

**НЕФТЕЮГАНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ КОЛЛЕДЖ**  
(филиал) федерального государственного бюджетного образовательного учреждения  
высшего образования «Югорский государственный университет»

**БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

**Методические указания и задания к контрольной работе**  
**для студентов заочной формы обучения**

**Специальность 21.02.01**

**Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений**

ОДОБРЕНЫ  
Предметной (цикловой)  
комиссией  
Протокол № 2 от 19.10.2017  
Председатель П(Ц)К  
Шаму И.А. Шарипова

Утверждены  
заседанием метод. совета  
Протокол № 2 от 16.11.17  
Председатель метод. совета  
Алексей - Валентинович М. С.

Методические указания по выполнению контрольной работы по учебной дисциплине «Бурение нефтяных и газовых скважин» разработаны на основании учебной программы по специальности среднего профессионального образования 21.02.01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Организация-разработчик: Нефтеюганский индустриальный колледж (филиал) федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Югорский государственный университет»

Разработчик: С.В. Марюхина – преподаватель Нефтеюганского индустриального колледжа (филиала) ФГБОУ ВО «ЮГУ»

## ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Методические указания и контрольные задания разработаны на основании рабочей программы по учебной дисциплине «Бурение нефтяных и газовых скважин» по специальности среднего профессионального образования 21.02.01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

В результате освоения дисциплины обучающийся должен **уметь**:

- определять показатели режима бурения и вид осложнений по характерным признакам;
- производить основные технологические расчеты, связанные с процессом бурения скважин;
- различать способы бурения скважин на нефть и газ;
- ориентироваться в технической характеристике и условных обозначениях бурового оборудования и инструмента;
- определять основные показатели свойств буровых растворов;
- пользоваться нормативно-справочной литературой и технической документацией.

В результате освоения дисциплины обучающийся должен **знать**:

- физико-механические свойства горных пород;
- основы техники и технологии бурения нефтяных и газовых скважин в различных горно-геологических условиях;
- функции и основные показатели свойств буровых растворов;
- методы предупреждения и ликвидации осложнений и аварий в бурении;
- особенности обеспечения безопасных условий труда при бурении нефтяных и газовых скважин;
- основные технико-экономические показатели при бурении нефтяных и газовых скважин.

В результате освоения учебной дисциплины обучающийся должен овладеть общими и профессиональными компетенциями, включающими в себя способность:

ОК 1 Понимать сущность и социальную значимость своей будущей профессии, проявлять к ней устойчивый интерес

ОК 2 Организовывать собственную деятельность, выбирать типовые методы и способы выполнения профессиональных задач, оценивать их эффективность и качество

ОК 3 Принимать решения в стандартных и нестандартных ситуациях и нести за них ответственность

ОК 4 Осуществлять поиск и использование информации необходимой для эффективного выполнения профессиональных задач, профессионального и личностного развития

ОК 5 Использовать информационно-коммуникационные технологии в профессиональной деятельности

ОК 6 Работать в коллективе и команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, потребителями

ОК 7 Брать на себя ответственность за работу членов команды (подчиненных), результат выполнения заданий

ОК 8 Самостоятельно определять задачи профессионального и личностного развития, заниматься самообразованием, осознанно планировать повышение квалификации

ОК 9 Ориентироваться в условиях частой смены технологий в профессиональной деятельности

ПК 1.1 Контролировать и соблюдать основные показатели разработки месторождений.

ПК 1.2 Контролировать и поддерживать оптимальные режимы разработки и эксплуатации скважин.

ПК 1.3 Предотвращать и ликвидировать последствия аварийных ситуаций на нефтяных и газовых месторождениях

ПК 1.4 Проводить диагностику, текущий и капитальный ремонт скважин.

ПК 1.5. Принимать меры по охране окружающей среды и недр.

ПК 2.1 Выполнять основные технологические расчеты по выбору наземного и скважинного оборудования.

ПК 2.3 Осуществлять контроль за работой наземного и скважинного оборудования на стадии эксплуатации.

ПК 3.2 Обеспечивать профилактику и безопасность условий труда на нефтяных и газовых месторождениях.

ПК 3.3 Контролировать выполнение производственных работ по добыче нефти и газа, сбору и транспорту скважинной продукции

Дисциплина рассчитана на 168 часов, в том числе:

- обязательной аудиторной нагрузки 112 часов;
- самостоятельной работы обучающегося 56 часов.

Для заочной формы обучения предусматривается 24 часа аудиторных занятий, 144 самостоятельные работы.

Учебным планом предусмотрена 1 контрольная работа. Итоговая аттестация проводится в форме экзамена.

## Требования к выполнению и оформлению контрольной работы

1. К выполнению контрольной работы приступать только тогда, когда требуемый материал тщательно изучен.
2. Контрольная работа должна быть правильно оформлена: на обложке тетради указывается дисциплина, по которой выполняется контрольная работа, специальность, вариант, ФИО студента и преподавателя.
3. В тетради нужно оставить поля, в конце 1-2 страницы для рецензии.
4. Контрольная работа должна быть написана грамотно (без стилистических и грамматических ошибок), не должно быть ошибок по существу предмета.
5. В начале работы указывается номер варианта, затем вопрос и ответ на поставленный вопрос. При необходимости записи сопровождать схемами, рисунками, таблицами. Записи выполняются четко и разборчиво.
6. Допускается выполнение контрольной работы на листах формата А4. Текст печатается на одной стороне с интервалом 1,5; параметры шрифта: гарнитура шрифта – Times New Roman, кегль шрифта – 14 пунктов, цвет текста – авто (черный); параметры абзаца: выравнивание текста – по ширине страницы, отступ первой строки -1,25 см, межстрочный интервал – полуторный; поля: верхнее и нижнее поля – 20 мм, левое поле 30 мм, правое – 15 мм;
7. В конце контрольной работы указывается перечень литературы, которой обучающийся пользовался при выполнении контрольной работы (фамилия автора, название книги и год издания). Список литературы оформляется в соответствии с требованиями.
8. При возврате контрольной работы обучающийся должен внимательно прочитать рецензию преподавателя, выполнить все его рекомендации и советы. Исправления необходимо выполнить в той же тетради и сдать контрольную работу повторно.
9. Контрольная работа должна быть предоставлена в учебную часть в срок, указанный в учебном графике.
10. Выполненные контрольные работы оцениваются оценкой «зачтено» или «не зачтено». Контрольные работы, выполненные небрежно, не по своему варианту возвращаются обучающему без проверки.
11. Обучающиеся, не выполнившие контрольную работу по дисциплине, к экзамену не допускаются.
12. Контрольная работа предусматривает 30 вариантов. Вариант контрольной работы должен соответствовать **номеру списка в журнале** учебных занятий
13. Контрольная работа включает: письменные ответы на четыре теоретических вопроса и решение 4 задач.
14. По всем вопросам, которые возникают в процессе изучения материала и выполнения контрольной работы, следует обращаться к преподавателю за консультацией.

Для освоения знаний и умений по учебной дисциплине необходимо изучить материал, предоставленный в тематическом плане.

## 2.2. Тематический план и содержание учебной дисциплины **БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

Наименование разделов и тем	Содержание учебного материала, лабораторные и практические работы, самостоятельная работа обучающихся	Объем часов	Уровень освоения	
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	
Тема 1. Общие сведения о бурении	<b>Содержание</b>	4	1	
	Классификация скважин по категориям. Способы бурения. Цикл строительства скважин. Подготовительные работы к бурению скважин			
	Самостоятельная работа № 1 Изучение технической документации для бурения скважин	4		
Тема 2. Общие сведения о буровом оборудовании и наземных сооружениях	Классификация буровых установок и буровых вышек, их техническая характеристика. Привышечные сооружения. Талевая система. Назначение и устройство кронблока, крюкоблока, талевого каната. Назначение и устройство, принцип действия лебедки, ротора, бурового насоса, вертлюга. Назначение и устройство инструментов и механизмов для СПО.	8		
	Самостоятельная работа № 2 Изучение технической документации по буровому оборудованию	4		
	<b>Содержание</b>	8	2	
Показатели физико-механических свойств горных пород. Разрушение горных пород породоразрушающими инструментами Лопастные долота, их назначение, конструкция и классификация Алмазные долота, их назначение, конструкция и классификация Шарошечные долота, их назначение, конструкция и классификация				
П/з «Конструкция и назначение бурголовок для отбора керна и колонковых снарядов»	2			
Практическая работа № 1 Расчет скоростей бурения	2			
Самостоятельная работа № 3 Решение и оформление вариативных задач	4			
Тема 4. Бурильная колонна	<b>Содержание</b>	8	2	
	Назначение и составные элементы бурильной колонны. Условия работы бурильной колонны при различных способах бурения Назначение и конструкции стальных бурильных труб и из алюминиевых сплавов (ЛБТ). Прочностная характеристика алюминиевых сплавов. Назначение и конструкции ведущих бурильных труб. Утяжеленные бурильные трубы (УБТ), их классификация.			

