

Р. А. Гацджумян  
А. Г. Калинин  
Н. И. Сердюк

# РАСЧЕТЫ В БУРЕНИИ

Москва 2007

**Р.А.Ганджумян  
А.Г.Калинин  
Н.И.Сердюк**

# **РАСЧЕТЫ В БУРЕНИИ**

Под общей редакцией  
доктора технических наук,  
профессора А.Г.Калинина.

Допущено УМО по образованию в области прикладной геологии  
в качестве учебного пособия для студентов ВУЗов, обучающихся  
по специальности «Технология и техника разведки  
месторождений полезных ископаемых»

Справочное пособие

Москва РГГРУ 2007

УДК 622.24(031)  
ББК 33.131  
К 17

**Р.А.Ганджумян, А.Г.Калинин, Н.И.Сердюк.**  
К 17      **Расчеты в бурении/Справочное пособие/ Под редакцией**  
**А.Г.Калинина, - М: РГГРУ, 2007. – 668 стр.**  
**ISBN 5-88595-14-01**

В учебном пособии приведены основные методы расчетов, охватывающие в необходимой последовательности важнейшие вопросы технологии и техники бурения скважин на твердые, жидкие и газообразные полезные ископаемые. Большое внимание уделено оценке инженерно-геологических условий бурения, практическим рекомендациям по выбору циркулирующего агента, типоразмеров породоразрушающих инструментов и бурильных колонн, конструкции скважины, способа и режима бурения и бурового оборудования для различных условий. Подробно освещены вопросы расчета бурильных и обсадных колонн, предупреждения искривления скважин, осложнений и аварий, составления профиля направленных скважин.

В каждом разделе изложена методика расчета, даны примеры с необходимыми пояснениями к расчету.

Для студентов геологоразведочных и нефтяных вузов, а также факультетов. Книга будет полезна для широкого круга специалистов, занимающихся бурением разведочных, инженерно-геологических и эксплуатационных скважин на различные виды полезных ископаемых.

ISBN 5-88595-14-01

© Р.А.Ганджумян, А.Г.Калинин,  
Н.И.Сердюк, 2007  
© РГГРУ, 2007

*Я не получаю удовлетворения от формул, пока не почувствую численных значений величин.*

*Лорд Кельвин*

## Предисловие

Совершенствование техники и технологии бурения, существенное повышение производительности буровых работ и снижение их себестоимости – серьезная народнохозяйственная задача. К ее решению привлечены крупные научно-исследовательские учреждения страны, а также научные кадры ведущих вузов нашего государства. В научно-исследовательских лабораториях и на производстве изыскиваются наиболее совершенные способы проводки скважин в различных условиях.

Однако известно, что на пути становления будущего инженера – буровика еще на стадии студента особую роль играют расчетные и курсовые работы. Будущий специалист должен не только хорошо разбираться в теоретических аспектах бурения скважин различного назначения, но и уверенно проводить расчеты, связанные с технологией и техникой бурения. У студентов, не имеющих опыта в проведении расчетов, возникает много трудностей на этапе дипломного проектирования и в производственной деятельности.

Задача предлагаемого учебного пособия – изложить учебный материал в форме, наиболее удобной для использования при расчетах и проектировании, а цель – познакомить читателя уже изучившего основные профилирующие дисциплины с методами количественной оценки практических задач.

Учебное пособие основано на длительном опыте проведения практических занятий в Российском государственном геологоразведочном университете, а так же в других ВУЗах нашей страны.

При подборе и составлении настоящего пособия авторы попытались использовать наиболее современные методы расчета, сосредоточив внимание читателя на важнейших вопросах технологии и техники бурения скважин.

При решении примеров студент (исследователь, специалист) почти всегда сталкивается с необходимостью выбора тех или иных величин справочного характера. В пособии приводятся только самые необходимые

справочные данные. Остальные данные читатель подберет самостоятельно из имеющейся обширной учебно – справочной литературы, приводимой в конце каждого раздела, что, несомненно, приучит студента, магистра, аспиранта в первую очередь, к умению пользоваться справочной литературой.

Большинство формул, предлагаемых в качестве расчетных, были заимствованы из учебников, справочниках и монографиях по бурению скважин на твердые, жидкие и газообразные полезные ископаемые. В связи с чем, мы глубоко благодарны, авторам этих изданий.

Авторы надеются, что предлагаемая книга будет интересна также для научных работников и инженеров, поможет им в проведении необходимых расчетов.

Так как подобное пособие, охватывающее технологию и технику бурения скважин на все виды полезных ископаемых, включая и инженерно-геологические изыскания, издается практически впервые, оно, естественно не является исчерпывающе полным и не лишено недостатков. По этому все критические замечания будут приняты с признательностью.

# 1. Определение инженерно-геологических условий бурения

## 1.1 Оценка механических, абразивных и теплофизических свойств горных пород

Сопrotивление горных пород разрушению в процессе бурения наиболее полно характеризуется показателями физико-механических свойств пород. Эти свойства необходимо также знать при расчетах и проектировании, связанных с решением различных технико-технологических задач бурения (выбор рационального способа бурения и породоразрушающих инструментов, оптимальных параметров технологического режима бурения и др.)

Физическое состояние горной породы характеризуют: плотность, объемная масса, пористость, проницаемость, трещиноватость, расслоение. К механическим свойствам пород относятся: прочность на одноосное сжатие, твердость, абразивность, упругость и пластичность.

Плотность горной породы  $\rho_t$  (кг/м<sup>3</sup>) это масса единицы объема твердой фазы минерала или породы. Плотность определяет условия транспортировки частиц разрушенной породы на поверхность в процессе бурения и напряженное состояние пород в приствольной зоне скважины.

Плотность горной породы вычисляют по формуле

$$\rho_t = \frac{m}{(1 - \frac{V_1}{V_2})V_2} \quad (1.1)$$

где  $V_1$  - объем пор и пустот в горной породе, м<sup>3</sup>;  $V_2$  - общий объем породы (объем твердого минерального скелета в данном объеме) м<sup>3</sup>;  $m$  - масса образца породы в чистом и сухом виде, кг.

Объемная масса горных пород  $\rho_n$  (кг/м<sup>3</sup>) - масса единицы объема сухой породы при данной пористости в ее естественном состоянии.

Связь между  $\rho_t$  и  $\rho_n$  выражается через пористость

$$\rho_n = \rho_t(1 - \kappa_n); \quad \rho_t = \rho_n(1 + \kappa_n). \quad (1.2)$$

С учетом плотности жидкости в порах породы

$$\rho_n = \rho_t(1 - \kappa_n) + \rho_{ж}\kappa_n. \quad (1.3)$$

Параметры  $\rho_T$  и  $\rho_n$  используют в тех случаях, когда требуется оценить количество вещества.

Значения  $\rho_T$  и  $\rho_n$  некоторых горных пород можно найти в [2, 3, 5, 9, 10, 11, 13, 15].

Пористость горной породы,  $\kappa_n$ . Является существенным текстурным признаком пород: чем больше пористость, тем меньше ее прочность. Различают абсолютную и эффективную пористость. Абсолютная пористость – это отношение полного объема пор (пустот) к объему всей породы. Оценивается коэффициентом пористости

$$\kappa_n = \frac{V_1}{V_2} \cdot 100\% \quad (1.4)$$

$$V_1 = \frac{m_1 - m}{\rho_w} \quad (1.5)$$

Здесь  $m_1$  - масса породы при насыщении ее пресной водой, кг;  $\rho_w$  - плотность воды, кг/м<sup>3</sup>. Остальные обозначения те же, что и к формуле (1.1). Наибольшим  $\kappa_n$  обладают обломочные горные породы, а наименьшей магматические и метаморфические. В табл. 1.1 справочного пособия [4] приведены значения  $\kappa_n$  пород, наиболее часто встречающихся при бурении скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые.

Различают еще и эффективную пористость, которая учитывает только сообщающиеся между собой поры, по которым возможно течение жидкостей и газов. Величина эффективной пористости представляет интерес при разработке мероприятий по борьбе с поглощением буровых растворов и для наиболее проницаемых пород (песчаников и известняков) доходит до 20-25%.

Проницаемость горной породы  $\kappa_{пр}$  - это способность пород пропускать под действием градиента давлений пластовые флюиды (жидкость, газы и газожидкостные смеси). Большинство осадочных пород (кроме глин, аргиллитов, каменной соли) проницаемы. Коэффициент  $\kappa_{пр}$  характеризует фильтрационные свойства пород, определяющие поглощающую способность вскрытого скважиной интервала (пласта), и оценивается из выражения ( в м<sup>2</sup>)

$$\kappa_{пр} = \frac{\mu Q}{(p_1 - p_2)S}, \quad (1.6)$$

где  $\mu$  - динамическая вязкость жидкости, Па·с;  $l$  - длина образца пористой породы, м;  $Q$  объемный расход жидкости, м<sup>3</sup>/с;  $p_1, p_2$  - соответственно давления на входе в образец и на выходе из него, Па;  $S$  - площадь фильтрации, м<sup>2</sup>.

На практике обычно пользуются единицей измерения (Д), именуемой Дарси ( $1 \text{ м}^2 = 10^{12} \text{ Д}$ ).

Проницаемость коллекторов нефтяных и газовых месторождений изменяется от нескольких мД до 2-3 Д.

В гидрогеологической литературе единицей измерения проницаемости считается коэффициент фильтрации  $k_f$  (м/сут), характеризующий расход воды через единицу площади поперечного сечения пласта при напорном градиенте равном 1.

Для воды  $k_{пр}$  (в Д) и  $k_f$  (в м/сут) численно близки друг к другу, а при  $T = 26 \div 27^\circ \text{C}$  - равны.

Связь между  $k_{пр}$  и  $k_f$  выражается соотношением

$$k_{пр} = k_f \frac{\mu}{\gamma_{ж}}. \tag{1.7}$$

Средние значения  $k_f$  (в м/сут), по Н.А.Плотникову, приведены ниже:

галечники очень хорошо проницаемые с крупным песком; сильнозакарстованные известняки и сильнотрещиноватые породы.....	≥100-1000
галечники хорошо проницаемые; гравий с частично мелким песком; песок крупный; песок чистый среднезернистый; породы закарстованные трещиноватые.....	100-10
галечники и гравий проницаемые, засоренные мелким песком и частично глиной; пески средне- и мелкозернистые; породы слабозакарстованные малотрещиноватые.....	10-1
пески слабопроницаемые, тонкозернистые; супеси; породы слаботрещиноватые.....	1-0,1
суглинки весьма слабопроницаемые.....	0,1-0,001
глины почти непроницаемые; мергели плотные и другие массивные породы с ничтожной водопроницаемостью.....	0,001

К хорошо проницаемым породам относятся пески, рыхлые песчаники, кавернозные и трещиноватые известняки. Представителями плохо проницаемых пород являются глины, гипсы, ангидриты, сланцы, глинистые известняки, песчаники конгломераты с глинистым цементом.



Пористые и трещиноватые породы, проницаемые для жидкостей и газа и способные быть их вместилищем, называются коллекторами.

Гранулометрический состав породы продуктивного горизонта [4] – количественное содержание в горной породе разных по размеру зерен (в % для каждой фракции), в известной мере характеризующий ее пористость, проницаемость, капиллярные свойства и количество остающейся в пласте нефти в виде пленок, покрывающих поверхность зерен. Им также руководствуются при подборе фильтров, предотвращающих поступление песка и т.д.

*Сплошность горной породы* характеризует ее структурное состояние исходя из степени пригодности внутрискрутурных нарушений (трещин, пор, поверхностей рыхлого контакта зерен и т.д.) для передачи внутрь породы давления внешней жидкостной или газовой среды. Сплошность оценивается в пределах шкалы из четырех категорий:

- 4-я – внешнее гидравлическое давление не передается;
- 3-я – передается давление только маловязкой жидкости (типа воды);
- 2-я – проникает не только жидкость, но и твердые (глинистые) частицы;
- 1-я – может проникать исходный глинистый раствор.

Расслоение горных пород – нарушение связи между слоями породы. На основании визуального изучения породы подразделенные на четыре категории расслоенности [4]

- I.– массивная текстура, обуславливающая ровный или раковистый излом породы и осколки неправильной формы;
- II.– визуально массивная, в действительности скрытослоистая текстура, выражающаяся в делимости породы при ударе на отдельные пластинчатые формы;
- III.– четкая слоистая текстура, обуславливающая давление пород на листоватые плоскопараллельные пластинки по плоскостям слоистости при слабом механическом воздействии;
- IV.– сильная трещиноватость, развитие систем трещин как тектонического, так и нетектонического происхождения с густотой не менее 1 трещина на 1 м.

Расслоенность пород обуславливает возможное влияние их текстуры на ход деформационного процесса, особенно на контакте с различными жидкостями.

Прочность горной породы на одноосное сжатие  $\delta_{сж}$  (МПа). Механическая прочность при статической нагрузке-напряжение при котором горная порода начинает разрушаться, существенно зависит от минералогического и петрографического состава породы. В процессе бурения энергия,

расходуемая на разрушение породы, зависит от механической прочности последней. Чем выше предел прочности породы, тем больше расходуется энергии. Таким образом  $\delta_{сж}$  породы характеризует уровень необходимого энергетического воздействия на забой скважины, при котором будет происходить эффективное разрушение горной породы и углубление скважины.

Прочность на одноосное сжатие обычно определяют на гидравлическом прессе и вычисляют по формуле (в Па)

$$\delta_{сж} = \frac{P_{сж}}{S}, \quad (1.8)$$

где  $P_{сж}$  – разрушающее усилие, Н;  $S$  – площадь поперечного сечения образца породы, м<sup>2</sup>.

Прочность некоторых горных пород на одноосное сжатие  $\delta_{сж}$  (временное сопротивление сжатию) в МПа:

весьма крепкие и вязкие кварциты.....	294-490
весьма крепкие и плотные базальты и мелкозерн. граниты.....	235
очень крепкие граниты, диабазы, диориты.....	216
базальты, порфиры, амфиболиты, граниты.....	196
гнейсы, сиениты, порфириты.....	177
песчаники, известняки, крепкие магнетиты, сланцы.....	118-137
мраморы, доломиты, известняки, сидериты.....	98
известняки, песчаники.....	78,5
гипсы.....	49
песчаные сланцы.....	39
каменная соль.....	20-40
каменные угли.....	20

Механическая прочность породы при динамической нагрузке. Это свойство породы существенно влияет на механизм разрушения горных пород и установление рациональных областей применения различных способов бурения и породоразрушающего инструмента.

В основу методики определения коэффициента динамической прочности породы положен метод толчения (измельчение породы путем сбрасывания груза). Коэффициент динамической прочности  $F_d$  вычисляется по формуле

$$F_d = 20n_c / l_n, \quad (1.8a)$$

где  $n_c$  - число сбрасываний груза;  $l_n$  - высота столбика раздробленной путем толчения породы. Значения  $F_d$  можно найти во многих литературных источниках, см. например табл.5.14. стр. 329 [15]

Твердость породы.  $p_{ш}$  (МПа). Это одно из наиболее важных свойств горных пород, которое влияет на величину внедрения в них режущих элементов породоразрушающих инструментов. Для ее определения широко распространен метод, предложенный Л.А.Шрейнером.

Твердость  $p_{ш}$  (в Па) по методу Л.А. Шрейнера определяется на специальном приборе УМГП-3 или на гидравлическом прессе как отношение разрушающей нагрузки  $P$  к площади штампа  $S$ , т.е.

$$p_{ш} = P / S . \quad (1.9)$$

Классификация горных пород по твердости, предложенная Л.А. Шрейнером, дана в табл. 1.5 [4]. В ней породы 12 классов соответствуют двенадцатибальной шкале буримости, принятой при разведочном бурении.

Экспериментально установлено, что с увеличением  $p_{ш}$  растет предел текучести породы  $\sigma_{т}$ . Зависимость  $\sigma_{т}$  от  $p_{ш}$  аппроксимируется формулой [1]

$$\sigma_{т} = 0,194 p_{ш}^{1,15} . \quad (1.10)$$

Абразивность. Под абразивностью понимают способность горной породы изнашивать контактирующий с ней породоразрушающий инструмент. Абразивность зависит в основном от минералогического состава и строения горных пород и существует общая тенденция увеличения абразивности с ростом микротвердости (определяется с помощью микротвердомера при взаимодействии алмазного индентора на полированную поверхность исследуемой породы) порообразующих минералов. От абразивности пород зависят расход и правильный выбор породоразрушающих инструментов, а также характер их вооружения.

Известно несколько методов количественной оценки абразивных свойств горных пород, однако универсального и общепринятого метода, который мог бы быть использован для практических расчетов, пока не существует. В основе большинства методов лежит измерение объема или массы металла, изношенного в процессе трения о горную породу.

Показатель абразивности  $A$  по методу Л.И.Барона и А.В.Кузнецова вычисляется по формуле

$$A = \sum_{i=1}^{i=n} q_i / 2n , \quad (1.11)$$

где  $q_i$  - потеря массы эталонного стержня за каждый парный опыт (испытания проводят с двумя концами стержня), мг;  $n$  - число парных опытов, выбираемых в зависимости от коэффициента  $K_V$ :

$K_V$	2	0,98	0,69	0,57	0,49	0,43
$n$	1	2	4	6	8	10

$$K_V = K_D / V,$$

где  $K_D=0,15 \div 0,25$  - допускаемое отклонение точности определения показателя;  $V$  - коэффициент вариации, зависящий от структуры горной породы; для крупнозернистых пород (с размером зерен 5 мм)  $V=30\%$ ; для среднезернистых (2-5 мм)  $V=22\%$ ; для мелкозернистых (0,2-2 мм)  $V=19\%$ ; для тонкозернистых с включениями (0,2 мм)  $V=34\%$ .

Горные породы в зависимости от показателя абразивности Л.И. Бароном и А.В. Кузнецовым разделены на восемь классов [2,3,5,10]

весьма малоабразивные породы.....	$A=5$	породы выше средней абразивности...	$A=30-45$
малоабразивные породы	$A=5-10$	породы повышенной абразивности.....	$A=45-65$
породы ниже средней абразивности.....	$A=10-18$	высокоабразивные породы.....	$A=65-90$
среднеабразивные	$A=18-30$	породы.....	$A=65-90$
породы		в высшей степени абразивные.....	$A>90$

В ЦНИГРИ разработан метод определения абразивности горных пород [9], основанный на потере массы свинцовых шариков при взаимодействии с раздробленной породой, размер фракции которой составляет 0,5 мм и менее.

Коэффициент абразивности

$$K_{\text{абр}} = \frac{Q}{100} \quad (1.12)$$

где  $Q$  - потеря массы истираемого материала свинцовых шариков, мг.

В зависимости от  $K_{\text{абр}}$  горные породы разделены на шесть классов:

малоабразивные.....	$K_{\text{абр}} \leq 0,5$
умеренно абразивные.....	$K_{\text{абр}} = 0,5 \div 1,0$
среднеабразивные.....	$K_{\text{абр}} = 1,0 \div 1,5$
абразивные.....	$K_{\text{абр}} = 1,5 \div 2,0$
весьма абразивные.....	$K_{\text{абр}} = 2,0 \div 2,5$
очень абразивные.....	$K_{\text{абр}} = 2,5 \div 3,0$ и более

Обобщенная классификационная шкала абразивности горных пород ВНИИБТ приведена в [4,6,12,14].

Упругость и пластичность. Основными характеристиками горных пород являются модуль продольной упругости (модуль Юнга)  $E$ , коэффициент Пуассона  $\mu$  и коэффициент пластичности  $k$ . Упругие и пластические свойства горных пород существенно влияют на процесс их разрушения. Модуль продольной упругости характеризует упругие свойства пород. Чем выше значение модуля продольной упругости породы, тем больше сопротивление разрушению она оказывает в процессе бурения и тем лучше она разрушается ударными нагрузками; породы с повышенной пластичностью разбураиваются труднее хрупких.

