

Министерство образования Республики Беларусь

**Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»**

Кафедра «Нефтегазозаготовка и гидропневмоавтоматика»

Т. В. Атвиновская

**ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН
РАСЧЕТЫ И ЗАДАЧИ В ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ**

ПРАКТИКУМ

**для студентов специальности
1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»
дневной и заочной форм обучения**

Гомель 2023

УДК 622.24(075.8)
ББК 33.131я73
А92

*Рекомендовано научно-методическим советом
машиностроительного факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 2 от 06.12.2021 г.)*

Рецензент: начальник отдела по обучению работников нефтяного блока УПК РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» С. В. Козырева

Атвиновская, Т. В.
А92 Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Расчеты и задачи в технологии бурения : практикум для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» днев. и заоч. форм обучения / Т. В. Атвиновская. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2023. – 78 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Содержит необходимые сведения для ознакомления студентов с задачами по основным изучаемым темам курса «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» в соответствии с программой данной дисциплины.

Для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» дневной и заочной форм обучения.

**УДК 622.24(075.8)
ББК 33.131я73**

© Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», 2023

Предисловие

Цель настоящего практикума, содержащего задания по курсу «Технология бурения нефтяных и газовых скважин», – дать расширенные теоретические знания студентам.

В практикуме даны задачи по основным изучаемым темам курса. В начале каждого практического занятия приводятся краткие теоретические аспекты изучаемой темы, далее – расчет задачи и исходные данные для индивидуального решения. Основная цель задач для индивидуального решения – самостоятельный поиск оптимальных решений.

Данные практические занятия помогут студентам закрепить теоретический материал, изучаемый на лекциях.

Студенты на практических занятиях работают по следующей схеме:

- 1) изучают теоретические аспекты рассматриваемой темы;
- 2) рассматривают условия и исходные данные индивидуального задания;
- 3) расчеты проводятся в тетради, должны быть аккуратно оформлены, написаны четким почерком, без помарок;
- 4) решенное индивидуальное задание представляется к защите.

Практическая работа № 1
Крепление скважин и разобщение пластов

Цель: изучить методику проектирования конструкции скважины.

1. Теоретическая часть

Сегодня нефтяные и газовые скважины представляют собой капитальные дорогостоящие сооружения, служащие много десятилетий. Это достигается соединением продуктивного пласта с дневной поверхностью герметичным, прочным и долговечным каналом. Однако пробуренный ствол скважины еще не представляет собой такого канала, вследствие неустойчивости горных пород, наличия пластов, насыщенных различными флюидами (вода, нефть, газ и их смеси), которые находятся под различным давлением. Поэтому при строительстве скважины необходимо крепить ее ствол и разобщать (изолировать) пласты, содержащие различные флюиды.

В ряде случаев дальнейшее углубление ствола скважины становится невозможной без предварительного крепления ее стенок.

Крепление ствола скважины производится путем спуска в нее специальных труб, называемых обсадными. Ряд обсадных труб, соединенных последовательно между собой, составляет обсадную колонну. Для крепления скважин применяют стальные обсадные трубы (рис.1).

Насыщенные различными флюидами пласты разобщены непроницаемыми горными породами — «покрышками». При бурении скважины эти непроницаемые разобщающие покрышки нарушаются и создается возможность межпластовых перетоков, самопроизвольного излива пластовых флюидов на поверхность, обводнения продуктивных пластов, загрязнения источников водоснабжения и атмосферы, коррозии спущенных в скважину обсадных колонн.

В процессе бурения скважины в неустойчивых горных породах возможны интенсивное кавернообразование, осыпи, обвалы и т.д. В ряде случаев дальнейшее углубление ствола скважины становится невозможной без предварительного крепления ее стенок.

Для исключения таких явлений кольцевой канал (кольцевое пространство) между стенкой скважины и спущенной в нее обсадной колонной заполняется тампонирующим (изолирующим) материалом.

Это составы, включающие вяжущее вещество, инертные и активные наполнители, химические реагенты. Их готовят в виде растворов (чаще водных) и закачивают в скважину насосами. Из вяжущих веществ наиболее широко применяют тампонажные портландцементы. Поэтому процесс разобщения пластов называют цементированием.

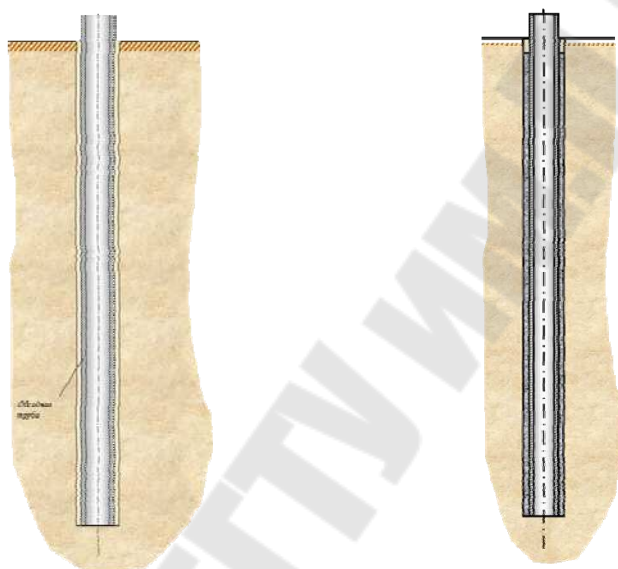


Рис. 1. Схема крепления скважины

Таким образом, в результате бурения ствола, его последующего крепления и разобщения пластов создается устойчивое подземное сооружение определенной конструкции.

Под конструкцией скважины понимается совокупность данных о числе и размерах (диаметр и длина) обсадных колонн, диаметрах ствола скважины под каждую колонну, интервалах цементирования, а также о способах и интервалах соединения скважины с продуктивным пластом (рис. 2).

Сведения о диаметрах, толщинах стенок и марках сталей обсадных труб по интервалам, о типах обсадных труб, оборудовании низа колонны входят в понятие конструкции обсадной колонны.

В скважину спускают обсадные колонны определенного назначения: направление, кондуктор, промежуточные колонны, эксплуатационная колонна.

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, а также для соединения скважины с системой очистки бурового раствора. Кольцевое пространство за направлением заполняют по всей длине тампонажным раствором или бетоном. Направление спускают на глубину от нескольких метров в устойчивых породах, до десятков метров в болотах и илистых грунтах.

Кондуктором обычно перекрывают верхнюю часть геологического разреза, где имеются неустойчивые породы, пласты, поглощающие буровой раствор или проявляющие, подающие на поверхность пластовые флюиды, т.е. все те интервалы, которые будут осложнять процесс дальнейшего бурения и вызывать загрязнение окружающей природной среды. Кондуктором обязательно должны быть перекрыты все пласты, насыщенные пресной водой.

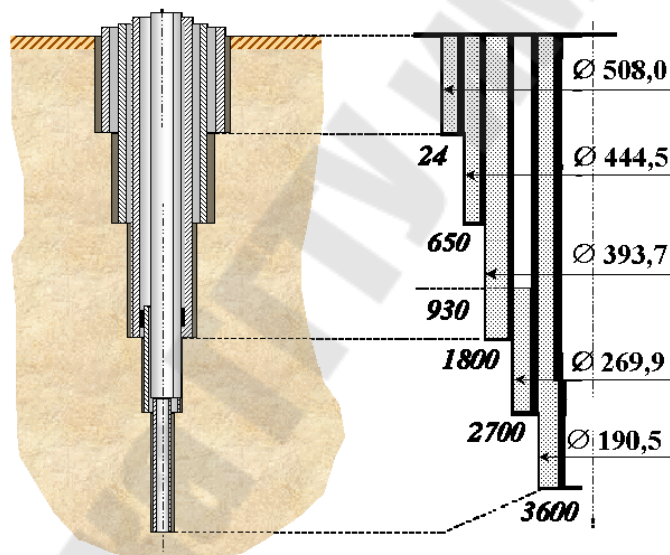


Рис. 2. Схема конструкции скважины

Кондуктор служит также для установки противовыбросового устьевого оборудования и подвески последующих обсадных колонн. Кондуктор спускают на глубину нескольких сотен метров. Для надежного разобщения пластов, придания достаточной прочности и устойчивости кондуктор цементируется по всей длине.

Эксплуатационная колонна спускается в скважину для извлечения нефти, газа или нагнетания в продуктивный горизонт воды или газа с целью поддержания пластового давления. Высота подъема тампонажного раствора над кровлей продуктивных горизонтов, а также устройством ступенчатого цементирования или узлом соединения верхних секций обсадных колонн в нефтяных и

газовых скважинах должна составлять соответственно не менее 150 – 300 м и 500 м.

Промежуточные (технические) колонны необходимо спускать, если невозможно пробурить до проектной глубины без предварительного разобщения зон осложнений (проявлений, обвалов). Решение об их спуске принимается после анализа соотношения давлений, возникающих при бурении в системе «скважина-пласт».

Промежуточные колонны могут быть сплошными (их спускают от устья до забоя) и не сплошными (не достигающими до устья). Последние называются хвостовиками.

Принято считать, что скважина имеет одноколонную конструкцию, если в нее не спускаются промежуточные колонны, хотя спущены и направление, и кондуктор. При одной промежуточной колонне скважина имеет двухколонную конструкцию. Когда имеются две и более технические колонны, скважина считается многоколонной.

Конструкция скважины задается следующим образом: 426, 324, 219, 146 – диаметры обсадных колонн в мм; 40, 450, 1600, 2700 – глубины спуска обсадных колонн в м; 350, 1500 – уровень тампонажного раствора за хвостовиком и эксплуатационной колонной в м; 295, 190 – диаметры долот в мм для бурения скважины колонны под 219 и 146 мм.

2. Практическая часть

Конструкцию скважины определяют, начиная с диаметра эксплуатационной колонны, величину которого надо рассматривать как основной фактор, предопределяющий все размеры проектируемой скважины.

Современные методы эксплуатации скважины дают возможность в большинстве случаев ограничиться спуском 146-мм обсадных труб. При высоких среднесуточных дебитах (более 300 т нефти и 500 тыс. м³ газа) может потребоваться спуск 168-мм обсадных колонн.

После выбора диаметра эксплуатационной колонны устанавливают необходимость спуска промежуточной колонны. Спуск промежуточной колонны в скважину предусматривает предупреждение осложнений геологического характера, которые не

могут быть преодолены существующими методами. На основании геологической характеристики пластов верхнего интервала скважины устанавливают диаметр и глубину спуска кондуктора.

После обоснования технического разреза скважины определяют конструктивные размеры ее ствола, которые могут обеспечить спуск обсадных колонн до намеченной глубины.

Выбор диаметра долота обуславливается следующими факторами:

- 1) диаметром муфты обсадной колонны;
- 2) величиной зазора между муфтой и стенками скважины для заполнения ее цементным раствором.

Величина зазора должна быть увязана с величиной выхода данной колонны из-под башмака предыдущей колонны: чем больше выход, тем больше нужен зазор. Диаметр долота (D_d), которым предстоит бурить ствол скважины под колонну обсадных труб, определяют по формуле:

$$D_d = D_m + \delta, \quad (1)$$

где D_m – диаметр муфты спускаемой колонны обсадных труб в мм; δ – величина зазора между муфтой и стенками скважины в мм.

На основании обобщения фактических конструкций скважин рекомендуются следующие величины зазора между стенками скважины и муфтами обсадных труб (табл. 1).

Таблица 1

Наружный диаметр обсадных труб, мм	114 и 127	141,146 и 159	168 и 194	219 и 245	273 и 299	325 и 351	377 и 426
Зазор между стенкой скважины и концентрически расположенной муфтой (δ) не более, мм	15	20	20-25	25-30	30-35	35-40	45-50

После того как установлен диаметр долота, определяют диаметр предыдущей колонны (промежуточной колонны или кондуктора). Разница между внутренним диаметром этой (предыдущей) колонны и размером долота, проходящего через нее, не должна превышать 6–8 мм.

При разработке конструкции скважины следует выбирать колонны минимального диаметра.

Применение колонны малого диаметра позволяет путем сокращения расхода металла, цемента и других материалов уменьшать капитальные затраты при строительстве скважин. Вместе с тем при проводке скважин малого диаметра увеличивается механическая скорость проходки и облегчается труд рабочих.

При турбинном способе бурения под эксплуатационную колонну конструктивные размеры ствола скважины надо определять с учетом диаметра применяемого турбобура. Это необходимо делать в связи с тем, что в ряде случаев под эксплуатационные колонны бурят турбобурами, диаметры которых превышают диаметры общепринятых эксплуатационных колонн (168, 146 мм). Это приводит к увеличению диаметра долота (скважины), а, следовательно, к значительным величинам зазоров.

3. Индивидуальное задание

В данной практической работе необходимо решить следующую задачу: выбрать конструкцию вертикальной нефтяной скважины: количество, глубины спуска, диаметры обсадных колонн, диаметры долот по вариантам (табл. 2).

Таблица 2

Параметры для работы по вариантам

	вариант	эксплуатационная колонна, мм	глубина спуска, м
1	1–5	114	1700
2	6–10	127	1800
3	11–15	141	1900
4	16–20	146	2000
5	21–25	159	2050
6	26–30	168	2100

Разберем методику проектирования конструкции скважины на конкретном примере.

Обосновать конструкцию эксплуатационной скважины, проводимой роторным способом на глубину 1700 м. Геологический разрез характеризуется зоной сильного ухода промысловой жидкости на глубине 1000 м, а при подходе к проектной глубине (1700 м) ожидаются сильные газопроявления с выбросами.

Как показал опыт бурения в данном районе, для изоляции зоны поглощений и ухода глинистого раствора и предотвращения возможных газопроявлений и выбросов в результате поглощений и ухода при вскрытии продуктивного горизонта необходимо спустить на глубину 100 м и зацементировать промежуточную колонну.

Диаметр эксплуатационной колонны принимаем равным 146 мм. Внешний диаметр муфты 146-мм колонны равен 166 мм. На основании таблицы 1 находим, что минимальным диаметром долота под 146-мм колонну будет

$$D_{э.к} = D_M + 2\delta = 166 + 2 \times 20 = 206 \text{ мм.}$$

По табл. 3 находим, что ближайший размер долота 214 мм (№ 9).

С учетом размера принятого долота диаметр промежуточной колонны, очевидно, может быть принят 245 мм с внутренним диаметром как минимум 220 мм ($214 + 6 = 220$ мм).

Внешний диаметр муфты 245-мм колонны равен 269 мм; тогда на основании таблицы 1 найдем, что

$$D_{п.к} = D_M + 2\delta = 269 + 2 \times 25 = 319 \text{ мм.}$$

Ближайший размер долота будет равен 320 мм. Для пропуска долота 320 мм через кондуктор внутренний диаметр последнего должен быть не менее $320 + 6 = 326$ мм. Этому условию отвечает 351-мм обсадная колонна, которая и будет кондуктором.

Внешний диаметр муфты 351-мм колонны равен 376 мм

$$D_K = D_M + 2\delta = 376 + 2 \times 35 = 446 \text{ мм.}$$

Ближайший размер долота 445 мм. Следовательно, зазор составит 34 мм, что можно признать вполне доступным.

По данным геологической службы 351-мм кондуктор следует спустить на глубину 200 м.

Проектирование конструкции скважины заканчивается выбором диаметра направления. Диаметр направления принимается на 50–100 мм больше, чем диаметр долота, которым будут бурить скважину под кондуктор.

Для нашего конкретного случая диаметр направления принимаем 550 мм. Глубина заделки направления зависит от грунтовых условий места заложения проектируемой скважины.

Долота независимо от их назначения, конструкции и типа нормализованы по диаметрам. Нормальный ряд долот (нормаль 4554-61) по диаметрам приведен в табл. 3.

Для удовлетворения требованиям разнообразных условий бурения в настоящее время серийно изготавливают следующие долота: а) шарошечные диаметрами 93,97,112,118, 132, 140, 145, 151, 161, 190, 214, 243, 269, 295, 320, 346, 370, 394, 445, 490 мм б) лопастные от 76 до 705 мм; в) алмазные диаметрами 96, 116,5, 140, 142,5, 185, 188 и 212 мм.

Таблица 3

Параметры и предельное отклонение долота

Диаметр долота, мм	Предельное отклонение диаметра долота, мм	Диаметр долота, мм	Предельное отклонение диаметра долота, мм
76	±0,5	190	±1
93		214	
97		243	
112		269	
118		295	±1,5
132		320	
135		245	
140	±1	370	±2
145		394	
151		445	
161		490	

4. Контрольные вопросы

1. Дать определение конструкции скважины?
2. Какие бывают элементы скважины?
3. Что такое обсадные трубы?
4. Какие основные функции обсадной колонны?
5. Из скольких обсадных колонн состоит конструкция скважины?
6. В чем назначение направляющей трубы, кондуктора, хвостовика, эксплуатационной колонны?

Практическая работа № 2

Выбор рациональной конструкции скважины

Цель: научиться выбирать конструкцию скважины расчетным путем и по номограмме; научиться правильно вычерчивать

технический разрез скважины; научиться определять рациональность конструкции скважины.

1. Теоретическая часть

1.1. Под конструкцией скважины понимается количество спущенных в скважину обсадных колонн, их размеры - длина и диаметр, диаметры долот под каждую обсадную колонну и высота подъема цемента за каждой из колонн.

1.2. Исходными данными для проектирования конструкции скважины являются:

- назначение и глубина скважины;
- геологический разрез;
- особенности бурения в данном районе;
- интервалы залегания продуктивных пластов;
- характеристика проницаемых горизонтов и продуктивной залежи.

К конструкции скважины предъявляются следующие требования, т.е. она должна обеспечить:

- долговечность скважины как технического сооружения;
- надежную изоляцию всех проницаемых горизонтов;
- сохранность запасов жидких и газообразных полезных ископаемых;
- минимум затрат на единицу добываемой продукции;
- возможность бурения до проектной глубины без опасности возникновения серьезных осложнений.