	Назначение, конструкция замков и муфт для стальных бурильных труб. Переводники, их назначение и классификация. Технологическая оснастка бурильной колонны.		
	Практическая работа № 2 Расчет бурильной колонны на прочность	4	2
	Самостоятельная работа № 4 Оформление и решение вариативных задач	4	
	Самостоятельная работа № 5 Изучение резьбовых соединений буровых труб	2	
Тема 5. Технология промывки скважин и буровые растворы	<b>Содержание</b>	8	
	Функции, назначение и типы буровых растворов, их классификация и область применения Свойства коллоидных систем. Материалы для приготовления буровых растворов. Химобработка буровых растворов. Классификация химреагентов.  Основные качественные показатели свойств буровых растворов, приборы для их определения; принцип действия приборов. Регулирование показателей буровых растворов. Утяжеление буровых растворов. Виды утяжелителей, технология утяжеления буровых растворов. Способы приготовления и очистки буровых растворов. Оборудование для приготовления буровых растворов.		2
	Практическая работа № 3 Расчет количества материалов для приготовления бурового раствора	2	2
	Лабораторная работа № 1 Определение показателей свойств бурового раствора	4	2
	Самостоятельная работа № 6 Решение вариативных задач и оформление лаб./раб.	6	
Тема 6. Осложнения в процессе бурения	<b>Содержание</b>	8	2
	Понятие о ГНВП, причины и признаки; грифоны и межколонные проявления, причины их возникновения. Мероприятия и методы по предупреждению и ликвидации. Нарушения целостности стенок скважины; мероприятия по предупреждению; методы ликвидации отдельных видов нарушений. Осложнения при бурении скважин в многолетнемерзлых породах, поглощения; предупреждение и методы ликвидации.		
	П/з «Составление схем обвязки устья скважины ПВО»	2	
	Самостоятельная работа № 7 Составление таблицы «Причины, признаки и мероприятия по ликвидации осложнений»	4	
Тема 7. Режим бурения скважин	<b>Содержание</b>		
	Влияние параметров режима бурения на количественные и качественные показатели бурения. Разновидности режимов бурения.	6	1

	Особенности режима бурения забойными двигателями. Рабочие характеристики забойных двигателей. Контрольно-измерительные приборы для текущего контроля параметров процесса бурения.		
	Практическая работа № 4 Расчет режима работы буровых насосов	2	2
	Самостоятельная работа № 8 Оформление и решение вариативных задач	2	
	Самостоятельная работа № 9 Изучение конструкции гидравлических забойных двигателей	2	
Тема 8. Искривление скважин и бурение наклонно направленных и горизонтальных скважин	<b>Содержание</b>	8	
	Самопроизвольное искривление ствола скважины. Мероприятия по предупреждению самопроизвольного искривления ствола скважины. Контроль за пространственным положением ствола (оси) скважины. Типы профилей наклонно-направленных скважин, область применения. Отклоняющие устройства для искривления стволов скважин. Кустовой метод бурения скважин. Схемы расположения скважин в кусте и очередность бурения. Многозабойные и горизонтальные скважины.		2
	Практическая работа № 5 Расчет 3-х интервального профиля наклонно-направленной скважины	2	2
	Самостоятельная работа № 10 Изучение компоновок для бурения наклонно-направленных скважин	2	
	Самостоятельная работа № 11 Оформление и решение вариативных задач	2	
Тема 9. Разобшение пластов	<b>Содержание</b>	12	2
	Понятие о конструкции скважины. Факторы, определяющие конструкцию скважины. Требования, предъявляемые к конструкции скважины. Типы обсадных колонн. Обсадные трубы и их соединения. Типы обсадных труб. Технологическая оснастка обсадных колонн. Подготовка обсадных труб, ствола скважины, оборудования и инструмента перед спуском обсадной колонны. Спуск обсадной колонны. Цель цементирования скважин. Способы цементирования. Тампонажная техника и оборудование для цементирования скважины. Тампонажные материалы, применяемые для приготовления цементного раствора. Организация процесса цементирования скважины. Подготовка цементировочного оборудования. Заключительные работы после цементирования обсадных колонн. Испытание обсадных колонн на герметичность.		
	П/з «Классификация тампонажных растворов, их показатели и методы регулирования»	2	
	Практическая работа № 6 Выбор диаметров обсадных колонн и долот	2	2

	Практическая работа № 7 Расчет цементирования скважины	4	2
	Самостоятельная работа № 12 Составление схемы расстановки тампонажной техники при цементировании	4	
	Самостоятельная работа № 13 Оформление и решение вариативных задач	4	
Тема 10. Заканчивание буровых скважин	<b>Содержание</b>	6	1
	Выбор бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта. Требования к качеству бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта. Типовые конструкции забоев скважин Перфорация скважины. Типы перфораторов. Освоение скважин. Способы вызова притока. Передача скважин из бурения в эксплуатацию.		
	Самостоятельная работа № 14 Изучение конструкций забойных скважинных фильтров	2	
	Самостоятельная работа № 15 Составление схем обвязки устья скважины при освоении и перфорации скважины	4	
Тема 11. Аварии в бурении	<b>Содержание</b>	6	2
	Причины возникновения аварий. Классификация аварий, меры предупреждения и методы ликвидации. Порядок расследования и учета аварий. Прихваты колонн труб, виды прихватов колонн труб; причины, меры предупреждения. Способы ликвидации прихватов колонн труб, установка жидкостных ванн, технология их установки. Виды фрезерного и ловильного инструмента, область и порядок применения.		
	Практическая работа № 8 Расчет установки нефтяной ванны при ликвидации прихвата.		
	Самостоятельная работа № 16 Изучение документации по расследованию и ликвидации аварии	4	
	Самостоятельная работа № 17 Оформление и решение вариативных задач	2	
	<b>ИТОГО:</b>		<b>168</b>

## Контрольная работа.

### Теоретические вопросы

1. Понятие о скважине и ее элементах. Классификация скважин по назначению.
2. Цикл строительства скважины (его составные элементы, содержание каждого из них).
3. Привышечные сооружения. Типовая схема расположения оборудования и привышечных сооружений на буровой.
4. Методы монтажа буровых установок; их сущность, преимущества и недостатки.
5. Назначение, типы и основные параметры буровых вышек и мачт.
6. Назначение, схема, общее устройство, принцип действия, характеристики кронблоков.
7. Понятие о буровой установке. Комплект буровой установки.
8. Назначение, схема, общее устройство принцип действия и характеристики буровых лебедок.
9. Элементы талевой системы и их назначение. Назначение оснастки талевой системы.
10. Назначение, схема, общее устройство, принцип действия и характеристики буровых насосов.
11. Назначение и типы приводов буровых установок, их преимущества и недостатки.
12. Назначение, схема, общее устройство, принцип действия и характеристика талевых блоков.
13. Алмазные долота. Особенности конструкции применение их преимущества, недостатки и область применения.
14. Конструкция, типоразмеры, преимущества, недостатки и область применения лопастных долот.
15. Вооружение шарошечных долот, классы долот по вооружению. Конструкции опор и промывочных каналов шарошечных долот.
16. Конструкция, типоразмеры, преимущества, недостатки и область применения шарошечных долот.
17. Влияние скорости вращения долот и осевой нагрузки на долото на показатели бурения.
18. Ведущие трубы. Назначение, конструкции и типоразмеры.
19. Назначение, конструкции, типоразмеры утяжеленных бурильных труб.
20. Легкосплавные бурильные трубы. Их конструкция и назначение.
21. Обсадные трубы, их конструкция, типоразмеры.
22. Назначение и составные элементы бурильной колонны. Требования, предъявляемые к колонне.
23. Назначение, конструкции и область применения калибраторов, расширителей, стабилизаторов.
24. Эмульсионные растворы. Состав, свойства, преимущества, недостатки и область применения.
25. Цель и сущность химической обработки буровых растворов. Классификация химических растворов.
26. Осложнения при бурении скважин; понятия, классификация осложнений, влияние их на показатели бурения.
27. Влияние бурового раствора на качество вскрытия пласта, требования к буровым растворам.
28. Основные показатели свойств буровых растворов и их значение в процессе бурения.
29. Утяжеление буровых растворов. Требования к утяжелителям.
30. Предупреждение и ликвидация поглощений бурового раствора.

31. Очистка буровых растворов с помощью вибросит.
32. Приготовление буровых растворов.
33. Требования к буровым растворам. Классификация растворов.
34. Функции бурового раствора при бурении.
35. Контроль за параметрами режима бурения.
36. Понятие о режиме бурения и его параметрах. Разновидности режимов бурения.
37. Назначение, схема, общее устройство, принцип действия и характеристики роторов.
38. Технологические особенности режима турбинного бурения.
39. Технологические особенности режима роторного бурения.
40. Сущность, схема, преимущества и недостатки, область применения роторного бурения.
41. Назначение, схема, преимущества и недостатки, область применения бурения электробуром.
42. Профили наклонных скважин.
43. Причины и отрицательное последствие самопроизвольного искривления скважин.
44. Методика ориентированного спуска инструмента при бурении наклонно-направленной скважины.
45. Отклоняющие устройства для бурения наклонно направленных скважин.
46. Кустовое бурение, Бурение многозабойных и горизонтальных скважин.
47. Манжетное цементирование, Цементирование хвостовиков.
48. Одноступенчатое цементирование, Двухступенчатое цементирование.
49. Тампонажные материалы для цементирования скважины.
50. Оборудование для цементирования скважин.
51. Спуск обсадных колонн в скважину, Конструкция забоев скважин. Скважинные фильтры.
52. Набухание и ползучесть, причины возникновения, основные меры предупреждения и ликвидации.
53. Схемы обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием.
54. Подготовка обсадных труб к спуску в скважину.
55. Способы перфорации и виды перфораторов.
56. Понятие об аварии. Причины и классификация аварий.
57. Ловильный инструмент. Область его применения.
58. Виды, причины, предупреждение и ликвидация аварий с обсадными трубами.
59. Виды, причины, предупреждение и ликвидация аварий с турбобурами.
60. Виды, причины, предупреждение и ликвидация аварий с долотами.

