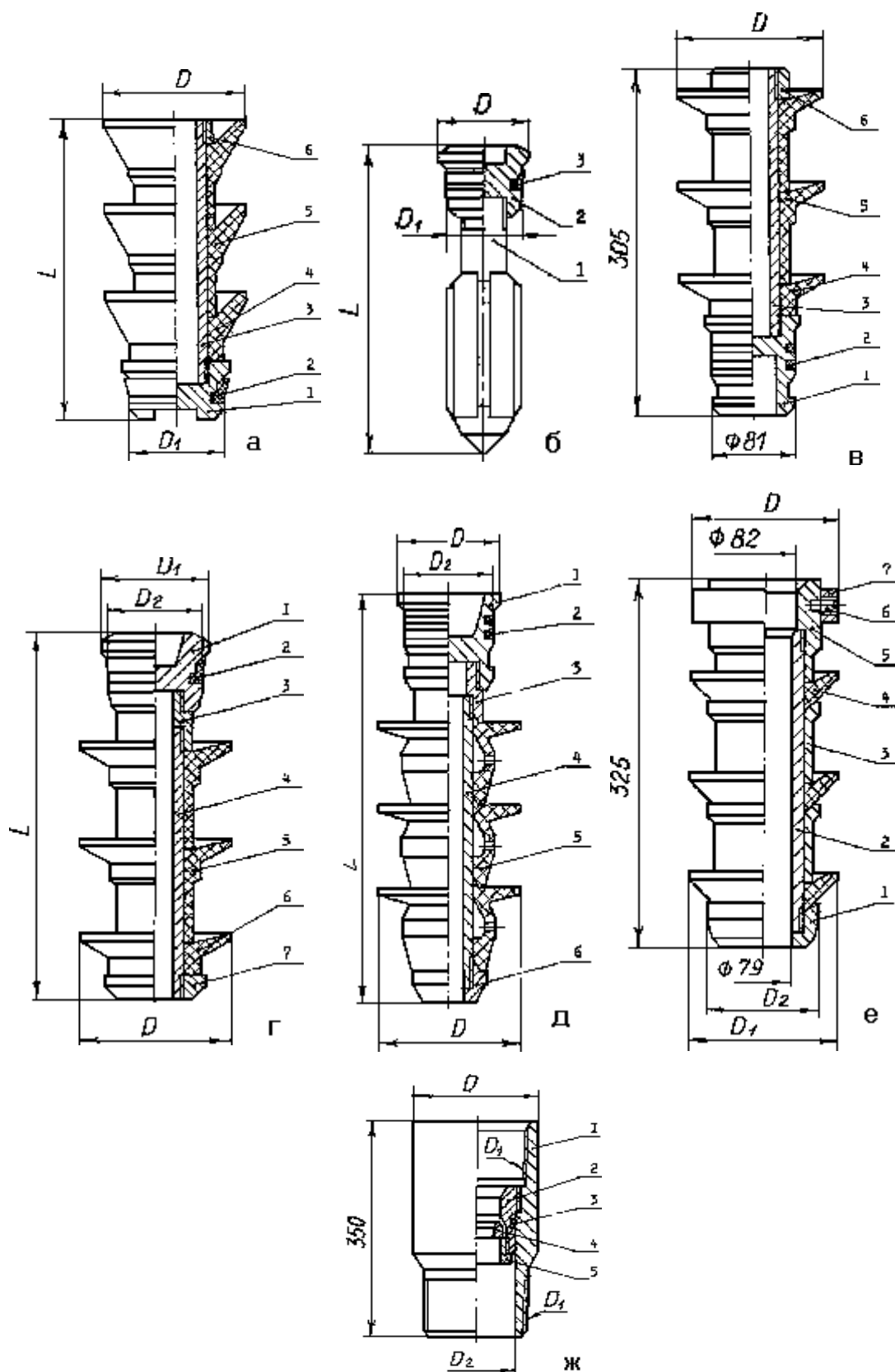


Рисунок 34 - Разновидности ПДМ: а - пробка ПДМ.050; б- пробка ПДМ.060; в- пробка ПДМ.070; г- пробка дополнительная ПДМ.070-01; д- пробка дополнительная ПДМ.070-02;е- пробка проточная ПДМ.090-01; ж- патрубок ПДМ.080