Для практических целей модуль упругости и коэффициент пластичности можно определять приближенно, пользуясь графиком деформации при вдавливании жесткого штампа в породу (по методу Л.А. Шрейнера). Модуль продольной упругости (в Па) вычисляется по формуле

$$E = P(1 - \mu^2) / d_{\text{ш}} \cdot \varepsilon, \quad (1.13)$$

где  $P$  - нагрузка для какой-либо точки экспериментальной кривой, соответствующая упругой деформации, Н;  $\mu$  - коэффициент Пуассона;  $d_{\text{ш}}$  - диаметр опорной поверхности штампа, м;  $\varepsilon$  - упругая деформация горной породы при данной нагрузке, м.

Коэффициент пластичности  $k$  принимают равным отношению общей работы, затраченной для разрушения породы под штампом, к работе упругих деформаций. Коэффициент  $k$  для некоторых горных пород приведен ниже.

Глины.....	0,5-0,9	Известняки.....	1,5-7,0
Ангидриты.....	2,9-4,3	Доломиты.....	1,5-6,0
Песчаники и алевролиты	1,3-4,3	Кремни.....	1,0-2,0

Модуль продольной упругости (в  $10^{10}$  Па)

Глина.....	0,03	Доломиты.....	2,1-16,5
Глинистые сланцы.....	1,5-2,5	Граниты.....	<6,0
Песчаники.....	3,3-7,8	Базальты.....	<9,7
Известняки.....	1,3-8,5	Кварциты.....	7,5-10,0
Мрамор.....	3,9-9,2		

Коэффициент Пуассона  $\mu$  характеризует отношение относительной поперечной деформации  $\varepsilon_1$ , к относительной продольной деформации  $\varepsilon$  при растяжении или сжатии

$$\mu = \frac{\varepsilon_1}{\varepsilon} \quad (1.14)$$

Знание величины  $\mu$  необходимо при определении модуля продольной упругости по формуле (1.10) и вычисления горизонтального сжимающего горного давления.

Значения  $\mu$  для некоторых пород приводятся ниже:

песчаник кварцевый.....	0,09	гравий.....	0,26-0,29
песчаник аркозовый.....	0,13	известняк.....	0,28-0,33
глинистые сланцы.....	0,10-0,20	песчаник.....	0,30-0,35
уголь.....	0,14-0,16	глины пластичные...	0,38-0,45
порфирит.....	0,20-0,22	мрамор.....	0,34-0,40
глины плотные.....	0,25-0,35	каменная соль.....	0,44

Теплофизические свойства пород ( теплопроводность, теплоемкость и температуропроводность).

Ниже приведены средние теплопроводности, Вт/(м<sup>0</sup>·С), некоторых породообразующих минералов ( $\lambda_m$ ) и горных пород( $\lambda$ )

Минерал	Галит	Кварц	Кальцит	Вода	Лед
$\lambda_m$ , Вт/(м <sup>0</sup> ·С)	25,5	8,1	3,7	0,6	2,3
Горная порода	Каменная соль	Кварц	Мрамор		
$\lambda$ , Вт/(м <sup>0</sup> ·С)	7,2	3,6	2,0		

Резкое отличие  $\lambda$  от  $\lambda_m$  обусловлено как наличием пор в породах, так и повышенным сопротивлением на границах зерен. Увлажнение пористых пород приводит к повышению их теплопроводности, в то время как замерзание воды в порах сопровождается резким ростом  $\lambda$  горных пород.

Удельная теплоемкость  $c$  пород изменяется от 380 до 2100 Дж/(кг·°С) (низкие значения имеют рудные минералы).

Теплоемкость пористых, насыщенных водой пород всегда больше теплоемкости плотных пород. Показатели теплофизических свойств, связаны между собой соотношением

$$\lambda = \alpha c \rho, \quad (1.15)$$

где  $\alpha$  - температуропроводность (скорость изменения температуры).

### Классификация горных пород геологического разреза.

Для классификации пород геологического разреза и его разделения на характерные пачки, а также выбора рациональных типов и конструкций шарошечных долот разработана комплексная методика, которая определяет общий порядок и методические основы работ [6].

На первом этапе в соответствии с этой методикой необходимо провести классификацию пород геологического разреза и выделить характерные пачки. Классификация пород осуществляется на основе их классификационных характеристик. К классификационным характеристикам горных пород, от которых наиболее явно зависят показатели работы долот в каждом заданных геологических условиях, относятся твердость, абразивность и сплошность. Классификационные характеристики пород определяются на основе региональных исследований их свойств, а в случае отсутствия таких данных – на основе литологического соответствия пород.

Пример 1.1 Масса образца песчанистого сланца  $m=65 \cdot 10^{-3}$  кг; общий объем его  $v=26 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$ . Определить плотность и удельный вес образца песчанистого сланца.

Решение. Плотность образца

$$\rho_n = \frac{m}{v} = \frac{65 \cdot 10^{-3}}{26 \cdot 10^{-6}} = 2500 \text{ кг/м}^3.$$

Сила тяжести породы

$$G = mg = 65 \cdot 10^{-3} \cdot 9,81 = 637 \cdot 10^{-3} \text{ Н.}$$

Тогда удельный вес породы

$$\gamma = G/V = 637 \cdot 10^{-3} / 26 \cdot 10^{-6} = 24,5 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^3.$$

Пример 1.2 Цилиндрический керн диаметром  $d=4,1 \cdot 10^{-2}$  м и длиной  $l=12 \cdot 10^{-2}$  м, поднятый из скважины в чистом и сухом виде, имеет массу  $m_1=0,32$  кг. Масса керна при насыщении его на 100% пресной водой составляет  $m_2=0,32$  кг. Требуется определить пористость керна и плотность твердой фазы породы.

Решение. Объем пор и пустот в керне, согласно выражению (1.5)

$$V_1 = \frac{0,34 - 0,32}{1000} = 2 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3.$$

Общий объем зерна

$$V_2 = \pi R^2 l = 3,14 (2,05 \cdot 10^{-2})^2 \cdot 2 \cdot 10^{-2} = 158,4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$$

( $R$  – радиус зерна).

Подставляя полученные значения в уравнение (1.4), получаем

$$\kappa_{п(к)} = \frac{2 \cdot 10^{-5}}{158,4 \cdot 10^{-6}} 100\% = 12,6\%$$

Плотность твердой фазы породы можно определить по формуле (1.1)

$$\rho_n = \frac{m}{\left(1 - \frac{V_1}{V_2}\right) V_2} = \frac{0,32}{(1 - 0,126) 158,4 \cdot 10^{-6}} = 2300 \text{ кг/м}^3.$$

Пример 1.3. Пористый керн диаметром  $d=4,1 \cdot 10^{-2}$  м, длиной  $l=15 \cdot 10^{-2}$  м был подвергнут испытанию на линейную фильтрацию воды. Были получены следующие данные: давление на входе в керн  $p_1=0,35$  МПа; давление на выходе из керна  $p_2=0,1$  МПа; объемная скорость фильтрации  $Q=6 \cdot 10^{-6}$  м<sup>3</sup>/с.

Решение. Приняв  $\mu=1,05 \cdot 10^{-3}$ , из уравнения (1.6)

$$\kappa_{пр} = \frac{1,05 \cdot 10^{-3} \cdot 15 \cdot 10^{-2} \cdot 0,6 \cdot 10^{-6}}{(35 - 10) 10^3 \frac{\pi}{4} (4,1 \cdot 10^{-2})^2} = 0,028 \cdot 10^{-11} \text{ м}^2, \text{ или } 0,28 \text{ Д.}$$

Пример 1.4. Какова прочность образца гранита площадью поперечного сечения  $S=4,5 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup> на сжатие, если при испытании на гидравлическом прессе разрушающее усилие сжатия составило  $p_{сж}=78 \cdot 10^3$  Н.

Решение. Прочность на сжатие по формуле (1.8)

$$\sigma_{сж} = \frac{78 \cdot 10^3}{4,5 \cdot 10^{-4}} = 17,3 \cdot 10^7 \text{ Па.}$$



## 1.2. Буримость горных пород

Если нет подробных данных о механических и абразивных свойствах горных пород, слагающих месторождение, то для характеристики трудности их разбуривания можно пользоваться обобщенным показателем эффективности бурения – буримостью. Этот показатель широко используется также при планировании и нормировании работ разведочного бурения и при других практических расчетах.

Под буримостью понимают способность горной породы разрушаться под действием различных породоразрушающих инструментов. Буримость определяется величиной углубки в данной породе за единицу механического бурения и измеряется в  $\frac{м}{ч}$ ,  $\frac{см}{мин}$  или  $\frac{мм}{мин}$ .

Буримость зависит не только от физико-механических свойств пород, но и от состояния технологии бурения, организации работ, квалификации работников и др. По мере совершенствования породоразрушающих инструментов, режимов бурения и буровой техники этот показатель растет.

Классификация горных пород по буримости, в которой все породы разделены на 12 категорий, применяемая при вращательном бурении геологоразведочных скважин [2,3,11,13,15] не учитывает механические свойства пород и поэтому не позволяет вести инженерные расчеты разрушения горных пород при бурении и разработке оптимальных режимов бурения.

В литературе приводятся [11,15] классификации горных пород по буримости для шнекового, ударно-канатного и ударно-вибрационного бурения. В них также отсутствуют конкретные объективные признаки для отнесения породы к той или иной категории.

Для контрольного определения категорий пород и характеристики буримости на основе их физико-механических свойств в условиях геологоразведочных партий и экспедиций применяется методика ЦНИГРИ. Согласно этой методике, для мягких пород (I – III категорий) рекомендуется использовать метод вдавливания штампа на глубину 10 мм, а для остальных пород (IV – XII категорий) предложен объединенный показатель  $\rho_m$ , учитывающий влияние динамической прочности  $F_d$  и абразивности  $K_{абр}$  пород.

Значения  $\rho_m$  для различных категорий пород по буримости приведены ниже:

III...	2,00-3,00	VII...	10,10-5,20	X...	34,15-51,20
IV...	3,00-4,50	VIII...	15,20-22,80	XI.....	51,20-76,85
V.....	4,50-6,75	IX.....	22,80-34,15	XII.....	76,85-15,00 более
VI...	4,50-6,75				

Объединенный показатель  $\rho_m$  рассчитывается по формулам: для вращательного бурения

$$\rho_m = 3F_d^{0,8} K_{абр}; \quad (1.16)$$

для ударно-вращательного бурения

$$\rho_m = 2F_d K_{абр}^{0,41}. \quad (1.17)$$

Объединенный показатель можно определить по номограмме (рис 1.1).

Полученное значение коэффициента динамической прочности откладывают на правой шкале  $F_d$ , а значение коэффициента абразивности – на левой шкале ( $K_{абр}$ ). Далее обе точки соединяют прямой линией и на пересечении этой прямой со шкалой  $\rho_m$  находят величину объединенного показателя буримости  $\rho_m$ . По величине  $\rho_m$  определяют категорию породы по буримости.

Буримость можно также определять по данным хронометражных наблюдений за скоростью бурения. При этом необходимо иметь результаты не менее чем по пяти рейсам по одной горной породе с определенными режимными параметрами. Если в течение наблюдаемого рейса объем бурения по одной породе составляет не менее 75%, то принято относить все показатели бурения к этой горной породе.

Существует другой метод более объективного определения категории пород, разработанный в ВИТРе и заключающийся в том, что с помощью специально устройства – определителя твердости пород – в керне делается рез алмазным диском при строго определенных условиях (нагрузка, частота вращения) за время 1 мин. Категория пород определяется по глубине реза (табл.1.1).

Таблица 1.1

Классификация горных пород по методике ВИТР

Категория пород по буримости (ЕНВ)	Глубина реза, мм	
	при нагрузке 10 Н	при нагрузке 41 Н
IV	> 2,28	-
V	1,63-2,28	-
VI	1,04-1,62	-
VII	0,76-1,03	4,01-5,30
VIII	-	3,11-4,00
IX	-	2,41-3,10
X	-	1,76-2,40
XI	-	1,16-1,75
XII	-	≤1,15

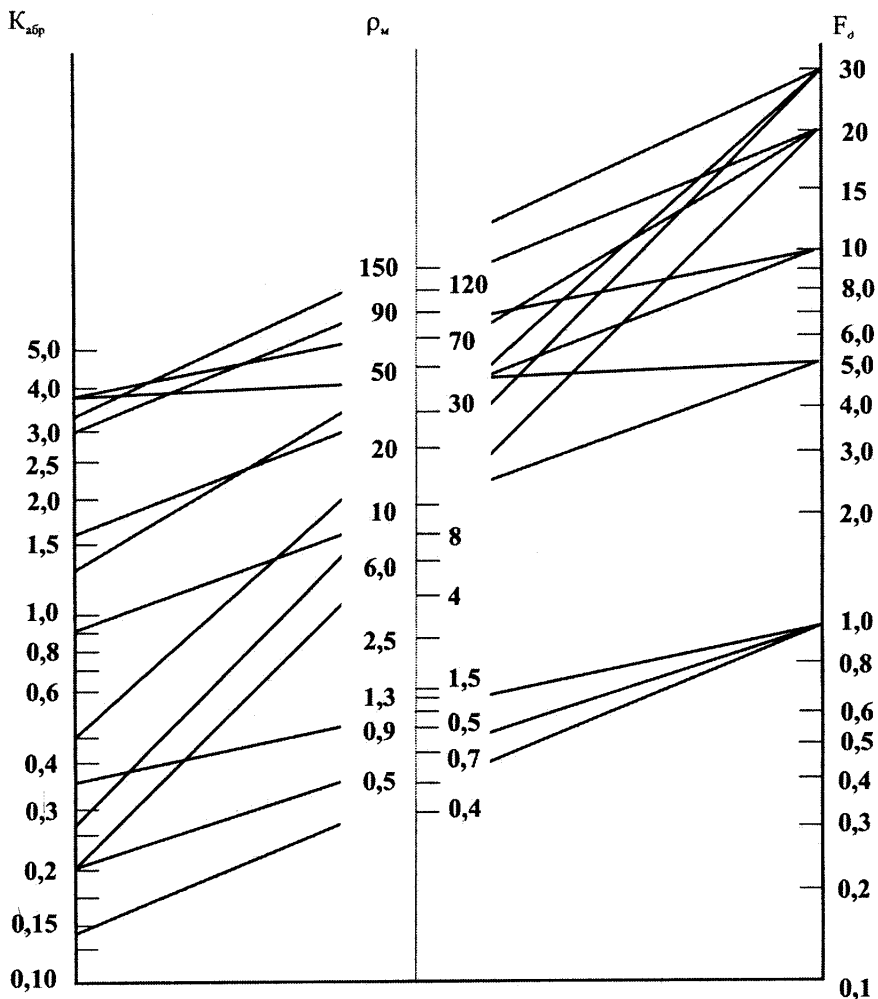


Рис. 1.1.

Номограмма для определения объединенного показателя  $\rho_n$  при установлении категории по буримости

Этот метод основан на реальном процессе разрушения породы при вращении алмазного диска, что в значительно большей степени соответствует условиям работы алмазного инструмента.

Отсутствие данных о характеристике физико-механических свойств горных пород не позволяет вести инженерные расчеты процессов бурения скважин. В ВИТРе разработан способ определения горных пород по характеру электрических и упругих сигналов, возникающих при их разбуривании, т.е. синхронно с углубкой породоразрушающего инструмента. Практическое применение этого способа откроет перспективы бурения с помощью оперативного изменения параметров режима бурения в зависимости от геологического строения разбуриваемого разреза.

Для прогнозирования механических свойств горных пород можно воспользоваться данными геофизических методов исследований [3]: электрических, радиоактивных, акустических и др. Эти методы позволяют делить разрезы скважин по плотности пород, оценивать коэффициент пористости пород и их упругие свойства.

При бурении на нефть и газ в качестве показателей буримости пород используют как результаты комплексного изучения свойств и строения горных пород, так и промысловые данные о работе долот. Широко применяется классификация пород, в которой основным классификационным признаком является твердость горных пород по штампу или категории твердости. Выделяются мягкие, средние, твердые, крепкие и очень крепкие породы, которые соответствуют группам категорий, приведенным в табл. 1.3.

Накопление и обобщение информации ведется по пачкам одинаковой буримости пород. Объективное выделение пачек в разрезе – одна из основных задач определения буримости пород. В основе выделения пачек должна лежать геологическая информация и в первую очередь информация о наличии и распространении признаков, определяющих сопротивление горных пород разрушению и их абразивность.

Пример 1.5. С помощью номограммы (рис 1.1) определить объединенный показатель  $\rho_m$  для горной породы, динамическая прочность которой  $F_2=7,5$ , а  $K_{абр}=1$ .

Решение. На соответствующих осях номограммы (см.рис 1.1) отложим значения  $F_d$  и  $K_{абр}$ , соединив их линией. Точка пересечения линий с осью  $\rho_m$  дает значение  $\rho_m=15$ , что соответствует VIII категории буримости пород.

Пример 1.6. В результате проведенных исследований установлены корреляционные связи между геофизическими данными – кажущимся сопротивлением горных пород  $\rho_k$ , двойным разностным параметром  $\Delta I_{\pi\gamma}$  и твердостью  $p_{\text{ш}}$

$$p_{\text{ш}} = 0,9\rho_k \Delta I_{\pi\gamma} + 3,91\rho_k + 1650\Delta I_{\pi\gamma} + 2610,$$

где  $\rho_k = 1450 \text{ м}\cdot\text{м}$  и  $\Delta I_{\pi\gamma} = 0,796$  для крупнозернистых гранодиоритов. Установить твердость и категорию буримости.

Решение Используя приведенную зависимость находим:

$$p_{\text{ш}} = 0,9 \cdot 145 \cdot 0,796 + 3,91 \cdot 145 + 1650 \cdot 0,796 + 2610 = 4594 \text{ МПа:}$$

По табл. 1.5[4] находим, что крупнозернистые гранодиориты относятся к IX категории по буримости.

### 1.3. Геостатическое, боковое и пластовое давления

Естественные напряжения в земной коре принято называть геостатическим или горным давлением.

Геостатическое (горное) давление  $p_r$  – давление, обусловленное весом толщи вышележащих пород.

При бурении скважин на суше.

$$p_r = \rho_n g H, \tag{1.18}$$

где  $\rho_n$  – объемная плотность вышележащих горных пород,

$$p_n = \sum_{i=1}^n [(1 - P_i)\rho_{mi} + P_i\rho_{ж}] h_i / H, \tag{1.19}$$

где  $P_i$  – пористость слоя горной породы, доля единицы;  $\rho_{ni}$  – плотность твердой фазы данной горной породы,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  $h_i$  – толщина слоя той же породы;

$\rho_{ж}$  – плотность жидкости в порах породы,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  $H = \sum_{i=1}^n h_i$  – глубина рассматриваемой точки горной породы от дневной поверхности.

на рассматриваемой точки горной породы от дневной поверхности.

С увеличением  $H$  растет  $p_r$ , а вместе с ним возрастает и напряжение в породе. Для большинства пород при этом увеличиваются пределы текучести, прочности и пластичности.

При бурении скважин в море горное давление рассчитывается по формуле

$$P_{Г.М} = [(\rho_n(H - H_M) + \rho_{М.В} \cdot H_M)]g, \quad (1.20)$$

где  $H_M$  – глубина моря;  $\rho_{М.В}$  – средняя плотность морской воды.

$$H = \sum_{i=1}^n h_i + H_M. \quad (1.21)$$

Градиент геостатического давления – отношение геостатического давления в рассматриваемой точке к глубине этой точки

$$\Delta p_G = \frac{P_G}{H_i}. \quad (1.22)$$

Для расчета радиального упругого напряжения  $\sigma_r$  в горных породах можно воспользоваться формулой А.А.Динника

$$p_6 = \sigma_r = \xi p_r; \quad (1.23)$$

$$\xi = \frac{\mu}{1 - \mu}.$$

Величина  $\xi$  приближается к 1 в толщах глинистых и других высокопластичных пород на сравнительно небольшой глубине.