**Таблица 1 - Номера теоретических вопросов в соответствии с вариантом**

Номер варианта	Номера контрольных вопросов	Номер варианта	Номера контрольных вопросов
1	1,16,31, 46	16	1,17,33, 49
2	2, 17, 32, 47	17	2,18,34, 50
3	3, 18, 33, 48	18	3, 19, 35,51
4	4, 19, 34, 49	19	4, 20, 36, 52
5	5, 20, 35, 50	20	5,21,37, 53
6	6,21,36, 51	21	6,22,38, 54
7	7, 22, 37, 52	22	7,23,39, 55
8	8, 23, 38, 53	23	8, 24, 40, 56
9	9, 24, 39, 54	24	9.25,41, 57
10	10, 25, 40,55	25	10, 26, 42, 58

Номер варианта	Номера контрольных вопросов	Номер варианта	Номера контрольных вопросов
11	11,26,41, 56	26	11,27,43,59
12	12, 27, 42, 57	27	12, 28, 44, 60
13	13,28,43, 58	28	2, 16, 32, 48
14	14, 29, 44, 59	29	3,17,33, 49
15	15,30,45,60	30	4, 19, 26, 48

### ЗАДАЧА № 1 Выбор диаметров обсадных колонн и долот расчетным путем.

Исходные данные для решения задачи приведены в таблице 6:

#### Методические указания по решению задачи

Определение диаметра конструкции скважины для любой скважины начинается с установления диаметра эксплуатационной колонны. Для добывающих скважин этот диаметр зависит от дебита скважины.

Для разведочных скважин диаметр эксплуатационной колонны выбирается с учётом получения качественных характеристик испытываемых пластов. Минимальный диаметр эксплуатационной колонны связан с наличием наземного оборудования для перфорации испытываемых пластов и эксплуатационной скважины:

- для эксплуатационных скважин  $\geq 127$  мм
- для разведочных скважин  $\leq 114$  мм

Для беспрепятственного спуска обсадной колонны расчетный диаметр долота для бурения под колонну выбирают с учётом зазора затрубного пространства по формуле (1):

$$D_{\text{дол}} = D_{\text{м}} + 2\delta, \quad (1)$$

где  $D_{\text{м}}$  – диаметр муфты обсадной трубы (выбирается по таблице 3), мм

$\delta$  – зазор затрубного пространства, который выбирается в зависимости от диаметра обсадной трубы, мм (таблица 2)

**Таблица 2 - Величина зазора затрубного пространства относительно диаметра колонны**

Диаметр обсадных труб, мм	КОЛОННЫ						
	114-127	141-159	168-194	219-245	273-299	325-351	377-426
Величина затрубного пространства, мм	$\leq 15$	$\leq 20$	$\leq 25$	$\leq 30$	$\leq 35$	$\leq 45$	$\leq 50$

Величина зазора затрубного пространства должна обеспечивать качественную изоляцию цементным камнем.

Для расчета диаметра предыдущей обсадной колонны сначала определяют внутренний диаметр обсадной трубы с учетом зазора для беспрепятственного спуска через нее долота по формуле (2):

$$d = D_{\text{дол}} + 2\Delta, \quad (2)$$

где  $D_{\text{дол}}$  – диаметр долота по ГОСТу, мм (выбирается по таблице 4);

$\Delta = 4-5$  мм – зазор между долотом и внутренним диаметром обсадной трубы.

По расчетному внутреннему диаметру обсадной трубы из таблицы 3 подбирают ближайший диаметр по ГОСТу и по нему определяют наружный диаметр обсадной колонны.

**Таблица 3 - Размеры обсадных труб с нормальной длиной резьбы (ГОСТ 632-80)**

Наружный диаметр трубы ( $D_{тр}$ ), мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр трубы ( $d_{тр}$ ), мм	Наружный диаметр муфты( $D_{м}$ ), мм
1	2	3	4
114	6	102,3	133
	7	100,3	
	8	98,3	
127	6	115	146
	7	113	
	8	111	
	9	109	
140	6	127,7	159
	7	125,7	
	8	123,7	
	9	121,7	
	10	119,7	
	11	117,7	
146	6,5	133	166
	7	132	
	8	130	
	9	128	
	10	126	
	11	124	
168	6,5	155,3	188
	7	154,3	
	8	152,3	
	9	150,3	
	10	148,3	
	11	146,3	
	12	144,3	
178	7	163,8	196
	8	161,8	
	9	159,8	
	10	157,8	
	11	155,8	
	12	153,8	
194	7	179,7	216
	8	177,7	
	9	175,7	
	10	173,7	
	12	169,7	
219	7	205,1	245
	8	203,1	
	9	201,1	
	10	199,1	
	12	195,1	

Наружный диаметр трубы ( $D_{тр}$ ), мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр трубы ( $d_{тр}$ ), мм	Наружный диаметр муфты( $D_{м}$ ), мм
245	8	228,5	270
	9	226,5	
	10	224,5	
	12	220,5	
273	8	257,1	299
	9	255,1	
	10	253,1	
	12	249,1	
299	8	282,5	324
	9	280,5	
	10	278,5	
	11	276,5	
	12	274,5	
324	9	305,9	351
	10	303,9	
	11	301,9	
	12	299,9	
340	9	321,7	365
	10	319,7	
	11	317,7	
	12	315,7	
351	9	333	376
	10	331	
	11	329	
	12	327	
377	9	359	402
	10	357	
	11	355	
	12	353	
407	9	388,4	432
	10	386,4	
	11	384,4	
	12	382,4	
426	10	406	451
	11	404	
	12	402	
508	11	486	533

**Таблица 4 -Номинальные диаметры долот по ГОСТ 20692-75, (мм)**

46,0	59,0	76,0	93,0	97,0	98,4	112,0	118,0	120,6	132,0
139,7	146,0	151,0	161,0	165,1	171,4	187,3	190,5	200,0	212,7
215,9	222,3	242,9	244,5	250,8	269,9	295,3	304,8	311,1	320,0
349,2	374,6	393,7	444,5	490,0	508,0				

### Пример решения задачи

Рассчитать конструкцию скважины, если диаметр эксплуатационной колонны 146x7 мм.

Определяем расчетный диаметр долота под эксплуатационную колонну, подставляя значения в формулу (1):

$$D_{\text{дол}} = 166 + 2 \cdot 20 = 206 \text{ мм}$$

По ГОСТу в таблице 4 выбираем диаметр долота 212,7 мм

Определяем по ГОСТу внутренний диаметр кондуктора с учётом зазора при спуске долота, подставляя значения в формулу (2):

$$d_{\text{тр}}^{\text{к}} = 212,7 + 2 \cdot 5 = 222,7 \text{ мм}$$

по ГОСТу (из таблицы 3) выбираем наружный диаметр кондуктора  $D_{\text{к}} = 245 \times 8 \text{ мм}$ ;  $D_{\text{м}} = 270 \text{ мм}$

Определяем диаметр долота под кондуктор:

$$D_{\text{д}}^{\text{к}} = 270 + 2 \cdot 30 = 330 \text{ мм}$$

по ГОСТу в таблице 4 диаметр долота принимаем 349,2 мм

Определяем внутренний диаметр направления с учётом зазора при спуске долота:

$$d_{\text{н}} = 349,2 + 2 \cdot 5 = 359,2 \text{ мм}$$

по ГОСТу в таблице 3 принимаем направление  $D_{\text{н}} = 377 \times 9 \text{ мм}$ ;  $D_{\text{м}}^{\text{н}} = 402 \text{ мм}$

Определяем диаметр долота под направление:

$$D_{\text{д}}^{\text{н}} = 402 + 2 \cdot 50 = 502 \text{ мм}$$

По ГОСТу в таблице 4 принимаем долото диаметром 508 мм

Полученные данные заносим в таблицу 5:

**Таблица 5 – Расчетные данные конструкции скважины**

Обсадная колонна	Диаметр колонны и толщина стенки трубы, мм	Диаметр долота, мм
Направление	377x9	508
Кондуктор	245x8	349,2
Эксплуатационная колонна	146x7	212,7

**Таблица 6 - Исходные данные к задаче 1**

№№ варианта	Размер обсадной колонны, мм	Коэффициент каверности	Высота подъема цем. раствора $H_{\text{ц}}$ , м	Глубина до кровли продукт. пласта, м; L	Максимальное пласт. давление $R_{\text{плmax}}$ , МПа;	Плотность бур. раствора, $\rho_{\text{б}}$ , г/см <sup>3</sup>	Плотность сухого	Водо-цементное отношение, m
1	140x7	1,26	2650	2600	47	1,24	3,1	0,45
2	146x7	1,3	2930	2880	48	1,26	3,5	0,55
3	178x8	1,23	2875	2820	44	1,18	3,3	0,5
4	194x8	1,3	3120	2740	45	1,20	3,25	0,6
5	168x8	1,22	3200	2830	46,5	1,22	3,4	0,65
6	219x9	1,3	3180	2610	43,5	1,16	3,35	0,40

