



Министерство образования Республики Беларусь

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

Институт повышения квалификации
и переподготовки

Кафедра «Нефтегазоразработка и гидропневмоавтоматика»

Т. В. Атвиновская

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

ПРАКТИКУМ

**для слушателей специальности переподготовки
1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»
заочной формы обучения**

Гомель 2020

УДК 622.24(075.8)
ББК 33.131я73
А92

*Рекомендовано кафедрой «Нефтегазозаработка и гидропневмоавтоматика»
ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 4 от 08.11.2019 г.)*

Рецензент: доц. каф. «Нефтегазозаработка и гидропневмоавтоматика»
канд. техн. наук, доц. *А. С. Асадчев*

Атвиновская, Т. В.

А92 Технология бурения нефтяных и газовых скважин : практикум для слушателей специальности переподготовки 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заоч. формы обучения / Т. В. Атвиновская. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2020. – 49 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: <http://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

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

Для слушателей специальности 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заочной формы обучения.

**УДК 622.24(075.8)
ББК 33.131я73**

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2020

Предисловие

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

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 слушателям закрепить теоретический материал, изучаемый на лекциях.

Слушатели 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.

Практическое занятие 1

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;
- надёжную 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 серьёзных осложнений.

1.3. Выбор и расчёт 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 подъёма 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 закреплён 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 совмещённых 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 даётся 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 её 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:

$$D_{\text{д}}^{\text{з}} = d_{\text{м}} + 2\Delta\text{н}, \quad (1)$$

где $d_{\text{м}}$ - диаметр муфты эксплуатационной колонны, мм (табл. 2); $\Delta\text{н}$ - диаметральный зазор между стенкой скважины и муфтой обсадной трубы.

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

Тогда

$$D_{\text{д}}^{\text{з}} = 166 + 2 \cdot 15 = 196 \text{ мм.}$$

По ГОСТ 20692-75 (табл. 3.) выбирается ближайший диаметр долота $D_{\text{д}} = 215,9$ мм.

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

Тогда

$$D_{\text{д}}^{\text{з}} = D_{\text{т.б.}} + 2\Delta\text{н}, \quad (2)$$

где $D_{т.б.}$ - диаметр турбобура; Δn - диаметральный зазор между стенкой скважины и турбобуром, $\Delta n=10$ мм.

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

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:

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 расчётным путём 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):

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

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 подъёма цементного раствора за обсадными колоннами (интервал цементирования) выбирается с учётом 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 учётом 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 учётом 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.

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

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

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 (1):

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

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 (3):

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

Наружный диаметр промежуточной колонны определяется по формуле (4):

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

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

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

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 таблицу 3.

Таблица 3

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.

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

Рис. 3. Технический разрез скважины

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 ТСШ-172).

Таблица 4

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

Практическое занятие 2

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:

- одноразмерными (или одноступенчатыми), составленными из бурильных труб одного и того же наружного диаметра;
- многоразмерными (многоступенчатыми), составленными из труб различных наружных диаметров (двух-, трех- или четырехразмерными);
- 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 38ХН3МФА.

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 сводится к следующему:

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

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

где k – коэффициент запаса прочности, равный 1,4-1,5; σ_r – 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. $y_1 = y_{сж} + y_{изг}$.

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

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

(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); $d_{\text{в}}$ – внутренний диаметр труб; p – давление, развиваемое буровыми насосами, которое может возникнуть в момент восстановления циркуляции, при прихвате бурильной колонны, принимается наибольшее; $\gamma_{\text{ж}}$ и γ – плотность жидкости и материала бурильных труб.

Для практических расчетов при определении величины $\sigma_{\text{р}}$ пользуются выражением:

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

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:

$$z = \frac{P_{\text{д}}}{q},$$

где $P_{\text{д}}$ – 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 $\tau_{\text{к}}$ определяют по формуле

$$\tau_{\text{к}} = \frac{M_{\text{кр}}}{W_{\text{кр}}}, \quad (7)$$

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

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

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

$$W_{кр} = \frac{\pi(d_n^4 - d_b^4)}{16d_n}, \quad (9)$$

где d_n - 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:

$$I = \frac{\pi}{64} (d_n^4 - d_b^4),$$

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 многоразмерных 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
38ХН М	750	550			Трубы бурильные
40ХН	780	580	830	390	Замки бурильные
45У	700	450	430	220	Замки бурильные

Таблица 4

Труба				Муфта			Диаметр замков, мм						
Наружный диаметр	Толщ.стенки,	Наим. внутр. диаметр высаженной части, мм	Масса 1 м с учетом массы замка и высаж. части, кг	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

$$M_{кр} = 71620 \frac{N}{n} k_d;$$

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

$$\tau_k = \frac{M_{кр}}{W_{кр}}.$$

Найдем приведенные напряжения, возникающие в верхней части колонны бурильных труб $[\sigma_B]$, кг/см²:

$$[\sigma_{\text{в}}] = \sqrt{\sigma_1^2 + 4\tau_k^2}.$$

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

Вычислим коэффициент безопасности для нормальной работы бурильных труб:

$$k = \frac{y_{\text{т}}}{[y_{\text{в}}]}.$$

2. Проверяем на статическую прочность нижнюю часть бурильной колонны.