1.3. Выбор и расчет конструкции скважины заключается в определении:

- конструкции призабойного участка скважины;
- вида обсадных колонн (кондуктор, промежуточная, эксплуатационная);
- числа обсадных колонн;
- глубины их спуска;
- диаметра эксплуатационной колонны;
- диаметра обсадных труб;
- типа резьбовых соединений обсадных труб;
- диаметра долот, которыми бурят под каждую обсадную колонну;

– высоты подъема тампонажного цементного раствора в затрубном пространстве.

2. Практическая часть

1. Выбор количества обсадных колонн и глубины их спуска.

При проектировании конструкции скважины в первую очередь выбирается число обсадных колонн и глубины их спуска, исходя из совместимых условий бурения отдельных интервалов ствола.

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

Выбор количества обсадных колонн и глубины их спуска проводится в следующем порядке:

1. Глубина спуска направления устанавливается, исходя из геокриологической характеристики верхней части геологического разреза (обычно 0-200 м).

2. Глубина спуска кондуктора определяется в соответствии с требованиями крепления верхних неустойчивых отложений и изоляции верхних водоносных или поглощающих горизонтов (обычно до 800 м).

3. Для выбора количества промежуточных колонн и глубины их спуска строится график совмещенных давлений, характеризующий изменение давлений пластового (порового), гидроразрыва пород и плотности бурового раствора с ростом глубины скважины в координатах глубина-эквивалент градиента давления.

Зоны совместимых условий бурения представляют собой зоны крепления скважин обсадными колоннами. Число зон определяют число обсадных колонн. Глубина спуска обсадной колонны принимается на 10-20 м выше окончания зоны крепления (зоны совместимых условий бурения), но не выше глубины начала следующей зоны совместимых условий.

4. Глубина спуска эксплуатационной колонны определяется местоположением продуктивных пластов, способами заканчивания и эксплуатации скважины, а также конструкцией забоя скважины.

В задании дается глубина скважины, которая и является глубиной спуска эксплуатационной колонны.

2. *Определение диаметров обсадных колонн и долот под каждую колонну*

2.1. Диаметр эксплуатационной колонны выбирается в зависимости от назначения скважины и возможного суммарного дебита продуктивного пласта, а также цели бурения и способа эксплуатации скважины в последний период ее жизни и определяется заказчиком на буровые работы.

2.2. Диаметр долота под эксплуатационную колонну определяется для разведки и добычи отдельно, т.к. для разведки применяется роторный способ бурения, а для добычи - бурение забойным двигателем.

Для разведки диаметр долота под эксплуатационную колонну определяется по формуле:

$$D_d^3 = d_m + 2\Delta_n, \quad (1)$$

где d_m – диаметр муфты эксплуатационной колонны, мм (табл. 2); Δ_n – диаметральный зазор между стенкой скважины и муфтой обсадной трубы.

Для обсадной трубы диаметром 146 мм диаметр муфты – 166 мм, а диаметральный зазор – 15 мм, т. к. при разведке он должен быть максимальным.

Тогда

$$D_d^3 = 166 + 2 \cdot 15 = 196 \text{ мм.}$$

По ГОСТ 20692-75 (табл. 3.) выбирается ближайший диаметр долота $D_d = 215,9$ мм.

Для добычи используется турбинный способ бурения. Для данной задачи выбирается турбобур 3 ТСШ-195ТЛ, у которого наружный диаметр $D_{т.б} = 195$ мм,

Тогда

$$D_d^3 = D_{т.б} + 2\Delta_n, \quad (2)$$

где $D_{т.б}$ – диаметр турбобура; Δ_n – диаметральный зазор между стенкой скважины и турбобуром, $\Delta_n = 10$ мм:

$$D_d^3 = 195 + 2 \cdot 10 = 215 \text{ мм.}$$

Диаметр долота для бурения под выбранную обсадную колонну определяется требуемым зазором между колонной и стенкой скважины. Величина зазора зависит от диаметра и типа соединений

обсадных труб и профиля скважины, сложности геологических условий, гидродинамических давлений при бурении и креплении интервала, выхода из-под башмака предыдущей колонны. Величину зазора между обсадной колонной и стенкой скважины выбирают по данным анализа опыта бурения и крепления скважин в данном районе и в сходных геологических условиях других районов страны или по результатам специально поставленных исследовательских работ при проходке опорно-технологических скважин на данной площади. Если такие данные отсутствуют, то при выборе диаметров долот можно пользоваться следующими рекомендациями (табл. 1).

Таблица 1

Диаметр обсадной трубы, мм	114-127	140-168	178-194	219-245	273-299	324-351	≥ 377
Зазор, мм	7-10	10-15	15-20	20-25	25-35	30-40	40-50

2.3. Диаметры промежуточных колонн и кондуктора, а также диаметры долот для бурения стволов под каждую из обсадных колонн находятся расчетным путем или по номограмме (рис. 1), в соответствии с радиальным зазором между долотом и внутренней поверхностью той колонны, через которую оно должно проходить при бурении скважины – Δv ($\Delta v \geq 3-5$ мм). Диаметры долот определены по формулам (1) и (2). Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, в которую должно пройти долото определяется по формуле (3)

$$d_{\text{пред}} = D_{\text{д}} + 2\Delta v \quad (3)$$

Наружный диаметр определяется по формуле (4)

$$D_{\text{пред}} = d_{\text{пред}} + 2\delta, \quad (4)$$

где δ – наибольшая возможная толщина стенки труб данной обсадной колонны.

Полученные результаты сравниваются с номенклатурой труб.

2.4. Высота подъема цементного раствора за обсадными колоннами (интервал цементирования) выбирается с учетом ЕТП («Единые технические правила при ведении буровых работ»):

- за кондуктором – до устья скважины;
- за промежуточными колоннами нефтяных скважин, проектная глубина которых до 3000 м – с учетом геологических условий, но не менее 500 м от башмака колонны;

– за промежуточными колоннами разведочных, поисковых, параметрических, опорных, газовых и нефтяных (вне зависимости от глубины спуска промежуточных колонн) скважин проектной глубиной более 3000 м- до устья скважины;

– за эксплуатационными колоннами нефтяных скважин – с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны не менее 100 м, это условие сохраняется для газовых и разведочных скважин при обеспечении герметичности соединений.

Во всех остальных случаях тампонажный раствор должен подниматься до устья скважины. В табл. 2 представлены размеры муфт.

Таблица 2

Размеры муфт ОТТМ (в мм)

диаметр условный	114	127	140	146	168	178	194	219	245	273	299	324	340
диаметр наружный	133	146	159	166	188	198	216	245	270	299	324	351	365

В табл. 3 представлены диаметры долот.

Таблица 3

Диаметры долот (в мм)

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

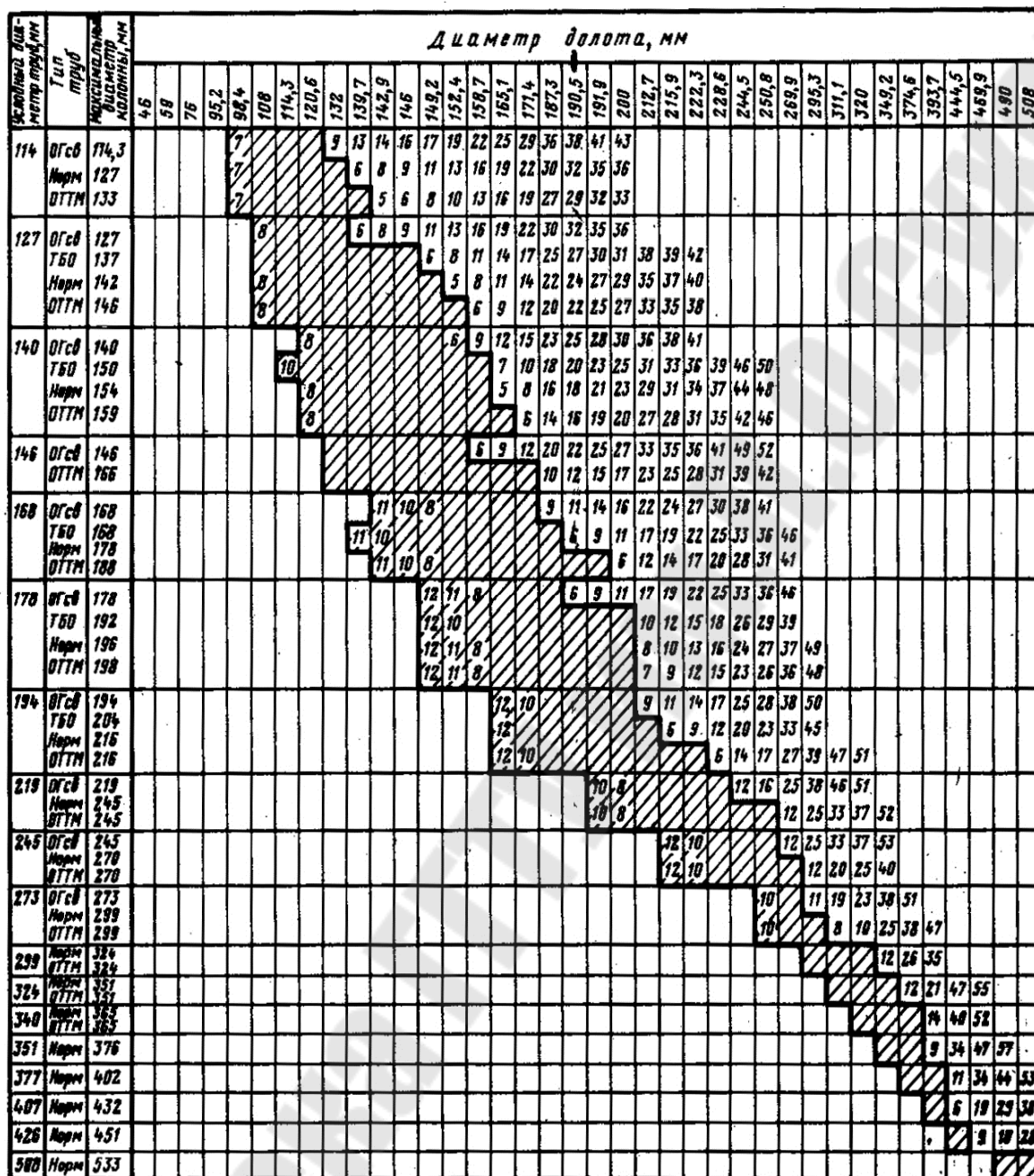


Рис. 1. Номограмма для выбора диаметра обсадных колонн и долот
 Примечания: 1. ОГ_{св} – обсадные гладкие резьбовые и сварные;
 Норм – трубы по ГОСТ 632—80; ОТТМ и ТБО – соответственно
 муфтовые и безмуфтовые обсадные трубы с трапецидальной резьбой.

2. Затрихована область несовместимых размеров долот и труб. В левой части этой области цифрами обозначены максимальные толщины стенок труб, при которых данное долото еще проходит в колонну. В правой части номограммы указаны зазоры по телу трубы или муфтовому соединению между обсадной колонной и стенкой скважины.

Пример решения

Выбрать конструкцию вертикальной нефтяной скважины: количество, глубины спуска, диаметры обсадных колонн, диаметры долот, высоты подъема цементного раствора за обсадными колоннами.

Исходные данные:

Глубина скважины $H=1700$ м.

Цель бурения – разведка на нефть.

Диаметр эксплуатационной колонны $D_э=146$ мм.

Зоны совместимых условий бурения:

Интервал $H_1 – 0 – 400$ м.;

интервал $H_2 – 400 – 820$ м.;

интервал $H_3 – 820 – 1700$ м.

Решение:

Для разведки диаметр долота под эксплуатационную колонну определяется по формуле:

$$D_д^э = 166 + 2 \cdot 15 = 196 \text{ мм},$$

где $d_м = 166$ мм – диаметр муфты эксплуатационной колонны; $\Delta_n = 15$ мм – диаметральный зазор между стенкой скважины и муфтой обсадной трубы.

По ГОСТ 20692–75 выбирается ближайший диаметр долота $D_д^э = 215,9$ мм.

Внутренний диаметр промежуточной колонны определяется по формуле:

$$d_{\text{пром}} = D_д + 2\Delta_v = 215,9 + 2 \cdot 5 \cong 226 \text{ мм}.$$

Наружный диаметр промежуточной колонны определяется по формуле:

$$D_{\text{пром}} = d_{\text{пром}} + 2d = 226 + 2 \times 9 = 244 \text{ мм}.$$

По номенклатуре обсадных труб определяются для промежуточной колонны трубы диаметром 245 мм. с толщиной стенки 9 мм.

Диаметр долота под промежуточную колонну

$$D_д^{\text{пр}} = 270 + 2 \cdot 20 = 310 \text{ мм}.$$

По ГОСТу принимается долото диаметром $D_д^{\text{пр}} = 320$ мм.

Определяется внутренний диаметр кондуктора:

$$d_{\text{конд}} = D_д + 2\Delta_v = 320 + 2 \cdot 5 = 330 \text{ мм}.$$

Наружный диаметр кондуктора

$$D_{\text{конд}} = d_{\text{конд}} + 2d = 330 + 2 \times 9,5 = 349 \text{ мм}.$$

По номенклатуре обсадных труб принимаются трубы с наружным диаметром 351 мм. и с толщиной стенки $\delta=10$ мм.

Диаметр долота под кондуктор

$$D_{\text{д}}^{\text{конд}} = 351 + 2 \cdot 30 = 411 \text{ мм}$$

По ГОСТу принимается долото диаметром

$$D_{\text{д}}^{\text{конд}} = 393,7 \text{ мм.}$$

Проектирование конструкции скважины заканчивается выбором диаметра направления. Диаметр направления принимается на 50-100 мм больше, чем диаметр долота, которым будут бурить скважину под кондуктор.

Результаты заносятся в табл. 4

Таблица 4

Элементы конструкции скважины	Интервал зоны совместимых условий бурения	Диаметр обсадной колонны, мм	Тип резьбового соединения	Диаметральный зазор, мм	Диаметр долота, мм	Глубина спуска, м	Интервал цементирования, м
Кондуктор	0-400	324	Норм.	30	393,7	380	0-380
Промежуточная колонна	400-820	245	ОТТМ	20	320	800	280-800
Эксплуатационная колонна	820-1700	146	ОТТМ	25	215,9	1700	700-1700

Затем конструкция скважины выбирается по номограмме и результаты сравниваются.

Если они совпадают, как в данном примере, то конструкция скважины считается рациональной.

Если полученные результаты не совпадают, то за рациональную принимается та конструкция скважины, в которой получены наименьшие диаметры долот.

По окончательным результатам строится технический разрез скважины и определяются интервалы цементирования:

- за кондуктором до устья 0-380 м.;
- за промежуточной колонной 280 – 800 м.;
- за эксплуатационной колонной 700-1700 м.

На рис. 2 представлен технический разрез скважины

Глубина, м	Интервалы совместимых условий бурения	Элементы конструкции скважины			
		324	245	146	
200	0-400	380	280	700	
400					
600	400-820	380	280	700	
800					
1000					
1200	820-1700	380	280	700	
1400					
1600					
1800					
1800				800	1700

Рис. 2. Технический разрез скважины

3. Индивидуальное задание

В данной практической работе необходимо решить следующую задачу:

Задача. Выбрать конструкцию вертикальной нефтяной скважины: количество, глубины спуска, диаметры обсадных колонн, диаметры долот, высоты подъема цементного раствора за обсадными колоннами.

Цель бурения и диаметр эксплуатационной колонны:

– для четных вариантов – разведка на нефть, диаметр эксплуатационной колонны $D^3=127$ мм;

– для нечетных вариантов - добыча, диаметр эксплуатационной колонны $D^3=140$ мм (турбобур ТСП-172) (табл. 5).

Таблица 5

Параметры для работы по вариантам

вариант	Глубина скважины, м	Интервал H_1 , м	Интервал H_2 , м	Интервал H_3 , м
1-4	2450	0-400	400-1200	122-2450
5-8	2500	0-450	450-1300	1300-2500
9-12	2550	0-500	500-1400	1400-2550
13-16	2600	0-550	550-1450	1450-2600
17-20	2650	0-600	600-1500	1500-2650
21-25	2700	0-650	650-1550	1550-2700
26-30	2750	0-700	700-1600	1600-2750

Практическая работа № 3

Бурильная колонна. Состав, назначение и условие работы бурильной колонны

Цель: расчет условий работы бурильной колонны

1. Теоретическая часть

Главные функции бурильной колонны:

- обеспечение канала для подведения энергии, необходимой для вращения долота (механической, гидравлической, электрической)
- восприятие реактивного крутящего момента при работе забойных двигателей;
- обеспечение канала круговой циркуляции рабочего агента для очистки скважины от выбуренной породы;
- создание осевой нагрузки на долото;
- обеспечение гидравлического канала связи для получения информации от специальных устройств, находящихся в скважине или управления последними;
- при проведении операций, связанных с использованием испытателя пластов на бурильных трубах (ИПТ), установки цементных мостов, проведения аварийных работ и др.

Бурильная колонна является связующим звеном между долотом, находящимся на забое скважины, и буровым оборудованием, расположенным на поверхности.

Основными элементами, составляющими бурильную колонну, являются квадратные штанги, бурильные трубы, бурильные замки, переводники, центраторы бурильной колонны, утяжеленные бурильные трубы.

Квадратные штанги, имеющие квадратное сечение, предназначены для передачи вращения от ротора к бурильным трубам. Бурильные трубы составляют основную часть колонны. При роторном бурении колонна бурильных труб служит для передачи вращения долоту и для подачи промывочной жидкости к забою скважины.