№№ варианты	Размер обсадной колонны, мм	Коэффициент каверности	Высота подъема цем. раствора $H_{ц}$ , м	Глубина до кровли продукт. пласта, м; L	Максимальное пласт. давление $R_{плmax}$ , МПа;	Плотность бур. раствора, $\rho_б$ г/см <sup>3</sup>	Плотность сухого	Водо-цементное отношение, m
7	146x7	1,2	2960	2905	43	1,14	3,2	0,45
8	168x7	1,24	2890	2835	42	1,18	3,15	0,55
9	178x8	1,26	3045	2700	44,5	1,20	3,45	0,5
10	194x9	1,27	3135	2690	46	1,18	3,55	0,6
11	146x7	1,2	3065	2805	47	1,24	3,1	0,65
12	140x7	1,25	2790	2745	47,5	1,26	3,5	0,40
13	178x8	1,23	2860	2810	35	1,18	3,3	0,45
14	168x8	1,25	2920	2865	35,5	1,20	3,25	0,55
15	146x7	1,28	2820	2765	46	1,22	3,4	0,5
16	194x9	1,15	3095	2740	44	1,16	3,35	0,6
17	146x7	1,14	3110	2855	32,5	1,14	3,2	0,65
18	219x10	1,15	3165	2610	41,5	1,14	3,15	0,40
19	140x6	1,15	2840	2790	46	1,20	3,45	0,45
20	146x7	1,18	2970	2715	33	1,18	3,55	0,55
21	178x8	1,23	3120	2740	44	1,18	3,3	0,5
22	194x8	1,3	3110	2855	45	1,20	3,25	0,6
23	168x8	1,22	3135	2690	46,5	1,22	3,4	0,65
24	178x8	1,23	3065	2805	44	1,18	3,3	0,5
25	194x8	1,3	2790	2745	45	1,20	3,25	0,6

## ЗАДАЧА № 2 Расчет бурильной колонны при бурении скважин турбинным и роторным способами

Исходные данные для решения задачи приведены в таблице 11:

### Методические указания по решению задачи

Расчет утяжеленных бурильных труб (УБТ) сводится к определению их диаметра и длины.

Отношения диаметра УБТ к диаметру долота должно быть:

0,75 - 0,85 – для долот диаметром до 295,3 мм;

0,65 - 0,75 – для долот диаметром свыше 295,3 мм.

При бурении турбобуром или электробуром диаметр УБТ не должен превышать диаметра забойного двигателя, поэтому за наибольший размер УБТ применяется диаметр забойного двигателя.

#### Порядок выполнения работы:

##### I. Расчет бурильной колонны при турбинном способе

Расчет УБТ сводится к определению диаметра и длины. Диаметр определяют исходя из условий обеспечения наибольшей жесткости сечения для конкретных условий бурения.

Длина УБТ при турбинном способе бурения определяется по формуле (3):

$$l_{УБТ} = \frac{1,25P_{\text{дол}} - G_{з.д.}}{q_{УБТ}} (М), \quad (3)$$

где  $P_{\text{дол}}$  – нагрузка на долото, МН;  
 $q_{УБТ}$  – вес 1 м УБТ, МН;  
 $G_{з.д.}$  – вес забойного двигателя, МН

Общий вес утяжеленных бурильных труб составит:

$$Q_{УБТ} = l_{УБТ} \cdot q_{УБТ}, \quad (4)$$

где  $q_{УБТ}$  – вес 1 м бурильных труб, МН (определяется по таблице 10);  
 $l_{УБТ}$  – длина утяжеленных бурильных труб, м.

Допускаемая глубина спуска бурильной колонны определяется по формуле (5):

$$l_{\text{дон}} = \frac{Q_p - k(Q_{УБТ} + G_{з.д.}) \left(1 - \frac{\rho_{б.р.}}{\rho_m}\right) - \Delta PF_k}{kq_{БТ} \left(1 - \frac{\rho_{б.р.}}{\rho_m}\right)} (М), \quad (5)$$

где  $Q_p$  – допустимая растягивающая нагрузка для труб, МН  
 $k = 1,15$  – коэффициент, учитывающий влияние трения, сил инерции и сопротивления движению раствора;  
 $Q_{УБТ}$  – общий вес утяжеленных бурильных труб, МН;  
 $G_{з.д.}$  – вес забойного двигателя, МН;  
 $\rho_{б.р.}$  – плотность бурового раствора, г/см<sup>3</sup>;  
 $\rho_m = 7,85$  г/см<sup>3</sup> – плотность материала труб, г/см<sup>3</sup>;  
 $\Delta P$  – перепад давления на долоте и в турбобуре, МПа;  
 $F_k$  – площадь проходного канала трубы, м<sup>2</sup> (определяется по таблице 10)  
 $q_{БТ}$  – вес 1 м бурильных труб, МН (определяется по таблице 10)

Допустимая растягивающая нагрузка для труб определяется по формуле (6):

$$Q_p = \frac{Q_{np}}{n} (МН), \quad (6)$$

где  $Q_{np}$  – предельная растягивающая нагрузка, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести (из таблицы 9)  
 $n$  – коэффициент, учитывающий осложнения при бурении ( $n = 1,35$ )

Расчет на статическую прочность делается по величине растягивающих напряжений и определяется по формуле (7):

$$\sigma_p = \frac{k(Q_{УБТ} + Q_{\text{бт}}) \left(1 - \frac{\rho_{б.р.}}{\rho_m}\right) + \Delta PF_k}{F_{mp}} (МПа) \quad (7)$$

где  $F_{mp}$  – площадь поперечного сечения гладкой части трубы, м<sup>2</sup>; (определяется по таблице 10)

$Q_{\text{бт}}$  – общий вес колонны бурильных труб, МН (определяется по формуле 8);

$$Q_{\text{бт}} = L_{БТ} \cdot q_{БТ} + q_3 \cdot z, (МН) \quad (8)$$

$q_3$  – масса замка и муфты (определяется по таблице 10);

$z$  – количество замков и муфт в бурильной колонне (определяется по формуле 9).

$$z = \frac{L_{\text{бт}}}{l_{\text{св}}}, \quad (9)$$

где  $L_{БТ}$  – общая длина бурильных труб без учета длины УБТ, м (определяется по формуле 10);

$l_{св}$  – длина свечи ( $l_{св} = 25$  м).

$$L_{БТ} = H_{свс} - l_{УБТ}, (м) \quad (10)$$

Для рассчитанной длины бурильной колонны по формуле (10), коэффициент запаса прочности по формуле (11), который должен быть:

- в нормальных условиях бурения – 1,4;
- в осложненных условиях бурения – 1,45

$$k = \frac{\sigma_m}{1,04 \cdot \sigma_p}, \quad (11)$$

где  $\sigma_p$  – растягивающие напряжения, МПа;  
 $\sigma_m$  – предел текучести материала труб, МПа.

Предел текучести зависит от группы прочности стали и диаметра бурильных труб (таблица 10).

**1 кг/м<sup>3</sup> = 10<sup>3</sup> г/см<sup>3</sup>**

**1 кг = 10<sup>-5</sup> МН**

**1 см<sup>2</sup> = 10<sup>-4</sup> м<sup>2</sup>**

## II. Расчет бурильной колонны при роторном способе

Длина УБТ при турбинном способе бурения определяется по формуле (12):

$$l_{УБТ} = \frac{1,25 P_{дол}}{q_{УБТ}} (м), \quad (12)$$

где  $P_{дол}$  – нагрузка на долото, МН;  
 $q_{УБТ}$  – вес 1 м УБТ, МН;

Допускаемая глубина спуска бурильной колонны определяется по формуле (13):

(13)

где  $Q_p$  – допустимая растягивающая нагрузка для труб, мН

$k = 1,15$  – коэффициент, учитывающий влияние трения, сил инерции и сопротивления движению раствора;

$Q_{УБТ}$  – общий вес утяжеленных бурильных труб, МН;

$G_{з.д.}$  – вес забойного двигателя, МН;

$\rho_{б.р.}$  – плотность бурового раствора, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_{м} = 7,85$  г/см<sup>3</sup> – плотность материала труб, г/см<sup>3</sup>;

$\Delta P$  – перепад давления на долоте и в турбобуре, МПа;

$F_k$  – площадь проходного канала трубы, м<sup>2</sup> (определяется по таблице 10)

$q_{БТ}$  – вес 1 м бурильных труб, МН (определяется по таблице 10)

для расчета на выносливость определяют переменные напряжения изгиба по формуле

$$\sigma_a = \frac{\pi^2 \cdot E \cdot l \cdot f}{2 \cdot 10^6 \cdot L^2 \cdot W_{изг}}, \quad (14)$$

где  $E$  – модуль упругости, ( $E = 21 \cdot 10^6$  н/см<sup>2</sup>);

$l$  – осевой момент инерции сечения трубы, см<sup>4</sup>;

$f$  – стрела прогиба, см;