В этом случае

$$\sigma_{\text{н}} = \sigma_{\text{сж}} + \sigma_{\text{изг}}.$$

По формуле (10) определим $\sigma_{\text{сж}}$ (кГ/см²):

$$\sigma_{\text{сж}} = \frac{P_{\text{д}}}{F} = \frac{P_{\text{д}}}{0,785(d_{\text{н}}^2 - d_{\text{в}}^2)}.$$

По формулам (11)–(13) рассчитаем $\sigma_{\text{изг}}$ (кГ/см²).

Для этого последовательно определим следующие величины:

$$I = \frac{p}{64}(d_{\text{н}}^4 - d_{\text{в}}^4), \text{ см}^4;$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Определим коэффициент безопасности для нормальной работы бурильных труб:

$$k_1 = \frac{\sigma_T}{[\sigma_n]}$$

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:

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

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:

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

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 буровой 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:

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

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

$$L_{\text{общ}} = L_1 + L_2.$$

Практическое занятие № 3

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 растягивание, причем верхние секции колонны проверяются на внутреннее избыточное давление. Газовые скважины рассчитываются

в нижней части на внутреннее избыточное давление, а в верхней части на срагивающую нагрузку. Нижние секции проверяются на наружное избыточное давление.

Основная задача расчёта сводится к:

- 1) выбору главных нагрузок;
- 2) определению периода времени, когда эти нагрузки достигают максимальных значений;
- 3) расчёту 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.

Расчёт 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 её 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 :

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

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

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

Внутреннее избыточное давление:

- минимальное давление на устье колонны равно 210 кгс/см²
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:

$\gamma_{\text{гп}} = 2,3$ г/см³ – плотность горных пород;

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

$H = 2000$ м. – глубина снижения уровня;

Z – глубина расчетного сечения;

$L=3295$ 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:

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

$$P_{\text{вну}} = P_{\text{пл}} - 0,1 \times \gamma_{\text{ф}} \times H; \quad (2)$$

$$P_{\text{оп}} = P_{\text{вну}} \times 1,1. \quad (3)$$

$P_{\text{оп}}=210$ кгс/см² – 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:

$Z_2 = 2000$ – 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:

$Z_3 = 2760$ 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

$Z_4 = 3085$ м. – кровля 2^{ой} 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-й соли

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

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

$Z_6 = 3295$ м.

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

Расчет внутренних избыточных давлений:

Значение внутреннего избыточного давления на забое скважины определяем по формуле:

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

$Z_1 = 0$ 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

Вариант	$\gamma_{\text{н}}, \text{Г, см}^3$	$\gamma_{\text{бр}}, \text{Г, см}^3$	$\gamma_{\text{цр}}, \text{Г, см}^3$
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

Практическое занятие 4

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) жёлобообразование;
- 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 утяжелённых 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 недоподъёмом 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 поломок 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 её 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.

1. Практическая часть

Задача 1 Определить максимальную скорость спуска бурильного инструмента с целью предупреждения поглощения бурового раствора при следующих условиях: глубина залегания поглощающего горизонта 1800м, диаметр долота 215,9 мм, диаметр бурильных труб 146 мм, пластовое давление 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 г/см³, 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/см³; 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):

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

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

Таким образом, поломка буровых 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

Практическое занятие 5

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 её 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.

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.

Таблица 1

Варианты задания (исходные данные)

Вариант	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

2.1 Методика расчёта

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

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

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, $\text{кг}/\text{м}^3$.

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 талевой системы (приводятся технические характеристики выбранного оборудования).

4. Рассчитать вес талевой 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 талевой системы определяем по формуле

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

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

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

КПД 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

Согласно расчету принимаем оснастку в соответствии с оснасткой выбранной установки.

Количество струн принимаем равным в соответствии с талевой оснасткой 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

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

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 оснастки (число струн талевого оснастки 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 расчёта 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

$$P_{\text{нк}} = (P_{\text{кр}} + P_{\text{об}}) \cdot \frac{B-1}{B(B^n-1)} \kappa H. \quad (9)$$

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

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

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 талевой 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):

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

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 талевой 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

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

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 талевого 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 набегающем 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.

К. п. д. 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 набегающем 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

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

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

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

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

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

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

9. Определим натяжение неподвижного конца талевого каната по формуле

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

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

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

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

Принимаем $P_{\max} = 343$ 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 : учеб. 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

<u>Предисловие</u>	3
Практическая работа 1. <u>Выбор рациональной конструкции скважины</u>	4
Практическая работа 2. <u>Бурильная колонна. Состав, назначение и условия работы бурильной колонны</u>	13
Практическая работа 3. <u>Расчет эксплуатационной колонны</u>	28
Практическая работа 4. <u>Борьба с осложнениями и авариями в бурении</u>	33
Практическая работа 5 <u>Выбор установки для подземного ремонта скважин</u>	38
<u>Литература</u>	48

Атвиновская Татьяна Владимировна

**ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

Практикум

**для слушателей специальности переподготовки
1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»
заочной формы обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 08.01.20.

Рег. № 96Е.

<http://www.gstu.by>