Разъединители хвостовиков и секций обсадных колонн предназначены для безопасного спуска на бурильных трубах и для цементирования потайных колонн (хвостовиков) или секций обсадных колонн и последующего отсоединения от них бурильных труб. Разъединители делятся на резьбовые (левая резьба) и безрезьбовые, к которым относятся кулачковые, замковые и штифтовые разъединители. Разъединители оснащены внутренним пакерующим узлом для обеспечения циркуляции жидкости через башмак потайной колонны или секции обсадной колонны после отсоединения обсадных труб от бурильных в разъединителе и цементирования их. Наличие секционной разъединительной пробки в разъединителях позволяет в процессе цементирования потайных колонн и секций обсадных колонн разобщать тампонажный раствор и продавочную жидкость.

Подвесные устройства применяют для подвешивания хвостовиков или секции обсадных колонн в стволе скважины с целью предотвращения их изгиба от действия собственного веса. Глубинную подвеску потайных колонн и секций обсадных колонн при креплении скважин производят тремя способами: на цементном камне, клиньях и опорной поверхности. Потайные колонны и секции обсадных колонн можно подвешивать на цементном камне в обсаженной и необсаженной частях ствола без ограничений их длины, глубины скважины и кольцевых зазоров, но при обязательном подъеме тампонажного раствора на всю длину цементируемой колонны.

Задания для работы на занятии

Студенту необходимо ознакомиться с основными элементами оснастки обсадных колонн.

Вопросы для обсуждения:

1. Что представляют собой элементы оснастки обсадных колонн?
2. Для чего необходим башмак?
3. Для чего предназначен обратный клапан?
4. Что такое цементирующая головка и для чего она предназначена?
5. Для чего необходимы центраторы, скребки и турбулизаторы?
6. Что такое муфта ступенчатого цементировки?
7. Для чего необходимы подвесные устройства?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 9

Гидравлический расчет цементировании обсадной колонны

Цель: научиться производить гидравлический расчет цементировании обсадной колонны.

Знания и умения, формируемые в ходе выполнения работы: умение применять профессиональную терминологию в области бурения, разработки месторождения, эксплуатации скважин, транспорта нефти и газа

Формируемые компетенции:

ПК-1 - способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности.

Актуальность темы: для того чтобы обеспечить качественное разобщение вскрытых бурением пластов необходимо произвести гидравлический расчет цементировании обсадной колонны.

Теоретическая часть

В процессе выполнения гидравлического расчета цементировании необходимо определить суммарную производительность цементирующего агрегата из условия обеспечения максимально возможной скорости восходящего потока, допустимого давления на цементирующую головку, допустимого давления на забое. Необходимо выбрать цементирующее оборудование и количество цементирующей техники.

При расчете принимаются следующие ограничивающие условия:

– допустимое давление на цементирующую головку:

$$P \leq \frac{P_y}{1,5}, \quad (1)$$

где P_y – допускаемое давление на устьевое оборудование.

– допустимое давление на забое:

$$P_z \leq \frac{P_{zn}}{1,2 \dots 1,25}, \quad (2)$$

где P_{zn} – давление гидроразрыва пород на забое скважины.

Исходя из конкретных геолого-технических условий и промысловой практики в данном районе принимается величина максимально возможной скорости восходящего потока к моменту окончания продавки, когда имеются наиболее неблагоприятные условия с точки зрения гидроразрыва пород.

В практике цементирования скважин $V = 0,1 \dots 3$ м/с, но чаще не превышает 2,2 м/с.