$W_{изг}$  – момент сопротивления высаженного конца в основной плоскости резьбы, в опасном сечении трубы и по сварному шву, см<sup>2</sup>;

$L$  – длина полуволны трубы, зависит от диаметра и толщины стенки трубы, частоты вращения бурильной колонны (берем среднее значение 9 м)

$$l = \frac{\pi}{64} (D_{\text{тр}}^4 - d_{\text{тр}}^4), \quad (15)$$

где  $D_{\text{тр}}$  - наружный диаметр трубы УБТ, см;  
 $d_{\text{тр}}$  - внутренний диаметр трубы УБТ, см.

$$f = 0,5 (D_{\text{дол}} - D_{\text{м}}), \quad (16)$$

где  $D_{\text{дол}}$  - диаметр долота, см;  
 $D_{\text{м}}$  - диаметр муфты, см (принимаем равный диаметру УБТ)

$$W_{\text{изг}} = \frac{\pi(D_{\text{м}}^4 - d_{\text{ввк}}^4)}{32 \cdot D_{\text{м}}} \quad (17)$$

где  $D_{\text{м}}$  - диаметр муфты, см (принимаем равный диаметру УБТ)  
 $d_{\text{ввк}}$  – внутренний диаметр высаженного конца, см (определяется по таблице 8)

Постоянные напряжения изгиба определяются по формуле (18)

$$\sigma_m = 2\sigma_a \quad (18)$$

Коэффициент запаса прочности при роторном способе бурения определяется по формуле (19)

$$n = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_a + \varphi \cdot \sigma_m}, \quad (19)$$

где  $\sigma_{-1}$  - предел выносливости при изгибе с симметричным циклом,  
 $\sigma_{-1} = 87,5$  МПа;  
 $\sigma_m$  – предел текучести (определяется по формуле)  
 $\varphi$  - относительное сужение сечения,  $\varphi = 0,2$  %

### Пример решения задачи № 2

Определить длину УБТ, допустимую глубину спуска и статическую прочность колонны бурильных труб с высаженными наружу концами и навинченными замками при турбинном способе при следующих условиях:

глубина скважины  $H_{\text{скв}} = 2200$  м

диаметр бурильных труб 114x8 мм

группа прочности стали Д

плотность бурового раствора  $\rho_{\text{б.р.}} = 1,3$  г/см<sup>3</sup>

вес забойного двигателя  $G_{\text{з.д.}} = 0,03$  МН

перепад давления на долоте и в турбобуре  $\Delta P = 5,6$  МПа

осевая нагрузка на долото  $P_{\text{д}} = 0,1$  МН

диаметр утяжеленных бурильных труб 203x80 мм

Решение:

Определяем длину УБТ по формуле (3):

$$l_{\text{убт}} = \frac{1,25 \cdot 0,1 - 0,03}{214,6 \cdot 10^{-5}} = 44(\text{м})$$

Длину УБТ принимаем равной длине 1 свечи, т.е.  $l_{\text{убт}} = 25$  м

Общий вес утяжеленных бурильных труб определяем по формуле (4):

$$Q_{УБТ} = 25 \cdot 0,002146 = 0,0536 \text{ МН}$$

Определяем допустимую растягивающую нагрузку для бурильных труб диаметром 114x8 мм, группы прочности стали «Д» по формуле (6). Для этого по таблице 9 находим значение предельной растягивающей нагрузки, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести:

$$Q_p = \frac{1,00}{1,35} = 0,74 \text{ (МН)}$$

Исходные данные подставляем в формулу (5) и определяем допускаемую глубину спуска бурильной колонны:

$$l_{\text{дон8Д}} = \frac{0,74 - 1,15(0,0536 + 0,03) \left(1 - \frac{1,3}{7,85}\right) - 5,6 \cdot 75,9 \cdot 10^{-4}}{1,15 \cdot 20,9 \cdot 10^{-5} \left(1 - \frac{1,3}{7,85}\right)} = 2478 \text{ м}$$

Так как по условию задачи глубина скважины 2200 м, то принимаем длину бурильных труб без учета длины УБТ:

$$l_{\text{дон8Д}} = 2200 - 25 = 2175 \text{ м}$$

Количество замков в бурильной колонне равно количеству свечей и определяется по формуле (9):

$$z = \frac{2175}{25} = 87$$

Общий вес бурильных труб составит:

$$Q_{БТ} = 2175 \cdot 20,9 + 87 \cdot 52 = 49981 \text{ кг} = 0,49 \text{ (МН)}$$

Рассчитываем на статическую прочность бурильную колонну по формуле (7):

$$\sigma_p = \frac{1,15(0,0536 + 0,49) \left(1 - \frac{1,3}{7,85}\right) + 5,6 \cdot 75,9 \cdot 10^{-4}}{26,7 \cdot 10^{-4}} = 197,7 \text{ (МПа)}$$

Определяем коэффициент запаса прочности по формуле (11):

$$k = \frac{380}{1,04 \cdot 197,7} = 1,49$$

Коэффициент запаса прочности больше допустимого значения, поэтому бурильные трубы диаметром 114 мм группы прочности Д соответствуют бурению скважины глубиной 2200 м.

**Таблица 7 - Соотношение диаметров долота и УБТ**

Диаметр долота, мм	Диаметр УБТ в нормальных условиях бурения, мм	Диаметр УБТ в осложненных условиях, мм
139,7-146	114	118
149,2-158,2	121 (133)	114
165,1-171,4	133 (146)	121
187,3-200	159	146
212,4-228,6	178	159
244,5-250,8	203	178
269,9	229	203
295,3	245	219
320	245	229
349,2	254	229
374,6-393,7	273	254
> 393,7	273	254

**Таблица 8 – Техническая характеристика УБТ**

Типоразмер трубы	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Теоретическая масса 1 м трубы, кг
УБТ-95	95	32	49,0
УБТ-108	108	38	63,0
УБТ-146	146	75	97,0
УБТ-159	159	80	116,0
УБТ-178	178	80	156,0
УБТ-203	203	100	192,0
УБТС-120	120	64	63,5
УБТС-133	133	64	83,5
УБТС-146	146	68	103,0
УБТС-178	178	80	156,0
УБТС-203	203	80	214,6
УБТС-219	219	110	221,0
УБТС-229	229	90	273,4
УБТС-245	245	135	258,0
УБТС-254	254	100	336,1
УБТС-273	273	100	397,1
УБТС-299	299	100	489,5

**Таблица 9 – Значения предела текучести материала труб**

Диаметр труб, мм	Группа прочности стали	Предел текучести, $\sigma_m$ , МПа
114-127	Д	380
	К,Е,Л,М	500
140	Д	500
	К,Е	55
	Л,М	650
146	Д	380
168	К,Е,Л,М	500

**Таблица 10 – Техническая характеристика бурильных труб**

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Площадь поперечного сечения гладкой части трубы, $F_{гр}$ (см <sup>2</sup> )	Площадь поперечного сечения канала трубы, $F_{к}$ (см <sup>2</sup> )	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Масса бурильного замка, кг	Масса соединительной муфты, кг	Растягивающая нагрузка, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести, $Q_{пр}$ (Мн)				
							группа прочности стали				
							Д	К	Е	Л	М
<b>Трубы бурильные с высаженными внутрь концами и навинченными замками</b>											
114	8	26,7	75,9	20,90	36,00	9,00	1,00	1,35	1,45	1,75	2,00
	9	29,8	72,8	23,30	36,00	9,00	1,15	1,50	1,65	1,95	2,25
	10	32,8	69,8	25,70	36,00	9,00	1,25	1,65	1,80	2,15	2,45
	11	35,7	66,9	28,00	36,00	9,00	1,35	1,80	1,95	2,30	2,65
127	8	29,9	96,7	23,50	39,00	10,00	1,15	1,50	1,65	1,95	2,25
	9	33,4	93,3	26,20	39,00	10,00	1,25	1,65	1,85	2,15	2,50
	10	36,7	89,9	28,90	39,00	10,00	1,40	1,85	2,00	2,40	2,75
140	9	36,9	116,3	26,00	59,00	14,00	1,25	1,65	1,80	2,15	2,50
	10	40,7	112,5	29,00	59,00	14,00	1,40	1,85	2,05	2,40	2,75
	11	44,5	108,8	32,00	59,00	14,00	1,55	2,05	2,25	2,65	3,05
168	9	45	177,3	35,30	75,00	16,70	1,70	2,25	2,50	2,90	3,35
	10	49,7	172,6	39,00	75,00	16,70	1,90	2,50	2,75	3,25	3,70
<b>Трубы бурильные с высаженными наружу концами и навинченными замками</b>											
114	8	26,7	75,9	20,90	41,00	11,00	1,00	1,35	1,45	1,75	2,00
	9	29,8	72,8	23,30	41,00	11,00	1,15	1,50	1,65	1,95	2,25
	10	32,8	69,8	25,70	41,00	11,00	1,25	1,65	1,80	2,15	2,45
	11	35,7	66,9	28,00	41,00	11,00	1,35	1,80	1,95	2,30	2,65
140	8	33,1	120,1	26,00	56,00	15,00	1,25	1,65	1,80	2,15	2,50
	9	36,9	116,3	29,00	56,00	15,00	1,40	1,85	2,05	2,40	2,75
	11	44,5	108,8	35,00	56,00	15,00	1,70	2,20	2,45	2,95	3,30
<b>Трубы бурильные с приваренными соединительными концами (ТБПВ)</b>											
114	8	26,7	75,9	20,90	48,50	11,00	1,00	1,35	1,45	1,75	2,00
	9	29,8	72,8	23,30	49,00	11,00	1,15	1,50	1,65	1,95	2,25
	10	32,8	69,8	25,60	49,50	11,00	1,25	1,65	1,80	2,15	2,45
127	8	29,9	96,7	23,50	47,50	11,00	1,15	1,50	1,65	1,95	2,25
	9	33,4	96,3	26,20	48,50	11,00	1,25	1,65	1,85	2,15	2,50
	10	36,7	89,9	28,80	48,50	11,00	1,40	1,85	2,00	2,40	2,75
146	8	34,7	132,7	27,20	64,00	11,00	1,30	1,75	1,90	2,25	2,60
	9	38,7	128,6	30,40	64,50	11,00	1,45	1,95	2,15	2,50	2,90
	10	42,7	124,6	33,50	65,00	15,00	1,60	2,15	2,35	2,75	3,20
	11	46,6	120,7	36,60	67,00	15,00	1,75	2,35	2,55	3,05	3,50
168	8	40,3	182,1	31,60	81,50	15,00	1,55	2,00	2,20	2,60	3,00
	9	45	177,3	35,30	82,00	15,00	1,70	2,25	2,50	2,90	3,35
	10	49,7	172,6	39,00	82,00	15,00	1,90	2,50	2,75	3,25	3,70
	11	54,3	168	42,60	82,50	15,00	2,05	2,70	3,00	3,55	4,05