Пористые горные породы всегда насыщены флюидом (жидкостью или газом). Давление жидкости в поровом пространстве пород принято называть поровым давлением пород  $p_{пор}$  (МПа). Поровое давление используют для характеристики давления жидкости в порых глинистых и других, практически непроницаемых пород.

Пластовое давление\*  $p_{пл}$  (МПа) – давление жидкости в проницаемой породе, т.е.  $p_{пор}$  в том частном случае, когда поры сообщаются друг с другом. В нормальных условиях на глубине  $H$  давление флюидов приблизительно равно гидростатическому давлению столба воды  $p_v$  (в МПа) плотностью  $p_v = 1000 \text{ кг/м}^3$  от кровли пласта до поверхности

---

\* Современные исследования опровергают закон, по которому пластовое давление с глубиной изменяется по закону гидростатики. Установлено, что пластовое давление только до глубины 1000-2000м. следует закону гидростатики. С глубиной пластовое давление приближается к геостатическому. Благодаря этому породы на большой глубине сохраняют пористость, проницаемость и находится в разуплотненном состоянии, что было убедительно доказано и бурением сверхглубинной скважины СГ-3 на Кольском полуострове.

$$\rho_{пл} \approx \rho_B = \rho_B gH. \quad (1.24)$$

Формулой (1.24) можно пользоваться при разведочном бурении на малоизученных площадях, когда нет возможности установить действительную величину  $\rho_{пл}$  по динамическому уровню жидкости в скважине, поскольку последние еще не пробурены.

При вскрытии водоносных горизонтов

$$\rho_{пл} = H_{ст} g\rho_{ж}, \quad (1.25)$$

где  $H_{ст}$  – величина столба жидкости, который устанавливается в покоящейся скважине.

Для характеристики геологических условий бурения широко используются относительные давления (индексы давления): геостатическое, боковое и пластовое (поровое). Они характеризуют отношение перечисленных давлений на глубине  $H$  к давлению столба пресной воды.

$$p'_r = \frac{p_r}{p_B}, p'_b = \frac{p_b}{p_B}, p'_{пл(пор)} = \frac{p_{пл(пор)}}{p_B}; \quad (1.26)$$

$$p'_{пл} = k_a \text{ и } p'_{пор} = k_{a(пор)}, \quad (1.27)$$

называют также коэффициентами аномальности пластового и порового давления соответственно.

В нормальных условиях  $k_a \approx 1$ . Если  $k_a(k_{пор}) > 1,2$ , то имеется АВПД (или АВПод). При увеличении  $H$  вероятность встречи с АВПД возрастает. Значения  $k_a < 0,8$  характеризуют АНПД.

Давление относительной устойчивости пород  $p_y$  – минимальное давление на участок ствола скважины, сложенный потенциально неустойчивой породой, при котором в течение продолжительного времени (достаточного для разбуривания всей толщи таких пород и перекрытия их обсадной колонной), при данном составе бурового раствора не возникают серьезные проявления неустойчивости (сужения ствола и связанные с этим осложнения – прихваты, затяжки и посадки колонны труб при спускоподъемных операциях; интенсивные осыпания пород и т.п.).

Градиенты давления (геостатического, пластового, порового, гидро-разрыва и поглощения соответственно) используются также при решении

различных задач технологии бурения, равны отношению давления к глубине залегания пород:

$$\text{grad} p_r = \frac{P_r}{H}; \text{grad} p_{\text{пл}} = \frac{P_{\text{пл}}}{H_{\text{пл}}};$$

$$\text{grad} p_{\text{пор}} = \frac{P_{\text{пор}}}{H}; \text{grad} p_{\text{ГР}} = \frac{P_{\text{ГР}}}{H}; \quad (1.28)$$

$$\text{grad} p_{\text{погл}} = \frac{P_{\text{погл}}}{H}.$$

Пример 1.7 Вычислить значение  $p_r$  для условий, приведенных в табл. 1.2.

Т а б л и ц а 1.2

Интервал бурения, м	Мощность, м	Пористость, %	Средняя плотность, кг/м <sup>3</sup>	
			твёрдой фазы породы	пластовой жидкости
0-390	390	35	2680	1013
390-545	155	31	2630	1010
545-670	125	28	2700	1030
670-920	250	27	2655	1005
920-1150	230	25	2600	1005
1150-1450	300	20	2500	1000
1450-1700	250	18	2450	1000
1700-2050	350	19	2490	1010
2050-2400	350	19	2500	1010
2400-3000	600	17	2700	710

Решение. Согласно (1.19)

$$\begin{aligned} \rho_n = & \{ [(1 - 0,35)2680 + 0,35 \cdot 1013] \cdot 390 + [(1 - 0,31)2630 + 0,31 \cdot 1010] \cdot 155 + \\ & + [(1 - 0,28)2700 + 0,28 \cdot 1030] \cdot 125 + [(1 - 0,27)2655 + 0,27 \cdot 1005] \cdot 250 + \\ & + [(1 - 0,25)2600 + 0,25 \cdot 1005] \cdot 230 + [(1 - 0,20)2500 + 0,20 \cdot 1000] \cdot 300 + \\ & + [(1 - 0,18)2450 + 0,18 \cdot 1000] \cdot 250 + [(1 - 0,19)2490 + 0,19 \cdot 1050] \cdot 350 + \\ & + [(1 - 0,19)2500 + 0,19 \cdot 1010] \cdot 350 + [(1 - 0,17)2700 + 0,17 \cdot 710] \cdot 600 \} / 3000 = \\ & = 2220,37 \text{ кг/м}^3. \end{aligned}$$

По формуле (1.18)



$$p_{\Gamma} = 2220,37 \cdot 9,8 \cdot 3000 = 65,3 \text{ МПа.}$$

Пример 1.8 Пластовое давление на глубине 1900 м составляет 23 МПа. Требуется оценить коэффициент аномальности пластового давления.

Решение. Приняв  $p_{\text{в}} = 1000 \text{ кг/м}^3$ , по формуле (1.27) находим

$$k_a = \frac{23 \cdot 10^6}{10^3 \cdot 9,81 \cdot 1900} = 1,23.$$

#### 1.4 Гидростатическое и дифференциальное давление на забой. Давление гидроразрыва горной породы

Гидростатическое давление бурового раствора на забой  $p_{\text{б.р}}$  (МПа) – давление столба бурового раствора на забой на глубине  $H$

$$p_{\text{б.р}} = p_{\text{б.р}} g H. \quad (1.29)$$

Дифференциальное давление  $\Delta p$  – разность давления бурового раствора на забой скважины и пластового

$$\Delta p = p_{\text{б.р}} + p_{\text{Г.д}} - p_{\text{пл}}, \quad (1.30)$$

где  $p_{\text{Г.д}}$  – гидродинамическое давление, рассматриваемое в зависимости от выполняемой технологической операции: при циркуляции раствора в затрубном пространстве или при пуске насоса.

Величина  $\Delta p$  оказывает существенное влияние на увеличение сопротивления разрушению пород. С увеличением  $H$  влияние  $\Delta p$  на показатели работы долот возрастает. В случае если  $p_{\text{б.р}} \approx p_{\text{пл}}$ , то рост  $p_{\text{Г.д}}$  (репрессия на пласт) может стать причиной поглощения бурового раствора.

Давление гидроразрыва горной породы  $p_{\text{Г.д}}$  (МПа) – давление столба жидкости в скважине на глубине  $H$ , при котором происходит разрыв связанной породы и образование в ней трещин. Определяется опытным путем.

При полном отсутствии данных

$$\begin{aligned} p_{\text{Г.р}} &= 0,87 p_{\text{Г}}; \\ p_{\text{Г.р}} &= 0,83 H + 6,6 p_{\text{пл}}. \end{aligned} \quad (1.31)$$

Давление поглощения  $p_{\text{погл}}$  – давление в скважине, при котором начинается утечка бурового раствора по искусственным трещинам, образующимся в результате гидроразрыва связной породы, либо по естественным каналам в трещиноватых и закарстованных породах. Принимается по фактическим данным или по опытным нагнетаниям (подача 1-2 л/с).

При отсутствии данных

$$p_{\text{погл}} = (0,75 \div 0,95)p_{\text{гр}}. \quad (1.32)$$

Относительное давление по воде в закрытой скважине  $k_{\text{отн}}$  – отношение давления  $p_{\text{н}}$  на глубине  $H$  в скважине с закрытым устьем, частично или полностью заполненной пластовой жидкостью, к давлению пресной воды

$$p_{\text{отн}} = p_{\text{н}} / \rho_{\text{в}} g H. \quad (1.33)$$

Индекс давления поглощения  $p'_{\text{погл}}$  представляет собой отношение  $p'_{\text{погл}}$  к давлению столба пресной воды:

$$p'_{\text{погл}} = p_{\text{погл}} / p_{\text{в}}, \quad (1.34)$$

или

$$k_{\text{погл}} = p_{\text{р.т}} / p_{\text{в}}, \quad (1.35)$$

где  $p_{\text{р.т}}$  – давление раскрытия микротрещин или давление гидроразрыва монолитных пород.

Для прогнозирования ориентировочных значений  $k_{\text{погл}}$  можно воспользоваться формулой

$$k_{\text{погл}} \approx (1 - \xi)k_{\text{а}} + \xi(1,8 \div 2,5). \quad (1.36)$$

Величину 1,8 принимают близ дневной поверхности; 2,3-2,5 – на большой глубине. Значения  $\xi$  желательно определять по данным о давлениях разрыва горной породы (раскрытия микротрещин), полученных в ранее пробуренных скважинах на данной или других площадях со сходными горно-геологическими условиями.

**Пример 1.9** Определить давление, оказываемое буровым раствором плотностью  $\rho_{6,p}=1260 \text{ кг/м}^3$  на стенки скважины на глубине 2000 м.

**Решение** По уравнению (1.29) на глубине 2000 м.

$$p_{6,p}=9,81 \cdot 1260 \cdot 2000=24,72 \text{ МПа.}$$

## 1.5 Температура горных пород и циркулирующего бурового раствора. Мерзлые породы

Поведение горных пород на стенках скважины зависит от температуры пород и бурового раствора. Поэтому для решения различных технико-технологических задач бурения глубоких скважин необходимо знать температуру горных пород данного района и температуру циркулирующего бурового раствора на различных участках ствола скважины. Это объясняется тем, что высокая температура в процессе бурения может оказывать существенное влияние: на свойства бурового раствора и химических реагентов; на условия разрушения горных пород; на работу забойных двигателей, долот, буровых насосов и других элементов циркуляционной системы буровой установки.

**Геостатическая температура пород**  $T_{\Gamma} (^{\circ}\text{C})$  – это температура в естественных условиях залегания пород в земной коре, т.е. до начала бурения или после весьма длительного простоя скважины без промывки.

С увеличением глубины залегания пород ниже нейтрального слоя (ближайший к дневной поверхности слой породы, температура которого не изменяется при суточных и сезонных колебаниях температуры атмосферного воздуха) она возрастает, причем интенсивность роста, как правило, изменяется чаще в сторону уменьшения.

В районах, где геотермический градиент с глубиной изменяется весьма незначительно, распределение геостатических температур приближенно можно рассчитать по формуле

$$T_{\Gamma} \approx T_{\text{пл}} - \Gamma(H_{\text{пл}} - H), \quad (1.37)$$

где  $T_{\text{пл}}$  – известная температура на глубине  $H_{\text{пл}}$ ,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $\Gamma$  – геотермический градиент – прирост  $T_{\Gamma}$  на каждый метр глубины залегания породы,  $^{\circ}\text{C/м}$  (с глубиной несколько изменяется).

Поток бурового раствора (в бурильной колонне) на протяжении своего движения получает тепло от восходящего потока бурового раствора

(через стенки бурильной колонны) и поэтому постепенно нагревается: на устье скважины он имеет минимальную температуру, а на выходе из долота максимальную; при прочих равных условиях эта температура повышается по мере увеличения глубины скважины.

На протяжении своего движения восходящий поток раствора (в кольцевом пространстве) отдает тепло нисходящему потоку, а начиная с некоторой глубины – и стенкам скважины; до этой глубины (на которой температура бурового раствора равна температуре стенок скважины) восходящий поток получает тепло от стенок скважины. Таким образом, циркулирующий раствор при движении от забоя до указанной глубины нагревается, а при движении от указанной глубины до устья скважины охлаждается. Таким образом, температуру бурового раствора следует рассматривать как важнейший параметр, определяющий режим бурения и который частично можно регулировать.

Расчет распределения температур бурового раствора и стенок скважины во время бурения достаточно сложен. Этот вопрос послужил предметом многочисленных работ с использованием числовых расчетов[7]. Однако их практическое применение чаще проблематично.

Для ориентировочной оценки распределения температур в скважине при промывке можно воспользоваться экспресс-методикой ВНИИКРнефти (1976).

Температура на забое скважины после нескольких циклов циркуляции

$$T_3 \approx 0,33T_0 + 0,67T_{пл} \quad (1.38)$$

( $T_0$  – температура нейтрального слоя Земли, °C);  
температура выходящего из скважины потока

$$T_{вых} \approx 0,67T_0 + 0,33T_{пл}; \quad (1.39)$$

температура бурового раствора, закачиваемого в бурильную колонну (температура нисходящего потока на входе в бурильную колонну)

$$T_{вх} = T_{вых} - \Delta T_{вых} \quad (1.40)$$

( $\Delta T_{вых}$  – уменьшение температуры раствора в наземной циркуляционной системе, зависящее от температуры атмосферы и конструкции этой системы и равное 7°С);

средняя температура восходящего и нисходящего потоков при промывке соответственно

$$T_{\text{ср.в}} \approx \frac{4}{9}T_0 + \frac{5}{9}T_{\text{пл}}; \quad (1.41)$$

$$T_{\text{ср.н}} \approx 0,5(T_{\text{пл}} - T_0 + \Delta T_{\text{вых}}); \quad (1.42)$$

средняя температура в скважине

$$T_{\text{ср.с}} \approx 0,53T_{\text{пл}} + 0,45T_0. \quad (1.43)$$

Температуру циркулирующего бурового раствора на любой глубине  $h$  в скважине можно вычислить и по формуле

$$T_h = T_0 + 0,14Gh + 0,43GH. \quad (1.44)$$

По данным выполненных расчетов строятся кривые распределения температур в нисходящем и восходящих потоках бурового раствора.

Мерзлые горные породы в зависимости от того, как долго они находятся в мерзлом состоянии, делятся на сезонно-мерзлые (месяцы) и многолетнемерзлые породы (годы, сотни и тысячи лет). Мощность последних в северных и северо-восточных районах России измеряется сотнями метров, а температура достигает  $-7 \div -12^\circ\text{C}$ .

Обломочные водонасыщенные рыхлые и слабосцементированные горные породы при замерзании и оттаивании резко изменяют свои свойства: при замерзании цементируются льдом и отличаются высокой прочностью ( $\sigma_{\text{сж}} \leq 2,5$  МПа) и непроницаемостью; при оттаивании они переходят в переувлажненное состояние. Прочность мерзлых песчаных пород значительно выше, чем прочность мерзлых глинистых пород.

Пример 1.11 Оценить значение геостатической температуры, измеренной на глубине  $H=1800$  м, если величина  $T_{\Gamma}$ , измеренная на глубине 1500 м, составляет  $64^\circ\text{C}$ , а средний геотермический градиент равен  $0,037^\circ\text{C/м}$ .

Решение. По формуле (1.37)

$$T_{\Gamma} = 64 - 0,037(1500 - 1800) = 75,1^\circ\text{C}.$$

Пример 1.12 Построить график распределения температур в потоке бурового раствора при окончании бурения скважины для следующих условий: глубина скважины  $H=3200$  м; геостатическая температура

$T_1=102^{\circ}\text{C}$ ; температура нейтрального слоя Земли  $T_0=8^{\circ}\text{C}$ ; уменьшение температуры бурового раствора в наземной циркуляционной системе  $\Delta T_{\text{вых}} \approx 7^{\circ}\text{C}$ .

Решение. Температура на забое скважины по формуле (1.38)

$$T_3 \approx 0,33 \cdot 8 + 0,67 \cdot 102 = 71^{\circ}\text{C}.$$

Температура выходящего из скважины потока по формуле (1.39)

$$T_{\text{вых}} \approx 0,67 \cdot 8 + 0,33 \cdot 102 = 39^{\circ}\text{C}.$$

Температура бурового раствора, закачиваемого в бурильную колонну, по формуле (1.40)

$$T_{\text{вх}} \approx 39 - 7 = 32^{\circ}\text{C}.$$

Средняя температура восходящего и нисходящего потоков из выражений (1.41) и (1.42) соответственно

$$T_{\text{ср.в}} \approx \frac{4}{9} \cdot 8 + \frac{5}{9} \cdot 102 = 60^{\circ}\text{C};$$

$$T_{\text{ср.н}} \approx 0,5(102 - 8 + 7) = 50,5^{\circ}\text{C}.$$

Средняя температура в скважине по формуле (1.43)

$$T_{\text{ср.с}} \approx 0,53 \cdot 102 + 0,45 \cdot 8 = 58^{\circ}\text{C}.$$

Пример 1.13. Вычислить температуру на забое скважины для условий предыдущего примера, если геотермический градиент  $\Gamma=0,37^{\circ}\text{C}$ .

Решение. По формуле (1.44)

$$T_h = 8 + 0,14 \cdot 0,037 \cdot 3200 + 0,43 \cdot 0,037 \cdot 3200 = 75,5^{\circ}\text{C}.$$

Кривые распределения температур в нисходящем и восходящем потоках приводятся на рис. 1.2

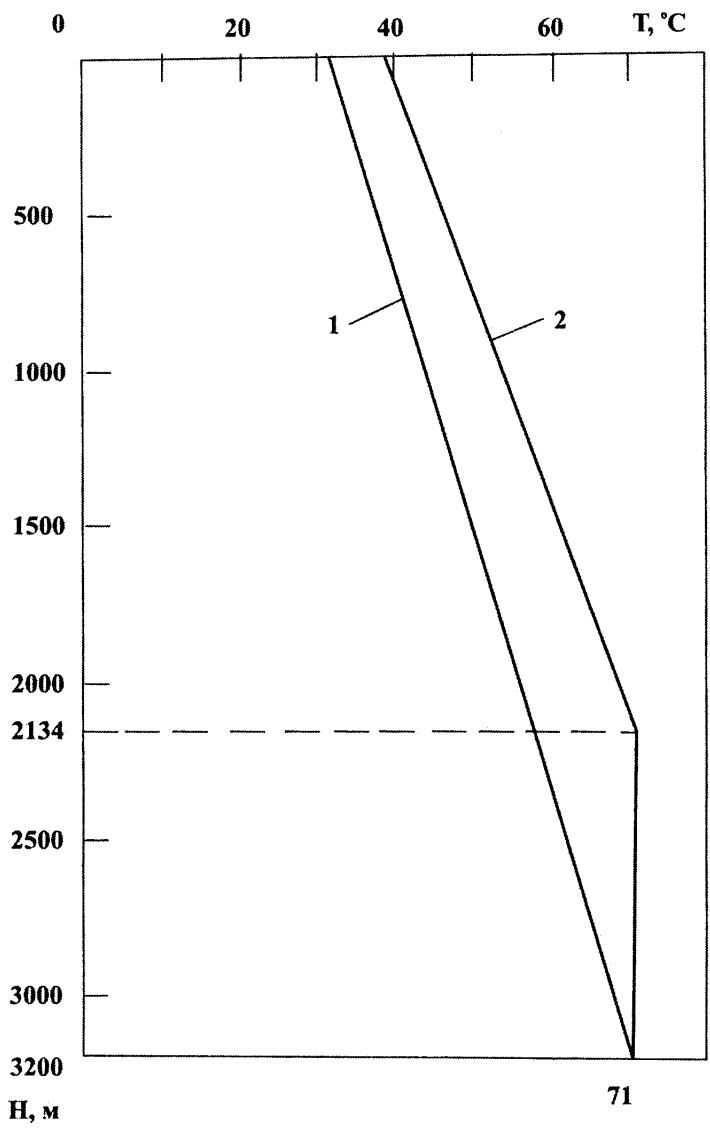


Рис. 1.2.  
Кривые распределения температур в нисходящем (1) и восходящем (2) потоках при промывке скважины для условий примера 1.12.

