

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования**  
**«ЮГОРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**  
**Индустриальный институт**  
Направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

## **ОСЛОЖНЕНИЯ И АВАРИИ В БУРЕНИИ**

Методические указания к выполнению практических работ по дисциплине:  
«Осложнения и аварии в бурении» для слушателей программы  
переподготовки «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Нефтеюганск, 2024

Осложнения и аварии в бурении: методические указания к практическим занятиям для слушателей программы переподготовки «Бурение нефтяных и газовых скважин»/сост. А. П. Янукян; Югорский государственный университет. – 38 с.

### **Аннотация**

Методические указания к практическим работам по дисциплине: «Осложнения и аварии в бурении» предназначены для слушателей программы переподготовки «Бурение нефтяных и газовых скважин».

В методических указаниях представлены необходимые теоретические сведения, приведены требования, предъявляемые к практическим работам, приведены задания по вариантам.

СОДЕРЖАНИЕ		
	Введение.....	4
1	Определение зон совместимых условий бурения.....	6
2	Поглощение буровых и тампонажных растворов.....	16
2.1	Оценка размеров каналов поглощения бурового раствора по фракционному составу шлама.....	16
2.2	Выбор наполнителей для предупреждения и ликвидации поглощений буровых и тампонажных растворов.....	18
3	Аварии с бурильной колонной.....	23
3.1	Определение глубины обрыва бурильной колонны по гидравлическому индикатору веса.....	23
3.2	Изучение ловильного и вспомогательного инструмента для ликвидации аварии и технологии их использования.....	25
3.3	Определение допустимых усилий при расхаживании прихваченной бурильной колонны.....	27
3.4	Расчет допустимого угла (числа оборотов) при закручивании неприхваченной части бурильной колонны.....	28

## ВВЕДЕНИЕ

Значительную долю инвестиционных и капитальных затрат нефтегазовых компаний при разработке и обустройстве месторождений, а также при проведении геологоразведочных работ приходится на бурение скважин. С каждым годом всё больше бурится скважин на глубокие горизонты со сложными по конструкции обсадными колоннами. Технологии бурения усложняются, риски и вероятности аварий, несмотря на постоянное совершенствование техники и технологии бурения всё равно остаются высокими. Бурение поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин без осложнений и аварий возможно, только при соблюдении требований современных технологий бурения в сложных горно-геологических условиях. Особое место в этих вопросах занимают методы прогнозирования осложнений, поскольку целесообразнее предупредить возможные поглощения, флюидопроявления и др. виды осложнений, чем их ликвидировать. Технологические мероприятия, проводимые по предупреждению возникновения осложнений, и принятие правильных технологических решений при их ликвидации в первую очередь зависят от уровня квалификации специалистов, занимающихся технологией бурения.

Анализ показывает, что осложнения в процессе бурения нередко способствуют возникновению аварий, поэтому предупреждение и ликвидация осложнений весьма актуально. Работа по предупреждению осложнений и аварий начинается со сбора, анализа и систематизации информации по опыту строительства скважин, анализа свежей геологической информации, при проектировании необходимо вести авторский надзор и использовать результаты.

Работа 1 посвящена важной теме "Определение зон совместимых условий бурения", которая является определяющим звеном в проектировании буровой скважины. Работы 2.1 и 2.2 закрепляют знания обучающихся, изучающих такое осложнение, как поглощение буровых растворов. Обучающиеся получают возможность изучить метод оценки размеров каналов поглощения, что является одним из основных факторов, с помощью которых определяется метод ликвидации поглощения, на основе полученных данных по размеру каналов поглощения выбираются инертные наполнители (работа 2.2).

Темы работ 3.1, 3.2 относятся к разделу "Аварии с элементами буровой колонны". Обучающиеся учатся определять глубину обрыва буровой колонны с помощью показаний индикатора веса, изучают ловильный и вспомогательный инструмент для ликвидации аварий. Прихваты буровых и обсадных колонн являются наиболее распространенным видом аварий. Предупреждению и ликвидации прихватов посвящены работы раздела 4. При первых признаках прихватов буровых колонн приступают к расхаживанию колонны и отбивке прихвата ротором. Определение допустимых усилий при расхаживании и допустимого угла (числа оборотов)

при закручивании неприхваченной части колонны посвящены соответственно работы 3.3 и 3.4.

## **ПОДГОТОВКА К ВЫПОЛНЕНИЮ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ**

Практические выполняются слушателями под руководством преподавателя. Необходимым инструментами при выполнении работ являются карандаш, ручка, линейка, транспортир, циркуль, ножницы, калькулятор инженерный. Работы выполняются по вариантам.

## **ОФОРМЛЕНИЕ ПРАКТИЧЕСКИХ РАБОТ**

В результате практических работ оформляется альбом эскизов ловильного инструмента и технических средств для ликвидации аварий. Альбом оформляется на писчей бумаге стандартного формата А4 на одной стороне листа, которые сшиваются в скоросшивателе или переплетаются. Титульный лист оформляется аналогично, как и для лабораторных работ.

## Практическая работа №1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗОН СОВМЕСТИМЫХ УСЛОВИЙ БУРЕНИЯ

Выделение в геологическом разрезе зон с совместимыми условиями бурения является главным этапом в проектировании буровой скважины. Зоны с несовместимыми условиями бурения считаются таковыми в случае, если при выходе из зоны I в зону II в последней возникнут или поглощения бурового раствора или проявления неустойчивости горных пород или нефтегазопроявления. Для предотвращения осложнения необходимо изменение плотности промывочной жидкости, для того, чтобы продолжать бурение в зоне II с буровым раствором с измененной плотностью и не допустить осложнений в зоне I, ее необходимо изолировать от других зон спуском обсадной колонны и ее цементированием. Граница раздела зон I и II является глубиной установки башмака обсадной колонны.

Выделение зон с совместимыми условиями бурения производится построением совмещенного графика давлений пластового и гидроразрыва пород в координатах глубина - эквивалент градиента давлений. Для определения эквивалента градиентов давлений необходимо величину давления разделить на давление столба пресной воды такой же высоты.

Пример. Используя исходные данные по литологической характеристике разреза, осложнениям (рис. 1), величинам пластовых давлений и давлений гидроразрыва пластов (давления поглощения раствора) (табл. 1) построить совмещенный график давлений, определив зоны несовместимых условия бурения, плотность бурового раствора и глубины спуска обсадных колонн.

Таблица 1

Исходные данные для расчётов

Глубина, м	Пластовое давление, МПа	Глубина, м	Давление гидроразрыва (давление поглощения), МПа
200	-	200	4,0
500	5,0	800	16,0
1000	10,0	1000	17,0
1300	13,0	1300	22,1 (18,0)*
1900	20,0	1900	31,3
2500	25,0	2500	40,0 (36)
2800	26,6	2800	44,8

\*примечание: в скобках указано давление поглощения.



Определение зон несовместимых условий бурения производится в следующем порядке. Выделение интервалов геологического разреза по пластовым давлениям. По нашим данным в разрезе 4 интервала (табл. 2).