Таблица 11 – Исходные данные к задаче № 2

№ варианта	Конструкция бурильных труб	Глубина скважины, м, Н <sub>скв.</sub>	Диаметр и толщина стенки бур.труб, мм	Группа прочности стали бур.труб	Наружный и внутренний диаметр УБГ, мм	Вес забойного двигателя, С <sub>з.д.</sub> (МН)	Перепад давления в турбобуре, ΔР	Плотность бурового раствора, ρ <sub>б.р.</sub> (г/см <sup>3</sup> )	Осевая нагрузка на долото, МН, Р <sub>д</sub>
1	Трубы бурильные с высаженными внутрь концами и навинченными замками	2930	127x9	К	178x80	0,023	4,5	1,14	0,15
2		2875	114x10	Е	146x75	0,022	4	1,18	0,14
3		3120	140x11	Д	159x80	0,026	5	2,10	0,16
4		3200	168x9	Д	203x100	0,028	6	2,16	0,18
5		3180	114x9	К	146x75	0,023	4	1,16	0,14
6		2960	127x10	Л	146x68	0,024	4	2,00	0,15
7		2890	140x10	К	159x80	0,025	5,5	2,26	0,17
8		3045	127x8	К	146x68	0,023	4,5	2,24	0,12
9		3135	114x11	К	146x75	0,021	4	1,28	0,13
10	Трубы бурильные с приваренными соединительными концами (ТБПВ)	3065	114x8	Е	146x75	0,022	4,5	1,12	0,11
11		2790	168x11	Д	203x80	0,027	6,5	1,14	0,20
12		2860	127x10	К	146x75	0,021	4	1,18	0,14
13		2920	146x8	Д	178x80	0,023	5	2,10	0,16
14		3095	146x10	Д	178x80	0,027	5,5	1,16	0,17
15		3110	168x9	Д	219x110	0,029	6	2,00	0,19
16		3165	127x9	Е	146x75	0,023	4,5	1,26	0,13
17		2840	146x9	К	178x80	0,024	5,5	2,24	0,16
18		2970	127x8	К	159x80	0,021	4	1,28	0,15
19	Трубы бур.с высаженными наружу концами и навинченными	3220	114x8	Е	146x75	0,021	5	1,12	0,13
20		3275	140x11	Д	159x80	0,025	6	1,14	0,18
21		3055	114x10	Л	146x75	0,023	4	1,18	0,14
22		3230	140x9	К	159x80	0,025	5,5	2,10	0,17
23		2920	140x8	Д	159x80	0,026	6	1,16	0,18
24		2820	114x11	Е	146x75	0,022	5	2,00	0,15
25		3110	140x9	Д	146x75	0,025	5	1,16	0,18

### ЗАДАЧА № 3 Расчет трех-интервального профиля наклонно-направленной скважины

Исходные данные для решения задачи приведены в таблицах 12 и 13

#### Методические указания по решению задачи

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

Вертикальная проекция скважины – **профиль**;

Горизонтальная проекция – **инклинограмма**.

**Кривизной скважины** называется приращение угла искривления на определенном криволинейном участке.

Искривление ствола скважины характеризуется следующими элементами:

- $\alpha$  – зенитный угол – это угол искривления, который показывает отклонение оси скважины от вертикали (град);
- $\varphi$  – азимутальный угол (азимут скважины) – это угол между вертикальной плоскостью, в которой лежит ось скважины и направлением на север (град);
- Н – глубина скважины по вертикали (м);
- L – длина скважины по инструменту (м);
- А – смещение или отход – это отклонение ствола скважины от вертикали в горизонтальной плоскости (м);
- $i$  – интенсивность искривления – это изменение зенитного угла на 10 м

При бурении наклонно направленных скважин применяют 4 типа профиля: 2-х интервальный, 3-х интервальный, 4-х интервальный и 5-ти интервальный. Выбор типа профиля зависит не только от глубины скважины, геологических условий бурения, но и от величины зенитного угла:

- при  $\alpha - 15^\circ$  и менее выбирается трех-интервальный тип профиля;
- при  $\alpha$  от  $15^\circ$  до  $35^\circ$  – четырех-интервальный;
- при  $\alpha$  более  $35^\circ$  – тип профиля для пологой скважины.

#### Порядок выполнения работы:

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

Определяем исходные данные расчета.

*Азимут искривления ствола на горизонтальную плоскость определить при помощи транспорта на структурной карте месторождения (рис. 1).*

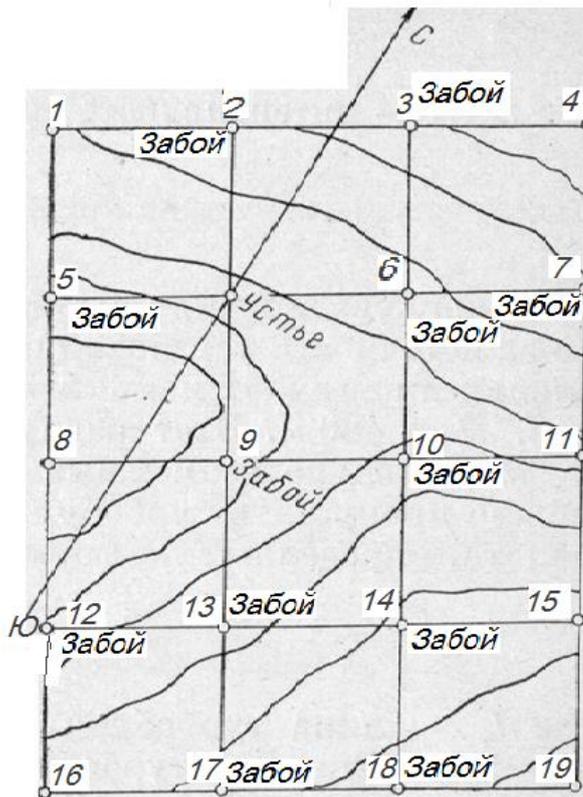


Рис. 1 - Выкопировка из структурной карты

**Решение.**

1. Определим радиус кривизны профиля скважины определяется по формуле (20):

$$R_1 = \frac{573}{i} \quad (20)$$

Из-за неточности установки отклонителя, рассчитанный радиус искривления принимаем на 5% больше теоретической величины, т.е.  $R = R_1 + 5\%$ , м.

Длина первого вертикального участка  $h_в$  принимается равной глубине спуска кондуктора плюс величина проходки на долото (50 м).

1. Определим максимальный угол наклона ствола по формуле (21):

$$\alpha = \cos \alpha = \frac{R(R-A) + H\sqrt{(H^2 + A^2 - 2AR)}}{(R-A)^2 + H^2}, \quad (21)$$

где  $R$  – радиус кривизны, м;

$\alpha$  - зенитный угол, град;

$A$  - длина горизонтального смещения забоя, м;

$H$  – вертикальная проекция 2-го и 3-го участков, м.