## 1.6 Оценка напряженного состояния пород в приствольной зоне и устойчивости стенок скважины

Напряженное состояние пород в приствольной зоне. В скважине, пробуренной через толщу пород буровым раствором с плотностью  $\rho_{б,р} < \rho_n$ , напряженные состояния в окрестности и вдали от нее отличаются друг от друга.

Распределение напряжений в упругих изотропных беспористых породах (без учета температуры), по С.Г. Лехницкому, описывается системой следующих уравнений (в МПа):

$$\begin{aligned}\sigma_n &= -q\rho_n H; \\ \sigma_\theta &= -\xi \left( 1 + \frac{r_c^2}{r^2} \right) q\rho_n H + q\rho_{б,р} H \frac{r_c^2}{r^2}; \\ \sigma_r &= -\xi \left( 1 - \frac{r_c^2}{r^2} \right) q\rho_n H + q\rho_{б,р} H \frac{r_c^2}{r^2},\end{aligned}\tag{1.45}$$

где  $\sigma_n$  - вертикальное нормальное напряжение, вызванное действием сил веса (горного давления);  $\sigma_\theta$  - тангенциальное (кольцевое) нормальное напряжение, направленное перпендикулярно к радиусу вертикальной скважины  $r_c$ ;  $r$  - радиус рассматриваемой точки породы в окрестностях скважины.

Деформации и разрушение стенок скважины обусловлены главным образом касательными напряжениями:

$$\tau_1 = \frac{\sigma_\theta - \sigma_r}{2}; \tau_2 = \frac{\sigma_n - \sigma_r}{2}; \tau_3 = \frac{\sigma_\theta - \sigma_n}{2}.\tag{1.46}$$

Радиус несущей зоны, подверженной пластическим деформациям, вычисляется по формуле

$$r = r_c \sqrt{\sqrt{3}(\rho_n - \rho_{б,р})H / \sigma_\tau}.\tag{1.47}$$

Значения  $\sigma_\tau$  приведены в табл. 1.3.

Приведенные зависимости позволяют с достаточной для практики бурения точностью прогнозировать устойчивость стенок скважины.



Классификации пород по степени устойчивости приведены в таблицах: IV стр. 220 [3]; 2.3 стр.44 [4]; 1.32 стр.47 [11] и табл.3.16 стр 53 [13].

В глубоких скважинах, разрезы которых представлены мощными толщами глинистых формаций (глины, аргиллиты, алевролиты, мергели и глинистые сланцы), проблема устойчивости ствола имеет очень большое значение. Бурение таких пород сопровождается образованием каверн, сужением ствола скважины, прихватами и сложностью сохранения керна.

При вскрытии отложений каменной соли, сужение ствола и пластическая деформация могут произойти при  $\tau > \sigma_r$ .

Термические напряжения в горных породах. Выше отмечалось, что температура циркулирующего раствора не равна температуре горных пород. Охлаждение или нагревание стенок при промывке скважины приводит к возникновению термических напряжений в горных породах. При перепаде температур более  $10^\circ\text{C}$  термические напряжения имеют [10] тот же порядок, что и напряжения, обусловленные разностью между боковым давлением породы и давлением в скважине.

Пример 1.13. Оценить главные касательные напряжения, действующие в приствольной зоне скважины (на ее внутренней стенке) в соленосных отложениях для следующих условий: глубина залегания данной точки соленосных отложений  $H=1600\text{м}$ , средняя плотность вышележащих горных пород  $\rho_n=2500\text{ кг/м}^3$ , плотность бурового раствора в скважине  $\rho_{б,р}=1300\text{ кг/м}^3$ .

Решение. Нормальное, тангенциальное и радиальное напряжения (при  $\xi=1$ ) будут соответственно вычислены по формулам:

$$\begin{aligned}\sigma_n &= -9,81 \cdot 2500 \cdot 1600 = -39,2 \text{ МПа}; \\ \sigma_\theta &= -2 \cdot 9,81 \cdot 2500 \cdot 1600 + 9,81 \cdot 1500 \cdot 1600 = -58 \text{ МПа}; \\ \sigma_r &= -9,81 \cdot 1300 \cdot 1600 = -20,4 \text{ МПа}.\end{aligned}\tag{1.48}$$

Главные касательные напряжения определяются по формулам:

$$\begin{aligned}\tau_1 &= \frac{-58 - (-20,4)}{2} = -18,8 \text{ МПа}; \\ \tau_2 &= \frac{-39,2 - (-20,4)}{2} = -9,4 \text{ МПа}; \\ \tau_3 &= \frac{-58 - (-30,2)}{2} = -9,4 \text{ МПа}.\end{aligned}\tag{1.49}$$

Таким образом, максимальные касательные напряжения на стенке скважины достигают  $\tau = -18,8$  МПа.

*Вывод.* Поскольку  $\sigma_T$  даже наиболее прочного из галогенных минералов галита составляет 20 МПа, можно считать, что на стенках данной скважины соленосные породы находятся в упруго-пластическом состоянии.

Пример.1.14. Определить радиус несущей зоны, в границах которой высокопластичные глинистые породы с  $\sigma_T=60$  МПа подвержены пластическим деформациям, если известно, что  $\rho_{п}=2300\text{кг/м}^3$ ;  $\rho_{б.р}=1250\text{кг/м}^3$ ;  $r_c=6 \cdot 10^{-2}\text{м}$ ;  $H=1200\text{м}$ .

Решение. Подставляя данные в выражение (1.47) получаем

$$r = 6 \cdot 10^{-2} \sqrt{\frac{1,73(2300 - 1250)1200}{60 \cdot 10^6}} \approx 36 \cdot 10^{-3} \text{ м} .$$

## 1.7 Анизотропность свойств горных пород

Анизотропность свойств пород зависит от упругих свойств, плотности, структурных и ее текстурных особенностей. Этот показатель, как и степень наклона чередующихся по твердости и мощности пластов, оказывает наибольшее влияние (из геологических причин) на искривление скважин. Поэтому при изучении закономерностей естественного искривления скважин очень важно располагать данными об этом показателе.

Анизотропностью называется способность твердых тел в разной степени проявлять одни и те же свойства в зависимости от направления, в котором они определяются. Анизотропность свойств пород может проявляться не только у явно слоистых пород, но и у пород, разбитых строго ориентированной системой трещин или имеющих расщепленность тектонического происхождения. В таких случаях сопротивление пород разрушению вдоль плоскости трещиноватости выше, чем в перпендикулярном направлении.

Существуют различные методы оценки анизотропности механических свойств пород.

А.Лубинским введен буровой индекс анизотропии, определяемый как

$$1 - A = v_{\parallel} / v_{\perp} , \tag{1.50}$$

где  $A$  – показатель анизотропии ( $A=0$  соответствует изотропной породе);  $v_{\parallel}$  и  $v_{\perp}$  – буримость горных пород соответственно параллельно напластованию и перпендикулярно к нему.

Поскольку  $v_{\perp}$  имеет максимальное значение, то индекс анизотропии всегда меньше единицы и для осадочных пород оценивается значением от близкого к нулю до 0,75.

Анизотропию пород можно оценить и по акустическим данным путем сравнения скорости распространения ультразвуковых волн в двух диаметрально противоположных направлениях -  $\xi_1$  по высоте (вдоль) образца породы (керна) и  $\xi_2$  по диаметру

$$K_A = \xi_1 / \xi_2. \quad (1.51)$$

Анизотропия механических свойств некоторых пород показана в табл. 1.3

Т а б л и ц а 1.3

Горная порода	$E \cdot 10^{-4}$ , МПа		$\nu$		$\sigma_{сж}$ , МПа	
	П	⊥	П	⊥	П	⊥
Сланцы песчанистые	3,03	2,42	0,25	0,16	52	70
Известняки	6,36	7,25	0,28	0,30	151	152
Песчаники крупнозернистые	1,93	1,73	0,45	0,36	118	142
Песчаники мелкозернистые	3,83	2,64	0,20	0,19	160	157
Алевриты	2,67	1,72	0,25	0,29	51	68

Примечание. Условные обозначения: П – параллельно слоистости; ⊥ - перпендикулярно слоистости.

Коэффициент анизотропии теплопроводности слоистых пород в среднем составляет 1,10-1,50. В слоистых средах наблюдается большая теплопроводность вдоль слоистости ( $\lambda_{\parallel}$ ), чем перпендикулярно слоистости ( $\lambda_{\perp}$ ).

Для практических расчетов принимается среднее значение:

$$\lambda = \frac{1}{2}(\lambda_{\parallel} + \lambda_{\perp}). \quad (1.52)$$

## Список литературы

1. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению: В 4кн./ М.: Недра, 1993-1996. – Кн.1-4.
2. Воздвиженский Б.И., Мельничук И.П., Пешалов Ю.А. Физико-механические свойства горных пород и влияние их на эффективность бурения. М., Недра, 1973.
3. Ганджумян Р.А. Практические расчеты в разведочном бурении. 2-е изд. перераб. и доп. М., Недра, 1986.
4. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Никитин Б.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин. – М., Недра, 2000.
5. Калинин А.К., Ошкордин О.В. Питерский В.М., Соловьев Н.В. Разведочное бурение. Учебник для вузов. М., ООО "Недра.Бизнес.", 2000.
6. Комплексная методика классификации горных пород геологического разреза, разделения его на пачки пород и выбора рациональных типов и конструкций шарошечных долот для эффективного разбуривания нефтяных и газовых месторождений. РД 39-2-772-82. М., Недра, 1982.
7. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в осложненных условиях. Учебное пособие для вузов. М., Недра, 1987.
8. Любимов Н.И. Классификация горных пород и рациональное применение буровой техники. М., Недра, 1977.
9. Любимов Н.И., Носенко Л.И. Справочник по физико-механическим параметрам горных пород рудных районов. М., Недра, 1978.
10. Механические и абразивные свойства горных пород. М., Гостоптехиздат, 1958. Авт.: Л.А.Шрейнер, О.П.Петрова, В.П.Якушова и др.
11. Ребрик Б.М. Бурение инженерно-геологических скважин. Справочник. М., Недра, 1990.
12. Серeda Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1988.
13. Сердюк Н.И., Куликов В.В., Тунгусов А.А., Минаков С.И., Кравченко А.Е., Шибанов Б.В. и др. Бурение скважин различного назначения. Учебное пособие. М., РГГРУ.2006.
14. Спивак А.И., Попов А.Н. Разрушение горных пород при бурении скважин. М., Недра, 1994.
15. Справочник по бурению геологоразведочных скважин. Афанасьев И.С., Блинов Г.А., Пономарев П.П. и др. –СПб.: ООО "Недра", 2000.
16. Справочник по механическим и абразивным свойствам горных пород нефтяных и газовых месторождений /М.Г. Абрамсон, В.В. Байдюк, В.С. Зарецкий и др. – М.: Недра, 1984.

## 2. Выбор породоразрушающих инструментов

Разнообразие геолого-технических условий бурения требует применения различных породоразрушающих инструментов, разработанных с учетом особенностей процесса разрушения тех или иных горных пород. Поэтому тип породоразрушающего инструмента выбирается в зависимости от литологической характеристики пород их твердости, пластичности, абразивности, а также трещиноватости, устойчивости и кернообразующей способности, способа бурения и поставленных задач.

Поскольку выбор породоразрушающего инструмента, наиболее полно отвечающего геолого-техническим условиям, - сложная задача, в каждом конкретном случае могут понадобиться уточнения. С этой целью на основе приводимых ниже рекомендаций для различных способов бурения следует выбирать несколько типов коронок или долот, провести их сравнительные испытания, а затем выбрать наиболее эффективный из них.

### 2.1. Бурение неглубоких скважин без очистного агента.[2,6,11]

При ручном медленновращательном бурении скважин глубиной до 50м в качестве породоразрушающих инструментов используют спиральные и ложковые буры.

Спиральный бур (змеевик диаметром 47,74,108,147 и 190 мм) применяется для бурения мягких пластичных пород (глины, суглинки, мел и т.п.). Ложковый бур диаметром 47,79,108,145,190 и 250 мм выбирается для бурения мягких сыпучих пород (пески, супеси и т.п.).

При ударном бурении неглубоких скважин кольцевым забоем выбирают «клюющий способ» с отрывом и без отрыва (забивной способ). В качестве породоразрушающих инструментов для бурения мягких пластичных пород выбирают буровые стаканы. Стаканы диаметром 73,89,108,127,146,168 и 219 мм отличаются от желонки отсутствием клапана и наличием в корпусе продольных окон.

Наибольшее распространение при вращательном шнековом бурении, получили двух- и трехлопастные долота Двухлопастное долото типа ДРШ служит для бурения мягких пород (пески, супеси, глины, суглинки) с прослоями пород средней твердости. Режущие части долота армируются резцами сплава ВК6, ВК8В и выпускаются диаметром 90,110 и 215 мм. Долото трехлопастное типа ДБШ диаметром 151,165,198,215и 320 мм с зубчатыми лопастями. Боковая поверхность

их армируется восьмигранниками, а зубья - пластинами сплава ВК-8. Эти долота целесообразно использовать для бурения пород средней твердости с прослоями твердых пород. Для отбора в супесях и суглинках ненарушенных образцов пород (керна) применяют колонковый шнек.

В качестве породоразрушающих инструментов при вибрационном бурении применяют:

зонды диаметром 89,108,127,146 и 168 мм (при этом применяют зонды всех указанных размеров в крупнообломочных породах);

- в очень плотных глинистых породах зонды с двумя или тремя прорезьями;

- при бурении в несвязных породах с повышенной влажностью зонды с клапаном;

- для бурения сухих песков и связных глинистых пород зонд с цельнотянутой трубой с продольным вырезом на боковой поверхности для осмотра поднятой из скважины породы и очистки от нее диаметром 89,108,127,146,168 и 219 мм;

для отбора проб с ненарушенной структурой в рыхлых породах – забивные грунтоносы;

для бурения в сыпучих и плавучих породах - виброжелонки.

## 2.2. Ударно-канатное бурение

При ударно-канатном бурении используются плоские, двутавровые, крестовые и округляющие долота (см.табл.7.54 [13]). Области их применения самые разнообразные. Так, например:

плоские долота предназначены для бурения нетрещиноватых пород;

двутавровые долота – в вязких породах средней твердости;

крестовые долота, в твердых, трещиноватых и неоднородных по твердости (при наличии твердых включений), а также валунно-галечниковых отложений;

округляющие долота используют для бурения твердых, трещиноватых пород и валунно-галечниковых отложений.

Для бурения мягких, рыхлых, сыпучих и плавучих пород (водоносные пески, плавунуны, галечники) применяют желонки. Для бурения в песках и для удаления с забоя песка применяют желонки с плоским клапаном, а в сильно обводненных песках и плавунах – поршневые желонки.

Для подработки стенок скважины и посадки обсадных труб на большую глубину выбирают эксцентричные долота, а для дробления валунов – пирамидальные долота.

### 2.3. Колонковое бурение [4,7,13]

При бурении колонковых разведочных скважин породоразрушающий инструмент подразделяется по назначению, конструкции и размерам.

По назначению различают следующие виды породоразрушающего инструмента:

- для бурения с отбором керна (буровые коронки);
- для бескернового бурения;
- специального назначения (расширители, долота, предназначенные для разбуривания цементного стакана в обсадных трубах).

По конструкции различают:

- буровые коронки твердосплавные, алмазные;
- шарошечные долота: (трехшарошечные, имеющие наибольшее распространение), штыревые и двухшарошечные;
- алмазные долота;
- лопастные долота режущего и истирающе-режущего типа (ДИР);
- пикобуры и пикообразные долота.

Твердосплавные коронки, армированные твердыми сплавами марки ВК, используются при вращательном бурении в породах I-VIII частично IX категории по буримости и при ударно-вращательном бурении (гидро- и пневмоударном) V-XII категорий по буримости.

Твердосплавные коронки для вращательного бурения объединены в три группы: коронки для бурения мягких пород (ребристые); коронки для бурения малоабразивных пород средней твердости (гладкостенные, резцовые); коронки для бурения абразивных пород средней твердости (гладкостенные, микрорезцовые или самозатачивающиеся).

Выбор типа твердосплавной коронки для вращательного бурения в конкретных условиях можно произвести, руководствуясь табл. 2.1.

Учитывая многообразие геолого-технических условий в которых возможно применение твердосплавных коронок в СКБ «Геотехника» разработаны коронки СМ-8 и СТ 3 специального назначения и модернизированные коронки СМ 9 (для замены коронок СМ4, СМ5 и СМ6). Конструктивные особенности коронок позволяют вести бурение с использованием промывочных растворов, с продувкой воздухом или при-

забойной циркуляцией, а также с применением гидроударных машин (табл.2.38 [13]).

Базовая модель этих коронок предназначена для бурения преимущественно однородных монолитных пород V-VII категорий, а усиленная (с большим числом резцов) для более твердых перемежающихся пород. Коронки могут поставляться с расположением резцов под отрицательным углом к забою - для бурения трещиноватых разновидностей указанных групп горных пород.

Т а б л и ц а 2.1

Область применения твердосплавных коронок

Категории пород по буримости	Типоразмер коронки	Размер, мм		Число ребер (для коронки М5), вставок	Число резцов	
		наружный	внутренний		основных	Подрезных (дополнительных)
II-IV	M5-93	93	54	4	16	4
	M5-112	112	73	4	16	4
	M5-132	132	91	6	24	6
V VI VII	CM4-76	76	58	-	9	3
	CM4-93	93	74	-	9	3
	CM4-112	112	93	-	9	3
	CM4-132	132	113	-	12	4
	CM4-151	151	132	-	12	4
V VI	CM5-36	36	21	-	9	3
	CM5-46	46	31	-	12	2
	CM5-59	59	44	-	12	4
	CM5-76	76	59	-	12	4
	CM5-93	93	75	-	18	3
	CM5-112	112	94	-	18	3
	CM5-132	132	114	-	24	4
VI VII	CM6-76	76	59	-	12	4
	CM6-93	93	75	-	18	6
	CM6-112	112	94	-	18	6
IV V VI	CT2-76	76	59	-	6	3
	CT2-93	93	75	-	8	4
	CT2-112	112	94	-	10	5
VI VII VIII IX	CA4-46	46	31	-	12	3
	CA4-59	59	44	-	12	3
	CA4-76	76	59	-	16	4
	CA4-93	93	75	-	20	5
	CA4-112	112	94	-	20	5
	CA4-132	132	114	-	24	6



продолжение таблицы 2.1.

Категории пород по буримости	Типоразмер коронки	Размер, мм		Число ребер (для коронки М5), вставок	Число резцов	
		наружный	внутренний		основных	Подрезных (дополнительных)
VI	CA2-46	46	31	4	10	6
VII	CA5-59	59	42	6	15	9
VIII-	CA5-76	76	58	8	20	12
IX	CA6-93	93	73	10	28	20
	CA6-112	112	92	10	28	20
	CA6-132	132	112	12	32	20

Для бурения низкочастотными гидроударниками с высокой энергией удара можно выбрать специальные конструкции коронок (см. табл. 2.2), которые характеризуются наличием крупных более прочных резцов. Для бурения высокочастотными гидроударниками с небольшой энергией удара выбираются серийные твердосплавные коронки.