Таблица 2

Выделение интервалов геологического разреза по пластовым  
давлениям

Номер интервала	1	2	3	4
Интервал по глубине, м	0-1300	1300-1900	1900-2500	2500-2800
Пластовое давление, МПа	13	20,0	25,0	26,6

Определяем значение эквивалентов градиентов пластовых давлений для каждого интервала по формуле  $P_{пл} = 0,01 \cdot H$ , где  $H$  - глубина.

Например, интервал 1 -  $13,0 / (0,01 \cdot 1300) = 1,0$ .

Выделяем интервалы разреза по давлению гидроразрыва (табл. 3).

Таблица 3

Выделение интервалов геологического разреза по давлению  
гидроразрыва

Номер интервала	1	2	3	4	5	6
Интервал по глубине, м	0-800	800-1000	1000-1300	1300-1900	1900-2500	2500-2800
Давление гидроразрыва, МПа	16,0	17,0	22,1 (18)	31,3	40,0 (36)	44,8

Рассчитываем значения эквивалентов градиентов давлений гидроразрыва пластов (поглощений бурового раствора) для каждого интервала.

Исходные данные с литологией геологического разреза, осложнениями и пластовыми давлениями и давлениями гидроразрыва пластов приведены в табл. 4 и 5.

Таблица 4

Исходные данные  
Номер варианта

Глубина скважины, м	0		1		2		3		4	
	Литология	Осложнения	Литология	Осложнения	Литология	Осложнения	Литология	Осложнения	Литология	Осложнения
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
-500	0-400 м пески, глины	Осыпи	0-130 м пески, глины	Обвалы	0-220 м пески, глины		0-420 м пески, глины		0-230 м пески, алевролиты, глины	
	400-700 м глины		130-500 м пески, глины, алевролиты		220-990 м глины, алевролитовые		420-1265 м глины опоконидные		230-850 м глины, песчаники, алевролиты	800-850 м поглощения
	700-900 м песчаники	Поглощения	500-900 м глины		990-1170 м пески, песчаники, глины	Поглощения			850-1150 м пески, алевролиты, глины	
-1000	900-1500 м, алевролиты, алевролиты	Поглощения	900-1100 м песчаники	Поглощения	1170-1670 м, песчаники, алевролиты, глины		1265-1700 м песчаники, алевролиты, глины	1265-1300 м поглощения	1150-1400 м, песчаники, пески	

Продолжение табл. 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
-1500	1500-1700 м, песчаники	Поглощения	1100-1750 м, глины		1670-1800 м, песчаники		1700-2060 м, песчаники		1400-1450 м, аргиллиты	
-2000	1700-3000 м, глины		1750-2000 м, песчаники	Поглощения	1800-2140 м, аргиллиты, алевролиты		2060-2560 м, песчаники, глины	2060-2100 м, поглощения	1450-2000 м, песчаники	1800-2000 м, поглощения
			2000-2700 м, глины		2140-2540 м, песчаники, алевролиты		2560-2850 м, аргиллиты			
-2500			2700-3000 м, песчаники		2540-2900 м, аргиллиты, песчаники, алевролиты	2540-2650 м, газопроявления		2850-3100 м, песчаники, аргиллиты	Газопроявления	
-3000	3000-3500 м, песчаники, алевролиты	3000-3100 м, поглощения	3000-3200 м, алевролиты, песчаники	Нефтегазопроявления					2000-3400 м, известняки, мергели	
-3500	3500-3900 м, глины, алевролиты								3400-3700 м, песчаники, известняки, доломиты	Нефтепроявления
-4000										

## Номер варианта

Глубина скважины, м	5		6		7		8		9	
	литология	осложнения	литология	осложнения	литология	осложнения	литология	осложнения	литология	осложнения
-500	0-200 м пески, глины		0-400 м пески, глины		0-120 м пески, глины		0-600 м пески, глины		0-400 м глины	
	200-600 м опок ки, песчаники, глины		400-900 м, глины, алевролиты		130-900 м песчаники, глины, алевролиты		600-700 м, песчаники	Поглощения	400-1000 м пески, глины	
	600-1200 м глины, алевролиты песчаники		900-1100 м глины		900-1030 м песчаники	Поглощения	700-1000 м, глины			
-1000	1200-1300 м, глины	Поглощения	1100-1350 м песчаники	Поглощения	1030-1670 м, аргиллиты песчаники		1000-1400 м, глины, мергели		1000-1800 м, песчаники	900-1000 м, поглощения

Окончание табл. 4										
Глубина скважины, м	5		6		7		8		9	
	литология	осложнения	литология	осложнения	литология	осложнения	литология	осложнения	литология	осложнения
-1000	1300-1600 м, песчаники, алевролиты		1350-1650 м, глины							
-1500	1600-2000 м, туфопесчаники		1650-1850 м, песчаники, алевролиты,	Поглощения	1630-3000 м, песчаники, аргиллиты, алевролиты	2000-2200 м, поглощения	1400-2500 м, известняки, песчаники		1800-2000 м, песчаники	
-2000	2000-2500 м, доломиты, глины	2000-2100 м, поглощения	1850-2500 м, глины						2000-2200 м, глины	
-2500	2500-3600 м, известняки		2500-2900 м, аргиллиты						2200-2700 м, песчаники	Поглощения
-3000		3400-3500 м, газопрооявления	2900-3800 м аргиллиты, алевролиты		3000-3100 м, аргиллиты, битумин		2900-3200 м, мергели		2700-3200 м, глины	
					3100-3350 м, известняки	Поглощения	3200-3500 м, известняки			

Таблица 5

## Исходные данные

Глубина, м	0		1		2		3		4	
	пластовое давление, МПа	давление гидро-разрыва, МПа	пластовое давление, МПа	давление гидро-разрыва, МПа						
-500	5,0	300 м 6,0	5,5	10,0	5,0	10,0	5,5	11,0	5,0	11,0
-1000	10,0	700 м 12,0	10,0	900 м 16(14)	11,0	990 м 17(15)	11,0	1265 м	10,0	800 м. 13(11)
-1500	16,0	27,0 (20,0)	17,0	1750 м -29,0 (25,0)	-18,0	1670 м 28(22)	16,0	21(16) 28,0	17,0	28,8
-2000	2100 м -25,0	40,0	1800 м -19,0			24,0	41,0	23,0	2060 м -35,0 (30,0)	24,0
-2500		48,0	27,0	47,0	52,0	60,0	26,0	48,0	27,0	47,0
-3000	36,0	57,0 (42,0)	62,0	72,0	2900 м 36,0	60,0		3100 м -59	36,0	55,0
-3500	33,0	59,0	3400 м -39,0	3700 м -61,0				3400 м -75		80,0
-4000	3900 м 40,0	3900 м 81,0	45,0							

Окончание табл. 5

Глубина, м	5		6		7		8		9	
	пластовое давление, МПа	давление гидро-разрыва, МПа								
		200 м								
		4,0								
-500	5,5		5,0	10,0	5,0	10,5	5,5	11,0	5,0	10,5
								600 м		
								11(10)		
-1000	10,0	17,0	11,0	1100 м	11,0	900 м	12,5		9,5	900 м
		(12,0)		-18		17(14)				16
				(15)						(13)
-1500	15,5	27,0	17,0	1650 м	18,0	29,0	16,5		17,0	28,0
				-28						
				(24)						
			1800 м							
			-19							
-2000	25,0	35,0		34,0	25,0	35,0	23,5	34(30)	23,0	2200 м
		(30,0)				(30)				33
										(29)
-2500	27,0	48,0	29,5	49,0	52,0	60	26,5	50,0	31,0	49,0
-3000	35,0	60	34,0	58,0	36,0		34,5	59,0	35,0	60,0
						3100 м				
						57				
						(42)				
	3400 м									
-3500	-75	82,0	76,0	62,0	40,0		45,0	81,0	72,0	3600 м
										83,0
					3900 м					
					-41,0	80,0				
-4000										

Эти значения эквивалентов градиентов давлений гидроразрыва и давлений поглощения бурового раствора наносим на график.