3. Определим проекцию участка набора кривизны на вертикальную плоскость

$$h = R \cdot \sin \alpha \quad (м) \quad (22)$$

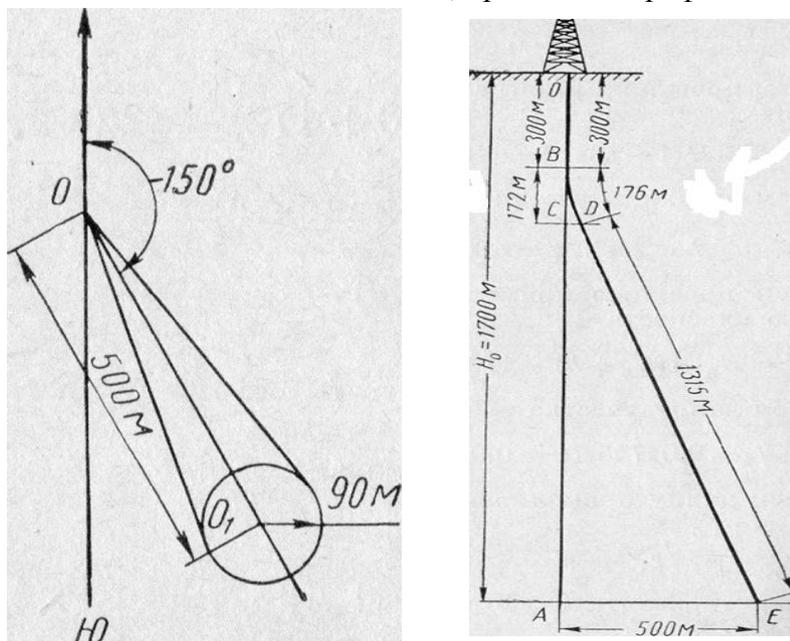
4. Определим длину 2-го участка набора кривизны

$$l_2 = 0,01745 \cdot R \cdot \alpha \quad (м) \quad (23)$$

5. Определим горизонтальную проекцию по формуле (24):

$$a = R(1 - \cos \alpha) \text{ (м)} \quad (24)$$

В связи с тем, что скважина предназначена для вскрытия одного продуктивного пласта и углы падения пластов небольшие, принимаем профиль типа А (см. рис. 2).



а

б

Рис. 2 – Профиль А

6. Определим проекцию прямолинейного наклонного участка на вертикальную плоскость.

$$H' = H_0 - (h_B + h) \text{ м} \quad (25)$$

7. Определим длину прямолинейного наклонного участка по инструменту по формуле (26):

$$l_3 = \frac{H'}{\cos \alpha} \text{ (м)} \quad (26)$$

8. Определим горизонтальную проекцию прямолинейного наклонного участка

$$A' = H' \cdot \operatorname{tg} \alpha \text{ м} \quad (27)$$

9. Определим суммарную фактическую длину отклонения

$$A_\phi = a + A' \text{ м} \quad (28)$$

10. Находим ошибку в определении угла наклона

$$\Delta \alpha = \operatorname{arctg} \frac{A - A_\phi}{l_3} \cdot \cos \alpha \text{ (}^\circ \text{ ')} \quad (29)$$

Величина ошибки находится в пределах точности измерений инклинометрами. Значит расчет сделан правильно.

11. Определим длину ствола по инструменту

$$L = l_1 + l_2 + l_3, \text{ м} \quad (30)$$

**ПРИМЕР ПОСТРОЕНИЯ ПРОФИЛЯ.** На листе бумаги выбираем точку  $O$ , которую принимаем за устье наклонной скважины. При помощи транспортира через эту точку (рис

2а) в направлении проектного азимута (условно  $150^0$ ) проводим прямую линию, и от выбранной точки  $O$  на ней откладываем отрезок  $AO'$ , равный длине отклонения забоя от вертикали в принятом масштабе, т.е.  $OO_1 = A = 500$  м; из точки  $O_1$  радиусом 90 м (радиус для данной скважины должен быть не более 5% глубины скважины, т.е. 90 м.) в этом же масштабе проводим окружность, ограничивающую допуск на отклонение забоя от заданного положения (круг допуска). две касательные линии, проведенные от точки  $O$ , к кругу допуска, образуют конус допусков. Далее по вертикальной оси (рис 2б) откладываем глубину скважины отрезок  $OA = H_0 = 1700$  м. На этом же отрезке откладываем расстояние  $OB = 300$  м и  $BC = 172$  м. Из точки  $C$  проводим горизонтальную линию ( $a$ ) и на ней откладываем отрезок  $CD = 31,7$  м. Из точки  $A$  проводим горизонтальную линию и на ней откладываем отрезок  $AE = 500$  м. Точки  $O$  и  $B$ ,  $D$  и  $E$  соединяем прямой, а  $B$  и  $C$  по дуге окружности радиуса 480 м.

**Таблица 12** – Исходные данные конструкция скважины к задаче № 3:

Тип колонны	Диаметр колонны, d мм	Глубина спуска колонны, м
Диаметр колонны под направление, d <sub>н</sub> мм	325	15 + вариант
Диаметр колонны под кондуктор, d <sub>к</sub> мм	245	250 + вариант
Забой скважины выбираем согласно своего варианта		

**Таблица 13** – Исходные данные к задаче № 3

№ варианта	Глубина скважины по вертикали, H <sub>0</sub>	Смещение, А (м)	Интенсивность кривизны, i <sub>1</sub> (град)
1	2750	1320	1,33 <sup>0</sup>
2	2930	990	1,45 <sup>0</sup>
3	3120	600	1,5 <sup>0</sup>
4	3000	1250	1,4 <sup>0</sup>
5	2870	660	1,3 <sup>0</sup>
6	2690	630	1,2 <sup>0</sup>
7	2730	570	1,33 <sup>0</sup>
8	2785	1580	1,45 <sup>0</sup>
9	3225	700	1,5 <sup>0</sup>
10	3140	1340	1,4 <sup>0</sup>
11	3270	1221	1,3 <sup>0</sup>
12	3010	720	1,2 <sup>0</sup>
13	3025	810	1,33 <sup>0</sup>
14	3150	690	1,45 <sup>0</sup>
15	2980	590	1,5 <sup>0</sup>
16	2990	695	1,4 <sup>0</sup>
17	2835	850	1,3 <sup>0</sup>
18	3060	770	1,2 <sup>0</sup>
19	3090	680	1,33 <sup>0</sup>
20	3100	895	1,45 <sup>0</sup>
21	2785	1580	1,45 <sup>0</sup>
22	3225	700	1,5 <sup>0</sup>
23	3140	1340	1,4 <sup>0</sup>
24	3270	1221	1,3 <sup>0</sup>
25	3010	720	1,2 <sup>0</sup>

№ варианта	Глубина скважины по вертикали, Н <sub>о</sub>	Смещение, А (м)	Интенсивность кривизны, i <sub>1</sub> (град)
26	3120	600	1,5 <sup>0</sup>
27	2835	1250	1,4 <sup>0</sup>
28	3060	660	1,3 <sup>0</sup>
29	3090	630	1,2 <sup>0</sup>
30	2730	570	1,33 <sup>0</sup>

#### ЗАДАЧА № 4 Расчет нефтяной ванны для освобождения прихваченных бурильных труб.

Исходные данные для решения задачи приведены в таблице 16.

##### Методические указания по решению задачи

Длина не прихваченной части бурильной колонны определяется по формуле (31):

$$L_{н.п.} = \frac{1,05 \cdot E \cdot F}{a(P_2 - P_1) \cdot n} \Delta l \quad (\text{м}), \quad (31)$$

где 1,05 – коэффициент, учитывающий жесткость бурильных замков;

$E = 2,1 \cdot 10^4$  кН/см<sup>2</sup> – модуль упругости стали колонны бурильных труб;

$F$  – площадь поперечного сечения тела бурильных труб, см<sup>2</sup> (выбирается из таблицы 15);

$\Delta l$  – удлинение бурильной колонны с учетом диаметра труб, см (выбирается из таблицы 14);

$P_1, P_2$  – создаваемые нагрузки при растяжении бурильной колонны, кН;

$a$  – цена одного деления по индикатору веса, кН ( $a = 1,25$ кН);

$n$  – число рабочих струн талевого системы.

**Таблица 14 - Величина удлинения в зависимости от диаметра труб**

Диаметр трубы, мм	114	127	140	168
Удлинение трубы при растяжении, см	35	30	25	20

**Таблица 15 - Техническая характеристика бурильных труб**

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Площадь поперечного сечения тела трубы, см <sup>2</sup>
127	7	26,4
	8	29,9
	9	33,4
	10	36,7
140	8	33,1
	9	36,9
	10	40,7
	11	44,5
168	9	45,0
	10	49,7

Если бурильная колонна спущена до забоя, но прихвачена значительно выше, то

активная жидкость должна перекрывать зону прихвата не менее, чем на 50 м и ее количество определится по формуле (32):

$$Q = 0,785(D_{\text{скв}}^2 - D_{\text{тр}}^2)(H_1 + 2h), \quad (32)$$

где  $k$  – коэффициент кавернозности;

$D_{\text{тр}}$  – наружный диаметр труб, м

$h$  – высота подъема жидкости выше зоны прихвата ( $h = 50\text{м}$ );

$H_1$  – высота прихваченного участка колонны, м;

(33)

$$H_1 = H - L_{\text{н.п.}}$$

где  $d_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр труб, м;

$D_{\text{скв}}$  – диаметр скважины, м

$$D_{\text{скв}} = D_{\text{д}} \cdot k, \quad (34)$$

$D_{\text{д}}$  – диаметр долота, м

Объем продавочной жидкости при ликвидации прихвата над забоем определится по формуле (35):

$$V_{\text{п}} = 0,785 \cdot [d_{\text{вн}}^2 \cdot L + (D_{\text{д}}^2 \cdot k - D_{\text{тр}}^2) \cdot H_1] + V_{\text{н.п.}}, \quad (35)$$

где  $L$  – длина бурильной колонны (берется равной глубине скважины), м;

$V_{\text{н.п.}}$  – объем жидкости для заполнения нагнетательной линии и подвода к прихваченной колонне ( $V_{\text{н.п.}} = 1-2 \text{ м}^3$ ).