При турбинном бурении колонна бурильных труб используется в основном для подачи промывочной жидкости к забойному двигателю (турбобуру). Кроме того, при любом способе бурения бурильная колонна предназначена для осуществления нагрузки на долото, подъема и спуска инструментов, разрушающих забой (долота, турбобура, электробура и т.д.), и выполнения вспомогательных работ (промывки скважины, цементирования и т.д.).

Бурильные замки соединяют между собой отдельные бурильные трубы. Переводники предназначены для соединения элементов бурильных колонн, имеющих разные размеры или разнотипные резьбы, а также присоединения подсобных и ловильных инструментов к бурильным трубам. Центраторы бурильной колонны служат для предупреждения искривления ствола скважины при бурении забойными двигателями. Утяжеленные бурильные трубы, устанавливаемые непосредственно над долотом или забойным двигателем, создают необходимую жесткость в нижней части бурильной колонны и обеспечивают нагрузку на долото в заданных пределах.

Бурильные колонны бывают следующими:

- одномерными (или одноступенчатыми), составленными из бурильных труб одного и того же наружного диаметра;
- многомерными (многоступенчатыми), составленными из труб различных наружных диаметров (двух-, трех- или четырехмерными);
- многосекционными, составленными из нескольких участков труб одной и той же группы прочности, одного и того же наружного диаметра с одинаковой толщиной стенки и одинаковой конструкцией резьбовых соединений.

Нижний участок бурильной колонны составляют из УБТ, устанавливаемых непосредственно над долотом или забойным двигателем.

Колонна бурильных труб при бурении скважины подвергается воздействию различных статических и динамических нагрузок. При бурении с помощью забойных двигателей (турбо-электробуров, объемных двигателей) на колонну бурильных труб действуют следующие нагрузки: осевая сила растяжения от собственного веса колонны и перепада давления в забойном двигателе; осевая сила сжатия, создаваемая весом части колонны; момент, прикладываемый к колонне для ее периодического проворачивания и др.

При роторном бурении на колонну бурильных труб кроме осевых сил растяжения и сжатия действуют еще и дополнительные нагрузки: за счет изгибающего момента от действия центробежных сил при вращении колонн. За счет крутящего момента, необходимого для непрерывного вращения колонны. Изгибающие напряжения в колонне носят переменный характер и зависят от осевой нагрузки, частоты вращения, диаметра труб и скважины, кривизны ее ствола и других параметров. Под действием крутящего момента возникают касательные напряжения, которые в колонне бурильных труб возрастают от забоя к устью скважины.

Бурильные стальные трубы выпускаются в соответствии с ГОСТ 631-75 и имеют следующие показатели (табл. 1).

Таблица 1

Группа прочности	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Предел текучести, МПа	380	500	550	650	750	900	1000
Временное сопротивление, Мпа	650	700	750	800	900	1000	1100

Трубы диаметром 60-102 мм имеют длину 6; 8 и 11,5 м, а диаметром 114-168 мм - 11,5 м.

Выпускаются трубы следующих типов:

В - с высаженными внутрь концами и навинченными замками;

Н - с высаженными наружу концами и навинченными замками;

ВК - с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;

НК - с высаженными наружу концами и коническими стабилизирующими поясками.

Кроме того, бурильные трубы бывают обычной и повышенной (П) точности изготовления.

Бурильные трубы типов В и Н имеют обычную трубную резьбу треугольного профиля. На трубах типов ВК и НК нарезается трапецеидальная резьба.

Для соединения бурильных труб применяются муфты и замки. Замки бывают следующих типов: ЗН - с нормальным проходным отверстием; ЗШ - с широким проходным отверстием; ЗУ - с увеличенным проходным отверстием.

Для бурения неглубоких вертикальных скважин роторным способом рекомендуется применять трубы типа ТБВ, ТБН, ТБВК и ТБПВ; для бурения глубоких скважин в осложненных условиях - трубы типа ТБВК, ТБНК, ТБС и ТБПВ; для бурения вертикальных скважин с использованием забойных двигателей - трубы типа ТБН, ТБНК и ТБПВ; для бурения наклонно направленных скважин с использованием забойных двигателей - трубы типа ТБНК, ТБПВ и ЛБТ.

Наддолотный комплект, обычно принимаемый длиной 500 м, устанавливается над УБТ и состоит из бурильных труб типа ТБПВ, ТБНК, ТБС, ТБПВ группы прочности Д с максимальной толщиной стенки.

Таблица 2

Шифр	Диаметр, мм		Длина, м	Масса/вес 1 м трубы, кг/м и кН/м	Резьба
	наружный	внутренний			
УБТ-95	95	38	6 и 8	47/0,461	3-77
УБТ-108	108	46	6 и 8	59/0,579	3-88
УБТ-146	146	74	6 и 8	98/0,958	3-121
УБТ-178	178	90	12 и 8	145/1,42	3-147
УБТ-203	203	100	8 и 12	192/1,88	3-171
УБТ-219	219	110	8	220/2,16	3-171
УБТ-245	245	135	7	258/2,53	3-201
УБТС2-120	120	64	6	65/0,635	3-101
УБТС2-133	133	64	6	84/0,824	3-108*
УБТС2-146	146	68	6	103/1,01	3-121
УБТС2-178	178	80	6	156/1,53	3-147
УБТС2-203	203	80	6	215/2,10	3-161
УБТС2-229	229	90	6	273/2,68	3-171
УБТС2-254	254	100	6	336/3,30	3-201
УБТС2-254	254	127	6	296/2,90	3-201
УБТС2-273	273	100	6	398/3,90	3-201
УБТС2-273	273	127	6	360/3,53	3-201

Примечания: 1. УБТ (горячекатаные) поставляются без проточки под элеватор, УБТС - с проточкой под элеватор. 2. Звездочкой обозначена резьба укороченного профиля. 3. УБТ изготавливаются из стали групп прочности Д и К, УБТС - из стали 40ХН2МА или 38ХНЗМФА.

Диаметр бурильных труб выбирается в зависимости от диаметра предыдущей обсадной колонны и способа бурения. Основные размеры и масса УБТ приведены в табл. 2. Гладкие по всей длине горячекатаные УБТ рекомендуется применять только для бурения с забойными двигателями; УБТС - для бурения в осложненных условиях; УБТ с квадратным сечением - при бурении интервалов, склонных к самопроизвольному искривлению, а со спиральными и продольными канавками - в условиях повышенной опасности затяжек и прихватов бурильной колонны.

2. Практическая часть

Условия работы бурильной колонны

Бурильная колонна представляет собой вертикальный пустотелый вал с очень большим отношением длины к диаметру. При бурении, спуско-подъемных и других операциях этот вал подвергается статическим и динамическим нагрузкам от растяжения, сжатия, продольного и поперечного изгиба, кручения и внутреннего давления. Для расчета бурильных труб на прочность необходимо определить действующие усилия и напряжения в различных сечениях по длине бурильной колонны и установить, какие напряжения опасны.

При разработке новых конструкций бурильных труб и их элементов производятся расчеты на статическую прочность, выносливость, изучаются явления усталости. В производственных условиях, чтобы правильно выбрать элементы бурильной колонны, достаточно проверить ее на статическую прочность.

Условия работы бурильных труб при роторном бурении. При роторном бурении на бурильную колонну действуют следующие основные усилия:

- 1) осевое усилие растяжения от собственного веса колонны (наибольшие растягивающие усилия проявляются у устья скважины);
- 2) осевое усилие сжатия, создаваемое частью веса колонны и действующее в ее нижней части;

- 3) изгибающий момент, возникающий в результате действия центробежных сил в процессе вращения колонны;
 4) крутящий момент, необходимый для вращения колонны.

Схема расчета бурильной колонны на статическую прочность при роторном бурении

1. Определяют необходимую длину нижней части колонны бурильных труб, состоящей из УБТ, из величины нагрузки, необходимой для передачи долоту:

$$l_0 = \frac{P_d}{0.9q_0 \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma}\right)} \quad (1)$$

где l_0 – длина нижней части колонны; P_d – осевая нагрузка на долото; q_0 – масса 1 м труб нижней части колонны; γ и $\gamma_{ж}$ – плотность промывочной жидкости и материала труб нижней части колонны.

2. Проверяют нижнюю часть колонны бурильных труб на статическую прочность. Здесь действуют наибольшие усилия растяжения Q , крутящий момент $M_{кр}$ и внутреннее давление p . Условия прочности для труб, расположенных в верхней части колонны, находят из выражения

$$\sqrt{\sigma_1^2 + 4\tau_k^2} \leq [\sigma] \quad (2)$$

где σ_1 – полное нормальное напряжение растяжения; τ_k – напряжение кручения; $[\sigma]$ – допускаемое напряжение растяжения материала труб.

Для элементов бурильной колонны может быть принято допустимое напряжение растяжения или сжатия

$$[\sigma] = \frac{\sigma_T}{k} \quad (3)$$

где k – коэффициент запаса прочности, равный 1,4-1,5; σ_T – предел текучести определяется из табл. 3.

3. Если бурильную колонну применяют без утяжеленных бурильных труб или длина их недостаточная, проверяют на статическую прочность нижнюю ее часть.

Условия прочности для труб, расположенных в нижней части колонны, определяют из выражения 2, но в этом случае σ_1 – полное нормальное напряжение сжатия с учетом изгиба, т.е. $\sigma_1 = \sigma_{сж} + \sigma_{изг}$.

Рассмотрим, как находят элементы, входящие в выражение (2).

Нормальное напряжение растяжения σ_p (для верхней части колонны – $\sigma_1 = \sigma_p$) рассчитывают по формуле:

$$\sigma_p = \frac{Q}{F}, \quad (4)$$

где F – площадь рассматриваемого поперечного сечения трубы или замка.

Наибольшее усилие растяжения при подъеме с затяжками

$$Q = \left[(qL_1 + q_1L_2 + Q_1 + Q_2) \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma} \right) \right] + \frac{p\pi d_b^2}{4}, \quad (5)$$

где q – масса 1 м труб с замками и высаженной частью; L_1 – длина бурильной колонны; q_1 – масса 1 м утяжеленных труб; L_2 – длина утяжеленных труб; Q_1 – масса долота и других элементов колонны; Q_2 – усилия затяжки бурильной колонны при подъеме (обычно до 5–10 Т); d_b – внутренний диаметр труб; p – давление, развиваемое буровыми насосами, которое может возникнуть в момент восстановления циркуляции, при прихвате бурильной колонны, принимается наибольшее; $\gamma_{ж}$ и γ – плотность жидкости и материала бурильных труб.

Для практических расчетов при определении величины σ_p пользуются выражением:

$$\sigma_p = \frac{L_1(\gamma - \gamma_{ж})}{10}. \quad (6)$$

Если бурят без УБТ, под L_1 понимается длина колонны бурильных труб без ее нижней сжатой части, т.е.

$$L_1 = L - z,$$

где L – длина всей бурильной колонны; z – длина ее нижней сжатой части. Величину z находят из выражения:

$$z = \frac{P_d}{q},$$

где P_d – осевая нагрузка на долото; q – масса 1 м бурильных труб.

Если при бурении применяют УБТ, под L_1 в формуле (6) понимается вся длина колонны бурильных труб (от устья до места соединения с УБТ).

Напряжение кручения τ_k определяют по формуле

$$\tau_k = \frac{M_{кр}}{W_{кр}}, \quad (7)$$

где $M_{кр}$ – наибольший крутящий момент; $W_{кр}$ – полярный момент сопротивления труб (гладкой части).

$$M_{кр} = 71620 \frac{N}{n} k_d, \quad (8)$$

где N - мощность, затрачиваемая на вращение бурильной колонны; n - скорость вращения бурильной колонны; k_d - коэффициент динамичности, равный 1,5-2.

$$W_{кр} = \frac{\rho(d_H^4 - d_B^4)}{16d_H}, \quad (9)$$

где d_H - наружный диаметр бурильных труб; d_B - внутренний диаметр бурильных труб.

Мощность, затрачиваемая на вращение бурильной колонны (N), складывается из мощности, потребной для преодоления сопротивлений при работе долота (N_d) и мощности, затрачиваемой на холостое вращение бурильной колонны ($N_{х.в}$). Величины N_d и $N_{х.в}$ зависят от большого количества факторов и могут быть вычислены по довольно приближенным и сложным эмпирическим формулам. Для практических расчетов бурильной колонны за величину N следует принимать мощность, передаваемую ротору для вращения бурильной колонны.

Нормальное напряжение сжатия $\sigma_{сж}$ находят из выражения:

$$\sigma_{сж} = \frac{P_d}{F}. \quad (10)$$

Исследованиями А.Е. Сарояна установлено, что при роторном бурении наиболее часто встречаются разрушения труб в резьбовом соединении, поэтому следует определять изгибающее напряжение для резьбового соединения:

$$\sigma_{изг} = 2000 \frac{f \cdot I}{l^2 \cdot W_{кр}}, \quad (11)$$

где I - экваториальный момент инерции площади поперечного тела трубы:

$$I = \frac{\pi}{64} (d_H^4 - d_B^4)$$

f - возможная стрела прогиба в см, определяемая как:

$$f = \frac{1,1D_{дол} - D_{зам}}{2},$$

где $D_{дол}$ - диаметр долота; $D_{зам}$ - наружный диаметр замка; l - длина полуволны, возникающей в нижней части колонны бурильных труб

от совместного действия центробежных сил и нагрузки на долото, вычисляется по формуле Г.М. Саркисова:

$$l = \frac{10}{\omega} \sqrt{0,5z + \sqrt{0,25z^2 + \frac{0,2 \cdot I \cdot \omega^2}{q_2}}}, \quad (12)$$

где ω - угловая скорость вращения колонны:

$$\omega = \frac{2\pi n}{60} = \frac{\pi n}{30}, \quad (13)$$

где z – координата рассматриваемого сечения (считается от забоя скважины); q_2 – масса 1 см трубы.

Экваториальный момент сопротивления высаженного конца трубы ($W'_{кр}$):

$$W'_{кр} = \frac{\pi(d_{н.в.к}^4 - d_{в.в.к}^4)}{16d_{н.в.к}}$$

где $d_{н.в.к}$ – наружный диаметр высаженного конца трубы; $d_{в.в.к}$ – внутренний диаметр высаженного конца трубы.

Для многомерных колонн, состоящих из нескольких секций труб разного размера (в верхней части трубы большего размера, а в нижней части меньшего), результирующее напряжение определяют для каждой секции по формуле 2.

Таблица 3

марка стали	Предел прочности при растяжении, Мн/м ²	Предел текучести, Мн/м ²			Элементы бурильной колонны
		при растяжении	при изгибе	при кручении	
Д	637	380	400	200	Трубы бурильные утяжеленные, квадратные штанги
Е _м	686	490	–	–	Трубы бурильные
Е	735	550	–	–	Трубы бурильные
Л	931	637	–	–	Трубы бурильные
М	1078	735	–	–	Трубы бурильные
36Г2С	750	500	–	–	Трубы бурильные и утяжеленные, квадратные штанги

Окончание табл. 3

марка стали	Предел прочности при растяжении, Мн/м ²	Предел текучести, Мн/м ²			Элементы бурильной колонны
		при растяжении	при изгибе	при кручении	
38ХН М	750	550			Трубы бурильные
40ХН	780	580	830	390	Замки бурильные
45У	700	450	430	220	Замки бурильные

В табл. 4 приведены параметры труб, муфт, замков.

Таблица 4

Параметры												
труба				муфта			диаметр замков, мм					
Наружный диаметр	Толщ. стенки, мм	Наим. внутр. диаметр высаженной части, мм	масса 1 м с учетом массы замка и высаж. части,	Наруж. диам., мм	Длина, мм	Масса, кг	ЗН		ЗШ		ЗУ	
60	8	28	11,8	80	166	2,7	80	25	-	-	-	-
	10	25	13,88									
73	7	35	13,4	96	166	4,2	95	32	108	54	108	54
	9	30	16,2									
89	8	57	18,2	108	166	4,4	108	38	118	62	118	62
	9	49	20,0									
	11	45	23,4									
114	8	78	24,7	140	204	9,0	-	-	146	80	155	105
	9	74	27,1									
	10	70	29,4									
141	8	105	32,1	171	215	14,0	-	-	178	101	185	135
	9	101	35,2									
	10	97	38,3									
	11	91	41,4									
168	8	132	38,8	197	229	16,7	-	-	203	127	212	160
	9	128	42,4									
	10	124	46,4									
	11	118	50,1									

Методика расчета

Задача 1

Скважину глубиной 2500 м бурят роторным способом с использованием бурильных труб диаметром 14,1 см, марка стали Д. УБТ не применяют. Плотность глинистого раствора 1,25 г/см³. Скорость вращения ротора 170 об/мин; осевая нагрузка 10000 кг; мощность, передаваемая ротору для вращения колонны бурильных труб, 130 кВт (176,2 л.с). Бурение осуществляется долотами №9 (214 мм=21,4 см). Плотность материала бурильных труб 7,85 г/см³.и Толщина стенки бурильных труб 10мм. Необходимо рассчитать колонну бурильных труб на прочность.

Решение

Так как условием не предусматривается применение УБТ, необходимо проверить на статическую прочность как верхнюю, так и нижнюю части бурильной колонны.

1. Проверяем на статическую прочность верхнюю часть бурильной колонны. Для этого прежде всего определим максимальное нормальное напряжение, возникающее в бурильных трубах у устья скважины. Это напряжение равно $\sigma_y = \sigma_p$, так как у устья скважины вследствие выпрямляющего действия собственного веса колонны бурильных труб изгиб будет отсутствовать. Согласно формуле (6):

$$\sigma_y = \sigma_p = \frac{L_1(\gamma - \gamma_{ж})}{10};$$
$$L_1 = L - z;$$
$$z = \frac{P_d}{q}.$$

Величину q находим из табл. 3, определяем величину L_1 , м.