Пунктиром показаны давления, при которых возникают поглощения раствора. Параллельно оси ординат строим линии КМ, RN, ОР, которые проводим касательно к крайним точкам кривой эквивалентов градиентов давлений поглощений бурового раствора. Эти линии определяют граничные условия по давлениям гидроразрыва.

Таким образом, нами получены зоны АВКМ, СДРН, ЕФРО, условия бурения в которых совместимы. Определение этих зон позволило наметить пределы изменения плотности бурового раствора в каждой зоне.

Окончательный выбор плотности раствора производится в соответствии с требованиями работы [16]. Превышение гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым должно составлять:

- для скважин глубиной до 1200 м – 10 %, но не более 1,5 МПа;
- для скважин глубиной свыше 1200 м – 5 % , но не более 2,5 МПа.

Глубина спуска обсадной колонны принимается на 10-20 м выше границы раздела смежных зон с несовместимыми условиями бурения. Окончательный выбор глубины установки башмака обсадной колонны определяется с учетом ряда дополнительных факторов [23].

Контрольное задание. Построить совмещенный график давлений с целью определения зон с совместимыми условиями бурения. Исходные данные с литологией геологического разреза, осложнениями и пластовыми давлениями и давлениями гидроразрыва пластов приведены в табл. 4 и 5.

## **Практическая работа №2 ПОГЛОЩЕНИЕ БУРОВЫХ И ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ**

### **2.1. Оценка размеров каналов поглощения бурового раствора по фракционному составу шлама**

Цель исследования - определение размеров каналов поглощающего пласта по анализу фракционного состава шлама, выносимого из скважины при бурении до и во время поглощения. Методика основывается на предположении, что размеры каналов поглощения пропорциональны, размерам частиц шлама, которые уносятся в пласт.

Предполагается, что в каналы поглощения попадают частицы шлама, диаметр которых в 2-3 раза меньше поперечных размеров каналов.

Для оценки размеров частиц поглощаемого шлама необходимо отобрать 2-3 пробы шлама до вскрытия поглощающего пласта, во время его бурения и после поглощения. Отбор шлама производится в середине рейса. При отборе каждой пробы ситовый шламоотборник 5-10 раз устанавливаются в желобе непосредственно около устья скважины. Через 30 с шламоотборник извлекается. Пробу шлама промывают, просушивают и взвешивают. При отборе проб необходима корректировка их привязки к глубине с учетом времени транспорта шлама от забоя к устью. Из каждой подготовленной пробы делают навески по 1 кг. Отобранный шлам подвергают ситовому анализу на установке, состоящей из набора сит с размерами отверстий 10, 7, 5, 3, 2, 1 и 0,5 мм. Каждая навеска просеивается через набор сит в течение 3 минут. Сравнивают результаты анализа шлама, отобранного до вскрытия зоны поглощения, во время поглощения и после поглощения. Цель сравнения - определение размера фракции, содержание которой уменьшилось на максимальную величину. По этим данным ориентировочно определяет размеры каналов поглощающего пласта. Учитывается, что если поглощающий канал представлен коллектором трещиноватого типа, то диаметр частиц поглощаемого шлама ориентировочно в 2 раза меньше размера трещин. В остальных случаях соотношение размеров частиц шлама и канала принимается равным 1/3. В случае полной потери шлама в поглощающих каналах размер их засчитывается по величине ячеек сита, через который проходит 90 % пробы шлама, отбираемого до вскрытия поглощающего пласта.

Данные по ситовому анализу шлама сводятся в таблицу, форма которой приведена в примере. По этим данным определяется среднее значение для каждой фракции.

Пример [14]. Определение размеров каналов поглощения проводилось на скв. 59 Валанжинской площади. Были отобраны три пробы шлама: до поглощения с глубины 2100 - 2106 м, во время поглощения с глубины 2106 - 2108 м и после проведения изоляционных работ с глубины 2220 - 2240 м.

После проведения лабораторных исследований и определения сред-

них значений для каждой фракции шлама, результаты ситового анализа шлама выглядели следующим образом (табл. 6).

Таблица 6

Результаты ситового анализа шлама

Время отбора	Среднее значение фракций, %							
	0,25	0,5	1	2	3	5	7	10
До поглощения	27,35	8,85	13,17	15,15	15,15	6,50	6,15	5,00
Во время поглощения	51,05	3,43	5,22	7,34	11,60	6,97	9,47	5,5
После поглощения	32,75	8,82	13,15	14,75	10,95	5,95	4,50	2,50

Видно, что пробы, отобранные во время поглощения, состоят из фракций со средним размером 3 мм и более. Таким образом, унесены в пласт частицы шлама размером 2 мм и менее. Следовательно, величина раскрытия поглощающих каналов равна  $4 \div 6$  мм (рис. 2).



Рис. 2. Гистограмма распределения фракций шлама

Контрольное задание. Определить размеры каналов поглощения по изучению фракционного состава шлама (табл. 7).

Таблица 7

Результат ситового анализа по вариантам

Время отбора шлама	Средние значения фракций, %								Номер варианта
	0,25	0,5	1	2	3	5	7	10	
До поглощения	32,5	5	6	18	19	6	7,5	6	1
	31	9	12	15	15	8	5	5	2
	31	9	12	15	16	8	5	5	3
	6	5	4	17	22	23	9	4	4
	30	20	24	10	6	5	5	-	5
	32	6	6	17	20	6	7	6	6
	16	6	5	16	23	22	8	4	7

	30	8	12	16	15	8	6	5	8
	29	10	10	16	15	9	5	6	9
	31	6	6	17	21	7	6	6	10
Во время поглощения	23	3	1,5	9	18,5	10	13	22	1
	26	8	10	6	16	11	11	12	2
	35	8	7	7	8	9	11	14	3
	5	4	3	14	11	13	20	22	4
	20	15	12	4	12	22	15	-	5
	10	5	5	9	20	23	18	16	6
	4	3	3	13	12	14	21	30	7
	24	8	9	6	17	12	11	13	8
	33	8	6	7	9	8	12	15	9
	10	4	4	10	21	22	19	10	10

Построить гистограммы распределения фракций шлама до и после вскрытия зоны поглощения и определить размеры трещин (каналов) поглощения.