Максимальное давление при закачке нефти, когда за бурильными трубами находится буровой раствор, а сами трубы заполнены нефтью определяется по формуле (36):

$$P = P_1 + P_2, \quad (36)$$

где  $P_1$  – давление, возникающее при разности плотностей столбов жидкости в скважине (в трубах и за трубами)

$$P_1 = \frac{H \cdot (\rho_{\text{бр.}} - \rho_{\text{н}})}{100} \text{ (МПа)}, \quad (37)$$

где  $\rho_{\text{бр.}}$  – плотность бурового раствора,  $\text{г/см}^3$

$\rho_{\text{н}}$  – плотность нефти, ( $\rho_{\text{н}} = 0,8 \text{ г/см}^3$ )

$P_2$  – давление, возникающее на преодоление гидравлических потерь (МПа)

$H$  – глубина скважины, м

$$P_2 = 0,001 \cdot L + 8 \text{ (МПа)} \quad (38)$$

#### Пример решения задачи № 4:

Рассчитать нефтяную ванну для освобождения прихваченных бурильных труб 140x8мм при следующих условиях:

глубина скважины  $H$ - 3000м

диаметр долота  $D_{\text{д}} = 215,9\text{мм}$

коэффициент кавернозности  $K = 1,2$

плотность бурового раствора  $\rho_{\text{бр.}} = 1,18\text{г/см}^3$

плотность нефти  $\rho_{\text{н}} = 0,75\text{г/см}^3$

оснастка талевой системы 5x6  
 растягивающая нагрузка  $P_1 = 50$  делений по ГИВ  
 растягивающая нагрузка  $P_2 = 60$  делений по ГИВ

Длина не прихваченной части бурильной колонны определяется по формуле (31):

$$L_{н.п.} = \frac{1,05 \cdot 2,1 \cdot 10^4 \cdot 33,1 \cdot 25}{1,25 \cdot (60 - 50) \cdot 10} = 145971 \text{ см} = 1460 \text{ м},$$

Количество жидкости для ванны определится по формуле (21):

$$Q = 0,785(D_{скв}^2 - D_{тр}^2)(H_1 + 2h)$$

$$H_1 = H - L_{н.п.} = 3000 - 1460 = 1540 \text{ м}$$

$$Q = 0,785(0,2159^2 \cdot 1,18 - 0,140^2) \cdot (1540 + 2 \cdot 50) = 45,5 \text{ м}^3$$

Объем продавочной жидкости при ликвидации прихвата у забоя определится по формуле (35):

$$V_{п} = 0,785 \cdot [0,124^2 \cdot 3000 + (0,2159^2 \cdot 1,18 - 0,140^2) \cdot 1540] + 2 = 81 \text{ м}^3$$

Давление, возникающее при разности плотностей столбов жидкости в скважине в трубах и за трубами, определяется по формуле (37):

$$P_1 = \frac{3000 \cdot (1,18 - 0,75)}{100} = 12,9 \text{ МПа}$$

Давление, возникающее на преодоление гидравлических потерь, определяется по формуле (38):

$$P_2 = 0,001L + 8 = 0,001 \cdot 3000 + 8 = 11 \text{ МПа}$$

Максимальное давление при закачке нефти, когда за бурильными трубами находится буровой раствор, а сами трубы заполнены нефтью, определится по формуле (36):

$$P = P_1 + P_2 = 12,9 + 11 = 23,9 \text{ МПа}$$

**Вывод:** Для ликвидации прихвата бурильной колонны 140x8 мм понадобится:

- нефти – 45,5 м<sup>3</sup>;
- продавочной жидкости – 81 м<sup>3</sup>;
- максимальное давление при закачке нефти – 23,9 МПа.

**Таблица 16 - Исходные данные к задаче № 4**

№.№ варианта	Оснастка талевой системы	Глубина скважины м	Диаметр бурильных труб, мм	Диаметр долота, мм	Коэффициент кавернозности	Растягив. нагрузка $P_1$ , делен.	Растягив. нагрузка $P_2$ , делен.	Плотность бурового раствора, г/см <sup>3</sup>
1	4x5	2650	114x10	190,5	1,05	45	55	1,12
2	4x5	2730	140x11	222,3	1,15	60	70	1,16

№№ варианты	Оснастка талевой системы	Глубина скважины м	Диаметр бурильных труб, мм	Диаметр долота, мм	Коэффициент кавернозности	Растягив. нагрузка P <sub>1</sub> , делен.	Растягив. нагрузка P <sub>1</sub> , делен.	Плотность бурового раствора, г/см <sup>3</sup>
3	5x6	3420	168x9	242,9	1,25	55	67	1,14
4	4x5	2740	114x9	212,7	1,22	62	74	1,22
5	4x5	2990	127x10	200,0	1,19	50	60	1,18
6	5x6	2810	140x10	242,9	1,13	65	75	1,2
7	4x5	2690	127x8	215,9	1,15	65	80	1,24
8	5x6	3160	114x11	171,4	1,18	57	70	1,21
9	4x5	2450	114x10	187,3	1,17	60	75	1,16
10	5x6	3380	140x11	223,3	1,12	60	78	1,13
11	4x5	2850	114x8	215,9	1,15	45	55	1,13
12	5x6	2730	140x10	215,9	1,25	60	70	1,17
13	5x6	3420	168x10	200	1,21	55	67	1,15
14	4x5	2940	114x9	269,9	1,16	62	74	1,23
15	4x5	2990	127x10	212,7	1,13	50	60	1,18
16	5x6	2895	140x10	190,5	1,15	65	75	1,26
17	4x5	3390	127x8	295,3	1,18	65	80	1,24
18	4x5	3260	114x10	222,3	1,17	57	70	1,21
19	4x5	3150	114x7	244,5	1,12	60	75	1,18
20	5x6	3325	140x9	250,8	1,14	60	78	1,16

## Список литературы

1. Вадецкий, Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин [Текст]: учебник / Ю.В. Вадецкий. - Москва: Академия, 2013 г.
2. Войтенко, В.С. Технология и техника бурения. В 2-х ч. Ч. 1. Горные породы и буровая техника [Электронный ресурс] : учебное пособие /В.С. Войтенко [ и др.] - М.: НИЦ ИНФРА-М; Мн.: Новое знание, 2013. - 237 с.
3. Нескоромных, В.В. Бурение скважин [Электронный ресурс]: учеб. пособие / В. В. Нескоромных. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2014. – 400 с. - Режим доступа: <http://znanium.com/catalog.php?bookinfo=505664> (ЭБС Znanium)
4. Овчинников, В.П. Технология и техника бурения. В 2-х ч. Ч. 2. Технология бурения скважин [Электронный ресурс] : учебное пособие / В.П. Овчинников - М.: ИНФРА-М; Мн.: Новое знание, 2013. - Режим доступа: <http://znanium.com/catalog.php?bookinfo=412195> (ЭБС Znanium)
5. Тетельмин, В.В. Нефтегазовое дело [Текст]: учебное пособие. - Долгопрудный: Интеллект, 2014.-800 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Таблица 1- Размерности величин, используемых в нефтепромысловой практике в системе СИ

Величина	Отраслевое обозначение	Обозначение в системе СИ	Соотношение
1	2	3	4
Длина	м	м	
Площадь	м <sup>2</sup>	м <sup>2</sup>	
Объем	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	
Масса	т	кг	1т = 10 <sup>3</sup> кг
Время (*)	сут.	с	1 сут = 86400 с.
Вес	кгс	Н	Кгс = 9,8 Н
Давление	кгс/см <sup>2</sup>	Па	1 кгс/см <sup>2</sup> = 0,98 · 10 <sup>6</sup> Па 1Па = 1Н/м <sup>2</sup> 1МПа = 10 <sup>6</sup> Па 1 кгс/см <sup>2</sup> = 0,98 · 10 <sup>1</sup> МПа
Дебит (*) массовый	т/сут	кг/с	1т/сут = 11,57 · 10 <sup>-3</sup> кгс/с
объемный	м <sup>3</sup> /сут	м <sup>3</sup> /с	1м <sup>3</sup> /сут = 11,57 · 10 <sup>-6</sup> м <sup>3</sup> /с 1м <sup>3</sup> /сут = 11,57см <sup>3</sup> /с
Плотность	г/см <sup>3</sup>	кг/м <sup>3</sup>	1г/см <sup>3</sup> = 1т/м <sup>3</sup> = 10 <sup>3</sup> кг/м <sup>3</sup>
Вязкость динамическая	П, сП	Па · с	1П = 10 <sup>2</sup> сП = 10 <sup>-1</sup> Па · с 1сП = 10 <sup>-3</sup> Па · с = 1мПа · с
кинематическая	Ст, сСт	м <sup>2</sup> /с	1Ст = 10 <sup>2</sup> сСт = 10 <sup>-4</sup> м <sup>2</sup> /с 1сСт = 10 <sup>-6</sup> м <sup>2</sup> /с