Таблица 2.2.

Область применения и техническая характеристика коронок для гидроударного бурения.

Характеристика горных пород	Тип коронки	Диаметр, мм		Число резцов
		наружный	внутренний	
VII-X категорий по буримости	КГ3	93	65	4
		76	52	4
Пластичные и вязкие, V-VI категорий.	КГ4	93	59	5
		76	42	6
Монолитные, VII-X категорий	КГ5	59	39	4
Трещиноватые и абразивные породы, VIII-X категорий.	ГПИ-121М	59	39	6

Для ударно-вращательного бурения с применением пневмоударников разработаны две группы коронок (табл.2.3): для бурения скважин при разведке коренных месторождений полезных ископаемых в породах средней и выше средней категории по буримости (от VII до X) монолитных и трещиноватых с различной степенью абразивности (коронки типа КП диаметром до 151 мм) и для бурения скважин при разведке россыпей в условиях многолетней мерзлоты (коронки типа КПр диаметром 161, 184 и 216 мм).

Таблица 2.3.

Диаметр коронки, мм		Число резцов
наружный	внутренний	
96	64	6
113	79	8
132	92	12
151	113	12
161	119	12
184	142	12
216	171	12

Твердосплавные коронки типа КГ – 84МС, КГ – 93МС и ГК – 2 (с внутренним диаметром 38 мм) для бурения с гидротранспортом керна предназначены для бурения скважин в породах II-IV с включениями и пропластками пород до VII категории по буримости. Наиболее универсальны коронки КГ – 84МС. Коронки КГ – 93МС рекомендуется применять в разрезах особой сложности, представленных мощными отложениями сыпучих пород и пльвунов.

Алмазные коронки применяются при вращательном бурении в породах V-XII категорий по буримости.

В соответствии с механическими и абразивными свойствами пород и условиями бурения разработано большое количество типов алмазных коронок. Для правильного выбора типа алмазной коронки можно воспользоваться рекомендациями, приведенными в табл. 2.12 справочника [13].

Шарошечные долота наиболее широко применяются для вращательного бурения геологоразведочных скважин без отбора керна в породах с различными физико-механическими свойствами.

Параметры шарошечных долот геологоразведочного стандарта приводятся в табл.2.4.

Т а б л и ц а 2.4

## Параметры долот геологоразведочного стандарта

Диаметр долот, мм	Сечение промывочных каналов, см <sup>2</sup>	Допустимая нагрузка на долото, кН
36	1,4	10
46	1,4	15
59	1,7	20
76	1,7	35
93	2,5	40
112	2,5	60
132	4,0	70
151	6,0	120

По характеру воздействия на породу шарошечные долота относятся к долотам ударно-дробящего и дробяще-скалывающего действия. Шарошки долот в зависимости от назначения армируют различными видами фрезерованных зубьев клиновидной формы или вставными твердосплавными зубьями (штырями) с различной формой рабочей поверхности.

Область применения шарошечных долот геологоразведочного бурения различных типов приводится в табл. 2.5.

Т а б л и ц а 2.5

## Область применения шарошечных долот

Тип долота	Категория по буримости	Характеристика горных пород	Тип долота	Категория по буримости	Характеристика горных пород
М	I-III	Мягкие	ТЗ	VI-VII	Твердые абразивные
С	IV-V	Средней твердости	ТК	VII-VIII	Твердые с пропластками крепких
СТ	V-VI	Средней твердости с пропластками твердых	ТКЗ	VII-VIII	Твердые абразивные породы с пропластками крепких
Т	VI-VII	Твердые	К	VIII-XI	Крепкие

**Лопастные долота** для бескернового бурения геологоразведочных скважин в мягких породах и породах многолетней мерзлоты с содержанием твердых включений разрушают породу в режиме резания с промывкой или шнековым способом. Они применяются при бурении геологоразведочных, гидрогеологических, инженерно-геологических, сейсморазведочных и технических скважин. Область применения лопа-

стных долот типа М и МС для бурения с промывкой приводится в табл. 2.6

Т а б л и ц а 2.6

Область применения лопастных долот.

Характеристика горных пород	Категория по буримости	Тип лопастных долот
Мягкие, в т.ч. мерзлые и вязкие	I-IV	М
Мягкие с содержанием твердых включений	I-IV	МС

Номенклатура лопастных долот для шнекового бурения приводится в табл. 2.7

Т а б л и ц а 2.7

Номенклатура выпускаемых долот для шнекового бурения

Наружный диаметр, мм	Типоразмер долота		
	ЗДРШ-151 М	2ДРШ-165 М	ЗДРШ – 165 М
151	+		
165		+	+
198			

продолжение таблицы 2.7

Наружный диаметр, мм	Типоразмер долота		
	1ДРШ-198 М	2ДРШ-151 МС	1ДРШ – 198 МС
151		+	
165			
198	+		+

Алмазные долота применяют для бескернового бурения, а так же как вспомогательный инструмент при направленном и многозабойном бурении.

Однослойные долота 08А3 и 09А3, АДН-08 и АДН-22 предназначены для бурения плотных монолитных и слаботрещиноватых пород малой и средней абразивности VII-IX категорий по буримости. Импрегнированные долота 08ИЗ диаметром 46 мм целесообразно применять для бурения трещиноватых средней абразивности пород IX – XI категорий по буримости.

## 2.4 Бурение нефтяных, газовых и водозаборных скважин

По характеру разрушения горной породы породоразрушающий инструмент подразделен на следующие классы: режущего и режуще-скалывающего, скалывающего и дробяще-скалывающего, а также истирающего действий.

Типы и области применения долот с фрезерованными зубьями и вставными твердосплавными зубками, приведены в табл.1.13 справочного пособия [7].

Конкретные рекомендации по выбору каждого из указанных в табл. 2.9 типов шарошечных долот для бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые широко освещены в справочной литературе (табл.1.2 [6], а также в [1,3,8,9 и др.].

Области рационального применения долот с фрезерованным вооружением для бурения с промывкой ОАО «Волгабурмаш» приведены в табл. 2.8 [1].

Т а б л и ц а 2.8

Области рационального применения долот с фрезерованным вооружением  
ОАО «Волгабурмаш»

Тип долота	Разбуриваемые породы	Тип долота	Разбуриваемые породы
1139,7 С-ГАУ-R223	Средние	250,8 М-ГНУ-R135	Мягкие
158,7 М-ГАУ-R186	Мягкие	250,8 М-ГАУ-R137	Мягкие
161,0 М-ГАУ-R98	Мягкие	250,8 М-ГАУ-R143	Мягкие
190,5 М-ГН-R22М	Мягкие	250,8 МС-ГНУ-R142	Мягкие средние
190,5 М-ГАУ-R65	Мягкие	269,9 М-ГАУ-R63	Мягкие
190,5 МС-ГН-R205	Мягкие средние	269,9 М-ГН-R03	Мягкие
190,5 МС-ГАУ-R92	Мягкие средние	269,9 С-ГН-R103	Средние
190,5 МС-ГН-R64	Мягкие средние	269,9 СТ-ГН-R07	Средние твердые
190,5 С-ГНУ-R55	Средние	295,3 М-ГН-R105	Мягкие
190,5 СТ-ГН-R21М	Средние твердые	295,3 М-ГВ-R187	Мягкие
190,5 Т-ГНУ-R25	Твердые	295,3 М-ГНУ-R188	Мягкие
200,0 М-ГАУ-R133	Мягкие	295,3 М-ГНУ-R85	Мягкие
215,9 М-ГН-R165	Мягкие	295,3 МС-ГАУ-R116	Мягкие средние
215,9 М-ГНУ-R199	Мягкие	295,3 С-ГВ-R166	Средние
215,9 М-ГАУ-R176	Мягкие	295,3 С-ГНУ-R58	Средние
215,9 М-ГАУ-R54М	Мягкие	311,1 М-ГАУ-R136	Мягкие
215,9 МС-ГН-R44	Мягкие средние	311,1 М-ГНУ-R125	Мягкие
215,9 МС-ГНУ-R184	Мягкие средние	311,1 М-ГВУ-R193	Мягкие
215,9 МС-ГНУ-R45	Мягкие средние	311,1 МС-ГАУ-R117	Мягкие средние
215,9 МС-ГАУ-R56	Мягкие средние	311,1 Т-ГНУ-R126	Твердые
215,9 С-ГН-R163	Средние	349,2 М-ГВУ-R181	Мягкие
215,9 С-ГВ-R192	Средние	393,7 М-ГВУ-R227	Мягкие
215,9 С-ГНУ-R106	Средние	393,7 С-ГВУ-R167	Средние
215,9 С-ГВУ-R190А	Средние	393,7 Т-ГВУ-R279	Твердые
215,9 СТ-ГН-R13	Средние твердые	444,5 М-ГВУ-R146	Мягкие
215,9 СТ-ГВ-R14	Средние твердые	444,5 С-ГВУ-R252	Средние
222,3 М-ГАУ-R219	Мягкие	444,5 Т-ГВУ-R284	Твердые

ОАО «Волгабурмаш» выпускает типоразмеры также долот:

с твердосплавным вооружением для бурения с промывкой:

120,6 СЗ-ЦАУ; 120,6 МЗ-ГАУ; 120,6 СЗ-ГАУ; 124,0 СЗ-ГАУ; 124,0 СЗ-ЦАУ; 139,7 СЗ-ГАУ; 142,9 СЗ-ГАУ; 144,0 СЗ-ГАУ; 155,6 СЗ-ГАУ; 158,7 МЗ-ГАУ; 158,7 МСЗ-ГАУ; 165,1 МЗ-ГАУ; 165,1 СЗ-ГАУ; 165,1 ОК-ГАУ; 171,4 МЗ-ГАУ; 171,4 МСЗ-ГАУ; 190,5 МЗ-ГВ; 190,5 МЗ-ГАУ; 190,5 СЗ-ГНУ; 190,5 СЗ-ГНУ; 190,5 ТЗ-ГНУ; 190,5 К-ГНУ; 190,5 ТЗ-ГАУ; 190,5 ОК-ГНУ; 200,0 МЗ-ГАУ; 200,0 МЗ-ГАУ; 200,0 МЗ-ГАУ; 200,0 МСЗ-ГАУ; 200,0 ОК-ГАУ; 215,9 МЗ-ГАУ; 215,9 МЗ-ГАУ; 215,9 МЗ-ГВУ; 215,9 МЗ-ГАУ; 215,9 МЗ-ГАУ; 215,9 МЗ-ГВ; 215,9 МЗ-ЦГВ; 215,9 МЗ-ГНУ; 215,9 МЗ-ГАУ; 215,9 МСЗ-ГН; 215,9 МСЗ-ГНУ; 215,9 СЗ-ГВ; 215,9 СЗ-ГНУ; 215,9 СЗ-ГАУ; 215,9 ТЗ-ГНУ; 215,9 ТЗ-ГН; 215,9 ТЗ-ГАУ; 215,9 ТЗ-ГАУ; 215,9 ТЗ-ГАУ; 215,9 ТКЗ-ГНУ; 215,9 ТКЗ-ГВ; 215,9 К-ГНУ; 215,9 ОК-ГНУ; 215,9 ОК-ГАУ; 222,3 МЗ-ГАУ; 244,5 МСЗ-ГНУ; 250,8 МЗ-ГАУ; 250,8 МСЗ-ГАУ; 250,8 ТКЗ-ГАУ; 250,8 К-ГАУ; 269,9 МЗ-ГАУ; 269,9 МСЗ-ГНУ; 269,9 МСЗ-ГАУ; 269,9 СЗ-ГНУ; 269,9 СЗ-ГАУ; 269,9 ТЗ-ГН; 269,9 ТЗ-ГАУ; 269,9 К-ГНУ; 279,4 ТЗ-ГАУ; 295,3 МСЗ-ГН; 295,3 МСЗ-ГНУ; 295,3 МСЗ-ГВУ; 295,3 СЗ-ГН; 295,3 СЗ-ГВ; 295,3 СЗ-ГНУ; 295,3 ТЗ-ГНУ; 311,1 МЗ-ГН; 311,1 МЗ-ГАУ; 311,1 МЗ-ГАУ; 311,1 МСЗ-ГНУ; 311,1 МСЗ-ГАУ; 311,1 ТЗ-ГАУ; 393,7 СЗ-ГВУ; 444,5 МСЗ-ГВУ; 444,5 СЗ-ГВУ;

с фрезерованным и твердосплавным вооружением:

142,9 СЗ-ПН; 149,2 ТЗ-ПН; 152,4 МЗ-ПГН; 152,4 ТЗ-ПГН; 155,6 МЗ-ПГН; 155,6 ТЗ-ПГН; 158,7 С-ПГН; 158,7 ТЗ-ПГН; 174,6 МЗ-ПГВ; 174,6 ТЗ-ПГВ; 174,6 ТЗ-ПГВ; 174,6 ТКЗ-ПГВ; 174,6 К-ПГВ; 200,0 МЗ-ПГВ; 203,2 МЗ-ПГВ; 203,2 ТЗ-ПГВ; 215,9 М-ПГВ; 215,9 Т-ПВ; 215,9 ТЗ-ПВ; 215,9 ОК-ПВ; 235,7 МЗ-ПГВ; 235,7 ТЗ-ПГВ; 244,5 Т-ПГВ; 244,5 Т-ПГВ; 244,5 СЗ-ПГН; 244,5 К-ПГВ; 244,5 К-ПГВ; 244,5 ОК-ПГВ; 244,5 ОК-ПГВ; 250,8 ТКЗ-ПГВ; 253,8 ТЗ-ПГВ; 254,0 МЗ-ПГВ; 255,0 К-ПГВ; 269,9 СЗ-ПГВ; 269,9 ОК-ПГВ; 269,9 ОК-ПГВ; 273,1 МЗ-ПГВ; 273,1 ТЗ-ПГВ; 275,6 МЗ-ПГВ; 311,1 ТКЗ-ПГВ; 313,3 ТЗ-ПГВ; 314,3 МЗ-ПГВ; 314,3 МЗ-ПГВ; 320,0 Т-ПГВ.

ОАО «Уралмаш» производит трехшарошечные долота для бурения скважин различного назначения в нефтегазодобывающей и горнодобывающей промышленности следующих типоразмеров : III 76К-ЦА; III 112Т-ЦВ; III 120,6Т-ЦА; III 132К-ЦВ-1; III 151С-ЦВ-1 и др [1].

ОАО «Сарапульский машзавод» производит трехшарошечные буровые долота большого диаметра следующих типоразмеров:

III 295,3 М-ЦВ; III 295,3 М-ГВ; III 349,2 М-ЦВ; III 349,2 С-ЦВ; III 349,2 Т-ЦВ; III 393,7М-ЦВ; III 393,7М-ЦГВ; III 393,7 С-ЦВ; III 393,7 М-ЦГВ-

С51; Ш 393,7 С-ЦВ; Ш 393,7 С-ЦГВ; Ш 393,7 Т-ЦВ; Ш 393,7 Т-ЦГВ; Ш 444,5 М-ЦГВ.1; Ш 393,7 С-ЦГВ; Ш 444,5 С3-ЦГВ; Ш 444,5 Т3-ЦГВ; Ш 444,5 С-ЦВ; Ш 444,5 С-ЦГВ; Ш 444,5 Т-ЦВ 1; Ш 490 С-ЦВ 1; Ш 490 С-ЦВР; Ш 490 Т3-ЦВР 9.

В ОАО НПО «Буровая техника» изготавливаются трехшарошечные и лопастные долота для бурения скважин на нефть и газ, а также долота для горнорудного бурения следующих типоразмеров:

с фрезерованным вооружением

Ш 120,6 М-ЦАУ; Ш 120,6 С-ЦАУ; Ш 125,0 М-ЦАУ; Ш 125,0 С-ЦАУ; Ш 139,7 М-ЦАУ; Ш 139,7 С-ЦАУ; Ш 142,9 М-ЦАУ; Ш 142,9 С-ЦАУ; Ш 146,0 М-ЦАУ; Ш 146,0 С-ЦАУ; Ш 165,1 М-ГАУ; Ш 165,1 С-ГАУ; Ш 190,5 М-ГВ; Ш 190,5 С-ГВ; Ш 215,9 М-ГВ; Ш 215,9 С-ГВ;

с твердосплавным вооружением.

Ш 120,6 МЗ-ЦАУ; Ш 120,6 СЗ-ЦАУ; Ш 125,0 МЗ-ЦАУ; Ш 125,0 СЗ-ЦАУ; Ш 139,7 МЗ-ЦАУ; Ш 139,7 СЗ-ЦАУ; Ш 142,9 МЗ-ЦАУ; Ш 142,9 СЗ-ЦАУ; Ш 146,0 МЗ-ЦАУ; Ш 146,0 СЗ-ЦАУ; Ш 151,0 СЗ-ЦАУ; Ш 165,1 МЗ-ГАУ; Ш 165,1 СЗ-ГАУ; Ш 190,5 МЗ-ГВ; Ш 190,5 СЗ-ГВ;

лопастные долота Л 3120,6Г23, Л3215,9Г23 и Л 3295,3;

долота для горнорудного бурения Ш 244,5 ОК-ПВ, Ш244,5 ОК-ПН.

Двухшарошечные долота выпускаются ОАО «Уралбурмаш» как фрезерованными зубьями (типоразмеров П 93С-ЦВ, П 112М-ЦВ, П112С-ЦВ-1, П132М-ЦВ), так и со вставными твердосплавными зубками сферической формы (П93К-ЦВ).

Номенклатура и область применения алмазных буровых долот ОАО НПО «Буровая техника» приводится в табл. 1.15 (стр.50 [1]).

Алмазные буровые долота режущего, микрорежущего, истирающего типа опытного завода ИСМ АН Украины, оснащенные вставками из композиционного материала (ИСМ), рекомендуются для бурения турбинным и роторным способами скважин различного назначения в интервалах залегания пород от мягких до твердых, в том числе абразивных (см.табл.1.21, стр.56[1]).

Для расширения диаметра скважины (взамен использования долот большего диаметра) при бурении нефтяных и газовых скважин применяются расширители.

Основные параметры расширителей шарошечных типа РШУ, предназначенных для расширения опережающих (пилотных) стволов

скважин при их одновременном или раздельном бурении приведены в табл.1.22 стр 59[1].

Область применения и некоторые параметры расширителей типа РШБ, предназначенных для проходки стволов большого диаметра при роторном способе бурения скважин на суше и море приведены в табл.1.23, стр.61[1].

Расширители типа РАБ используются для увеличения диаметра скважины для величины, большей проходного диаметра спущенной обсадной колонны, в мягких и средней твердости породах (вместо известных раздвижных расширителей).

Расширители шарошечные ступенчатые типа РШС предназначены для бурения скважин диаметрами 394-490 мм в породах различной твердости, включая крепкие. Они могут быть использованы как при расширении предварительно пробуренной пилот-скважины меньшего диаметра, так и при совмещенном бурении пилот-скважины и ее расширении.

При бурении нефтяных и газовых скважин в северных районах в верхних интервалах разреза, представленных отложениями многолетнемерзлых пород могут быть использованы расширители большого диаметра: 558,8 мм (диаметр пилотного долота 311,1 мм; типы вооружения шарошек расширителя М, МС, МЗ, СЗ, ТЗ); 700мм (444,5мм М, МС, МЗ, СЗ, СТ, ТЗ); 850мм (490мм – типа С).

Для отбора керна в процессе бурения разведочных, поисковых и параметрических скважин используются керноотборные инструменты, состоящие из керноотборных устройств и бурильных головок.

При выборе серии керноотборных устройств можно руководствоваться сведениями, приведенными в таблице 2.9.