## **2.2. Выбор наполнителей для предупреждения и ликвидации поглощений буровых и тампонажных растворов**

Для устранения поглощений буровых и тампонажных растворов в них вводят некоторое количество специальных волокнистых, пластинчатых (чешуйчатых) и зернистых (гранулированных) материалов, называемых инертными наполнителями. За рубежом добавки наполнителей в буровой раствор в 90 % случаев поглощений дают положительный эффект. Намывом наполнителей изолируются 75 % поглощений в Татарии, на месторождениях которой проблема ухода растворов в поглощающие пласты возникает на каждой буровой скважине. В объединении "Башнефть" с помощью наполнителей полностью изолируют 60 % всех зон поглощений, а в 40 % интенсивность поглощения снижается или эффекта нет. Правильный выбор наполнителей имеет решающее значение для эффективности ликвидации поглощения. В случае если фракционный состав наполнителя и диаметр его частиц не соответствуют размеру и форме поглощающих каналов, ликвидировать поглощение или снизить его интенсивность нередко не удастся. Наполнитель в виде пробок накапливается у входа в поглощающие каналы (диаметр частиц больше необходимых размеров) или наблюдается полный уход наполнителя с раствором в поглощающие каналы (диаметр частиц наполнителя меньших размеров).

Практика работ показала, что применение наполнителя зернистой (гранулярной) формы дает эффект прекращения поглощения в случае, если ширина канала не превышает удвоенного диаметра зерна (гранулы). Диаметр круглых каналов не должен превышать 3-х диаметров зерен (гранул).

В практике для выбора размеров частиц наполнителя используют материалы таблицы 8, а так же методику, разработанную в институте БашНИПИ-нефть [(табл.),28] и представленную в виде графика рис. 3.

Таблица 8

Характеристика инертных наполнителей

Наполнители	Фракционный состав, мм, (%)	Концентрация, %	Размер закупориваемых трещин
1	2	3	4
<u>Волокнистые</u>			
Кордное волокно	0,5-1,0(14) 1,0-1,5(16) 1,5-3(8) 3-5(18) 5-7(14) 7-10(24)	До 6	5- 6
Пакля строительная	10-6 волокна до 50 мм	2	8-10
<u>Отходы текстильной промышленности</u>			
Асбест волокнистый		2-3	10- 15
Сено	0,5-6 волокна до 10 мм	2 3,4	2-2,5 1,3

Продолжение табл. 8

1	2	3	4
Пенька	волокна до 18 мм	2,85	2,7
<u>Пластинчатые (чешуйчатые)</u>		0,5	4
Целлофан (толщина 0,025-0,03 мм)	1,5-3(21) 3-5 (43) 5-7(18)		
Слюда-чешуйка (толщина 0,03-0,3 мм)	7-10(4) 0,5-1 (35) 1-1.5(21) 1,6-3(7) 3-5(27)	2,5-3	2-2,5
<u>Зернистые (гранулированные)</u>	5-7(8)		
Резиновая крошка	7-10 (2) 0,6-1 (1)	2,5	3
Речной песок	1-1,6 (27)		
Опилки древесные	1,5-8 (26) 3-5 (45) 5-7 (1)		
Коже - горох	0,1-1 волокна 2-2,5 до 8 мм	20-50 10 2,85	1,5-2 2 2,7
	0,5-1 (1) 1-1,5 (5) 2.5-3 (7) 3-5 (26) 5-7 (21)	0,5 1-1,5 2	2 4 3
Керамика	7-10 (36)		
НДР	10-5 0,5-2,5 3-10	до 30 3-5	до 20-26 до 5

Рассмотрим пример практического использования графика. Допустим, в результате изучения фракционного состава бурового шлама при поглощении или при обработке индикаторных диаграмм установлено, что средний размер каналов поглощающего пласта равен  $6,5 \cdot 10^{-3}$  м (точка E).

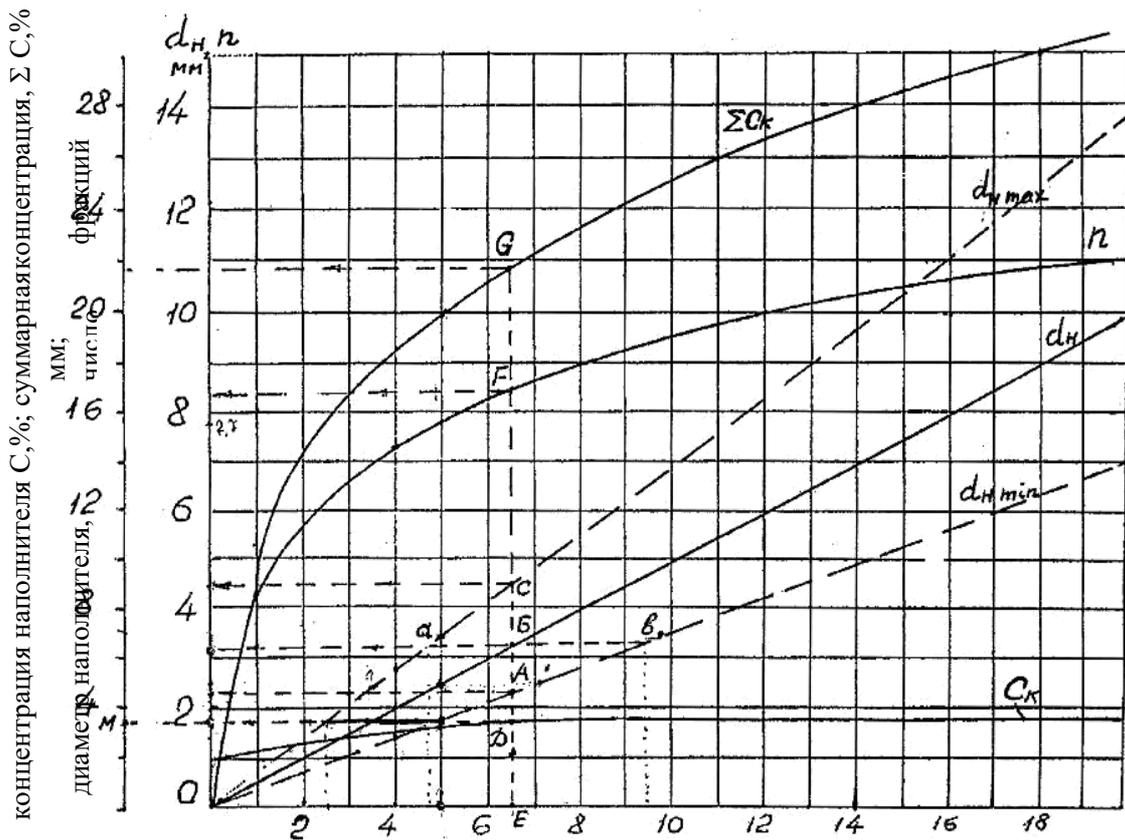


Рис. 3. Средний эквивалентный размер каналов  $d_э$ , мм

Из точки E проводим вертикальную линию до пересечения с наклонными линиями в точках A, B, C, а на оси ординат находим соответствующие им значения среднего размера наполнителя  $d_n = 3,3$  мм, максимальное значение диаметра частиц наполнителя  $d_{n \max} = 4,5$  мм и минимальное значение размера  $d_{n \min} = 2,5$  мм. Концентрация данной фракции наполнителя  $C_k$  определяется (E→D→M) в 3,4 % (точка M). При этом на графике видно, что частицы этого размера наполнителя (2,5-4,5 мм) перекрывают поглощающие каналы размером от 4,7 до 9 мм (отрезок ав). В случае если поглощающий пласт имеет каналы меньшего размера, то в состав наполнителя включают фракцию с частицами меньшего размера. Таким же образом определяется число фракций (n) и суммарное содержание фракций наполнителя  $\Sigma C_k$ .