Далее по формуле (6) определяем нормальное напряжение растяжения σ_p (кг/см²):

$$\sigma_p = \frac{L_1(\gamma - \gamma_{ж})}{10}.$$

Определим касательные напряжения кручения τ_k (кг/см³), возникающие по всей длине колонны труб. Для этого воспользуемся формулами 7, 8 и 9

$$M_{кр} = 71620 \frac{N}{n} k_d;$$

$$W_{кр} = \frac{\pi(d_H^4 - d_B^4)}{16d_H};$$

$$\tau_k = \frac{M_{кр}}{W_{кр}}.$$

Найдем приведенные напряжения, возникающие в верхней части колонны бурильных труб $[\sigma_B]$, кГ/см^2 :

$$[\sigma_B] = \sqrt{\sigma_1^2 + 4\tau_k^2}$$

из табл. 3 для марки стали Д $\sigma_T = 38 \text{ кГ/мм}^2 = 3800 \text{ кГ/см}^2$

Вычислим коэффициент безопасности для нормальной работы бурильных труб:

$$k = \frac{\sigma_T}{[\sigma_B]}.$$

2. Проверяем на статическую прочность нижнюю часть бурильной колонны.

В этом случае

$$\sigma_H = \sigma_{сж} + \sigma_{изг}.$$

По формуле (10) определим $\sigma_{сж}$ (кГ/см^2):

$$\sigma_{сж} = \frac{P_D}{F} = \frac{P_D}{0,785(d_H^2 - d_B^2)}.$$

По формулам 11, 12 и 13 рассчитаем $\sigma_{изг}$ (кГ/см^2):

Для этого последовательно определим следующие величины:

$$I = \frac{\pi}{64}(d_H^4 - d_B^4), \text{ см}^4;$$

$$f = \frac{1,1D_{\text{дол}} - D_{\text{зам}}}{2};$$

$$\omega = \frac{2\pi n}{60} = \frac{\pi n}{30}, \text{ 1/сек};$$

$$l = \frac{10}{\omega} \sqrt{0,5z + \sqrt{0,25z^2 + \frac{0,2 \cdot I \cdot \omega^2}{q_2}}}, \text{ м};$$

$$W'_{кр} = \frac{\pi(d_{\text{н.в.к}}^4 - d_{\text{в.в.к}}^4)}{16d_{\text{н.в.к}}}, \text{ см}^3.$$

Подставляя найденные величины можем определить $\sigma_{изг}$ (кГ/см²):

$$\sigma_{изг} = 2000 \frac{f \cdot I}{l^2 \cdot W'_{кр}}.$$

Максимальное нормальное напряжение у забоя σ_3 (кГ/см²):

$$\sigma_3 = \sigma_{сж} + \sigma_{изг}.$$

Так как касательные напряжения одинаковы по всей длине труб, то приведенные напряжения, возникающие в нижней части колонны бурильных труб, будут равны $[\sigma_H]$ кГ/см²:

$$[\sigma_H] = \sqrt{\sigma_3^2 + 4\tau_k^2}.$$

Определим коэффициент безопасности для нормальной работы бурильных труб:

$$k_1 = \frac{\sigma_T}{[\sigma_H]}.$$

Условия работы бурильных труб при турбинном бурении

При турбинном бурении бурильная колонна неподвижна. По ней поступает промывочная жидкость к турбобуру и долоту, и она воспринимает во время работы турбобура его реактивный момент. Так как бурильная колонна неподвижна и всегда, даже при небольшом искривлении ствола, лежит на стенке скважины, то реактивный момент воспринимается только нижней частью бурильной колонны и затухает по мере удаления кверху от турбобура вследствие трения колонны о стенки скважины.

Таким образом, при турбинном бурении скорость вращения колонны бурильных труб равна нулю, и ее можно считать практически разгруженной от действия вращающих моментов.

Расчет бурильных труб при турбинном бурении (этот же расчет следует применять и при бурении электробурами) сводится к определению допустимой длины колонны с учетом веса турбины, утяжеленных бурильных труб и давления промывочной жидкости:

$$L = \frac{Q_{доп} - (Q_T + Q_{у.т.}) \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma}\right) - pF}{q \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma}\right)} + l_0, \quad (14)$$

где L – допускаемая длина бурильной колонны; $Q_{\text{доп}}$ – допускаемая растягивающая нагрузка для тела бурильной трубы; $Q_{\text{т}}$ – масса турбобура; $Q_{\text{у.т.}}$ – масса утяжеленных бурильных труб; $\gamma_{\text{ж}}$ и γ – плотность промывочной жидкости и материала бурильной трубы; p – перепад давления в турбобуре и долоте; F – площадь сечения проходного канала бурильной трубы; q – масса 1 м бурильной трубы с учетом веса замка и высаженных концов; l_0 – длина утяжеленных бурильных труб.

Допускаемая растягивающая нагрузка на тело трубы равна:

$$Q_{\text{доп}} = \frac{\sigma_{\text{т}} \cdot F_1}{n}, \quad (15)$$

где $\sigma_{\text{т}}$ – предел текучести при растяжении для данной марки стали; F_1 – площадь сечения бурильной трубы; n – коэффициент запаса прочности.

Для турбинного способа бурения в неосложненных условиях с применением нормальных промывочных растворов (без добавления утяжелителя) $n=1,5$. Для колонн, работающих в осложненных условиях (обвалообразование, каверны, утяжеленные промывочные растворы), а также для наклонно-направленных скважин $n=1,35 \div 1,45$.

Если бурильная колонна составлена из труб одного размера, но с разными толщинами стенок или механическими свойствами, длину L_1 нижней части колонны можно определить по формуле (14). Длина верхней части колонны L_2 будет равна:

$$L_2 = \frac{Q'_{\text{доп}} - Q_{\text{доп}}}{q' \left(1 - \frac{\lambda_{\text{ж}}}{\gamma} \right)}, \quad (16)$$

где $Q'_{\text{доп}}$ – допускаемая растягивающая нагрузка для тела бурильной трубы верхней секции; q' – масса 1 м бурильной трубы верхней секции с учетом массы замка и высаженных концов.

Общая длина колонны будет равна:

$$L_{\text{общ}} = L_1 + L_2. \quad (17)$$

Если бурильная колонна составлена из труб различных диаметров и с неодинаковыми механическими свойствами, длину нижней части колонны L_1 следует определять по формуле (14).

Длина верхней части колонны L_2 будет равна:

$$L_2 = \frac{Q'_{\text{доп}} - Q_{\text{доп}} - pF_k}{q' \left(1 - \frac{\gamma_{\text{ж}}}{\gamma} \right)}. \quad (18)$$

В формуле (18) F_k – равно разности площадей проходных сечений верхней и нижней секции. Общую длину колонны получают от сложения L_1 и L_2 .

Задача 2

Рассчитать колонну бурильных труб (материал труб-сталь марки Д с пределом текучести 38 кГ/мм^2) для турбинного бурения, имея следующие исходные данные: проектная глубина скважины 3200 м. ; плотность глинистого раствора $1,2 \text{ г/см}^3$ (1200 кг/м^3); давление глинистого раствора 100 кГ/см^2 (10 Мн/м^2); масса турбобура Т12МЗ-8 1692 кг ; утяжеленные бурильные трубы отсутствуют. Для нижней секции колонны выбрать трубы размером 141 мм с толщиной стенки 9 мм из стали марки Д.

Решение

Длину нижней секции находят из выражения (14). Так как $l_0 = 0$, тогда L_1 определяется по формуле:

$$L_1 = \frac{Q_{\text{доп}} - Q_{\text{т}} \left(1 - \frac{\gamma_{\text{ж}}}{\gamma} \right) - pF}{q \left(1 - \frac{\gamma_{\text{ж}}}{\gamma} \right)}.$$

Для этого необходимо определить $Q_{\text{доп}}$ (кГ) по формуле:

$$Q_{\text{доп}} = \frac{\sigma_{\text{т}} \cdot F_1}{n}.$$

Для верхней секции выбираем бурильные трубы размером 168 мм с толщиной стенки 9 мм из стали марки Д.

Определяем допускаемую растягивающую нагрузку для тела бурильной трубы верхней секции $Q'_{\text{доп}}$ (кГ) по формуле:

$$Q'_{\text{доп}} = \frac{\sigma_{\text{т}} \cdot F_1}{n}.$$

Тогда по формуле (18) рассчитаем длину верхней части колонны:

$$L_2 = \frac{Q'_{\text{доп}} - Q_{\text{доп}} - pF_k}{q' \left(1 - \frac{\gamma_{\text{ж}}}{\gamma} \right)}.$$

Общая длина нижней и верхней частей колонны $L_{\text{общ}}$ (м) определяется путем их сложения:

$$L_{\text{общ}} = L_1 + L_2.$$

Практическая работа № 4 **Расчет эксплуатационной колонны**

Цель: произвести расчет эксплуатационной колонны согласно нормативным документам.

1. Теоретическая часть

Расчет равнопрочной эксплуатационной колонны производится снизу-вверх. По пластовому давлению в подошве самого нижнего продуктивного пласта определяются внутренние давления в колонне (для периодов начала и окончания эксплуатации скважины). Наружное давление определяется для тех же периодов, как сумма давлений промывочной жидкости (в случае подъема цементного раствора не до устья) и цементного раствора. Внутренние избыточные давления определяются для периода опрессовки колонны или для случая проведения в скважине ремонтно-изоляционных работ. Наружные избыточные давления определяются как разность между наружными и внутренними давлениями на период окончания эксплуатации скважины. Строятся эпюры всех давлений. Если скважина нефтяная или нагнетательная, то нижняя часть обсадной колонны рассчитывается на наружное избыточное давление, а верхняя часть (примерно с четвертой секции) рассчитывается на страгивание, причем верхние секции колонны проверяются на внутреннее избыточное давление. Газовые скважины рассчитываются в нижней части на внутреннее избыточное давление, а в верхней части на страгивающую нагрузку. Нижние секции проверяются на наружное избыточное давление.

Основная задача расчета сводится к:

- 1) выбору главных нагрузок;
- 2) определению периода времени, когда эти нагрузки достигают максимальных значений;
- 3) расчету величины этих нагрузок;
- 4) подбору обсадных труб с соответствующими прочностными характеристиками.

В конечном итоге ОК в любом сечении по длине должна соответствовать действующим нагрузкам.

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны:

$$P_{\text{ни}} = P_{\text{н}} - P_{\text{в}}, \quad (1)$$

где $P_{\text{н}}$ – наружное давление; $P_{\text{в}}$ – внутреннее давление.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются три таких случая:

- 1) при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
- 2) при снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации);
- 3) в конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства:

$$P_{\text{ви}} = P_{\text{в}} - P_{\text{н}} \quad (2)$$

где $P_{\text{в}}$ – внутреннее давление; $P_{\text{н}}$ – наружное давление.

Расчет внутренних избыточных давлений производится так же, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая:

- 1) при цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения;
- 2) при опрессовке колонны с целью проверки ее герметичности.

2. Практическая часть

При подборе обсадной колонны по прочности учитываются только максимально ожидаемые избыточные наружные и внутренние давления и полное замещение бурового раствора пластовым флюидом.

Наружное избыточное давление:

$$P_{\text{НИ}} = 0,1 \times \gamma_{\text{бр}} \times Z;$$

$$P_{\text{НИ}} = 0,1 \times \gamma_{\text{цр}} \times Z \times (1 - K);$$

$$P_{\text{НИ}} = 0,1 \times \gamma_{\text{гп}} \times Z.$$

При условии, когда глубина выработки уровня L меньше глубины расчетного сечения Z ,

$$P_{\text{НИ}} = 0,1[\gamma_{\text{бр}} \times Z - \gamma_{\text{ф}}(H - Z)];$$

$$P_{\text{НИ}} = 0,1[\gamma_{\text{цр}} \times Z - (P_{\text{пл}} - 0,1\gamma_{\text{ф}}(H - Z))(1 - K)];$$

$$P_{\text{НИ}} = 0,1[\gamma_{\text{гп}} \times Z - (P_{\text{пл}} - 0,1\gamma_{\text{ф}}(H - Z))].$$

Внутреннее избыточное давление:

Минимальное давление на устье колонны равно 210 кгс/см^2
Расчетное необходимое давление определяется по формуле:

$$P_{\text{ОПУ}} = (P_{\text{пл}} - 0,1 \times \gamma_{\text{ф}} \times H) \times 1,1;$$

$$P_{\text{ВНИ}} = 0,1 \times Z \times \gamma_{\text{В}} + 210,$$

где $P_{\text{ВНИ}}$ – внутреннее избыточное давление; $P_{\text{НИ}}$ – наружное избыточное давление; $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление; $P_{\text{ОПУ}}$ – расчетное давление на устье при опрессовке колонны; $P_{\text{ОПУМИН}}$ – минимальное необходимое давление на устье при опрессовке колонны; H – глубина проявления; $\gamma_{\text{бр}}$ – удельный вес бурового раствора; $\gamma_{\text{цр}}$ – удельный вес цементного раствора; $\gamma_{\text{гп}}$ – удельный вес горной породы; $\gamma_{\text{ф}}$ – удельный вес пластового флюида; Z – глубина расчетного сечения; K – коэффициент разгрузки на цементное кольцо.

Исходные данные

$\gamma_{\text{гп}} = 2,3 \text{ г/см}^3$ – плотность горных пород;

$K = 0,25$ – коэффициент разгрузки цементного кольца;

$H = 2000 \text{ м.}$ – глубина снижения уровня;

Z – глубина расчетного сечения;

$L = 3295 \text{ м}$ – глубина скважины.

Методика расчета

При подборе эксплуатационной обсадной колонны по прочности учитываются только максимально ожидаемые избыточные наружные и внутренние давления и полное замещение бурового раствора пластовым флюидом.

Рассчитываем пластовое давление, внутреннее давление на устье и давление опрессовки колонны:

$$P_{\text{пл}} = \frac{L \times \gamma_{\text{бр}}}{10 \times 1,05} \quad (1)$$

$$P_{\text{ВНУ}} = P_{\text{пл}} - 0,1 \times \lambda_{\text{ф}} \times H \quad (2)$$

$$P_{\text{ОП}} = P_{\text{ВНУ}} \times 1,1 \quad (3)$$

$P_{\text{ОП}} = 210 \text{ кгс/см}^2$ – минимальное давление опрессовки эксплуатационной колонны.

Расчет наружных избыточных давлений

Расчет наружного избыточного давления на устье скважины выполняем по цементному раствору:

$$Z_1 = 0;$$

$$P_{\text{НИ}} = 0.$$

Расчет наружного избыточного давления эксплуатационной колонны ведем по цементному раствору:

$$Z_2 = 2000 \text{ – снижение уровня}$$

$$P_{\text{НИ}} = 0,1 \left[\gamma_{\text{цр}} \times Z_2 - (P_{\text{пл}} - 0,1 \gamma_{\text{ф}} (H - Z_2))(1 - K) \right].$$

Расчет наружного избыточного давления эксплуатационной колонны ведем по цементному раствору:

$$Z_3 = 2760 \text{ м}$$

$$P_{\text{НИ}} = 0,1 \left[\Gamma_{\text{цр}} \times Z_3 - (P_{\text{пл}} - 0,1 \Gamma_{\text{ф}} (H - Z_3))(1 - K) \right].$$

Расчет наружного избыточного давления эксплуатационной колонны ведем по цементному раствору

$$Z_4 = 3085 \text{ м – кровля 2}^{\text{ой}} \text{ соли}$$

$$P_{\text{НИ}} = 0,1 \left[\Gamma_{\text{цр}} \times Z_4 - (P_{\text{пл}} - 0,1 \Gamma_{\text{ф}} (H - Z_4))(1 - K) \right];$$

$$P_{\text{НИ}} = 0,1 \left[\Gamma_{\text{гп}} \times Z_4 - (P_{\text{пл}} - 0,1 \Gamma_{\text{ф}} (H - Z_4)) \right].$$

Расчет наружного избыточного давления на забое скважины ведем по цементному раствору:

$Z_5 = 3210$ м – подошва 2^{ой} соли

$$P_{\text{НИ}} = 0,1 \left[\gamma_{\text{цр}} \times Z_5 - (P_{\text{пл}} - 0,1\gamma_{\text{ф}} (H - Z_5))(1 - K) \right];$$

$$P_{\text{НИ}} = 0,1 \left[\gamma_{\text{гп}} \times Z_5 - (P_{\text{пл}} - 0,1\gamma_{\text{ф}} (H - Z_5)) \right].$$

$Z_6 = 3295$ м

$$P_{\text{НИ}} = 0,1 \left[\gamma_{\text{цр}} \times Z_6 - (P_{\text{пл}} - 0,1\gamma_{\text{ф}} (H - Z_6))(1 - K) \right]$$

Расчет внутренних избыточных давлений:

Значение внутреннего избыточного давления на забое скважины определяем по формуле:

$$P_{\text{вн}} = \left(Z \times \gamma_{\text{ф}} / 10 \right) + 210; \quad (4)$$

$Z_1 = 0$ м;

$P_{\text{вн}} = 210$;

$Z_2 = 2000$ м;

$Z_3 = 2760$ м;

$Z_4 = 3085$ м;

$Z_5 = 3210$ м;

$Z_6 = 3295$ м.

Подбор обсадных труб эксплуатационной колонны производится из условия действия максимальных нагрузок и внутренних избыточных давлений.