По рекомендации Аветисова скорость восходящего потока следует выбирать из условия, что градиент скорости по зазору в необсаженной части ствола скважины не превышал значения $\text{grad } V = (90 \pm 15) \text{ с}^{-1}$.

$$\text{grad } V = \frac{6 \cdot V}{D_c - d} \quad (3)$$

Отсюда

$$V = \frac{(d_c - d_n) \cdot \text{grad } V}{6} \quad (4)$$

Определяем максимальное ожидаемое давления на цементировочную головку в соответствии с принятой скоростью V .

$$P_z = P_m + P_k + P_{zc}, \quad (5)$$

где P_m – гидравлические потери в трубах, Па; P_k – гидравлические потери в кольцевом пространстве, Па; P_{zc} – разность гидравлических сопротивлений в обсадной колонне и в кольцевом пространстве, Па.

$$P_{zc} = g(\rho_{bp} - \rho_{np})(L_c - l_u) + g(\rho_{mp} - \rho_{np})(l_u - h_c). \quad (6)$$

При определении потерь в трубах и кольцевом пространстве, учитывая постоянное течение тампонажного и бурового растворов, воспользуемся формулой Дарси-Вейсбаха.

$$P_m = \frac{8}{\pi^2} \cdot \lambda \cdot \frac{L_c \cdot \rho_{mp} \cdot Q_2}{d_6^5} \quad (7)$$

$$P_k = \frac{8}{\pi^2} \cdot \lambda \cdot \frac{L_c \cdot \rho_{mp} \cdot Q^2}{(d_c - d_n)^3 (d_c + d_n)^2} \quad (8)$$

где λ – коэффициент гидравлических сопротивлений, $\lambda = 0,035$.

Расход

$$Q = V \cdot 0,785 (d_c^2 - d_n^2). \quad (9)$$

Максимальное ожидаемое давление на забое скважины

$$P_z = P'_{zc} + P_k, \quad (10)$$

где P'_{zc} – давление составного столба в кольцевом пространстве, Па.

$$P'_{zc} = g \cdot \rho_{\delta p} \cdot (L_c - l_u) + g \cdot \rho_{mp} \cdot l_u. \quad (11)$$

Проверяем расчетные зависимости P_2 и P_3 из ограничивающих их условий.

В случае не выполнения одного из неравенств, следует скорректировать величину скорости восходящего потока V и произвести повторный расчет до выполнения условий (6) и (7).

В соответствии расчетными значениями Q и P_2 выбирается тип цементируемых агрегатов, число которых n_1 определяется из соотношения

$$n_1 = \frac{Q}{q}, \quad (12)$$

где q – производительность одного агрегата при давлении $\geq P_2$.

Потребное количество цементосмесительных машин n_2 определяется по суммарной массе сухого тампонажного материала

$$n_2 = \frac{G}{G_{\delta}}, \quad (13)$$

где G – потребная суммарная масса сухого тампонажного материала, т; G_{δ} – вместимость бункера смесителя, т.

Задания для работы на занятии

Ознакомившись с методическими рекомендациями произвести гидравлический расчет обсадной колонны. Задания выдаются преподавателем индивидуально каждому студенту.

Вопросы для обсуждения:

1. Какие ограничивающие условия принимаются при расчете?
2. Чем регламентируется скорость восходящего потока тампонажного раствора?

ЛИТЕРАТУРА

Основная литература

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник для студентов вузов. – В 5 т. Т. 2 / под общ. ред. В.П. Овчинникова. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – 484 с.

Дополнительная литература

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: [Текст] учеб. для вузов /А. Н. Попов, А. И. Спивак, Т. О. Акбулатов и др.; под общей ред. А. И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
2. Ганджумян, Р. А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин [Текст] : справочное пособие / А. Г. Калинин, Б. А. Никитин; под ред. А. Г. Калинина. – ОАО «Издательство «Недра», 2000. – 489 с.
3. Инструкция по расчету бурильных колонн. АООТ «ВНИИТнефть». М., 1997. Согласована с Госгортехнадзором России, № 10-13/298 от 11.06.97.
4. Маковей, Н. Гидравлика бурения: учебник [Текст] / Н. Маковей. – М.: Недра, 1986.
5. Абубакиров, В. Ф. Буровое оборудование : справочник в 2-х т. / В. Ф. Абубакиров, В. Л. Архангельский, Ю. Г. Буримов. – М. : Недра, 2000. – Т. 1.
6. Подгорнов, В. М. Заканчивание скважин: учебник / В. М. Подгорнов; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, Ч. 1, Формирование крепи скважины. - М.: МАКС Пресс, 2008. - 264 с.: ил. - Библиогр.: с. 240-243. - ISBN 978-5-317-02648-6
7. Подгорнов, В. М. Заканчивание скважин: учебник / В. М. Подгорнов; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, Ч. 2, Формирование призабойной зоны скважины. - М. : Недра, 2008. - 253 с. : ил. - Библиогр.: с. 251-253. - ISBN 978-5-8365-0320-8
8. Басарыгин Ю. М.Закачивание скважин: Учеб. пособие. - М.:Недра-Бизнесцентр,2000. - 670с. - Библиогр.: с.668