Таблица 2.9

Рекомендации по выбору керноотборных устройств.

Керноприемное устройство (серия)	Способ бурения	Условия отбора керна
«Недра»	Роторный	Неосложненные условия бурения.
«Кембрий»	Роторный	Отложения рыхлых, слабосцементированных и трещиноватых пород.
«Силур»	Роторный	Отложения пород, осложненных осыпями и обвалами.
«Тенгиз»	Роторный	Отложения пород, осложненных нефтегазопроявлениями и поглощениями буровых растворов и с высокими коллекторскими свойствами.



Керноприемное устройство (серия)	Способ бурения	Условия отбора керна
«Риф»	Роторный	Отложения рыхлых, сыпучих, сильно трещиноватых, в том числе рифогенных пород с высокими коллекторскими свойствами.
МАГ	Турбинный	Интервалы залегания твердых консолидированных и абразивных пород; породы кристаллического фундамента.

Для комплектации керноотборных устройств ОАО НПО «Буровая техника» разработаны следующие типоразмеры шарошечных бурильных головок:

К-132/52ТКЗ;	КС-187,3/40СТ;	КС-212,7/80М;	К-269,9/100М;
К-139,7/52М;	КС-187,3/40ТКЗ;	КС-212,7/80МСЗ;	К-269,9/100СТ;
К-139,7/52МСЗ;	К-187,3/80М;	КС-212,7/80СЗ;	К-269,9/100МСЗ;
К-139,7/52СЗ;	К-187,3/80СЗ;	КС-212,7/80СЗ-3;	К-269,9/100ТКЗ;
К-139,7/52ТЗ;	К-187,3/80СТ;	КС-212,7/80СТ-1;	К-295,3/100М;
К-139,7/52ТКЗ;	К-187,3/80ТКЗ;	КС-212,7/80ТКЗ-1;	К-295,3/100МСЗ;
К-139,7/67МСЗ;	К-187,3/100М;	КС-212,7/100М;	К-295,3/100СЗ;
К-139,7/67ТКЗ;	К-187,3/100ТКЗ;	КС-212,7/100МСЗ;	К-295,3/100СТ;
К-158,7/67М;	КС-212,7/60СТ;	КС-212,7/100ТКЗ;	К-295,3/100ТКЗ;
К-158,7/67СЗ;	КС-212,7/60ТКЗ;	К-215,9/120М;	К-311,1/100М;
К-158,7/67ТКЗ-2;	К-244,5/100М;	К-311,1/100ТКЗ;	К-244,5/100М.

В перечисленных типах бурильных головок приняты следующие обозначения:

К – для керноприемных устройств без съемного керноприемника;

КС – для керноприемных устройств со съемным керноприемником;

Цифра в числителе – наружный диаметр бурильной головки, мм, в знаменателе – диаметр керна, мм;

М, МСЗ, СЗ, СТ и т. – тип разбуриваемых пород.

Для обеспечения высоких значений механической скорости проходки и процента выноса керна целесообразно вместо шарошечных бурильных головок использовать алмазные. Номенклатура, типы и области применения алмазных бурильных головок приведены в табл. 2.7 стр.85[1].

Для комплектации керноотборных устройств ОАО НПО «Буровая техника» разработаны новые типоразмеры бурильных головок:

алмазные безматричные – КАБ 119,5/67МС1 (МС2); КАБ 138,1/76МС1 (МС2); КАБ 163,5/89МС1 (МС2); КАБ 214,3/101МС1 (МС2,МС3 и МС4); КАБ 214,3/133 МС1 (МС2, МС3 и МС4);  
лопастные режущего типа (безопорные) – К 199,5/67М; К 138,5/76;  
К 163,5/89М; К 214,3/133М;  
шарошечные – К 214,3/101Т3.

## 2.5. Принципы выбора типа долота

Задачу выбора типа долота для разбуривания конкретной горной породы или пачки пород ВНИИБТ предлагает решать с помощью специальной методики [8], основанной на статистической обработке обширной промысловой информации.

На основе региональных исследований физико-механических свойств горных пород определяются классификационные характеристики пород, и строится мелкомасштаб-геологический разрез (табл. 2.10).

Для разделения проектного геологического разреза на характерные пачки используется *метод реперных долот*, который позволяет, обоснованно группировать смежные разности горных пород в характерные пачки или разделять эти разности в отдельные пачки, а также устанавливать четкие границы залегания этих пачек пород. Применение метода «реперных» долот для разделения рассматриваемого геологического разреза на характерные пачки пород, как правило, возможно, начиная со стадии промышленной разведки месторождения, а при наличии достаточного объема информации о геологическом строении месторождения и работе долот использование этого метода в ряде случаев возможно и на стадии структурного и поискового бурения.

Характерными в рассматриваемом геологическом разрезе пачками пород являются интервалы, сложенные смежными разностями горных пород, в пределах, совокупности которых различие величин проходок на «реперные» долота статистически незначимо, т.е. указанные пачки пород однородны по величине проходки на реперные долота, являющихся критериальным признаком.

В качестве «реперных» долот, являющихся носителями информации в неявном виде о свойствах пород и условиях эксплуатации долот, следует принимать такие конструкции долот определенных типоразмеров, для которых в пределах выделенных на основании данных граф 2-6 (см. табл. 2.21) разностей горных пород характерно следующее:

один и тот же типоразмер и одинаковые конструктивные особенности долот;

Мелкомасштабный классификационный разрез

Месторождение \_\_\_\_\_ Площадь (блок) \_\_\_\_\_ Объединение \_\_\_\_\_

УБР \_\_\_\_\_ Тип разреза \_\_\_\_\_

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Шахта, глубина, м	Стратиграфическая колонка	Лито-логическая колонка	Мощность разности пород	Классификационные характеристики пород (по категориям) твердости	абразивности	Условный код разности пород с учетом сложности	Шифры «реперных» долом (по глубине)	Уровень величин проходки на «реперное» долото, м	Границы залегания пакки горных пород (по глубине от – до), м; шифры предельно выбранных долот

продолжение таблицы 2.10

I истотраммы содержания пород (в% в пакке)		по абразивности												Тип долота, наиболее соответствующий свойствам пород, составляющих пакку (по ОКТ)	Пределительные типы долот для каждой характерной пакки пород										
по твердости		по абразивности																							
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	30	31	32	33	34	35	36							
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36

аналогичный характер и близкие значения уровней износа элементов;

достаточно близкие (при равных уровнях технологических факторов) значения проходок на долото.

Обязательным требованием метода «реперных» долот является то, чтобы мощность каждой разности горных пород была или соизмерима с величиной проходки на «реперное» долото при бурении в этих породах, или превосходила ее кратно.

На основании данных, занесенных в колонки классификационных характеристик пород, включенных в одну пачку, на уровне подошвы пачки строятся гистограммы содержания в пачке различных по твердости и абразивности пород, вычисляются и наносятся на поле гистограмм и наносятся на поле средневзвешенные для пачки категории твердости и абразивности слагающих пачку пород.

Средневзвешенная категория твердости горных пород в пределах выделенных пачек определяется по формуле

$$\bar{T} = \sum_{i=1}^n \frac{T_i m_i}{M} \quad (2.1)$$

где  $T_i$  – категория твердости пород  $i$  – й разновидности;  $m_i$  – мощность  $i$  – го прослоя горной породы,  $m$ ;  $M$  – мощность выделенной пачки,  $m$ .

Средневзвешенная категория абразивности определяется по формуле

$$\bar{A} = \sum_{i=1}^n \frac{A_i m_i}{M}, \quad (2.2)$$

где  $A_i$  – категория абразивности пород  $i$  – й разновидности

Выбор рациональных типов долот осуществляется по Обобщенной классификационной таблице соответствия типов шарошечных долот свойствам горных пород (ОКТ) (рис 2.1) или по Классификационной таблице парных соответствий категорий твердости и абразивности пород типам шарошечных долот (КТС) (рис.2.2).

Структура ОКТ (см.рис 2.1) разработана таким образом, что гистограммам содержания (в %) в пачках разных по твердости и абразивности горных пород классификационно поставлены в соответствие определенные типы шарошечных долот, наилучшим образом (по минимуму эксплуатационных затрат на проходку 1 м скважины) обеспечивающие это соответствие. Выбор рационального типа долота осуществляется путем сравнения гистограмм, полученных при построении МКР, с типовыми гистограммами в ОКТ.

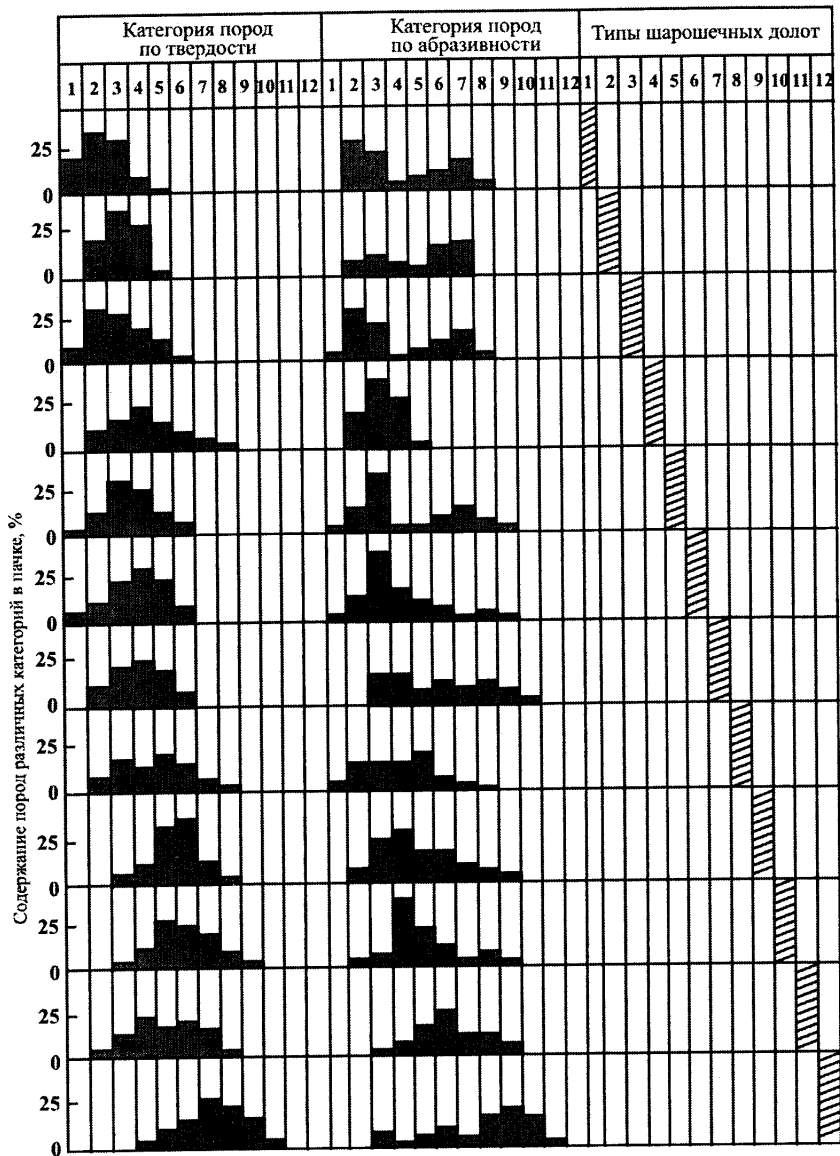


Рис. 2.1

Обобщенная классификационная таблица соответствия типов шарошечных долот свойствам горных пород.

Например, если при построении МКР получены гистограммы, в наибольшей степени совпадающие по форме и абсолютным значениям содержания пород с различными категориями твердости и абразивности, соответствующие типовым гистограммам в ОКТ, расположенным во второй строке сверху, то для такой пачки рациональным будет долото типа МЗГ.

В случае, если гистограммы, полученные в МКР, значительно отличаются от типовых в ОКТ, то необходимо выбирать рациональный тип долота по КТС.

Практический способ выбора рационального типа долота по величине удельной энергии  $E_{уд}$  описан в работе [10].

Величина  $E_{уд}$  представляет собой меру эффективности работы долота в конкретных условиях и характеризует взаимодействие между долотом и породой:

$$E_{уд} = \frac{E_d}{V} = \frac{2P_d n}{Rv_m}, \quad (2.3)$$

породы за 1 мин, м<sup>3</sup>,

$$E_d = P_d 2\pi R n; \quad (2.4)$$

$$V = \pi R^2 v_m; \quad (2.5)$$

$R$  – радиус долота, м.

$E_{уд}$  зависит от типа и конструкции долота и не учитывает основные механические свойства пород. Однако то обстоятельство, что при бурении мягких и твердых горных пород значения  $E_{уд}$  различны, позволяет использовать эту величину как метод для выбора соответствующего типа долота.

При заданных способе бурения и сочетаниях параметров режима бурения критерием выбора рационального типа долота для конкретной породы является стоимость 1м проходки (в руб.)

$$C_m = \frac{C_d + (\bar{t}_6 + t_{сно} + t_B) C_ч}{h} \quad (2.6)$$

где  $C_d$  - стоимость долота (с учетом соответствующих порайонных надбавок снабженческих организаций), руб;  $\bar{t}_6$  - среднее значение времени механического бурения, руб.;  $t_{сно}$  - продолжительность спускоподъемных операций, ч;  $t_B$  - продолжительность вспомогательных операций за рейс, ч;  $C_ч$  - стоимость 1ч работы буровой установки по затратам, зависящим от

продолжительности ее работы, руб/ч:  $\bar{h}$  - среднее значение проходки на долото, м.

Выбор долот на основе минимальной стоимости 1 м проходки обеспечивает самое низкое значение стоимости в данном интервале скважины.

Однако во всех случаях следует рассмотреть возможность применения новых, ранее не использовавшихся на площади высокопроизводительных породоразрушающих инструментов, в т.ч. и долот с новым типом опор, вооружения схемой промывки.

При оценке возможности применения лопастных долот следует учесть большой вращательный момент, необходимой для работы таких долот, наличие твердых и абразивных пропластков, снижающих способность этих долот.

На выбор алмазных и ИСМ долот, а также долот фрезерного типа влияет наличие твердых и абразивных пород, возможность использования турбобуров. При этом необходимо учесть положительные факторы алмазного бурения: уменьшение количества спускоподъемных операций и отсутствие вращения бурильной колонны. Уменьшение воздействия на стенки скважины при алмазном бурении имеет большое значение при наличии во вскрытом разрезе неустойчивых пород.

Интервалы гидромониторной промывки выбирают с учетом потерь давления при заданной по технологическим условиям подаче насосов. Вид опоры (низкооборотная или высокооборотная) и окончательный шифр долота выбирают после определения его рациональной частоты вращения и способа бурения. Бурильные головки и кернаотборные снаряды выбирают с учетом рекомендаций, изложенных выше и действующих руководящих документов.

**Пример 2.1.** Подобрать тип шарошечного долота для выделенной пачки горных пород в интервале 300-1300 м, представленной следующими породами:

Горная порода	Известняк	Доломит	Известняк органогенный	Доломит органогенный
Интервал, м	300-400	400-600	600-900	900-1300
$K_T$	6	7	6	7
$K_a$	4	5	4	7

**Решение.** По формулам (2.1) и (2.2)

$$K_T = (6 \cdot 100 + 7 \cdot 200 + 6 \cdot 300 + 7 \cdot 400) / (1300 - 300) = 6,6;$$

$$K_a = (4 \cdot 100 + 5 \cdot 200 + 4 \cdot 300 + 7 \cdot 400) / (1300 - 300) = 5,4.$$

Полученные данные наносятся на рис 2.2. Из рисунка видно, что расчетная точка Д наиболее близко расположена к эталонной точке, соответствующей долоту типа ТЗ, (ТКЗ). Таким образом, для бурения пачки пород с заданными значениями классификационных характеристик рациональным является долот ТЗ (ТКЗ).

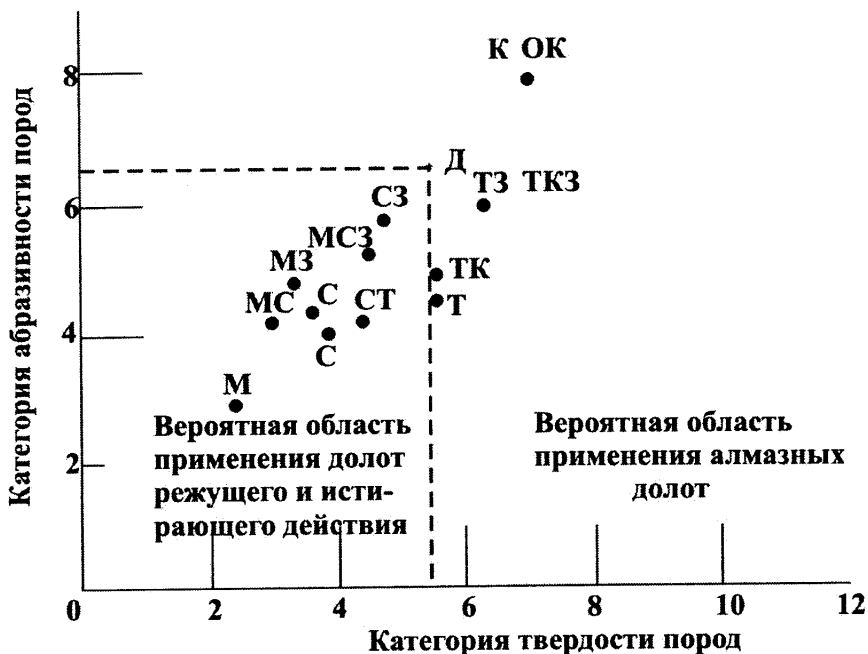


Рис.2.2.

Классификационная таблица парных соответствий категорий твердости и абразивности пород типам шарошечных долот.

**Пример 2.2.** На рис.2.3 представлены данные по 43 скважинам, пробуренным до средней глубины 2650 м. Удельные энергии четырех типов буровых долот (кривые, 1, 2, 3 и 4) наиболее часто используемых в данном районе, были определены и нанесены на график в зависимости от глубины. Долота типов, представленных кривыми 1 и 2, - штыревые, а кривыми 3 и 4 – с фрезерованными зубцами. Необходимо найти лучшие типы долот для бурения последующих скважин.



**Решение.** При минимальном значении  $E_{уд}$ , используемой как критерий для выбора долота, из рис. 2.3 видно, что долота типов 1, 2 и 3 можно использовать для бурения интервалов 762-1753, 1753-2377 и 2377-2650 м соответственно.

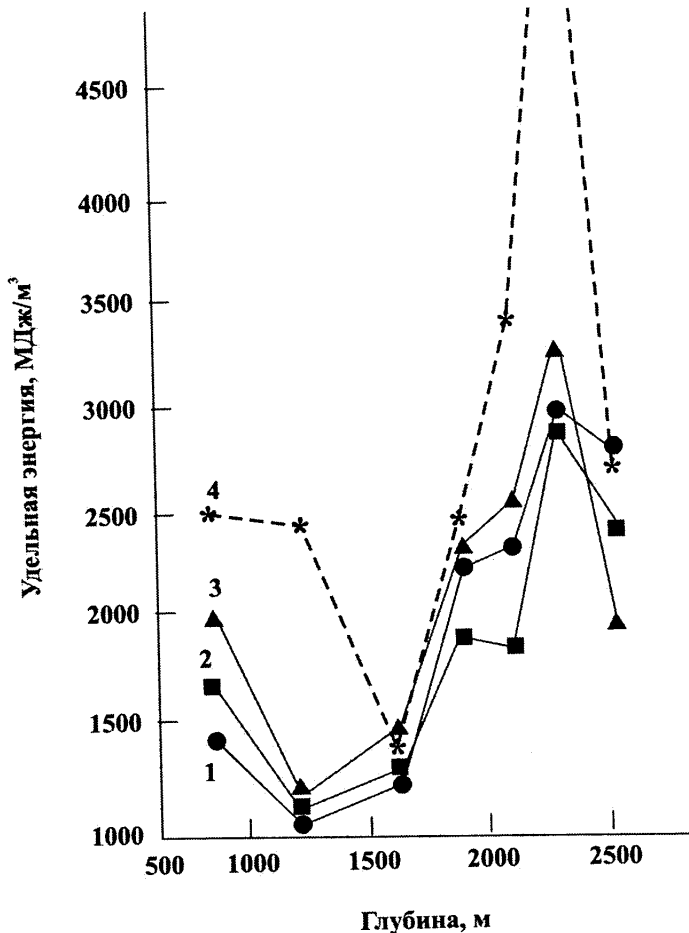


Рис. 2.3

Зависимость удельной энергии от глубины скважины для различных типов долот

При выборе типов долот могут быть использованы данные о результатах бурения соседних скважин. Однако показатели свойств различных пород в том или ином интервале бурения изменяются в широких пределах и по-разному влияют на износостойкость долот, что приводит к возникновению вероятностного подхода к проблеме их выбора.