Наполнители при борьбе с поглощениями используют как добавки к буровым и тампонажным растворам, или в виде намыва в зону поглощения в ходе особой операции.

При добавках наполнителей к буровым растворам в процессе проходки можно не получить требуемого эффекта. В этом случае переходят на добавки наполнителя более крупной формации, вводя наполнитель во время рейса.

Суммарная концентрация наполнителей может повлиять на изменение способа бурения. В случае если концентрация наполнителя при турбинном способе бурения не дает желаемого эффекта, то переходят на роторный способ проходки с увеличением концентрации наполнителя в растворе, по-

следнее производится вводом добавок в раствор во время рейса. При турбинном способе бурения рекомендуется применять добавки в буровой раствор не более 0,5 % по весу от объема раствора, а при роторном не более 5 %. Оп-тимальные добавки наполнителей в буровые растворы приведены в табл. 9 [15].

Таблица  
9

Рекомендации по применению добавок в буровой раствор

Наполнитель, мм	Количество, % вес	
	турбинное	роторное
Целлофан (до 7-12)	0,1-1,0	1,0-3,0
Кожа-«горох» (до 8-10)	0,1-0,5	0,5-7,0
Кордное волокно	0,1-0,2	0,2-5,0
Слюда-чешуйка (до 7-10)	0,1-2,0	2,6-7,0
Керамзит (до 5)		0,5-5,0
Резиновая крошка		0,5-5,0
Опилки древесные		0,5.5,0

Контрольное задание. Выбрать наполнители для ликвидации поглощения во время бурения. Размеры поглощающих каналов определяется по результатам выполнения работы 3.1. Выбор произвести по табл. 9 и рис. 3, сравнив результаты. В зависимости от полученной концентрации наполнителя в буровом растворе принять решение о дальнейшем способе проходки поглощающего пласта.

Когда намыв кольматанта не имеет эффекта, для ликвидации поглощений используются способы: установки специальных пластопокрывателей, установки цементных мостов, закачка специальных самоотверждающихся составов и др.

## Практическая работа №3 АВАРИИ С БУРИЛЬНОЙ КОЛОННОЙ

### 3.1. Определение глубины обрыва бурильной колонны по гидравлическому индикатору веса (ГИВ), ИВЭ

Оперативное определение глубины поломки бурильных труб с помощью показаний по ГИВ производится по формуле

$$l = \frac{Q}{q \cdot \left( \frac{\rho_{б.р}}{\rho_m} \right)}, \quad (1)$$

где  $l$ ,  $Q$  - длина и вес оборванной части бурильной колонны, м;  $q$  - масса одного метра бурильных труб, кг;  $\rho_m$ ,  $\rho_{б.р}$  - плотность металла труб и бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>; плотность стали равна 7850 кг/м<sup>3</sup>, алюминиевого сплава Д16-Т - 2780 кг/м<sup>3</sup>.

Для определения веса оборванной части бурильной колонны  $Q$  фиксируют вес колонны по ГИВ во время бурения и после обрыва определяют соответствующие им усилия на одном конце талевого каната (табл. 10), рассчитывается цена 1-го деления ГИВ  $n$  и определяется уменьшение веса бурильной колонны  $Q$  при числе рабочих струн  $m$ .

$$Q = n \cdot m \cdot \beta \quad (2)$$

где  $\beta$  - уменьшение веса бурильной колонны в делениях ГИВ.

Таблица 10

Паспортные данные трансформатора давления

Показатели прибора	Усилие на один конец талевого каната, кН
10	5,0
15	15,4
30	26,3
40	39,0
50	50,5
60	65,4
70	81,7
80	99,1
90	117,4
100	136,8

**Пример.** Определить глубину обрыва бурильной колонны труб. Условия бурения: глубина скважины 2800 м; диаметр бурильных труб с толщиной стенки 11 мм - 140 мм. В момент бурения вес бурильной колонны по ГИВ составлял 80 делений; при поломке показания ГИВ составили 72 деления; плотность бурового раствора 1300 кг/м<sup>3</sup>. Оснастка талевой системы 4×5.

**Решение.** При обрыве колонны ее вес уменьшился на 80-72 = 8 делений. Согласно паспортным данным 80-ти делениям ГИВ соответствует

усилие натяжения каната 99,1 кН, а 70 делениям - 81,7 кН. Таким образом, цена одного деления индикатора веса в этом интервале равна

$$\frac{99,1 - 81,7}{10} = 1,75 \text{ кН}.$$

Уменьшение веса бурильной колонны  $Q$ , соответствующее 8-и делениям, при числе рабочих струн 8 (при оснастке 4×5) равно:  $Q = 1,74 \cdot 8 \cdot 8 = 111,36$  кН.

Рассчитаем, какой длине бурильной колонны соответствует вес 111,36

кН.

$$l = \frac{Q}{q \cdot \left( 1 - \frac{\rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{м}}} \right)} = \frac{111,36}{39,5 \cdot \left( 1 - \frac{1300}{7850} \right) \cdot 10^{-2}} = 338 \text{ м},$$

где  $q = 39,5$  кг - масса 1 метра 140 мм бурильных труб;  $\rho_{\text{б.р.}}$ ,  $\rho_{\text{м}}$ , - соответственно плотность бурового раствора и стали бурильных труб. И так, обрыв бурильных труб произошел на глубине  $2800 - 338 = 2462$  м.

Контрольное задание. Определить глубину поломки бурильной колонны. Условия, при которых произошла авария, приведены в табл. 11.

Таблица  
11

Исходные данные для определения глубины обрыва бурильного инструмента по вариантам

Условия обрыва	Единица измерения	Номер варианта, последняя цифра студенческого билета									
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Глубина скважины	м	4000	2750	3200	2600	2500	3000	2800	3500	2700	3100
Плотность бурового раствора	кг/м <sup>3</sup>	1300	1250	1420	1150	1100	1510	1150	1350	1200	1540
Бурильная колонна	м										
ПК 114×9 (23,3 кг)	м	-	-	-	400	800	-	-	800	-	400
ТБНК 114×10 (25,7 кг)	м	-	350	-	-	-	400	400	-	400	-
ПК 127×9 (26.2 кг)	м	800	-	400	-	-	-	-	-	-	-

ТБНК 140×10 (34,2)	м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ЛБТ 114×10 (11,2 кг)	м	3200	2400	2800	-	-	2600	-	-	-	-	-
ЛБТ 129×11 (14,0 кг)	м	-	-	-	2200	-	-	2400	2700	2300	2700	2700
ЛБТ147×11 (22,5 кг)	м	-	-	-	-	1700	-	-	-	-	-	-
Оснастка тале- вой системы		5×6	4×5	4×5	4×5	4×5	4×5	4×5	4×5	5×6	4×5	4×5
Вес бурильной колонны при бурении по по- казаниям инди- катора веса	Деления ГИВ	65	45	52	43	41	40	42	51	44	40	40
Вес бурильной колонны после обрыва по по- казаниям инди- катора веса	Деления ГИВ	40	36	41	37	30	32	20	38	35	31	31