Таблица 1

Исходные данные

Вар.	$\gamma_{\text{н}}, \text{Г, см}^3$	$\gamma_{\text{бр}}, \text{Г, см}^3$	$\gamma_{\text{цр}}, \text{Г, см}^3$
1	0,657	1,05	1,85
2	0,85	1,1	1,85
3	0,785	1,14	1,85
4	0,777	1,16	1,85
5	0,721	1,3	1,85
6	0,692	1,5	1,85
7	0,645	1,05	1,95
8	0,825	1,1	1,95
9	0,75	1,14	1,95
10	0,93	1,16	1,95
11	0,826	1,3	1,95
12	0,844	1,5	1,95
13	0,632	1,05	1,95
14	0,792	1,1	1,95
15	0,85	1,14	1,85
16	0,8	1,16	1,85

17	0,7	1,3	1,85
18	0,715	1,5	1,85
19	0,735	1,05	1,85
20	0,775	1,1	1,85
21	0,645	1,14	1,95
22	0,655	1,16	1,95
23	0,666	1,3	1,95
24	0,84	1,5	1,95
25	0,92	1,16	1,95
26	0,93	1,16	1,95
27	0,932	1,05	1,95
28	0,7	1,2	1,85
29	0,785	1,23	1,85
30	0,657	1,1	1,85

Практическая работа 5 **Бурение наклонно-направленных скважин**

Цель: расчет профилей наклонно-направленных скважин.

1. Теоретическая часть

Наклонно-направленной скважиной называется скважина, специально направленная в какую-либо точку, удаленную от вертикальной проекции ее устья. Наклонно-направленное бурение в основном применяют:

- 1) при бурении под участки, занятые жильем и промышленными зданиями и сооружениями;
- 2) при бурении под заболоченные места, озера, реки и крутые овраги;
- 3) при бурении с берега под дно моря;
- 4) при бурении на месторождении с крутым падением пластов.

Кроме того, наклонно-направленные скважины бурят для максимального вскрытия продуктивного пласта и с целью борьбы с сильными выбросами и пожарами.

Направленное бурение приходится применять и в том случае, когда в скважине остался инструмент, извлечь который не

представляется возможным. При этом проектируется уход в сторону от старого ствола, забуривание нового (второго) ствола.

Существуют два способа бурения наклонных скважин:

а) роторный, представляющий собой прерывистый процесс искривления ствола скважины последовательными зарезками (уходами в сторону);

б) турбинный, обеспечивающий непрерывный процесс искривления ствола скважины.

Наклонная скважина характеризуется длиной ствола L , глубиной по вертикали H , отклонением забоя от вертикали A , направлением (азимутом) отклонения забоя φ и конфигурацией оси.

Пространственное положение скважины определяется тремя текущими параметрами: глубиной L , зенитным углом α , азимутальным углом φ .

Глубина скважины L - расстояние от устья O до забоя или любой точки измерения углов. Измеряется по бурильной колонне с учетом ее длины в скважине и при инклинометрических замерах кривизны.

Ось скважины – пространственная кривая, состоящая из сопряженных между собой отрезков прямых и кривых линий. Каждая точка оси скважины определяется ее текущими координатами относительно устья, зенитным и азимутальным углами и кривизной.

Глубина скважины по вертикали - расстояние OA от устья до горизонтальной плоскости, проходящей через забой скважины, либо i -й точки ствола.

Зенитный угол α – угол между касательной к оси ствола в рассматриваемой точке и вертикально, проходящей через данную точку.

Угол наклона δ – угол между осью скважины или касательной к ней в рассматриваемой точке и горизонтальной проекцией оси на плоскость, проходящую через данную точку.

Азимутальный угол φ – угол между апсидальной и меридиональной плоскостями. Апсидальной называется вертикальная плоскость, проходящая через касательную к оси ствола скважины.

Азимутальный угол исчисляется в горизонтальной плоскости от принятого начала отсчета до направления горизонтальной проекции к оси ствола скважины по ходу часовой стрелки.

В зависимости от принятого начала отсчета азимутальный угол может быть истинным (географический меридиан), магнитным (магнитный меридиан) или условным (реперным).

Профиль скважины – проекция оси скважины на вертикальную плоскость, проходящую через ее устье и забой.

План скважины – проекция оси ствола скважины на горизонтальную плоскость, проходящую через ее устье.

Отклонение забоя от вертикали – расстояние от забоя скважины до вертикали, проходящей через устье скважины.

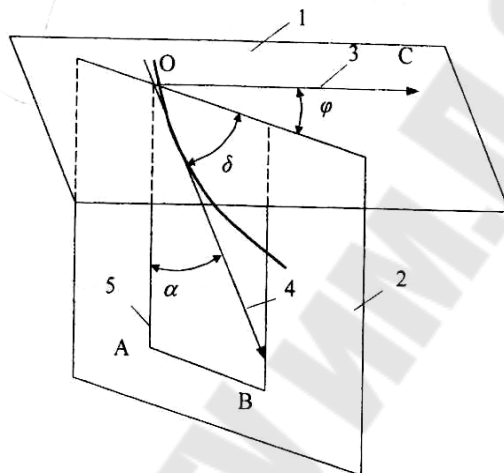


Рис. 1. Параметры, определяющие положение оси скважины в пространстве:
 1 – горизонтальная плоскость; 2 – апсидальная плоскость;
 3 – магнитный меридиан; 4 – касательная к точке ствола;
 5 – вертикаль через точку замера углов

Зенитное искривление ствола скважины – изменение зенитного угла между двумя точками замера (рис. 1).

Азимутальное искривление – изменение азимута скважины между двумя точками замера.

Интенсивность искривления i – степень одновременного изменения зенитного угла и азимута за интервал. Величина, характеризующая степень искривления ствола и равная отношению приращения угла искривления к расстоянию между точками замеров.

Типы плоских профилей наклонно направленных скважин

Применяемые для бурения наклонно-направленных скважин типы профилей делятся на две группы. К первой относятся профили *обычного типа*, представляющие кривую линию, расположенную в одной вертикальной плоскости, то есть плоские профили; ко второй –

профили пространственного типа, представляющие пространственную кривую линию.

Основные типы плоских профилей приведены на рис. 1-3.

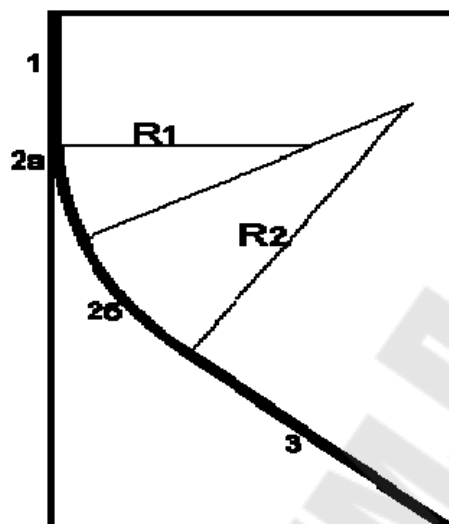


Рис. 2. Трехинтервальный профиль

Профиль первого типа – трехинтервальный (рис. 2) – состоит из трех участков: вертикального – **1**, участка набора зенитного угла – **2** и прямолинейно-наклонного участка (стабилизации зенитного угла) – **3**, продолжающегося до проектного забоя в продуктивном пласте. Характерной особенностью является включение участка набора угла неориентируемыми компоновками в участок **2**, т. е. участок набора зенитного угла состоит из двух: на первом (**2а**) производится набор зенитного угла с отклонителем (ориентированно), на втором (**2б**) – набор угла неориентируемыми компоновками. Включение этого участка позволяет сократить время на дорогостоящее бурение с отклонителем. Применение этого профиля позволяет ограничить до минимума количество рейсов с ориентируемыми отклоняющими КНБК, получить наибольшее отклонение забоя от вертикали при наименьшем зенитном угле и затратить наименьшее время на строительство скважины.

Профиль второго типа (рис. 3) – четырехинтервальный – состоит из четырех участков: вертикального – **1**, набора зенитного угла – **2**, стабилизации – **3** и уменьшения угла – **4**.

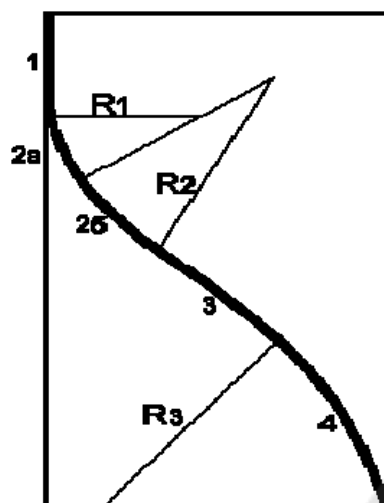


Рис. 3. Четырехинтервальный профиль

Этот профиль применяется при бурении наклонно-направленных скважин для месторождений, на которых происходит естественное искривление скважин.

Профиль третьего типа – пятиинтервальный (рис. 4).

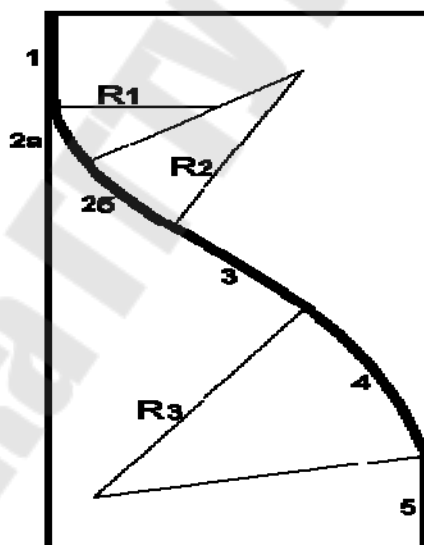


Рис. 4. Пятиинтервальный профиль

Он состоит из пяти участков: верхнего вертикального – 1, набора зенитного угла – 2, прямолинейно наклонного – 3, снижения зенитного угла – 4 и нижнего вертикального – 5, позволяющего при пересечении стволом нескольких продуктивных горизонтов эксплуатировать любой из них с сохранением общей сетки разработки.

Этот сложный профиль, как правило, используется для скважин большой глубины (более 3000 м).

Выбор конфигурации профиля наклонно-направленной скважины

Местоположение отдельных участков профиля и их протяженность во многом зависит от горно-геологических условий и условий эксплуатации скважины. Участок набора зенитного угла следует располагать в том интервале геологического разреза, где при бурении с отклонителем обеспечивается наибольший набор зенитного угла за один рейс (породы средней твердости).

Прямолинейно-наклонный участок (участок стабилизации зенитного угла) является продолжением от участка набора зенитного угла до проектного горизонта, либо связующим звеном между участками набора и снижения зенитного угла.

Участок уменьшения зенитного угла является, как правило, конечным, при этом ствол скважины вскрывает продуктивный горизонт под небольшим углом, либо обеспечивается выход на последний, приближенный к вертикали, участок.

Расчет профилей обычного типа

Расчет профилей обычного типа сводится к определению максимального зенитного угла скважины, горизонтальной и вертикальной проекций и длины каждого из участков, входящих в состав данного профиля, а также общей длины ствола скважины и общего отхода от вертикали.

Исходными данными для расчета профиля являются:

H – проектная глубина скважин;

h – глубина зарезки наклонного участка;

A – проектное смещение забоя от вертикали;

i_1, R_1 – интенсивность и радиус на участке набора зенитного угла с отклонителем;

i_2, R_2 – интенсивность и радиус на участке не ориентируемого набора;

i_3, R_3 – интенсивность и радиус на участке уменьшения зенитного угла;

α_0 – угол набора кривизны с отклонителем;

h_B – глубина второго вертикального участка;

α_k – угол в конце участка уменьшения зенитного угла.

$R_{\text{доп}}$ – радиус круга допустимого отклонения от проектной точки в горизонтальной плоскости.

Профиль рассчитывают по участкам сверху вниз (рис. 5).

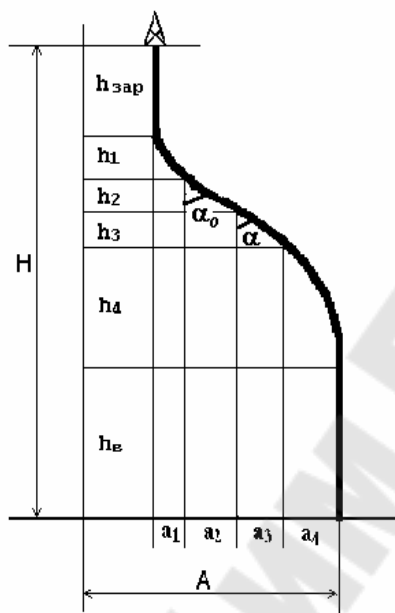


Рис. 5. Профиль скважины

Расчет профиля заключается в определении проекций участков на вертикальную и горизонтальную оси и длины участка по стволу:

a_1, h_1, l_1 – горизонтальное смещение, вертикальная проекция и длина по стволу на участке набора угла с отклонителем;

a_2, h_2, l_2 – горизонтальное смещение, вертикальная проекция и длина по стволу на участке неориентируемого набора угла;

a_3, h_3, l_3 – горизонтальное смещение, вертикальная проекция и длина по стволу на участке стабилизации зенитного угла;

a_4, h_4, l_4 – горизонтальное смещение, вертикальная проекция и длина по стволу на участке уменьшения угла.

Основным расчетным параметром профиля скважины является угол α в конце участка зарезки наклонного ствола или в конце участка неориентируемого набора угла, если он включен в профиль скважины. Таким образом, α – максимальный зенитный угол ствола скважины. Величина этого угла в основном определяет смещение конечного забоя от вертикали.

При проектировании скважины должно выполняться условие:

$$A = a_1 + a_2 + a_3 + a_4 = \sum a_i \pm R_{\text{дон}} \quad (1)$$

Угол α находится подбором, то есть, изменяя значения угла α , добиваются выполнения условия (1).

Основные расчетные формулы для определения проекций участков приведены в таблице 1.

Таблица 1

Основные расчетные формулы

Название расчетной величины, единицы измерения.	Формула
Длина ствола искривленного участка, <i>м</i>	$l = (\alpha_{\text{кон}} - \alpha_{\text{нач}}) / i$
Горизонтальная проекция искривленного участка, <i>м</i>	$a = R(\cos \alpha_{\text{нач}} - \cos \alpha_{\text{кон}})$
Вертикальная проекция искривленного участка, <i>м</i>	$h = R(\sin \alpha_{\text{кон}} - \sin \alpha_{\text{нач}})$
Длина прямолинейно-наклонного участка, <i>м</i>	$l = h / \cos \alpha$
Связь вертикальной и горизонтальной проекций прямолинейно-наклонного участка, <i>м</i>	$a = h \times \operatorname{tg} \alpha$
Угол в конце участка набора кривизны, град	$\alpha_{\text{кон}} = \arcsin(\sin \alpha_{\text{нач}} - h/R)$

В таблице $\alpha_{\text{нач}}$ и $\alpha_{\text{кон}}$ – углы в начале и конце участка соответственно.

Расчет трехинтервального профиля с прямолинейно наклонным участком – профиль первого типа (рис. 1).

Исходными данными для расчета профиля являются: проектная глубина – H ; глубина зарезки наклонного участка – h ; проектное горизонтальное смещение забоя от вертикали – A ; зенитный угол в конце участка набора угла с отклонителем – α_0 ; интенсивность искривления (радиус искривления) ствола на участке набора ориентируемого и неориентируемого соответственно – $i_1 (R_1)$, $i_2 (R_2)$.

Расчет производят по формулам, приведенным в табл. 1.

1. Определяют проекции на первом вертикальном участке. Так как участок вертикальный, его горизонтальное смещение и зенитный угол равны 0, а вертикальная проекция и глубина по стволу равны глубине зарезки h .

2. Определяют проекции на участке 2а – участке набора угла с отклонителем.

Вертикальная проекция h_1 определяется по формуле:

$$h_1 = R_1 \times \sin \alpha_0 \quad (2)$$

Горизонтальная проекция a_1 определяется по формуле:

$$a_1 = R_1 (1 - \cos \alpha_0) \quad (3)$$

Длина интервала по стволу l_1 определяется по формуле:

$$l_1 = a_0 / i_1 \quad (4)$$

3. Определяют проекции на участке 2б – участке набора угла с неориентируемой компоновкой:

$$h_2 = R_2 (\sin \alpha - \sin \alpha_0)$$
$$a_2 = R_2 (\cos \alpha_0 - \cos \alpha) \quad (5)$$

$$l_2 = (\alpha - \alpha_0) / i_2$$

4. Определяют проекции на прямолинейно-наклонном участке 3 – участке стабилизации.

Вертикальная проекция определяется как разность между проектной глубиной скважины и суммой проекций на участках набора угла и глубиной зарезки.

$$h_3 = H - h - h_1 - h_2 \quad (6)$$

Затем определяется горизонтальная проекция прямолинейного участка и длина по стволу:

$$a_3 = h_3 \times \operatorname{tg} \alpha$$
$$l_3 = h_3 / \cos \alpha \quad (7)$$

5. Результаты расчетов представляют в виде табл. 2.

6. Проверяют условие $A = a_1 + a_2 + a_3$. Если оно не выполняется, изменяют угол α и пересчитывают проекции участков 2б и 3, процедуру выполняют до тех пор, пока не будет выполнено условие $\sum a_i = A \pm 10$.

Расчет четырехинтервального профиля

Исходными данными для расчета являются (рис. 2): $H, h, A, \alpha_0, i_1 (R_1), i_2 (R_2), i_3 (R_3), \alpha_k$.

1. Определяют проекции вертикального участка.

2. Определяют проекции участка 2а – набора зенитного угла с отклонителем по формулам:

$$h_1 = R_1 \times \sin \alpha_0$$

$$a_1 = R_1 (1 - \cos \alpha_0)$$

$$l_1 = \alpha_0 / i_1$$

3. Определяют проекции участка 2б – набора зенитного угла неориентируемой компоновкой:

$$h_2 = R_2 (\sin \alpha - \sin \alpha_o)$$

$$a_2 = R_2 (\cos \alpha_o - \cos \alpha)$$

$$l_2 = (\alpha - \alpha_o) / i_2$$

4. Определяют проекции участка 4 – уменьшения зенитного угла:

$$h_4 = R_3 (\sin \alpha - \sin \alpha_k)$$

$$a_4 = R_3 (\cos \alpha_k - \cos \alpha)$$

$$l_4 = (\alpha - \alpha_k) / i_3$$

5. Определяют проекции участка 3 – прямолинейно-наклонного участка.