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по организации и проведению
самостоятельной работы

Строительство нефтяных и газовых скважин

для студентов направления подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело направленность
(профиль) «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Ставрополь 2026

Методические рекомендации предназначены для студентов вуза «Северо-Кавказский федеральный университет»

Цели методических рекомендаций:

1. Методическое сопровождение процесса введения и реализации требований Федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (далее ФГОС ВО), помощь при разработке рабочих учебных программ дисциплин и профессиональных модулей образовательной программы (далее ОП).

2. Создание в образовательном учреждении учебно-методического обеспечения образовательного процесса.

Методические рекомендации определяют сущность самостоятельной работы студентов в вузе, её назначение, планирование, формы организации и виды контроля.

Содержание

- 1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО.**
- 2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.**
- 3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.**

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО

1.1. ФГОС раздел: «Требования к условиям реализации ОП»:

– Требования к обязательному минимуму содержания образовательной программы подготовки специалиста, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим федеральным государственным образовательным стандартом;

– основная образовательная программа подготовки специалиста состоит из дисциплин общенаучного и профессионального циклов, состоящих из базовой и вариативной частей и дисциплин по выбору;

– максимальный объем учебной нагрузки студента устанавливается 54 часа в неделю, включая все виды аудиторной и внеаудиторной (самостоятельной) учебной работы.

Во время самостоятельной подготовки обучающиеся должны быть обеспечены доступом к сети Интернет. Реализация образовательной программы подготовки специалиста должна обеспечиваться доступом каждого студента к библиотечным фондам и базам данных, формируемым по полному перечню дисциплин образовательной программы из расчета обеспеченности учебниками и учебными пособиями не менее 0,5 экземпляра на одного студента. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем циклам дисциплин и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля

Объем времени, отведенный на внеаудиторную самостоятельную работу, находит отражение:

- в рабочем учебном плане – в целом по теоретическому обучению, каждому из циклов дисциплин;
- в рабочих программах учебных дисциплин циклов дисциплин с распределением по разделам или конкретным темам.

2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.

Самостоятельная работа проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, совершенствованию и самоорганизации;
- формирования практических (общеучебных и профессиональных) умений и навыков;
- развитию исследовательских умений.

В учебном процессе ОУ выделяются два вида самостоятельной работы:



Внеаудиторная самостоятельная работа - планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

- соотнесение содержания контроля с целями обучения;
- объективность контроля;
- валидность контроля (соответствие предъявляемых заданий тому, что предполагается проверить);
- дифференциацию контрольно-измерительных материалов.

Формы контроля самостоятельной работы

1. Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.
2. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.
3. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.
4. Тестирование.
5. Письменный опрос.
6. Устный опрос.
7. Индивидуальное собеседование.
8. Коллоквиум.
9. Отчет о проделанной работе.
10. Защита рефератов или курсовой работы.
11. Творческий конкурс.
12. Интернет - конференции.
13. Контрольная работа.

Критерии оценки результатов самостоятельной работы

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- уровень освоения студентами учебного материала;
- умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- формирование набора из общекультурных и профессиональных компетенций будущего специалиста;
- умения студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;
- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;
- умение четко сформулировать проблему, предложив ее решение, критически оценить решение и его последствия;
- умение показать, проанализировать альтернативные возможности, варианты действий;
- умение сформировать свою позицию, оценку и аргументировать ее.

Содержание внеаудиторной самостоятельной деятельности студентов

Методические указания для студентов по выполнению самостоятельной работы:

1. Подготовка к лекциям
2. Подготовка к практическим занятиям