### 3.2. Изучение ловильного и вспомогательного инструмента для ликвидации аварии и технологии их использования

На буровой необходимо иметь комплект ловильного инструмента, включающий определенный минимум ловильных средств для ведения первоочередных работ по ликвидации наиболее распространенных видов аварий. Перечень ловильных и вспомогательных инструментов определяется главным инженером УБР, НГРЭ. Рекомендуется [21] следующий набор инструментов:

- колокол типа К для захвата за тело трубы;
- колокол сквозной типа КС для захвата за ниппель, муфту замка или УБТ;
- колокол гладкий для соединения с замком и УБТ;
- метчик универсальный;
- воронки к колоколам и метчикам;
- центрирующие приспособления к метчикам;
- ловитель плащечный УБТ;
- ловитель магнитный.

Этот инструмент хранится на инструментальной площадке буровой полностью подготовленным к немедленному вводу его в работу. Основные требования к ловильному инструменту включают:

- размеры ловильного инструмента и его узлов должны соответствовать размерам элементов бурильной колонны;

- инструмент должен быть полностью укомплектован;
- наибольший наружный размер ловильного инструмента или воронок

к нему должен быть меньше диаметра ствола скважины на 25-30 мм при работе в неосложненных условиях и при работе в обсадной колонне и на 50-60 мм меньше при работе в осложненных условиях.

При изучении основных видов ловильного инструмента студент получает от преподавателя учебное пособие [21], использует макеты ловильных инструментов (масштаб 1:5), включающих печать свинцовую, колокол гладкий, фрезер магнитный, ловитель ЛБП, метчик гладкий, овершет пружинный.

Необходимо изучить устройство, принцип действия, условия применения, технологию использования, особенности эксплуатации следующих видов ловильного инструмента (глава 5, разделы 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 12,14);

- ловители с промывкой типа ЛБП;
- метчики универсальные МБУ;
- метчики специальные замковые МСЗ;
- метчики гладкие;
- колокола типа К;
- колокола сквозные КС;
- центрирующие приспособления к ловильному инструменту;
- труболовки типа ТВО, ТВУ, ТНП;
- фрезеры забойные ФЗ, торцовые ФТ, кольцевые ФК, забойные комбинированные ФЗК;
- фрезеры-райборы типов ФРС, РПМ, ФКК;
- фрезеры-ловители магнитные типа ФМ и ФМЗ;
- пауки трубный и гидромеханический;
- шламметаллоуловители типа ШМУ-0, ШМУ-3, металлоуловители-калибраторы;
- труборезки;
- печати.

#### Контрольное задание.

1. Изготовить альбом основных видов ловильных инструментов. Конкретный выбор инструментов определяется преподавателем. Все рисунки выполняются форматом А4 на обычной бумаге. После защиты студентом работы по всем устройствам альбом возвращается ему с целью дальнейшего использования в учебном процессе, например, для подготовки к экзаменам.

2. Ответить на контрольные вопросы:

- 2.1. Какой набор ловильных инструментов должен быть на буровой?
- 2.2. Как устроен и каков принцип работы ловителя с промывкой типа ЛБП?
- 2.3. Для чего предназначены метчики типов МБУ и МСЗ и как они соединяются с аварийной частью колонны? В чем их различие?

- 2.4. Каково различие между ловильными колоколами типов К и КС? В каких условиях рекомендуется применение ловильных колоколов?
- 2.5. Для чего применяют центрирующие приспособления к ловильным инструментам?
- 2.6. Какой принцип захвата аварийных труб и освобождения от них у труболовки ТВО?
- 2.7. Каким путем достигается герметизация места захвата аварийной трубы и труболовки ТВО?
- 2.8. Почему забойные фрезы имеют смещенные от центра промывочные каналы для бурового раствора?
- 2.9. Как устроен магнитный фрезер-ловитель?
- 2.10. Как разрушают прихваченные трубы с помощью пилотных фрезеров типа ФП?
- 2.11. Как устроен гидромеханический паук?
- 2.12. Как изготовить трубный паук?
- 2.13. Для чего предназначен и как устроен шламометаллоуловитель типа ШМУ.
- 2.14. Как устроены печати свинцовая, универсальная?

### **3.3 Определение допустимых усилий при расхаживании прихваченной бурильной колонны**

Расхаживание колонны не является самостоятельным и универсальным методом ликвидации прихвата. При расхаживании освобождается легко прихваченная колонна - в первые моменты после возникновения прихвата.

Тем более эта операция необходима главным образом с целью предотвращения дальнейшего распространения зоны прихвата. Нужно помнить, что расхаживание противопоказано при затяжках в суженной части ствола и сальникообразованиях, заклинивании колонны в желобах.

В случае расхаживания бурильной колонны применяют натяжение до 10 кН сверх собственного веса, не превышая предельных значений растягивающих нагрузок. Последние ограничиваются пределом текучести труб.

Для определения допустимых усилий при расхаживании необходимо знать состояние бурильной колонны, продолжительность ее работы. Нужно тщательно изучить материалы профилактических осмотров колонны.

Расчет допустимых усилий  $P_{доп}$  производится по формуле

$$P_{доп} = \frac{m \cdot F}{k} \quad (3)$$

где  $F$  - площадь поперечного сечения гладкой части бурильной трубы, см<sup>2</sup>;

$k$  - коэффициент запаса прочности. Принимается с учетом технического состояния колонны. Рекомендуется принимать в пределах 1,2-1,3 [18];  $\sigma_T$  - предел текучести материала труб при растяжении, МПа. Для стали предел текучести равен для групп прочности Д, К, Е, Л, М, Р и Т соответственно 380, 500, 550, 650, 750, 900, 1000 МПа. Алюминиевый сплав Д16-Т имеет предел текучести 330 МПа.

#### Пример [26]

Рассчитать допустимое усилие натяжения при расхаживании прихваченной бурильной колонны диаметром 114 мм с толщиной стенки 9 мм из стальных труб группы прочности Д (предел текучести  $\sigma_T = 380$  МПа). Площадь поперечного сечения труб равна 29,8 см<sup>2</sup>.

Определяем допустимое усилие:

$$P_{\text{доп}} = \frac{380 \cdot 29,8 \cdot 10^{-4}}{1,2} = 0,94 \text{ мН}$$

Контрольное задание. Определить допустимое усилие натяжения при расхаживании прихваченной бурильной колонны. Условия, при которых возник прихват, взять из таблицы 10, приняв колонну одноразмерной. Диаметр скважины и другие недостающие данные принять самостоятельно.

### **3.4 Расчет допустимого угла (числа оборотов) при закручивании неприхваченной части бурильной колонны**

Прихваты бурильной колонны ликвидируются установкой жидкостных, чаще всего нефтяных, ванн при расхаживании колонны и проворачивании ее ротором на определенное число оборотов.