Вертикальная проекция определяется как разность между проектной глубиной скважины и суммой проекций на участках ориентированного и неориентированного набора угла, уменьшения угла и глубиной зарезки:

$$h_3 = H - h - h_1 - h_2 - h_4$$

Затем определяем горизонтальную проекцию и длину по стволу:

$$a_3 = h_3 \times \operatorname{tg} \alpha$$

$$l_3 = h_3 / \cos \alpha$$

6. Проверяют выполнение условия $A = a_1 + a_2 + a_3 + a_4$, если оно не выполняется, изменяют угол α и пересчитывают проекции участков 2б, 4 и 3. Процедуру выполняют до тех пор, пока не будет выполнено условие:

$$\sum a_i = A \pm 10$$

7. Результаты расчетов представляют в виде таблицы (табл. 2).

Расчет пятиинтервального профиля

Исходными данными для расчета являются: $H, h, A, \alpha_o, i_1 (R_1), i_2 (R_2), i_3 (R_3), \alpha_k, h_B$ (рис. 3). Порядок расчета полностью совпадает с расчетом четырехинтервального профиля со следующим дополнением. Вертикальная проекция прямолинейно-наклонного участка определяется как разность между проектной глубиной скважины и проекциями на участках ориентированного и

неориентированного набора угла, уменьшения угла, глубиной зарезки и глубиной второго вертикального участка:

$$h_3 = H - h - h_1 - h_2 - h_4 - h_B$$

Таблица 2

Результаты расчета трехинтервального профиля

Участок	Интервал по вертикали, м		Общая длина интервала по вертикали, м	Зенитный угол, град.		Горизонтальное смещение м		Длина по стволу, м	
	от	до		в начале	в конце	интервала	общая	интервала	общая
Вертикальный	0	600	600	0	0	0	0	600	600
Набор зенитного угла с отклонителем	600	719	119	0	12	13	13	120	720
Неориентир. набор зенитного угла	719	909	190	12	23	62	75	200	920
Стабилизации зенитного угла	909	1900	991	23	23	421	496	1077	1997

2. Практическая часть

Пример расчета трехинтервального профиля

Исходные данные для расчета приведены в табл. 3, а основные геометрические характеристики профиля скважины на рис. 6.

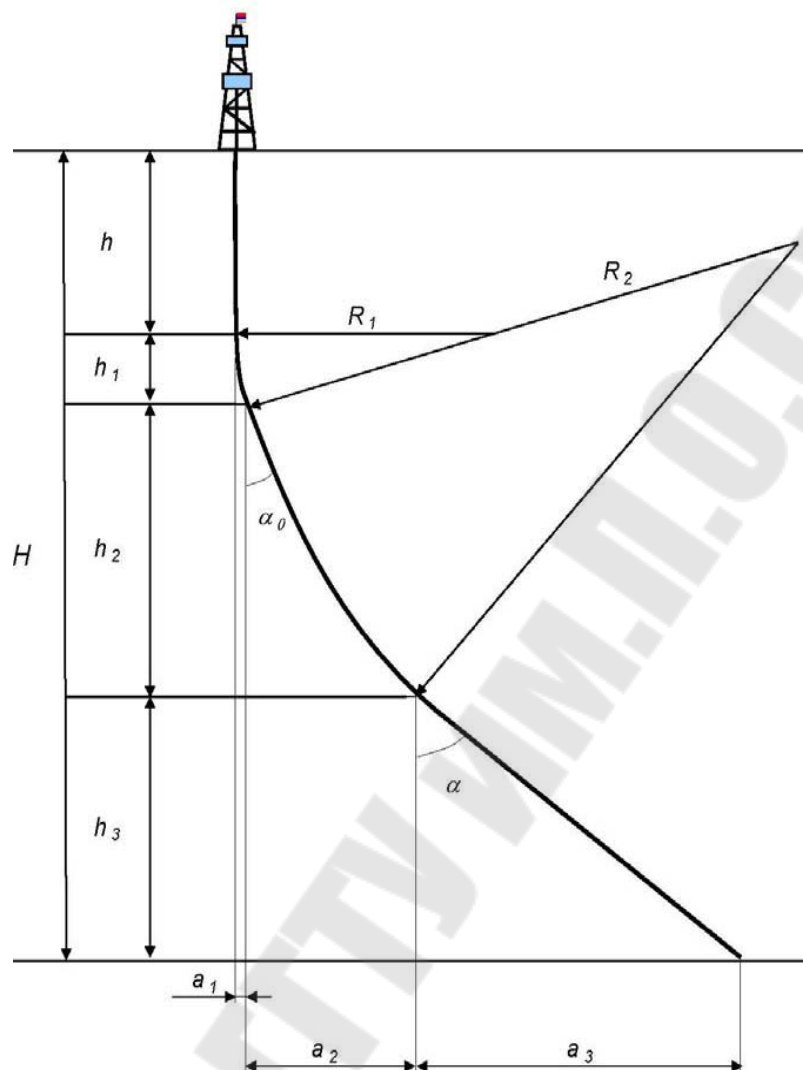


Рис. 6. Трехинтервальный профиль

Таблица 3

Исходные данные для расчета

№ п/п	Параметр	Обозначение	Единица измерения	Значение
1	Глубина по вертикали	H	м	1900
2	Глубина зарезки наклонно-направленного ствола	h	м	600
3	Горизонтальное смещение забоя скважины от вертикали	A	м	500
4	Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла с отклонителем	i_1	град/100м	10

№ п/п	Параметр	Обозначение	Единица измерения	Значение
5	Интенсивность искривления на участке неориентированного набора угла	i_2	град/100м	5
6	Угол набора с отклонителем	α_0	град	12

Расчет производим по участкам сверху вниз

Вертикальный участок

Проекция участка на вертикальную ось $h_B = h = 600$ м.

Длина по стволу $l_B = h = 600$ м.

Горизонтальное смещение и зенитный угол равны 0.

Участок набор зенитного угла с отклонителем – ориентируемый набор зенитного угла (2а).

Расчет проекций на искривленных участках производим по формулам, представленным в табл. 1.

Находим радиус искривления на участке по формуле:

$$R = 57,3/i_1$$

Интенсивность искривления равна

$$i_1 = 10 \text{ град} / 100 \text{ м} = 0,1 \text{ град} / \text{ м}$$

После подстановки получаем $R_1 = 573$ м.

Проекция участка на вертикальную ось:

$$h_1 = R_1 \times \sin \alpha_0 = 573 \times \sin 12 = 119 \text{ м}$$

Горизонтальная проекция:

$$a_1 = R_1 (1 - \cos \alpha_0) = 573 (1 - \cos 12) = 13 \text{ м}$$

Длина интервала по стволу $l_1 = \alpha_0 / i_1 = 12 / 0,1 = 120 \text{ м}$

Участок неориентированного набора зенитного угла (2б).

Находим радиус искривления

$$R_2 = 57,3/i_2 = 57,3/0,05 = 1146 \text{ м}$$

Проекция участка на вертикаль

$$h_2 = R_2 (\sin \alpha - \sin \alpha_0)$$

$$\alpha = \alpha_0 + 10^\circ = 22^\circ$$

$$h_2 = 1146(\sin 22^\circ - \sin 12^\circ) = 191 \text{ м}$$

$$a_2 = 1146(\cos 12^\circ - \cos 22^\circ) = 57 \text{ м}$$

$$l_2 = (22^\circ - 12^\circ) / 0,05 = 240 \text{ м}$$

Участок стабилизации зенитного угла (3).

Находим проекцию на вертикальную ось:

$$h_3 = H - h - h_1 - h_2$$

$$\text{тогда } h_3 = 1900 - 600 - 119 - 191 = 990 \text{ м}$$

Горизонтальное смещение:

$$a_3 = h_3 \times \operatorname{tg} \alpha, \text{ тогда } a_3 = 990 \times \operatorname{tg} 22^\circ = 400 \text{ м}$$

Проверка расчета заключается в проверке выполнения условия

(1):

$$A = a_1 + a_2 + a_3 = A \pm 10$$

$$\text{В нашем случае } a_1 + a_2 + a_3 = 13 + 57 + 400 = 470 \text{ м}$$

Проектное смещение скважины по горизонтали должно быть 500 м, сумма смещений по участкам равна 470 м, то есть условие $\sum a_i = A \pm 10$ не выполняется. Таким образом, необходимо увеличить угол α , принимаем его равным $\alpha = 23^\circ$.

Пересчитываем проекции участков **2б** и **3**.

Участок **2б**:

$$h_2 = 1146(\sin 23^\circ - \sin 12^\circ) = 190 \text{ м}$$

$$a_2 = 1146(\cos 12^\circ - \cos 23^\circ) = 62 \text{ м}$$

$$l_2 = (23^\circ - 12^\circ) / 0,05 = 200 \text{ м}$$

Участок **3**:

$$h_3 = 1900 - 600 - 119 - 190 = 991 \text{ м}$$

$$a_3 = 99 \times \operatorname{tg} 23^\circ = 421 \text{ м}$$

$$l_3 = 991 / \cos 23^\circ = 1077 \text{ м}$$

Выполняем проверку:

$$a_1 + a_2 + a_3 = 13 + 62 + 421 = 496 \text{ м}$$

Условие (1) выполняется, расчет закончен, заносим характеристики профиля в табл. 5.

На основе данных, содержащихся в табл. 4 произвести индивидуальный расчет.

Таблица 4

Индивидуальное задание

№ вар.	Проеная глубина скважины по вертикали H ; м	Горизонтальное смещение забоя от вертикали на проектной глубине A ; м	Интенсивность искривления на участке набора кривизны i ; град./10м	Зенитный угол в конце участка набора кривизны α ; град.	Длина вертикального участка (место набора кривизны) H_B ; м
1,16	2000	300	1,5	30	100
2,17	1500	150	1,5	20	180
3,18	2100	300	1,2	25	200
4,19	2150	300	1,1	20	200
5,20	2200	250	1,0	15	150
6,21	1900	250	1,0	23	150
7,22	1800	350	1,5	32	200
8,23	2300	100	1,0	15	170
9,24	1950	150	1,2	18	150
10,25	3000	400	1,2	15	300
11,26	2400	250	1,2	12	200
12,27	2500	250	1,5	18	150
13,28	2750	250	1,2	13	800
14,29	1500	100	1,0	10	200
15,30	2700	900	1,0	10	800

Таблица 5

Результаты расчета

Участок	Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали, м	Зенитный угол, град		Горизонтальное смещение, м		Длина по стволу, м	
	от	до		нач.	конец	интервала	общее		
Вертикальный участок									
Набор зенитного угла									
Прямолинейно-наклонный участок									

3. Контрольные вопросы

1. Что такое профиль скважины?
2. Какими параметрами характеризуются наклонно-направленная скважина?
3. Что такое отклонение забоя от вертикали?
4. Что такое зенитный угол?
5. Что такое азимутальный угол?
6. Что такое интенсивность искривления скважины?
7. Что такое радиан?
8. Из скольких участков состоит профиль скважины?
9. Назовите типы профилей?
10. Какими параметрами характеризуется пространственное искривление скважины?

Практическая работа № 6

Борьба с осложнениями и авариями в бурении

Цель: изучить общие рекомендации по предупреждению осложнений и аварий.

1. Теоретическая часть

Осложнение – это замедление (приостановление) непрерывного цикла буровых работ, вызванное влиянием природных и/или геологических факторов.

Различают следующие основные виды осложнений:

- 1) поглощение буровых и тампонажных растворов;
- 2) нефтегазоводопроявления;
- 3) нарушение устойчивости стенок скважины;
- 4) прихваты бурильного инструмента;
- 5) желобообразование;
- 6) сероводородная агрессия;
- 7) растепление ММП и их обратное промерзание;
- 8) осложнения при бурении с продувкой.

Основными причинами возникновения осложнений являются:

- 1) горно-геологические факторы (АВПД, АНПД, наличие агрессивных флюидов и др.);

2) технико-технологические факторы (несоответствие проекта реальным условиям бурения, нарушение технологии бурения и др.);

3) организационные факторы (низкая квалификация буровой бригады, нарушение трудовой дисциплины и др.).

Основными средствами предупреждения осложнений являются:

1) правильный выбор конструкции скважины, режимов и способов бурения, долот, КНБК;

2) правильный подбор бурового и тампонажного растворов, их свойств и параметров, а также их оперативное регулирование;

3) постоянный технологический и геофизический контроль за состоянием ствола скважины с использованием методов прогнозирования.

Следует отметить, что несвоевременно или неправильно ликвидированное осложнение может явиться причиной аварии.

Авария – это нарушение технико-технологического цикла строительства скважины, вызванное потерей поперечной и продольной подвижности бурильного инструмента или его поломкой с оставлением в стволе скважины его элементов, а также различного инструмента и оборудования, для извлечения которых требуется проведение специальных ловильных работ.

Для разработки наиболее эффективных мер по предупреждению и ликвидации аварий их подразделяют на виды. Вид аварий – это характерные, часто повторяющиеся и существенно не отличающиеся друг от друга аварии, которые подразделяются на восемь видов:

1) аварии с бурильной колонной;

2) прихваты бурильных колонн;

3) аварии с обсадной колонной;

4) аварии из-за неудачного цементирования;

5) аварии с долотами;

6) аварии с забойными двигателями;

7) аварии в результате падения в скважину посторонних предметов;

8) прочие аварии.

Аварии с бурильной колонной – слом и оставление в скважине частей или элементов колонны труб (ведущих, бурильных, насосно-компрессорных и утяжеленных труб, переводников, муфт, замков, центраторов, амортизаторов, калибраторов, шламометаллоуловителей).

Прихваты бурильных и обсадных колонн – непредвиденная потеря продольной и поперечной подвижности колонны труб.

Аварии с обсадной колонной – это аварии со спускаемыми, спущенными и зацементированными обсадными колоннами.

Аварии из-за неудачного цементирования связаны с недоподъемом в затрубном пространстве цементного раствора, с негерметичностью труб, с оставлением в обсадной колонне цементного раствора, для удаления которого требуются дополнительные работы, с прихватом затвердевшим цементным раствором колонны бурильных труб, на которых спускалась секция обсадных труб или хвостовик.

Аварии с долотами – оставление в скважине долота, бурильной головки, расширителя, а также их элементов и частей.

Аварии с забойными двигателями – оставление в скважине турбобура, электробура, винтового двигателя или их узлов вследствие поломки или разъединения с бурильной колонной.

Аварии в результате падения в скважину посторонних предметов происходят в результате падения в скважину различных инструментов, приспособлений и их частей (вкладыши ротора, роторные клинья, параллели ПКР, челюсти АКБ, ключи и т. д.).

Прочие аварии – это аварии, которые произошли при проведении промыслово-геофизических исследований в скважине (обрывы и прихваты кабеля, приборов, шаблонов, торпед, перфораторов), при падении и разрушении вышек, оснований, элементов талевого системы, при возникновении взрывов и пожаров на буровых и при открытом фонтанировании.

Началом аварии считается момент ее возникновения, а окончанием – восстановление условий для продолжения бурения.

Ловильные работы – операции по освобождению ствола скважины от посторонних предметов для возобновления процесса бурения.

Ловильный инструмент

Метчики предназначены для ловли оставшейся в скважине колонны бурильных труб, если обрыв произошел в утолщенной части трубы, в замке или муфте. Правые метчики применяют для извлечения колонны целиком, а левые на бурильных трубах с левой резьбой - для извлечения колонны по частям.

Колокола служат для ловли бурильных или обсадных труб, когда слом произошел в теле трубы, а также при срыве резьбовых

соединений трубы, за исключением случаев, когда срыв резьбы возник со стороны ниппеля замка.

Овершот служит для извлечения бурильной колонны с захватом под замок, когда колоколом и метчиком не удается соединиться с оставшейся на забое частью бурильной колонны, длина колонны не превышает 400 м.

Удочки используют для извлечения оставленного в скважине стального каната и каротажного кабеля.

Отводные крючки предназначены для центрирования оставшегося в скважине конца бурильных труб.

Фрезеры применяют для частичного или полного удаления металлических выступающих частей или деталей путем их разбуривания.

2. Практическая часть

Задача 1

Определить максимальную скорость спуска бурильного инструмента с целью предупреждения поглощения бурового раствора при следующих условиях: глубина залегания поглощающего горизонта 1800 м, диаметр долота 215,9 мм, диаметр бурильных труб 146 мм, пластовое давление 19 МПа, плотность бурового раствора 1,16 г/см³, динамическая вязкость бурового раствора 0,02 Н·с/см².

Решение: Максимальную скорость спуска бурильной колонны определяем по формуле:

$$U_{\max} = \frac{(p_{\text{гидр}} - p_{\text{пл}})(D_{\text{дол}}^2 - d_{\text{б.т.}}^2)}{3300 \cdot L \cdot \eta} \quad (1)$$

где $p_{\text{гидр}}$ – гидростатическое давление столба бурового раствора, Мпа; $p_{\text{пл}}$ – пластовое давление, Мпа; $D_{\text{дол}}$ – диаметр долота, мм; $d_{\text{б.т.}}$ – диаметр бурильных труб, мм; L – глубина залегания поглощающего горизонта, м; η – динамическая вязкость бурового раствора, Н·с/м².

Для этого предварительно рассчитываем гидростатическое давление столба бурового раствора:

$$p_{\text{гидр}} = \frac{L \cdot \rho}{100}, \text{ Мпа.}$$

Подставляя все величины в формулу (1) получаем максимальную скорость спуска бурильного инструмента (м/с).