**Пример 2.3.** На разведочной площади должна быть заложена скважина, бурение которой, начиная с глубины 900 м, предусматривается вести со сплошным отбором керна, наружным диаметром бурильной головки 212,7 мм. На основании геолого-геофизической информации, накопленной в результате долговременного изучения геологического строения соседних районов, проектируемой скважиной предполагается вскрыть породы, литологическое описание которых приведено ниже:

Интервал бурения, м	Литологическое описание пород
0-880	Переслаивание рыхлых глин и слабосцементированных песчаников
880-1100	Глины песчанистые с прослоями слабосцементированных песчаников
1100-1550	Чередование рыхлых глин и мелкозернистых песков
1550-2000	Песок рыхлый водоносный с редкими прослоями глин известковистых
2000-2500	Чередование глин, алевролитов и песчаников
2500-3200	Глины алевролитистые известковистые с прослоями песчаников, доломитов и известняков

Требуется подобрать бурильные головки и керноприемные устройства.

Из приведенных выше данных видно, что вскрываемые породы относятся к различным литологическим разностям. С учетом данных приведенных на стр.48 и данных о работе существующих керноотборных устройств в различных регионах следует рекомендовать нижеследующие типоразмеры бурильных головок и керноотборных устройств (см. табл. 2.11)

Таблица 2.11

Интервал бурения, м	Типоразмер бурильной головки	Керноприемное устройство
0-900	Без отбора керна	

Интервал бурения, м	Типоразмер бурильной головки	Керноприемное устройство
900-1100	КС 212,7/80 М	УКР 172/100 «Кембрий»
1100-1550	КС 212,7/80 МСЗ КС 212,7/80 М КС 212,7/80 СЗ	УКР 172/100 «Кембрий» То же
1550-2000	КС 212,7/80 МСЗ КС 212,7/100 ТКЗ	УКР 172/100 «Кембрий» То же
2000-2500	КС 212,7/80 СЗ КС 212,7/80 СТ	УКР 164/80 «Недра» То же
2500-3200	КС 212,7/100 ТКЗ КС 212,7/80 СЗ	То же

### Список литературы

1. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н. и др. Буровое оборудование. Буровой инструмент. -2003.-Т.2 -М.; Недра.

2. Базанов Л.Д., Тунгусов А.А., Базанов А.Л. Бурение неглубоких скважин без очистного агента. Учебное пособие. М., РГГРУ, 2006.

3. Близнюков В.Ю., Серебряков И.С. Методика выбора типа долот, привода и режима работы на базе учета свойств горных пород. /Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений М., ИРЦ ГАЗПРМ, 2000, -№1.

4. Буровой инструмент для геологоразведочных скважин. Справочник /Н.И.Корнилов, Н.И.Бухарев, А.Т.Киселев и др. Под ред.Н.И.Корнилова. М., Недра, 1990.

5. Буровой породоразрушающий инструмент. Том 1. Шарошечные долота. Под научной редакцией В.Я.Кершенбаума, А.В.Торгашова, А.Г.Мессера. Международный транслятор-справочник. М., РГУ нефти и газа. 2003.

6. Иогансен К.Б. Спутник буровика: Справочник. – М.:Недра, 1990.

7. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые. Справочное пособие./Под ред. А.Г.Калинина. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001.

8. Комплексная методика классификации горных пород геологического разреза, разделения его на пачки пород и выбора рациональных типов и конструкций шарошечных долот для эффективного разбуривания нефтяных и газовых месторождений. РД 39-2-772-82. М., Недра, 1982.

9. Масленников И.К. Буровой инструмент. Справочник. М., Недра, 1989.

10. Рабиа Х. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Пер. с англ. – М., Недра, 1989.

11. Ребрик Б.М. Бурение инженерно-геологических скважин. Справочник. М., Недра, 1990.

12. Спивак А.И., Попов А.Н. Разрушение горных пород при бурении скважин. М., Недра, 1994.

13. Справочник по бурению геологоразведочных скважин. Афанасьев И.С., Блинов Г.А. Пономарев П.П. и др.Л., ВИТР, 2000.

14. Шарошечные долота и бурильные головки. Каталог. /Л.И.Сопин, Р.М.Богомоллов, Ю.Г.Михайлин и др. 6-ое изд., перераб. и доп. – М.: ЦИНТИхимнефтемаш. Недра, 1977.

## **3 Обоснование выбора типа циркулирующего агента**

### **3.1. Принципы выбора состава и свойств циркулирующих агентов**

При проектировании технологического процесса бурения колонковых, разведочных и эксплуатационных скважин на твердые, жидкие и газообразные полезные ископаемые особое внимание уделяется, определению состава и свойств буровых растворов (промывочных жидкостей) и газообразных агентов, находящихся в непрерывной и принудительной циркуляции.

В связи с многообразием горно-геологических условий бурения скважин такие требования предъявляется к промывочной жидкости как укрепление стенок скважины в рыхлых, неустойчивых породах; уравновешивание высоких пластовых давлений путем обеспечения соответствующего гидростатического давления; закупоривание трещин и зон с низкими пластовыми давлениями; предотвращение растворимости и набухания разбураживаемых пород; обеспечение хорошего выхода керна в рыхлых, слабоцементированных породах; удержание шлама во взвешенном состоянии в стволе скважины при прекращении циркуляции не могут быть удовлетворены какой-либо одной универсальной промывочной средой. Поэтому в практике бурения скважин применяются различные виды циркулирующих агентов.

Тип и параметры циркулирующих агентов выбираются с учетом: ожидаемых геологических и гидрогеологических условий залегания пород, их литологического и химического составов; устойчивости пород под воздействием фильтрата бурового раствора; наличия проницаемых пластов, их мощности и пластовых давлений; давлений гидравлического разрыва; с учетом накопленного опыта в аналогичных условиях, а также наличия сырья для приготовления бурового раствора.

В зависимости от перечисленных условий и глубины скважины циркулирующий агент иногда приходится выбирать не только для каждого района, участка или отдельно взятой скважины, но и для бурения различных интервалов в одной скважине.

Тип и свойства циркулирующей среды в комплексе с технологическими мероприятиями и техническими средствами должны обеспечивать

безаварийные условия бурения с высокими технико-экономическими показателями, а также качество вскрытия продуктивных горизонтов.

При выборе газообразного агента необходимо учитывать не только экономическую сторону, но и безопасность проведения буровых работ.

Данные о наиболее распространенных циркулирующих агентах используемых при бурении на твердые, жидкие и газообразные полезные ископаемые приводятся в табл.3.1 [2,3,5,7,10,12]. Пользуясь ими, можно ориентироваться в выборе типа циркулирующего агента.

При разбуривании цементированных песчаников, доломитов, известняков и других устойчивых пород не предъявляют специфические требования к выбору типа циркулирующего агента. Для этих целей наибольший экономический эффект будут давать такие агенты как техническая вода, пены, азрированные жидкости и воздух.

Особую сложность представляет выбор типа циркулирующего агента для разбуривания глинистых и хемогенных пород. Если в разрезе скважины глинистые породы представлены в небольшом количестве или отсутствуют, то требования к буровым растворам предъявляются в зависимости от их влияния на коллекторские свойства продуктивных горизонтов. Если мощность глинистых пород составляет десятки и сотни метров, то к буровому раствору выдвигается еще и требование сохранения устойчивости стенок скважины.

Наибольшую сложность представляют интервалы сложенные чередующимися хемогенными, терригенными и гипсоангидритовыми породами. Здесь необходим научно обоснованный выбор типа бурового раствора, сохраняющего устойчивость стенок скважины.

При выборе типа циркулирующего агента для бурения скважин с горизонтальными стволами следует учитывать наличие в разрезе скважины осыпающихся глинистых сланцев, стоимостные показатели, забойные температуру и давления, требования защиты окружающей среды. Наиболее подходящими считаются растворы на углеводородной основе, стабильные по составу и обладающие хорошими смазывающими свойствами.

При выборе параметров бурового раствора следует руководствоваться следующими правилами.

Плотность бурового раствора  $\rho_{б,р}$  выбирается исходя из условий предотвращения потери устойчивости горных пород, слагающих стенки скважины и их гидроразрыва. Очень важно также создание нормального противодавления на пласты, насыщенные пластовыми флюидами, препятствующего притоку их в скважину. Таким образом, изменение  $\rho_{б,р}$  - основное средство регулирования давления в скважине.

Область применения различных циркуляционных агентов и их параметры.

Тип циркулирующего агента	Условия применения и назначения	Параметры
Техническая (или морская) вода	Твердые, устойчивые породы, обладающие высокой сопротивляемостью разрывающему действию потока; отсутствию нефтегазоводопровяляющих горизонтов	$P_{6,р} = 1000 \div 1030$ ; $T_{500}, \Phi_{30}, СНС$ и $pH$ не регламентируются
<u>Истинные растворы</u> Солевые	Устойчивые, весьма устойчивые скальные и полускальные породы; многолетнемерзлые породы, соленосные отложения небольшой мощности.	$T_{500} = 18 \div 28$ ; $pH = 9 \div 13$
Водные растворы полимеров	Алмазное бурение малого диаметра, в относительно устойчивых породах, при общей минерализации пластовых вод до 3% и общей жесткости 26 ммоль/кг. В качестве дисперсионной среды для получения буровых растворов на основе выбуренных пород	$T_{500} = 20 \div 30$ ; $\Phi_{30} = 10 \div 18$ ; $pH = 8 \div 12$
Водно-солевые растворы полимеров	То же при общей жесткости до 35 ммоль/кг.	
Водные растворы ПАВ	Устойчивые и весьма устойчивые скальные и полускальные породы. Способствуют разрушению горных пород при бурении	$\rho_{6,р} = 1030 \div 1040$ ; $T_{500} = 16 \div 18$ ; $\Phi_{30} = 5 \div 8$ ; $pH = 8 \div 9$
Силикатно-гуминовые растворы	Слабоустойчивые обвалывающиеся (осыпающиеся) глинистые сланцы, аргиллиты, перемятые зоны тектонических нарушений	$\rho_{6,р} = 1030 \div 1040$ ; $T_{500} = 16 \div 17$ ; $B = 5 \div 7$ ; $pH = 7 \div 7,5$
Безглинистые полимер-ферросульфатные растворы	Неустойчивые и слабоустойчивые породы, склонные к набуханию и обвалам (хлоритовые, хлорит-биогитовые, тальковые и другие сланцы, сыпучие рудные тела) в условиях высокой минерализации: до 10% $Na+Ca+Mg$	

Тип циркулирующего агента	Условие применения и назначение	Параметры
Высокоминерализованный безглинистый крахмальный раствор (ВМБКР)	В соленосных глинистых отложениях, в солях Na, K для повышения выхода керна при бурении по солям	$\rho_{6,p} = 1100 \div 1200; T_{500} = 18 \div 20; B = 9 \div 10;$ $pH = 7,5 \div 8$
Безглинистый полимерщелочной раствор	В относительно устойчивых породах, осадящихся песчаных, аргиллитах, алевролитах, в том числе склонных к частичным поглощениям; для предупреждения коагуляции водоносных горизонтов	$\rho_{6,p} = 1030 \div 1040;$ $T_{500} = 26 \div 40; B = 3 \div 5,5;$ $pH = 8 \div 9$
Дисперсные системы Эмульс. буровые растворы (водоэмульсионные)	Породы устойчивые и весьма устойчивые при высокочастотном, алмазном бурении скважин малого диаметра с мягкими слабоминерализованными водами	
Глинистые растворы:		
нормальные	Относительно устойчивые и устойчивые трещиноватые породы при общей минерализации до 1% по NaCl	$\rho_{6,p} = 1070 \div 1130;$ $T_{500} = 2,5 \div 30;$ $\Phi_{30} = 20 \div 30;$
улучшенные	Слабоустойчивые и относительно устойчивые породы, слабо-диспергирующиеся породы при общей минерализации до 3% по NaCl	$\rho_{6,p} = 106 \div 1100;$ $T_{500} = 19 \div 23;$ $\Phi_{30} = 12 \div 15; \rho_{6,p} = 1090$ $\div 1180; T_{500} = 20 \div 25;$ $\Phi_{30} = 1,5 \div 2,5.$
малоглинистые	Алмазное бурение малого диаметра в относительно устойчивых монокристаллических и трещиноватых породах	$\rho_{6,p} = 1020 \div 1050;$ $T_{500} = 16 \div 33$ $\Phi_{30} = 3 \div 12; pH = 6 \div 10$
полимерглинистые и полимербентонитовые	Алмазное бурение (твердыми сплавами и бескерновое) использование снарядов ССК и КССК с целью снижения трения колонны о стенки скважины, снижения гидродинамического давления потока, повышения устойчивости стенок.	$\rho_{6,p} = 1020 \div 1040;$ $T_{500} = 18 \div 30$ $\Phi_{30} = 5 \div 13; pH = 7 \div 11$



Тип циркулирующего агента	Условия применения и назначение	Параметры
Полимерные недиспергирующие растворы с небольшим содержанием твердой фазы	Устойчивые низкомолекулярные глинистые и карбонатные породы, предупреждение диспергирования разбуриваемых пород и повышения содержания твердой и глинистой фазы в буровом растворе	$\rho_{6,p} = 1030 \div 2000$ ; $T_{500} = 20 \div 60$ ; $\Phi_{30} = 5 \div 8$ ; $CHC_1 = 1,2 \div 6,0$ ; $CHC_{10} = 2,4 \div 9$ ; $pH = 8 \div 9$ ; $TC \leq 250$ .
Гуматные растворы	Сравнительно устойчивые разрезы при отсутствии набухающих и диспергирующих глинистых пород	$\rho_{6,p} = 1030 \div 2200$ ; $T_{500} = 20 \div 60$ ; $CHC_1 = 1,8 \div 6,0$ ; $CHC_{10} = 4 \div 10$ ; $pH = 9 \div 10$ ; $TC = 120 \div 140$ .
Лигносультфонатные растворы	Разбуривание глинистых отложений, гипсов, ангидритов и карбонатных пород	$\rho_{6,p} = 1060 \div 2200$ ; $T_{500} = 18 \div 40$ ; $\Phi_{30} = 5 \div 0$ ; $CHC_1 = 0,6 \div 4,5$ ; $CHC_{10} = 1,2 \div 9$ ; $pH = 8 \div 10$ ; $TC \leq 130$ .
Хромлигносульфонатные растворы	Глинистые и аргиллитоподобные породы при высоких забойных температурах	$\rho_{6,p} = 1160 \div 2200$ ; $T_{500} = 18 \div 40$ ; $\Phi_{30} = 4 \div 0$ ; $CHC_1 = 0,6 \div 4,5$ ; $CHC_{10} = 1,2 \div 9$ ; $pH = 9 \div 10$ ; $TC \leq 180$ .
утяжеленные	Высокие пластовые давления; неустойчивые обвалывающиеся и осыпавшиеся породы; сужение ствола скважины.	$\rho_{6,p} = 1700 \div 2200$ ; $T_{500} = 26 \div 60$ ; $\Phi_{30} = 5 \div 6$
глинистые эмульсионные	Мощные толщи неустойчивых глинистых и глинисто-карбонатных пород, склонных к образованию сальников.	$\rho_{6,p} = 1100 \div 1150$ ; $T_{500} = 20 \div 25$ ; $\Phi_{30} = 4 \div 6$

Тип циркулирующего агента	Условия применения и назначение	Параметры
<p>меловые растворы</p> <p>Сапропелевые растворы</p>	<p>Относительно устойчивые породы с высокой минерализацией по NaCl, меловые отложения; продуктивные проницаемые пласты (для уменьшения кольматации)</p> <p>В районах с развитой добычей сапропеля как заменитель, качественных, глинистых растворов</p>	<p><math>\rho_{6,p} = 1100 \div 1250</math>;  <math>T_{500} = 19 \div 30</math>;  <math>\Phi_{30} = 10 \div 12</math>; <math>pH = 7,5 \div 8,0</math>.  <math>\rho_{6,p} = 1030 \div 1100</math>;  <math>T_{500} = 20 \div 35</math>;  <math>\Phi_{30} = 5 \div 15</math>; <math>pH = 7,5 \div 8,5</math>.  <math>\rho_{6,p} = 1020 \div 1050</math>;  <math>T_{500} = 16 \div 20</math>;  <math>\Phi_{30} = 25 \div 30</math>; <math>pH = 7,0 \div 7,5</math>.  <math>\rho_{6,p} = 1300 \div 1500</math>;  <math>T_{500} = 35 \div 60</math>;  <math>\Phi_{30} = 3 \div 5</math>; <math>CHC_1 = 6,0</math>;  <math>CHC_{10} = 9</math>; <math>pH = 10,5 \div 11,5</math>.  <math>\rho_{6,p} = 1300 \div 1500</math>;  <math>T_{500} = 35 \div 60</math>;  <math>\Phi_{30} = 3 \div 5</math>; <math>CHC_1 = 6</math>;  <math>CHC_{10} = 9</math>; <math>pH = 10,5 \div 11,5</math>.  <math>\rho_{6,p} = 1300 \div 1200</math>;  <math>T_{500} = 70 \div 100</math>;  <math>\Phi_{30} = 2 \div 8</math>; <math>CHC_1 = 9</math>;  <math>CHC_{10} = 15</math>; <math>pH = 8,5 \div 9</math>.</p>
<p>Растворы на основе выбуренных пород</p> <p>Ингибирующие растворы</p>	<p>Непоглощающие породы, рекомендуемые для бурения с промывкой нормальным глинистым раствором.</p> <p>Снижение интенсивности перехода выбуренной породы в глинистый раствор; повышение устойчивости стенок скважины.</p>	
<p>Алюминатные</p>	<p>Разбуривание глинистых отложений в условиях невысоких забойных температур (до 100 °С)</p>	
<p>Кальциевые</p>	<p>Глинистые отложения и аргиллиты</p>	
<p>Известковые с высоким pH</p>	<p>Разбуривание высококоллоидных глинистых пород и аргиллитов</p>	<p><math>\rho_{6,p} = 1080 \div 2200</math>; <math>T_{500} = 18 \div 30</math>;  <math>\Phi_{30} = 4 \div 8</math>; <math>CHC_1 = 0,6 \div 2,4</math>;  <math>CHC_{10} = 0,9 \div 3,6</math>;  <math>pH = 11 \div 12,5</math>; <math>TC = 100 \div 120</math></p>

Тип циркулирующего агента	Область применения	Параметры
Известковые с низким рН	Разбуривание глинистых отложений (температурный предел 160 °С)	$\rho_{6,p} = 1040 \div 2200$ ; $T_{500} = 25 \div 40$ ; $\Phi_{30} = 4 \div 8$ ; $CHC_1 = 1,2 \div 6$ ; $CHC_{10} = 3 \div 9$ ; $pH = 8,5 \div 9,5$ .
Хлоркальциевый	Разбуривание неустойчивых аргиллитоподобных отложений	$\rho_{6,p} = 1080 \div 2000$ ; $T_{500} = 25 \div 40$ ; $\Phi_{30} = 4 \div 8$ ; $CHC_1 = 1,2 \div 6,0$ ; $CHC_{10} = 3,6 \div 1,2$ ; $pH = 9 \div 9,5$ ; $TC = 100$ .
Алюмокалиевый	Разбуривание увлажненных отложений при температуре 90°С	$\rho_{6,p} = 1080 \div 2000$ ; $T_{500} = 25 \div 40$ ; $\Phi_{30} = 4 \div 6$ ; $CHC_1 = 1,2 \div 6,0$ ; $pH = 9 \div 9,5$ ; $TC = 100$ .
Силикатные	Повышение устойчивости ствола скважины при разбуривании осыпающихся пород (мощных отложений гипсов и ангидритов)	$\rho_{6,p} = 1050 \div 2000$ ; $T_{500} = 20 \div 40$ ; $\Phi_{30} = 4 \div 8$ ; $CHC_1 = 0,5 \div 4,5$ ; $CHC_{10} = 2,7 \div 13,5$ ; $pH = 8,5 \div 9,5$ .
Гидрофобизирующие	Предотвращение увлажнения, набухания и диспергирования глинистых пород, сохранения свойств растворов стабильными в течение длительного времени	$\rho_{6,p} = 1000 \div 1240$ ; $T_{500} = 25 \div 30$ ; $\Phi_{30} = 5 \div 8$ ; $CHC_1 = 1,2 \div 6$ ; $CHC_{10} = 2,4 \div 9$ ; $pH = 8 \div 9$ .
Гипсовый	Слабустойчивые легкодиспергирующие глины, аргиллиты при минерализации до 5% по NaCl, при повышенном содержании Са и Mg и забойных температурах до 150°С, а также при бурении в гипсах и ангидритах	$\rho_{6,p} = 1080 \div 1200$ ; $T_{500} = 25 \div 40$ ; $\Phi_{30} = 8 \div 12$ ; $pH = 9 \div 10$ .