В отдельных случаях прихватах прокручивание (отбивка) ротором эффективно и приводит к быстрому освобождению инструмента. При правильном использовании этого технологического приема обрыв труб происходит значительно реже, чем при расхаживании колонн [21]. Допустимое число 360° поворотов прихваченной одноразмерной бурильной колонны  $n_p$  определяется по формуле [22]

$$n_p = \frac{l_0 \cdot \sqrt{\sigma_T^2 - \sigma_p^2}}{2,1 \cdot \pi \cdot k \cdot G \cdot D}, \quad (4)$$

где  $l_0$  - длина неприхваченной (свободной) части бурильной колонны, м;  $\sigma_T$  - предел текучести материала труб на растяжение, МПа;  $\sigma_p$  - напряжение растяжения, МПа;  $D$  - наружный диаметр бурильных труб, м;  $k$  - запас прочности, принимаемый для стальных труб равным 1,3-1,5, а для ЛБТ-1,8 [22,26].

Кроме того, допустимое число оборотов при отбивке прихвата ротором может быть определено по номограмме (рисунки 4,5,6,7), построенным Самотоем А.К. [22].

Пример. Определить допустимое число поворотов прихваченной бурильной колонны, необходимое при ее освобождении отбивкой ротором. Провести проверку решения по номограмме. Условия:

глубина прихвата - 2500 м;  
диаметр бурильных труб - 114 мм;

толщина стенки - 10 мм;

сталь группы прочности - Д;

натяжение бурильной колонны - 0,5 МН;

Рассчитываем напряжение растяжения:

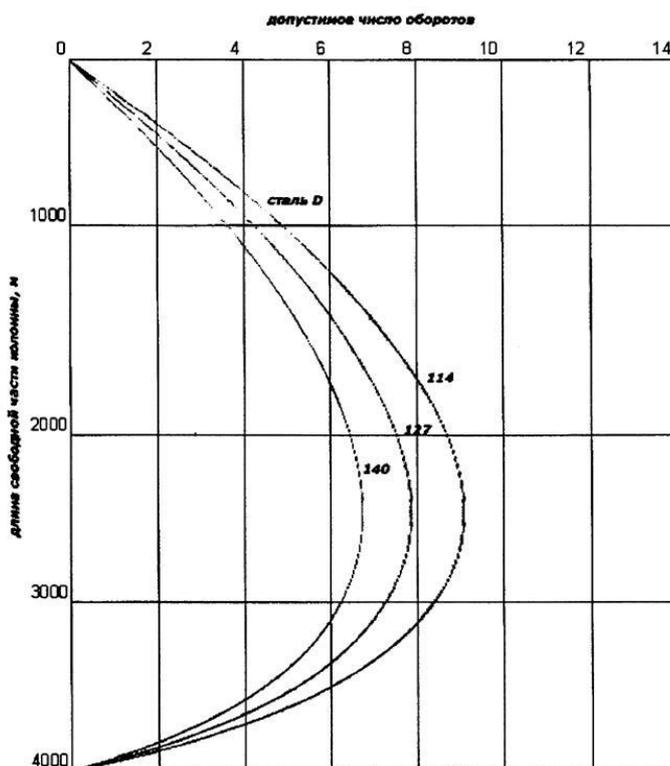
$$p = \frac{\text{дон}}{F} = \frac{0,50}{32,8 \cdot 10^{-4}} = 152,5 \text{ МПа.}$$

Следовательно допустимое число оборотов  $n_p$  равно:

$$n_p = \frac{2500 \cdot \sqrt{380^2 - 152,5^2} \cdot 1,3^2}{2,1 \cdot 3,14 \cdot 1,3 \cdot 8 \cdot 10^4 \cdot 0,114} = 10,3 \text{ оборота.}$$

По номограмме для труб группы прочности Д (рис. 4) находим  $n_p = 9$  оборотов. Принимаем допустимое число поворотов бурильной колонны равным 9.

При определении допустимого угла закручивания для колонны, составленной для труб равной прочности и с различными толщинами стенок порядок расчета следующий:



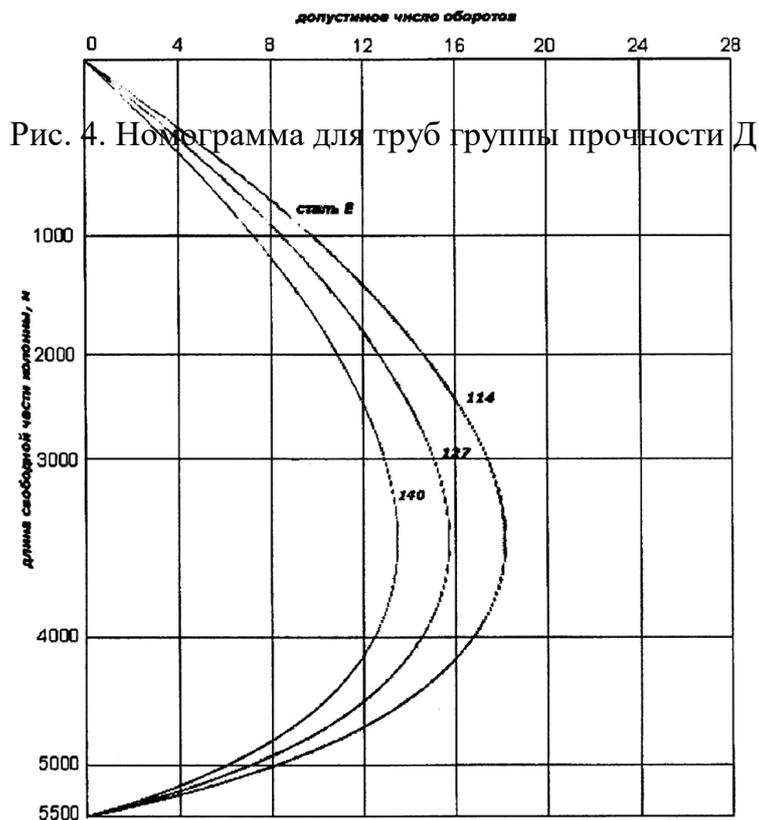


Рис. 5. Номограмма для труб группы прочности Е

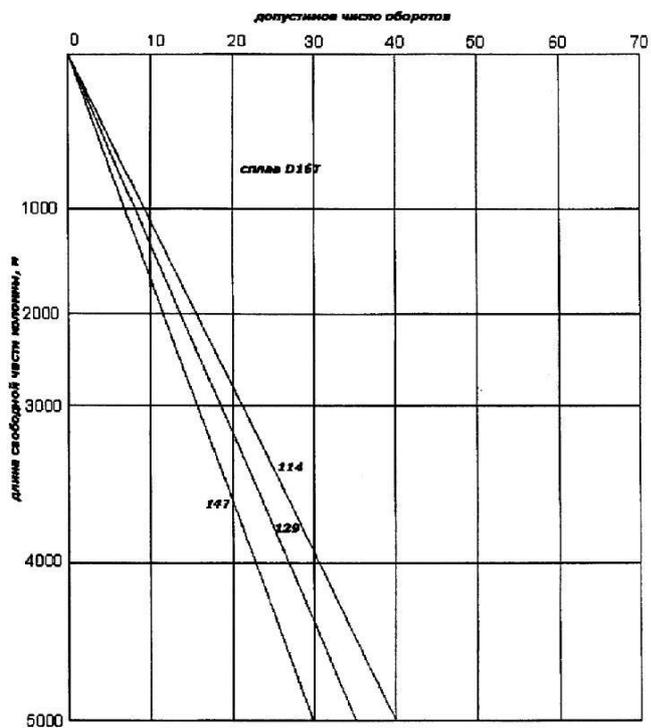


Рис. 6. Номограмма для труб группы прочности Д-16-Т

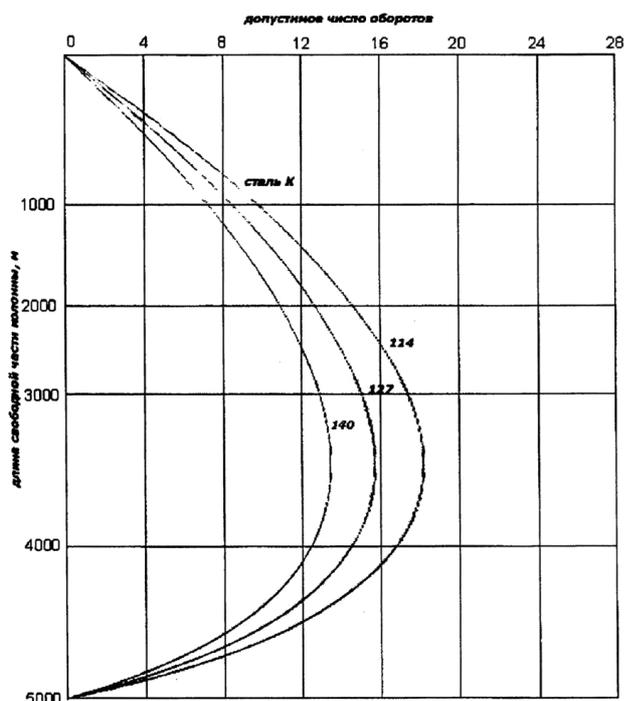


Рис. 7. Номограмма для труб группы прочности К

1. Рассчитывается допустимый крутящий момент  $M_M$  для каждой секции колонны, начиная с нижней

$$M_M \leq \frac{W_m}{2k} \sqrt{\frac{m \cdot k^2 \cdot 16}{m - \frac{16}{2}}} \cdot \left[ \frac{Q_n + Q_{n-1} + \dots + Q_m}{D_m^2 - d_m^2} \cdot \left( 1 - \frac{1}{m} \right) \right] \quad (5)$$

где  $M_M$  - допустимый крутящий момент для верхнего сечения рассматриваемой секции, как наиболее опасного, Н · м;  $\sigma_T^M$  - предел текучести металла труб данной секции, МПа;  $Q_n, Q_{n-1}$  и т.д. - вес одномерных секций колонны в воздухе, кг;  $D_m, d_m$  - наружный и внутренний диаметры рассматриваемой секции, м;  $\rho_{ж}, \rho_M$  - плотность бурового раствора и металла буровых труб; кг/м<sup>3</sup>;  $W_m$  - момент сопротивления рассматриваемого сечения буровой колонны, м<sup>3</sup>.

$$h_p = \frac{M_{\min}}{2,1} \left[ \frac{l_1}{G_1 \cdot J_1} + \frac{l_2}{G_2 \cdot J_2} + \dots + \frac{l_n}{G_n \cdot J_n} \right] \quad (6)$$

где  $l_1, l_2$  и т.д. - длина секций одномерных буровых труб, м;  $G_1, G_2$  т.д. - модули упругости металла труб при спуске, МПа; (для стали  $G = 8 \cdot 10^4$  МПа, для алюминиевого сплава Д16-Т  $G = 2,7 \cdot 10^4$  МПа);  $J_1, J_2$  и т.д. - полярные моменты инерции труб, м<sup>4</sup>.

$$J = \frac{\pi}{32} \cdot (D^4 - d^4). \quad (7)$$

Расчет составлен для ситуации, когда вес инструмента на крюке не соответствует весу его свободной части с учетом архимедовой силы. Таким образом, нейтральное сечение колонны расположено против верхней границы прихвата.

**Пример [22].** Определить допустимый угол закручивания прихваченной 4-х секционной буровой колонны. Глубина прихвата 4300 м. Прихваченная часть колонны состоит из 4-х секций. Плотность бурового раствора 1250 кг/м<sup>3</sup>, коэффициент запаса прочности 1,5; плотность стальных труб 7850 кг/м<sup>3</sup> (табл. 12).

Таблица 12

Исходные данные

№ секции	Диаметр труб, м		Длина секции, м	Группа прочности стали	Предел текучести, МПа	Масса 1 п.м., кг/м
	наружный	внутренний				
1	146	124	1500	Е	550	37,4
2	146	124	1000	Д	380	34,5
3	114	94	1000	Е	550	28,9
4	114	98	800	К	500	25,9

**Решение.** 1. Определяем для каждой секции колонны допустимый крутящий момент в верхних сечениях:

$$M_4 = \sqrt{500^2 - \frac{16 \cdot 1,5^2}{3,14^2} \cdot \frac{20160}{0,114^2 - 0,098^2} \cdot \left(1 - \frac{1250}{7850}\right)^2} \cdot \frac{132 \cdot 10^{-6}}{2 \cdot 1,5} = 21600 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

$$M_3 = \sqrt{500^2 - \frac{16 \cdot 1,5^2}{3,14^2} \cdot \frac{20160 + 28900}{0,114^2 - 0,094^2} \cdot \left(1 - \frac{1250}{7850}\right)^2} \cdot \frac{156 \cdot 10^{-6}}{2 \cdot 1,5} = 26800 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Таким же образом рассчитываем моменты для верхних секций  $M_2 = 21900$  Н·м и  $M_1 = 37300$  Н·м.

2. Сравниваем величины допустимых крутящих моментов. Минимальный крутящий момент  $M_4 = 21600$  Н·м для четвертой секции труб.

3. Определяем допустимую степень закручивания колонны при условии приложения минимального крутящего момента:

$$n_p = \frac{21600}{2,1 \cdot 3,14} \cdot \left( \frac{1500}{8 \cdot 10^4 \cdot 2240 \cdot 10^{-6}} + \frac{1000}{8 \cdot 10^4 \cdot 1825 \cdot 10^{-8}} + \frac{1000}{8 \cdot 10^4 \cdot 891 \cdot 10^{-8}} + \frac{800}{8 \cdot 10^4 \cdot 753 \cdot 10^{-8}} \right) \approx 13,9 = 14 \text{ оборотов}.$$

При отбивке колонны в случае, если вращение прикладывается при натяжении колонны сверх собственного веса, то допустимый вращающий момент рекомендуется определять по методике [22].

**Контрольное задание.** Определить допустимое число оборотов при отбивке прихваченной буровой колонны. Условия прихвата принять из работы 4.1 (таблица 10), кроме того, принять, что прихвачена нижняя секция колонны. Плотность бурового раствора выбрать самостоятельно.