Задача 2

Определить плотность бурового раствора для вскрытия текущих пород при следующих условиях: глубина залегания кровли текущих пород 2000 м, плотность бурового раствора до вскрытия этих пород составляет $1,25 \text{ г/см}^3$, избыточное давление на устье скважины через сутки после закрытия превентора (при заполненной раствором скважине) – 5 МПа.

Решение: плотность бурового раствора определяется по формуле:

$$\rho = \frac{100(0,01 \cdot \rho_{\text{исх}} \cdot H + p_{\text{изб}})}{H} \quad (2)$$

где $\rho_{\text{исх}}$ – исходная плотность бурового раствора до вскрытия пластичных пород, г/см^3 ; H – глубина залегания кровли пластичных пород, м; $p_{\text{изб}}$ – избыточное давление на устье скважины, МПа.

Задача 3

Определение плотности бурового раствора с целью предотвращения выброса, если на глубине 2300 м (1100 м) находится нефтяной пласт, пластовое давление которого $p_{\text{пл}}=30$ Мпа.

Решение: плотность бурового раствора определяется по формуле:

- для скважины глубиной до 1200 м

$$\rho_{\text{б.р.}} = 100 p_{\text{пл}} (1,1 \div 1,15) / H, \text{ г/см}^3 \quad (3)$$

- для скважины глубиной свыше 1200 м

$$\rho_{\text{б.р.}} = 100 p_{\text{пл}} (1,05 \div 1,1) / H, \text{ г/см}^3 \quad (4)$$

Задача 4

Определить, на какой глубине произошла поломка бурильных труб при следующих условиях: после спуска 146-мм бурильной колонны на глубину 2800 м. индикатор веса над забоем показал $l_1=80$ делений; в процессе бурения произошла поломка бурильной колонны, в результате чего индикатор веса показал $l_2=71$ деление.

Решение:

Вес бурильной колонны при этом уменьшился на l_1-l_2 делений. Согласно данным таблицы 1, 80 делениям индикатора соответствует усилие на одном конце талевого каната X_1 (кН), а 70 делениям – X_2 (кН). Тогда цена одного деления индикатора между 70 и 80 делениями составит $(X_1 - X_2)/10$ (кН).

Уменьшение веса бурильной колонны (в кН) соответствующее 9 делениям:

$$Q = [(X_1 - X_2)/10] \cdot 8 \cdot 9, \quad (5)$$

здесь 8 – число рабочих струн при оснастке 4×5.

Определим, какой длине бурильной колонны соответствует вес Q (кН):

$$l = \frac{Q}{q \left(1 - \frac{c_{б.р.}}{c_m} \right)} \quad (6)$$

где $\rho_{б.р.}$ и ρ_m – соответственно плотности бурового раствора 1,3 г/см³ и стали 7,85 г/см³; $q=39,2$ кг – масса 1 м 146-мм бурильных труб.

Таким образом, поломка бурильных труб произошла на глубине:

$$h = H - l \quad (7)$$

Таблица 1

Показатели прибора	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Усилие на один конец талевого каната, кН	5	18,15	30,5	41,65	54,15	66,50	78,5	92,4	106,4	121,5

Практическая работа № 7 Выбор буровой установки

Цель: изучение основных узлов буровой установки.

1. Теоретическая часть

Буровая установка - это техническая система, включающая комплекс наземного технологического оборудования, который, взаимодействуя с буровым инструментом и другими техническими системами, осуществляет технологический процесс строительства скважины.

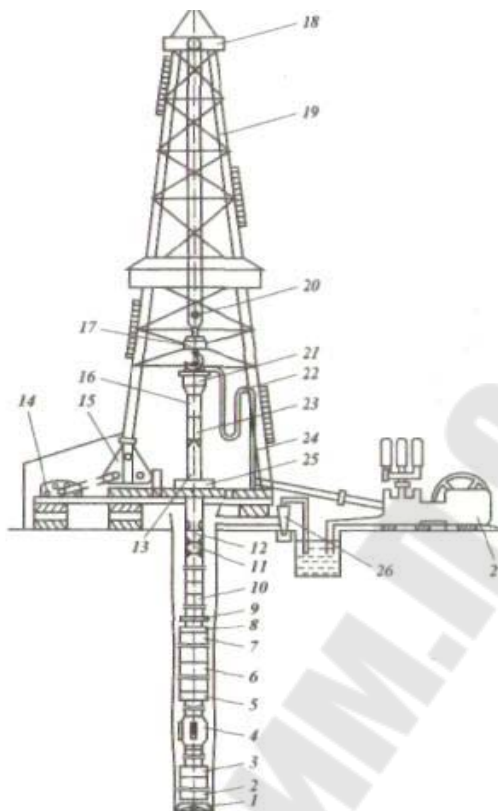


Рис. 1. Схема установки для бурения скважин:

- 1 – долото; 2 – наддолотная утяжеленная бурильная труба;
 3 – переводник; 4 – центратор; 5 – муфтовый переводник;
 6, 7 – утяжеленные бурильные трубы; 8 – переводник;
 9 – предохранительное кольцо; 10 – бурильные трубы;
 11 – предохранительный переводник; 12, 23 – переводники
 штанговые, нижний и верхний; 13 – ведущая труба; 14 – редуктор;
 15 – лебедка; 16 – переводник вертлюга; 17 – крюк; 18 – кронблок;
 19 – вышка; 20 – талевый блок; 21 – вертлюг; 22 – шланг; 24 – стояк;
 25 – ротор; 26 – шламоотделитель; 27 – буровой насос

Состав узлов буровой установки, их конструкция определяются назначением скважины, условиями и способом бурения. По назначению установки, применяемые для разведки и разработки месторождений нефти и газа. Подразделяются на следующие группы:

1. Установки для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения.
2. Установки для структурного и поискового бурения.

Общий вид установки для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения приведен на рис. 4.1. В состав буровой установки входит большое количество машин, механизмов, комплексов машин и сооружений, которые объединяются по функциональному признаку в

органы. В конструкции практически любой машины, в том числе и бурового комплекса, могут быть выделены следующие группы органов: Основные исполнительные органы, вспомогательные, энергетические (привод), органы управления и информации (связи).

Основные исполнительные органы предназначены для выполнения основных операций технологического процесса строительства скважины (разрушение забоя, очистка забоя, крепление ствола, проведение спуско-подъемных операций).

К **вспомогательным** отнесены органы, предназначенные для выполнения вспомогательных операций (монтаж, перевозка, механизация работ) и функций (размещение оборудования, освещение, обогрев).

Энергетические органы обеспечивают привод основных и вспомогательных органов. К ним относятся двигатели и трансмиссии.

Органы информации позволяют вести контроль за параметрами работы механизмов основных, вспомогательных и энергетических органов, а также заходом технологического процесса бурения.

Органы управления позволяют осуществлять ручное и автоматизированное управление основными и вспомогательными органами,

выбор рациональных режимов выполнения технологических операций процесса бурения.

Органы, как правило, представляют собой достаточно сложные технические системы, состоящие из комплексов механизмов. Объединение отдельных механизмов в органы буровой установки производится по принципу их участия в выполнении конкретной технологической операции. В связи с этим одни и те же механизмы установки могут быть составной частью нескольких органов. В частности, буровая лебедка входит в состав как основных, так и вспомогательных органов, так как при бурении осуществляет регулирование подачи бурового инструмента, выполняет спуск и подъем инструмента, а при монтаже используется для подъема вышки.

Выбор буровой установки

При выборе типа буровой установки необходимо руководствоваться конкретными геологическими, климатическими, энергетическими, дорожно-транспортными и другими условиями бурения. При этом следует помнить, что допускаемая глубина бурения скважины в каждом конкретном случае может быть уменьшена или увеличена по сравнению с условной в зависимости от типа применяемых бурильных труб и компоновки бурильной колонны. Но в любом случае максимальная масса бурильной колонны не должна превышать условную глубину бурения (+10

%), умноженную на 30 кг. Например, для буровой установки БУ-4000 эта величина составит:

$$(4000 + 400)30 = 132000 \text{ кг} = 132 \text{ т}.$$

При компоновке буровой колонны трубами меньшей массы допустимая глубина бурения может превысить. Например, при массе 1 м буровых труб 27 кг установкой класса БУ-4000 можно бурить до глубины

$$132000/27 = 4889 \text{ м}.$$

При массе 1 м буровых труб 36 кг установкой класса БУ-4000 можно бурить до глубины

$$132000/36 = 3667 \text{ м}.$$

Необходимо помнить, что использование установок более высокого класса, чем это требуется, нерационально, так как приводит к увеличению стоимости буровых работ.

Расшифровка обозначения буровых установок объединенных машиностроительных заводов, буровое оборудование которых наиболее широко представлено в парке буровых предприятий России и стран СНГ (рис. 2).

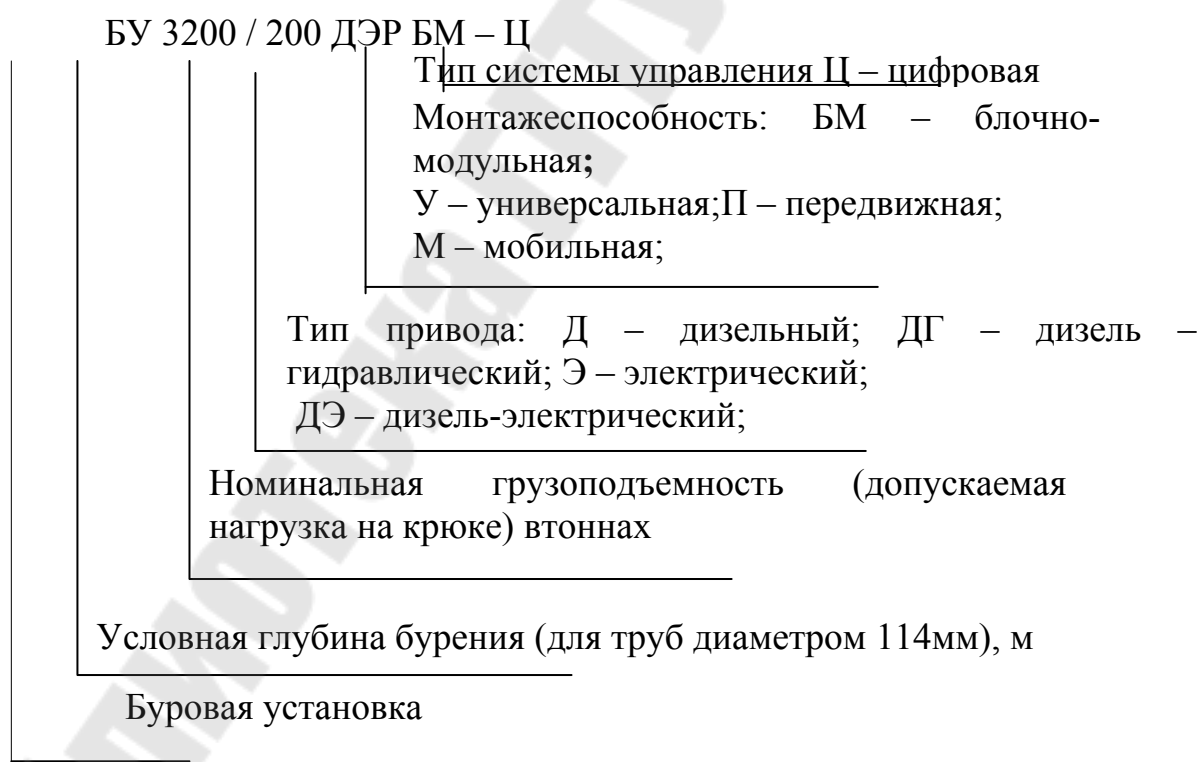


Рис. 2. Расшифровка обозначений буровых установок

2. Практическая часть

В процессе работы на вышку действуют нагрузки, вызывающие соответствующие деформации. Эти нагрузки подразделяются на вертикальные и горизонтальные. Вышку выбирают по вертикальным нагрузкам. Для этого определяют максимальную вертикальную нагрузку, которую может испытать вышка в процессе бурения скважины, по формуле 1.

$$Q_{\max} = G + g + P + P_{\text{пр}} \quad (1)$$

где Q_{\max} – максимальная нагрузка, передаваемая на буровую вышку, в кН; G – вес наиболее тяжелой колонны обсадных или бурильных труб в кН; g – вес талевого системы в кН; P – натяжение ходового и неподвижного концов каната; $P_{\text{пр}}$ – дополнительная нагрузка, передаваемая вышке при ликвидации прихвата колонны бурильных или обсадных труб, принимается равной 500-600 кН.

Величина G равна:

$$G = q \times H + q_m \times \frac{H}{l} \quad (2)$$

где q – вес 1 м трубы в кН; H – глубина спуска колонны бурильных труб или обсадных труб в м; q_m – вес замка или одной муфты трубы в кН; l – средняя длина трубы в м.

При подсчете обычно пренебрегают потерей веса колонны труб в промывочной жидкости, отнеся ее в запас прочности.

Величина P равна:

$$P = G/n \quad (3)$$

где n – число рабочих роликов талевого каната.

Задача

Обосновать выбор буровой вышки для строительства скважины следующей конструкции: 377-мм кондуктор спускают на глубину 300 м, 168-мм колонну – на глубину 1900 м; бурение осуществляют с применением 168-мм бурильных труб при 203-мм утяжеленных бурильных трубах длиной 75 м.

Решение:

1. Определяем вес кондуктора G :
 - 1,08 – вес 1 м 377-мм обсадных труб в кН;
 - $l=10$ м;
 - 0,31 – вес одной муфты 377-мм трубы в кН.
2. Определяем вес 168-мм колонны:
 - 0.39 – вес 1 м 168-мм обсадных труб в кН;

- $l=10$ м;
- 0,093 – вес одной муфты 377-мм трубы в кН.
- 3. Определяем вес бурильной колонны 168-мм + УБТ. (168-мм на глубину 1825м, УБТ -75 м)
 - 2,0 – вес 1 м 203-мм обсадных труб в кН;
 - $l=75$ м;
 - 0,18 – вес одной муфты 203-мм трубы в кН.

Очевидно, что при расчете надо взять вес бурильной колонны. Вес крюка, талевого блока, элеватора и кранблока равны соответственно: 15,7кН; 33кН; 1,5кН; 24,2 кН.
- 4. Определяем вес талевой системы.
- 5. Определяем натяжение ходового и неподвижного концов каната. ($n=4$, принимаем оснастку **4 × 5**)
- 6. Определяем максимальную нагрузку. Выбираем вышку, рабочая нагрузка которой равна 0,5 мН ... 0,75 мН ... 1 мН ... 2 мН (выбрать).

3. Контрольные вопросы

1. Классификация буровых установок по назначению?
2. Назовите основные узлы буровых установок?
3. По каким признакам выбирается буровая установка?
4. Что означает органы управления БУ?
5. Что относится к вспомогательным органам управления?
6. Что относится к основным исполнительным органам?
7. Виды буровых установок?

Практическая работа № 8

Выбор установки для подземного ремонта скважин

Цель: произвести расчет грузоподъемности и выбрать подъемник (подъемную установку, комплекс подъемного оборудования) для ремонта скважины.

1. Теоретическая часть

Большинство технологических операций проводимых на скважине влияют на ее продуктивность. Любые наши действия (или

бездействия в течение длительного времени) ведут к изменению дебита.

В связи с этим возникает ряд вопросов требующих решений, которые зависят от многогранности решаемых задач. Комплекс работ по ремонту скважины, можно условно разделить на следующие категории:

- **Ремонт как средство повышения производительности скважины**, это работы по интенсификации добычи нефти – обработки ПЗП, гидроразрыв пласта, углубленная перфорация, зарезки боковых стволов. Несомненно, в ряд ремонтных работ по увеличению производительности скважины входят скважино-операции по повышению нефтеотдачи пласта (ПНП). Другим средством увеличения производительности является ограничение роста обводненности продукции скважины, которое включает в себя различные методы – селективные и неселективные методы изоляции пластовых вод и др;
- **Ремонт как средство восстановления работоспособности скважины**, это работы связанные с восстановлением целостности и герметичности обсадных колонн, восстановление целостности цементного кольца, ограничение притока вод и межпластовых перетоков, устранение проблем с заканчиванием;
- **Ремонт как средство восстановления работоспособности скважинного оборудования**, это работы по смене насосов, перевод на другой способ добычи нефти, очистки ствола скважины от песчаных, гидратных пробок;
- **Ловильные работы**, это работы по извлечению из скважины аварийного оборудования, труб и других предметов.

Все эти процессы, несмотря на их существенные различия по технологиям, производятся в рамках общих операций, которые проходят при выполнении всех этих видов работ, это:

- Подготовительные работы, включающие переезд ремонтной бригады, глушение скважины, расстановку и монтаж оборудования, в том числе противовыбросового;
- Спускоподъемные операции;
- Работы, связанные с промывкой;
- Работы, связанные с установкой пакеров;
- Ремонтно-изоляционные работы;
- Исследовательские работы;

- Заключительные работы, включающие освоение после ремонта, демонтаж оборудования, очистка прискважинной территории, сдача скважины в эксплуатацию. Проведение перечисленных выше операций требуют специальных агрегатов, оборудования и инструмента.

Выбор необходимого наземного оборудования и инструмента для ремонта скважин производят исходя из категории и разновидности предстоящего подземного ремонта. Для ремонта скважин используют подъемные лебедки, монтируемые на самоходной транспортной базе – автомобиле или тракторе. Лебедка может монтироваться совместно с вышкой, талевой системой и другим оборудованием. В этом случае оборудование в целом называют *подъемной установкой*, а при более полной комплектации (насосом, ротором, вертлюгом и др.) – *комплексом подъемного оборудования*. Если на тракторе монтируют только лебедку, такой механизм называют *подъемником*.

В самоходных установках и подъемниках для привода лебедки и других вспомогательных механизмов, как правило, используют двигатель самой транспортной базы. Передача вращения осуществляется от механизма отбора мощности, через трансмиссию и коробку скоростей на барабан лебедки, при вращении которого наматывается или разматывается канат. Выбор установки, комплекса оборудования и инструмента зависит от глубины ремонтируемой скважины, характера и степени сложности работ. Основным критерием для выбора вышки и оборудования является их грузоподъемность.

2. Практическая часть

1. Произвести расчет грузоподъемности и выбрать подъемник (подъемную установку, комплекс подъемного оборудования) для ремонта скважины. Исходные данные по вариантам изложены в табл.1.

2. Определить максимальную вертикальную нагрузку, действующую на вышку.

3. Произвести расчет талевой оснастки.

4. Определить допустимую глубину спуска колонны НКТ с учетом выбранной оснастки.

Варианты задания (исходные данные)

№ вар	Проектная глубина, м	Диаметр НКТ, мм	Плотность раствора в скважине, кг/м ³
0	2800	89	1080
1,11,21	2300	73	1130
2,12,22	2500	73	1050
3,13,23	3000	89	1100
4,14,24	2700	73	1070
5,15,25	2350	73	1130
6,16,26	2600	89	1060
7,17,27	3100	89	1110
8,18,28	2550	89	1155
9,19,29	2400	73	1140
10,20,30	2450	73	1150

Методика расчета

1. Для начала необходимо определить максимальную вертикальную нагрузку, действующую на мачту, которая складывается из нескольких составляющих, как показано в формуле (1)

$$P_{\max} = P_{\text{кр}} + P_{\text{хк}} + P_{\text{нк}} + P_{\text{тс}}, \quad (1)$$

где: $P_{\text{кр}}$ - максимальная нагрузка, действующая на крюк, кН; $P_{\text{хк}}$, $P_{\text{нк}}$ - натяжение соответственно ходового и неподвижного концов талевого каната, кН; $P_{\text{тс}}$ - вес талевого троса, кН.

2. Следующим этапом определяем вес колонны насосно-компрессорных труб, спускаемых в скважину по формуле (2)

$$G_{\text{нкт}} = q_{\text{нкт}} \cdot L + q_{\text{м}} \cdot (L / l), \quad (2)$$

где $q_{\text{нкт}}$ – вес 1 м гладкой насосно-компрессорной трубы, Н; L – длина колонны, м; $q_{\text{м}}$ – вес муфтового соединения НКТ, Н; l – средняя длина трубы, м.

При выполнении расчетов веса колонны НКТ вес труб и муфт необходимо перевести в H .

3. Определить статическую нагрузку, действующую на крюк, с учетом облегчения веса труб в буровом растворе

$$P_{\text{кр}} = K \cdot G_{\text{нкт}} \cdot \left(1 - \frac{c_{\text{бр}}}{c_{\text{м}}} \right), \quad (3)$$

где K – коэффициент, учитывающий затяжки и прихват колонны ($K = 1,25 \dots 1,30$); $G_{\text{нкт}}$ – вес колонны, кН; $\rho_{\text{бр}}$, $\rho_{\text{м}}$ – плотность соответственно бурового раствора и материала труб, кг/м³.

Исходя из максимальной нагрузки на крюке, для производства ремонтных работ в данной скважине в первом приближении выбираем подъемный агрегат, оборудованный вышкой–мачтой грузоподъемностью соответствующей расчетной максимальной нагрузке (приводится техническая характеристика установки). В соответствии с выбранной установкой подбираем комплект оборудования талевого системы (приводятся технические характеристики выбранного оборудования).

4. Рассчитать вес талевого системы

$$P_{\text{тс}} = q_{\text{кб}} + q_{\text{тб}} + q_{\text{кр}}, \quad (4)$$

где $q_{\text{кб}}$ – вес кронблока КБЭР; $q_{\text{тб}}$ – вес талевого блока; $q_{\text{кр}}$ – вес крюка.

5. Число рабочих струн оснастки талевого системы определяем по формуле

$$n = P_{\text{кр}} / P_{\text{гтк}} \cdot \eta_{\text{тс}}, \quad (5)$$

где $P_{\text{гтк}}$ – наибольшее тяговое усилие на набегавшем конце талевого каната на I скорости (берется характеристики выбранной установки); $\eta_{\text{тс}}$ – КПД талевого системы.

КПД талевого системы зависит от числа шкивов, кронблока и талевого блока.

Таблица 2

КПД шкивов и талевого системы

КПД шкивов	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
КПД талевого системы	0,95	0,94	0,92	0,90	0,88	0,87	0,85	0,84	0,82	0,81

Согласно расчету принимаем оснастку в соответствии с оснасткой выбранной установки.

Количество струн принимаем равным в соответствии с талевого системой выбранной установки (при оснастке 2x3 – $n = 4$; при оснастке 3x4 – $n = 6$ и т. д.).

6. Определить допустимую глубину спуска колонны НКТ с учетом выбранной оснастки

$$L_{\text{доп}} = \frac{P_{\text{ГТК}} \cdot (\beta^n - 1)}{q' \cdot \beta^n \cdot (\beta - 1)}, \quad (6)$$

где β – коэффициент, учитывающий трение в подшипниках шкивов и каната о шкивы (равен 1,03–1,04, принимаем 1,03); $P_{\text{ГТК}}$ – максимальное натяжения каната, Н (берется из характеристики выбранной установки); n – число струн талевого каната (число струн талевого каната без ходового и неподвижного концов, рис. 1.1); q' – вес 1 м НКТ с учетом веса муфт, Н

$$q' = \frac{G_{\text{НКТ}}}{L}, \quad (7)$$

где L – длина колонны НКТ, м; $G_{\text{НКТ}}$ – вес колонны насосно-компрессорных труб, спускаемых в скважину, рассчитанный по формуле (2).

По результатам расчета и выбранной оснастке необходимо сделать вывод, можно ли проводить работы в скважине с насосно-компрессорными трубами, которые заданы (по условию задания) на проектную глубину.

7. Определить натяжение ходового и неподвижного концов, а также натяжение рабочих струн талевого каната. При подъеме колонны труб наибольшее натяжение возникает в *ходовом* конце талевого каната, наименьшее – в *неподвижном*.

8. При подъеме колонны натяжение ходового конца талевого каната определяют по формуле

$$P_{\text{хк}} = (P_{\text{кр}} + P_{\text{об}}) \cdot \frac{\beta^n \cdot (\beta - 1)}{\beta^n - 1}, \quad (8)$$

где $P_{\text{об}}$ – вес поднимаемого оборудования (например, якоря и отсекавателя $P_{\text{об}} = 8,0$ кН).

9. Определить натяжение неподвижного конца талевого каната по формуле

$$P_{\text{нк}} = (P_{\text{кр}} + P_{\text{об}}) \cdot \frac{b - 1}{b(b^n - 1)} \text{ кН} \quad (9)$$

10. Подставляя полученные цифровые значения в формулу (1.1), получим:

$$P_{\max} = P_{\text{кр}} + P_{\text{хк}} + P_{\text{нк}} + P_{\text{тс}},$$

Принимаем P_{\max} (округляя до целого числа) и делаем заключение (соответствует или нет выбранная предварительно установка заданным условиям).

Пример решения

Задание 1. Выбрать установку и оснастку талевого системы для производства работ в скважине, осваиваемой методом вызова фонтанного притока при следующих данных:

- проектная глубина скважины – 2850 м;
- диаметр НКТ 73 мм;
- толщина стенки – 5,5 мм;
- длина спускаемой колонны НКТ – 2600 м;
- плотность бурового раствора – 1260 кг/м³.
- Плотность труб- 7850 кг/м³
- Длина эксплуатационной трубы – 8м.

Решение

1. Определим максимальную, вертикальную нагрузку, действующую на вышку, по формуле 1.

$$P_{\max} = P_{\text{кр}} + P_{\text{хк}} + P_{\text{нк}} + P_{\text{тс}},$$

где $P_{\text{кр}}$ – максимальная нагрузка, действующая на крюк, кН; $P_{\text{хк}}$, $P_{\text{нк}}$ – натяжение соответственно ходового и неподвижного концов талевого каната, кН; $P_{\text{тс}}$ – вес талевого системы, кН.

2. Определим вес колонны насосно-компрессорных труб, спускаемых в скважину по формуле 2

$$G_{\text{нкт}} = q_{\text{нкт}} \cdot L + q_{\text{м}} \cdot (L/l),$$

где $q_{\text{нкт}}$ – вес 1 м гладкой насосно-компрессорной трубы, Н (для НКТ 73 при толщине стенки равной 5,5 мм - $q_{\text{нкт}}=9,2$ кг; для НКТ 89 при

толщине стенки равной 6,5 мм- $q_{\text{НКТ}}=13,2$ кг); L – длина колонны, м; $q_{\text{м}}$ – вес муфтового соединения НКТ, Н; l – средняя длина трубы, м.

При выполнении расчетов вес труб и муфт необходимо перевести в H .

Вес одного метра НКТ 73 при толщине стенки равной 5,5 мм равен 9,2 кг, тогда $q_{\text{НКТ}}$ в Ньютонах будет равен

$$q_{\text{НКТ}} = 9,2 \times 9,81 = 90,252 \text{ Н},$$

$q_{\text{м}}$ – вес муфтового соединения НКТ 2,5 кг, будет равен в Ньютонах

$$q_{\text{м}} = 2,5 \times 9,81 = 24,525 \text{ Н}, \text{ тогда}$$

$$G_{\text{НКТ}} = 90,252 \cdot 2600 + 24,525 \cdot (2600 / 8) = 242625,825 \text{ Н} = 242,63 \text{ кН}$$

3. Определим статическую нагрузку, действующую на крюк, с учетом облегчения веса труб в буровом растворе

$$P_{\text{кр}} = K \cdot G_{\text{НКТ}} \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\text{бр}}}{\rho_{\text{м}}} \right),$$

где K – коэффициент, учитывающий затяжки и прихват колонны ($K = 1,25-30$); $G_{\text{к}}$ – вес колонны, кН;

$\rho_{\text{бр}}$, $\rho_{\text{м}}$ – плотность соответственно бурового раствора и материала труб, кг/м^3 .

Тогда, приняв $K = 1,3$ определим статическую нагрузку, действующую на крюк

$$P_{\text{кр}} = 1,3 \cdot 242,63 \cdot \left(1 - \frac{1260}{7850} \right) = 264,8 \text{ кН}$$

Исходя из максимальной нагрузки на крюке, которая составляет 264,8 кН, для производства ремонтных работ в данной скважине в первом приближении выбираем подъемный агрегат типа А-50М, смонтированный на автомобиле КрАЗ-257 и оборудованной вышкой-мачтой грузоподъемностью 65 т.

4. Вес талевой системы будет равен

$$P_{\text{тс}} = q_{\text{кб}} + q_{\text{тб}} + q_{\text{кр}},$$

где $q_{кб}$ – вес кронблока КБЭР-50 (равен 7,64 кН); $q_{тб}$ – вес талевого блока БГЭ-50 (равен 5,17 кН); $q_{кр}$ – вес крюка КрЭ-50 (равен 2,69 кН)

$$P_{тс} = q_{кб} + q_{тб} + q_{кр}, = 7,64 + 5,17 + 2,69 = 15,5 \text{ кН.}$$

5. Число рабочих струн оснастки талевой системы определим по формуле

$$n = P_{кр} / P_{Гтк} \cdot z_{тс},$$

где $P_{Гтк}$ – наибольшее тяговое усилие на набегавшем конце талевого каната на I скорости, для подъемника А-50М $P_{Гтк} = 100$ кН (см. табл.2);

$\eta_{тс}$ – КПД талевой системы, равный 0,85.

КПД талевой системы зависит от числа шкивов, кронблока и талевого блока.

Число шкивов	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
КПД талевой системы	0,95	0,94	0,92	0,90	0,88	0,87	0,85	0,84	0,82	0,81

$$n = 264,8 / 100 \cdot 0,85 = 3,11$$

Согласно расчету и выбранному агрегату принимаем оснастку 3×4 (число рабочих струн – n = 6).

6. Определим допустимую глубину спуска колонны НКТ с учетом выбранной оснастки

$$L_{доп} = \frac{P_{Гтк} \cdot (\beta^n - 1)}{q' \cdot \beta^n \cdot (\beta - 1)},$$

где β – коэффициент, учитывающий трение в подшипниках шкивов и каната о шкивы (равен 1,03 – 1,04, принимаем 1,03); $P_{Гтк}$ – наибольшее тяговое усилие на набегавшем конце талевого каната на I скорости; n – количество рабочих струн талевой оснастки; q' – вес 1 м НКТ с учетом веса муфт, Н

$$q' = G_{кр} / L,$$

где L длина колонны НКТ, м; $G_{кр}$ – вес колонны насосно-компрессорных труб, спускаемых в скважину, рассчитанный по формуле (2)

7. Вес колонны насосно-компрессорных труб, спускаемых в скважину

$$q' = G_{кр} / L = 242,63 / 2600 = 0,093319 \text{ кН} = 93,319 \text{ Н}$$

$$L_{\text{доп}} = \frac{100000 \cdot (1,03^6 - 1)}{93,32 \cdot 1,03^6 (1,03 - 1)} = \frac{19400}{3,34272} = 5805,21 \text{ м.}$$

8. Определим натяжение ходового и неподвижного концов, а также натяжение рабочих струн талевого каната.

При подъеме колонны натяжение ходового конца талевого каната определяем по формуле

$$P_{\text{хк}} = (P_{\text{кр}} + P_{\text{об}}) \cdot \frac{B^n \cdot (B - 1)}{B^n - 1},$$

где $P_{\text{об}}$ – вес поднимаемого оборудования (якоря и отсекаателя $P_{\text{об}} = 8,0$ кН).

$$P_{\text{хк}} = (242,63 + 8) \cdot \frac{1,03^6 (1,03 - 1)}{1,03^6 - 1} = 46,27 \text{ кН}$$

9. Определим натяжение неподвижного конца талевого каната по формуле

$$P_{\text{нк}} = (P_{\text{кр}} + P_{\text{об}}) \cdot \frac{B - 1}{B(B^n - 1)} \text{ кН}$$

$$P_{\text{нк}} = (P_{\text{кр}} + P_{\text{об}}) \cdot \frac{B - 1}{B(B^n - 1)} = (242,63 + 8) \cdot \frac{1,03 - 1}{1,03 \cdot (1,03^6 - 1)} = 37,628 \text{ кН}$$

Подставляя полученные цифровые значения в формулу (1), получим:

$$P_{\text{max}} = P_{\text{кр}} + P_{\text{хк}} + P_{\text{нк}} + P_{\text{тс}} = 242,63 + 46,27 + 37,63 + 15,5 = 342,03 \text{ кН.}$$

Принимаем $P_{\text{max}} = 343$ кН.

Вывод: таким образом, при выбранной нами оснастке 3×4 можно проводить работы в скважине с насосно-компрессорными трубами диаметром 73 мм до глубины 5805, 21 м, что более чем в двое превышает проектную глубину скважины, составляющую 2850 метров.

Выбранная установка подъемный агрегат типа А-50М, смонтированный на автомобиле КраЗ–257 и оборудованной вышкой–мачтой грузоподъемностью 65 т. Удовлетворяет заявленным требованиям. ($343 \text{ кН} = 343 / 9.81 = 35 \text{ т}$)

Литература

1. Беликов, Б. Г. Методические указания по разграничению геологических разрезов скважин на интервалы одинаковой буримости с использованием ЭВМ / Б. Г. Беликов, В. А. Саркисов, Л. А. Романова. – Ставрополь, 1978. – 31 с.

2. Булатов, А. И. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник для вузов / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. – М. : Недра-Бизнесцентр, 2003. – 1007 с.

3. Ганджумян, Р. А. Расчеты в бурении : справ. пособие / Р. А. Ганджумян, А. Г. Калинин, Н. И. Сердюк ; под ред. А. Г. Калинина. – М. : РГГУ, 2007.

4. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые : справ. пособие / А. Г. Калинин [и др.] ; под ред. А. Г. Калинина. – М. : Недра-Бизнесцентр, 2001. – 450 с.

5. Комаров, М. А. Буримость горных пород и ее учет в техническом нормировании / М. А. Комаров, В. Т. Борисович. – М. : ВИЭМС, 1974. – 60 с.

6. Попов, А. Н. Технология бурения нефтяных и газовых скважин / А. Н. Попов, А. И. Спивак, Т. О. Акбулатов. – М. : Недра-Бизнесцентр, 2003. – 509 с.

Содержание

Предисловие.....	3
<i>Практическая работа 1. Крепление скважин и разобщение пластов</i>	<i>4</i>
<i>Практическая работа 2. Выбор рациональной конструкции скважины.....</i>	<i>11</i>
<i>Практическая работа 3. Бурильная колонна. Состав, назначение и условия работы бурильной колонны.....</i>	<i>21</i>
<i>Практическая работа 4. Расчет эксплуатационной колонны.....</i>	<i>36</i>
<i>Практическая работа 5. Бурение наклонно-направленных скважин.....</i>	<i>41</i>
<i>Практическая работа 6. Борьба с осложнениями и авариями в бурении.....</i>	<i>56</i>
<i>Практическая работа 7. Выбор буровой установки.....</i>	<i>61</i>
<i>Практическая работа 8. Выбор установки для подземного ремонта скважин.....</i>	<i>66</i>
Литература	77

Атвиновская Татьяна Владимировна

**ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН
РАСЧЕТЫ И ЗАДАЧИ В ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ**

**Практикум
для студентов специальности
1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»
дневной и заочной форм обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 09.03.23.

Пер. № 1Е.
<http://www.gstu.by>