Тип циркулирующего агента	Область применения	Параметры
Хлоркалийевый	Неустойчивые глины, глинистые сланцы; рекомендуется применять в высокоминерализованных пластовых водах при использовании крахмала	$\rho_{6,p}=1080\div 1200$ ; $T_{500}=25\div 50$ ; $\Phi_{30}=6\div 10$ ; $pH=9\div 9,5$ .
Полимеркалийевый (с мраморной крошкой)	Предупреждение осыпей и обвалов глин и угольной породы; надежная кояматация микротрещин в глинах и угле; обеспечение качественного вскрытия продуктивного пласта с сохранением естественной проницаемости на 70-80%	$\rho_{6,p}=1120\div 1140$ ; $T_{500}=35\div 50$ ; $\Phi_{30}=4\div 6$ ; $CHC_1=40\div 60$ ; $CHC_{10}=60\div 80$ ; $pH=9\div 10$ .
<u>Соленасыщенные (солестойкие) растворы</u>		
Необработанный глинистый соленасыщенный	Разбуривание соленосных отложений во избежание кавернообразования без терригенных отложений, высокая забойная температура (до 160 °С)	$\rho_{6,p}=1200\div 2000$ ; $T_{500}=20\div 40$ ; $\Phi_{30}$ – не регламентируется; $CHC_1=1,2\div 3,6$ ; $CHC_{10}=2,4\div 7,2$ ; $pH=7,8\div 8$ .
На основе гидрогеля магния	Разбуривание терригенных пород для повышения устойчивости ствола скважины соленосных пород – бишофита, карналлита	$\rho_{6,p}=1200\div 2000$ ; $T_{500}=25\div 60$ ; $\Phi_{30}=5$ ; $CHC_1=24\div 90$ ; $CHC_{10}=34\div 135$ ; $pH=7,5\div 8,5$ .
Тяжелые жидкости (NaCl, CaCl <sub>2</sub> , CaBr <sub>2</sub> )	Вскрытие продуктивных горизонтов; закачивание и глушение скважин с давлениями в продуктивных пластах, превышающими гидростатическое; предотвращение кояматации продуктивного пласта	$\rho_{6,p}=1400\div 1820$ ; $\Phi_{30}=9\div 15$ .
<u>Растворы на углеводородной основе</u>		
Безводный известково-битумный (ИБР)	Разбуривание легко набухающих, склонных к обвалам глинистых пород, соленосных отложений; вскрытие продуктивных пластов с низкими коллекторскими свойствами	$\rho_{6,p}=980\div 1020$ ; $T_{500}=180\div 100$ ; $\Phi_{30}=0$ ; $CHC_1=0,3\div 0,5$ ; $CHC_{10}=0,4\div 2,0$ ; $TC=200\div 220$ .

Тип циркулирующего агента	Область применения	Параметры
Эмульсионный (ЭИБР) Высокоцентрированный инвертный эмульсионный (ВИЭР)	Вскрытие и освоение продуктивных пластов Бурение скважин с забойными температурами $T_3 < 70$ °С	$\rho_{6,p} = 1130 \pm 1140$ ; $T_{500} = 90 \pm 100$ ; $\Phi_{30} = 0 \pm 0,5$ ; $СНС_{1,0} = 0,2 \pm 0,3$ ; $СНС_{10} = 0,3 \pm 0,5$ .
Термостойкий интер-тно-эмульсионный (ТИЭР)	Для бурения скважин с забойной температурой до 200 °С	$СНС_{1,0} = 1,8 \pm 8,5$ ; $СНС_{10} = 2,4 \pm 11$ .
Сжатый воздух, природный газ, выхлопные газы ДВС	Трещиноватые, закарстованные породы в условиях потерь циркуляции промывочной жидкости; многолетнемерзлые породы взаимодействующие с водой и теряющие свою устойчивость; бурение скважин на воду с целью лучшей отбивки продуктивного горизонта и его освоения.	
Туман (аэрозоль, состоящая из газовой среды)	Поступление в скважину воды, нефти или газа свыше допустимых объемов (в случае использования воздуха или газа)	
Пенны	Известняки, доломиты, многолетнемерзлые породы; пористые поглощающие горизонты (с интенсивностью 8-10 м <sup>3</sup> /ч); вскрытие продуктивных пластов; освоение и капитальный ремонт скважин	
Аэрированный буровой раствор (АБР)	Прохождение зон поглощений (с интенсивностью 5 м <sup>3</sup> /ч м <sup>2</sup> /ч), в которых пластовое давление воды, нефти или газа ниже гидростатического	
Примечание.	Значения плотности бурового раствора $\rho_{6,p}$ – в кг/м <sup>3</sup> ; условная вязкость $T_{500}$ – в с; статическое напряжение сдвига СНС – в Па; водоотдача (фильтрация) $\Phi_{30}$ – в см <sup>3</sup> /30 мин; температурная стабильность ТС – в °С.	

При вскрытии газонефтенасыщенных пластов значение  $\rho_{б,р}$  должно определяться для горизонта с минимальным градиентом пластового давления в интервале совместимых условий. Минимальное превышение гидростатического давления столба бурового раствора относительно кровли вскрываемого пласта приведено в табл. 3.2 с учетом глубины скважины и коэффициента аномальности пластового давления  $K_a$  (проектного или фактического).

Т а б л и ц а 3.2

Глубина скважины (интервал), м	Минимальное превышение гидростатического давления раствора над пластовым (репрессия) $\Delta P_{\min}$ , МПа	
	для нефтенасыщенных пластов	для газоносных, газоконденсатных пластов, а также пластов в неизученных интервалах разведочных скважин
$\leq 1000$	1	1,5
1001-2500	1,5	2,0
2501-4500	2,0	2,25
$\geq 4501$	2,5	2,7

К указанному в табл. 3.2 значению репрессии добавляется величина

$$\Delta \rho' = K_{\text{спо}} \cdot K_a \quad (3.1)$$

где  $K_{\text{спо}}$  - коэффициент учитывающий колебания гидростатического давления при СПО,  $K_{\text{спо}}=0,5$  при диаметре скважины  $D_c \leq 215,9$  мм и  $K_{\text{спо}}=0,3$  при  $D_c > 215,9$  мм.

Суммарная репрессия на пласт

$$\Delta \rho_{\Sigma} = \Delta \rho_{\min} + \Delta \rho'; \quad (3.2)$$

$$\Delta \rho_{\Sigma} = \Delta \rho_{\min} + \Delta \rho'. \quad (3.2)$$

Величину  $\rho_{б,р}$  необходимую для создания противодавления на пласт, можно вычислить из выражения

$$\rho_{б,р} = (\rho_{\text{пл}} + \Delta \rho_{\Sigma}) / gH. \quad (3.3)$$

Давление циркулирующего бурового раствора не должно приводить к раскрытию трещин наиболее слабых пород и возникновению поглощения.

Максимально допустимая репрессия (с учетом гидродинамических потерь) должна исключать возможность гидроразрыва или интенсивного

поглощения бурового раствора на любой глубине интервала совместимых условий бурения.

Условие предупреждения гидроразрыва

$$\rho_{\text{б.р(max)}} \leq \frac{|\rho_{\text{ГР}}| - |\Delta\rho_{\text{Ож}}|}{gH}, \quad (3.4)$$

где  $\rho_{\text{ГР}}$  - давление гидроразрыва (критическое давление бурового раствора в скважине, при котором возможен разрыв горной породы, или раскрытие трещин);  $\Delta\rho_{\text{Ож}}$  - ожидаемое повышение давления в скважине.

Рациональная плотность азрированного бурового раствора вычисляется из уравнения

$$\rho_{\text{абр}} = \rho_{\text{б.р}} \frac{H - h_{\text{СТ}}}{H}, \quad (3.5)$$

где  $\rho_{\text{б.р}}$  - плотность исходного бурового раствора;  $h_{\text{СТ}}$  - статический уровень в скважине.

В интервалах, сложенных глинами, аргиллитами, глинистыми сланцами и солями, склонными в процессе бурения к потере устойчивости и текучести, плотность, фильтрация и химический состав бурового раствора устанавливаются исходя из необходимости обеспечения устойчивости стенок скважины. Допускается депрессия на стенки скважины в пределах 10-15% эффективных скелетных напряжений (разница между горным и поровым давлением), если это не вызывает угрозу течения, осыпей, обвалов и не приводит к газонефтеводопроявлению.

Вязкость бурового раствора  $T_{500}$  должна быть достаточной для обеспечения выноса частиц выбуренной породы из скважины, предотвращения, снижения или прекращения поглощений раствора в скважине. Однако чрезмерная вязкость повышает гидравлические сопротивления в циркуляционной системе скважины и ухудшает условия очистки бурового раствора.

Величина условной вязкости должна составлять 25-30 с. Отечественный и зарубежный опыт показывает, что верхний предел  $T_{500}$ , определенный прибором ПВ-5 должен составлять  $T_{500} \leq 30$ с для раствора с  $\rho_{\text{б.р}} \leq 1400$  кг/м<sup>3</sup>, и  $T_{500} \leq 45$ с для раствора с  $\rho_{\text{б.р}} \leq 1400$  кг/м<sup>3</sup>, а пластическая вязкость  $\eta$  соответственно  $\eta \leq 0,006$  Па·с и  $\eta \leq 0,01$  Па·с. Для неутяжеленных буровых растворов на базе бентонитовых порошков  $\eta \leq 0,002$  Па·с.

Для удовлетворительного гидротранспорта шлама на дневную поверхность ламинарным потоком и предотвращения выпадения утяжелите-

ля в поверхностной циркуляционной системе достаточно иметь величину динамического напряжения сдвига  $\tau_0 = 1,5 \div 2,0$  Па.

Статическое напряжение сдвига (СНС) должно быть достаточным для удержания во взвешенном состоянии утяжелителя и частиц выбуренной породы при прекращении циркуляции промывочной жидкости. Вместе с тем статическое напряжение сдвига должно быть минимально допустимым, так как повышенное значение прочности структуры промывочной жидкости вызывает затруднение при запуске насосов, создает значительное давление на стенки скважины, что в слабосвязанных породах может вызвать гидравлический разрыв пласта при восстановлении циркуляции и ухудшает условия очистки от частиц выбуренной породы и дегазации очистного агента.

Хорошая удерживающая способность промывочной жидкости достигается при СНС  $\geq 1,25$  Па и СНС  $_{10} \leq 60$  Па при коэффициенте тиксотропности  $K_{\tau} = \theta_{10} / \theta_1 \leq 3$ .

Минимально допустимое значение СНС (в Па) можно вычислить из выражения

$$\theta_{\min} = \frac{d_{\text{ч}}(\gamma_{\text{п}} - \gamma_{\text{б.р}})}{6}, \quad (3.6)$$

где  $d_{\text{ч}}$  – диаметр частиц, м;  $\gamma_{\text{п}}$  и  $\gamma_{\text{б.р}}$  – удельный вес соответственно породы и бурового раствора, Н/м<sup>3</sup>.

Обычно достаточно, чтобы  $\theta_{10} \leq 5$  Па. Лишь при операциях по ликвидации поглощений в некоторых случаях целесообразно использовать раствор с высоким СНС.

Величина фильтрации бурового раствора  $\Phi_{30}$  определяется устойчивостью, а также их насыщенностью пластовыми водами и флюидами. Снижение показателей рекомендуется для бурения в неустойчивых, хорошо проницаемых породах и при вскрытии продуктивных залежей. Однако чрезмерное снижение  $\Phi_{30}$  может вызвать ухудшение технико-экономических показателей бурения скважин из-за нарушения баланса гидростатического и пластового (призабойного) давления в скважине. Проникающий в забой фильтрат способствует компенсации давления вокруг сколотой частицы, что приводит к улучшению условий очистки забоя от выбуренных частиц шлама и повышает буримость горной породы.

Во всех случаях необходимо стремиться к уменьшению глинистой корки.

Показатель фильтрации бурового раствора  $\Phi_{30}$  строго регламентируется при проходке проницаемых песчаников, глин с низким поровым дав-



лением и продуктивных горизонтов. Для этих условий поддерживают  $\Phi_{30}=3\div 6\text{см}^3$  за 30 мин.

При бурении в нормальных условиях  $\Phi_{30}\leq 20\div 25\text{см}^3$ .

Содержание песка в буровом растворе не должно превышать 1-2%.

При  $\text{pH}>7$  существенно интенсифицируется коррозия стальных труб, а при  $\text{pH}>10$  – труб из дюрала.

При турбинном бурении к качеству бурового раствора предъявляются дополнительные требования: максимальное снижение вязкости, что улучшает работу забойных двигателей, уменьшает гидродинамическое давление на пласты при спускоподъемных операциях (выполняя при этом основную функцию – сохранение устойчивости ствола); очистка от выбуренной породы и дегазация выходящего из скважины бурового раствора должны быть совершенными; максимально возможное равенство давления на забой столба раствора и пластового давления.

Таким образом, при выборе основных параметров раствора ( $\rho_{\text{б.р.}}$ ,  $T_{500}$ , СНС и  $\Phi_{30}$ ) стремятся приблизить их к минимально допустимому пределу, при котором еще можно вести процесс бурения без заметных осложнений.

Значение водородного показателя pH определяется типом промывочной жидкости, видом химического реагента, используемого для регулирования параметров бурового раствора, характером и интенсивностью взаимодействия фильтрата промывочной жидкости с породами и флюидами продуктивных пластов и неустойчивыми породами в стенках скважины. При выборе значения pH необходимо учитывать возможность изменения интенсивности коррозии бурового оборудования и инструмента. При этом требования к щелочности промывочной жидкости противоположны для работы бурильных труб, изготовленных из стали и легкосплавных материалов.

Лучшие тиксотропные свойства раствора наблюдаются при  $\text{pH}=8\div 10$ , минимальная стабильность – при  $\text{pH}=2,7\div 4,0$ , наиболее высокая стабильность –  $\text{pH}=10,5\div 11,5$ , минимальная вязкость – при  $\text{pH}=8,5$ , минимальная коррозия стальных бурильных труб – при  $\text{pH}>7,0$  а минимальная коррозия бурильных труб из алюминиевых сплавов – при  $\text{pH}<10$ . Исходя из этого, оптимальным значением следует считать  $\text{pH}=8,0\div 8,5$ .

Пример 3.1 Скважиной диаметром  $D_c=165$  мм на глубине 4480 м вскрывается газонасыщенный горизонт с коэффициентом аномальности  $K_a=1,6$ . Определить требуемую плотность бурового раствора.

Решение. Приняв  $\Delta\rho_{\text{мин}}=2,25\text{МПа}$  (см.табл.3.2) и  $K_{\text{спо}}=0,5$  по формулам (3.1) и (3.2) находим.

$$\Delta\rho_{\Sigma}=2,25+1,6\cdot 0,3=3,05 \text{ МПа}$$

Пластовое давление на указанной глубине

$$P_{\text{пл}}=K_a P_B=1,6\cdot 9,8\cdot 1000\cdot 4480=70,2 \text{ МПа}$$

Необходимая плотность бурового раствора по формуле (3.3)

$$\rho_{б,р} = \frac{(70,2 + 3,05)10^6}{9,81 \cdot 4480} = 1667 \text{ кг/м}^3 .$$

Пример 3.2 При бурении скважины на глубине  $H=400$  м возникло поглощение бурового раствора плотностью  $\rho_{б,р}=1100$  кг/м<sup>3</sup>. Статический уровень в скважине установился на глубине  $h_{ст}=40$  м. Для ликвидации поглощения решено было уменьшить гидростатическое давление бурового раствора на поглощающий горизонт снижением его плотности путем аэрации. Определить рациональную плотность АБР.

Решение По формуле (3.5)

$$\rho_{а.б.р} = 1100 \frac{400 - 40}{400} = 990 \text{ кг/м}^3 .$$

Пример 3.3 Вскрытие глинистой толщи плотностью  $\rho_{гг}=2300$  кг/м<sup>3</sup> с коэффициентом аномальности  $K_a=1,4$ , залегающей в интервале 3400-4100 м, предусматривается с депрессией. Подобрать плотность бурового раствора.

Решение Поровое давление на глубине 4100 м.

$$\rho_{пор}=1,4\cdot 9,81\cdot 1000\cdot 4100=56,3 \text{ МПа};$$

горное давление

$$\rho_{гг}=9,81\cdot 2300\cdot 4100=92,5 \text{ МПа};$$

скелетное напряжение

$$\rho_{ск}=\rho_{гг} - \rho_{пор}=92,5-56,3=36,2 \text{ МПа};$$

10% от  $\rho_{ск}$  составляет 3,6 МПа.

Тогда плотность бурового раствора

$$\rho_{б,р} = \frac{(56,3 - 3,6)10^6}{9,81 \cdot 4100} = 1310 \text{ кг/м}^3 .$$

Пример 3.4. Частицы выбуренной породы удельным весом  $\gamma_{п}=26\cdot 10^3$  Н/м<sup>3</sup> и диаметром  $d_v=1,5\cdot 10^{-3}$  м находятся в покоящемся буровом растворе с  $\gamma_{б,р}=12\cdot 10^3$  Н/м<sup>3</sup>. Определить минимально допустимое значение СНС, препятствующего падению частицы на забой.

Решение. По формуле (3.6)

$$\theta_{\min} = \frac{1,5 \cdot 10^{-3} (26 - 12) 10^3}{6} = 3,5 \text{ Па}.$$

### 3.2 Выбор состава буровых растворов и газообразных агентов

Из табл. 3.1 следует, что в настоящее время при бурении скважин применяется большое количество циркулирующих агентов, представляющих собой комбинации различных химических реагентов.

После выбора типа циркулирующего агента для придания определенных технологических свойств, отвечающих требованиям конкретных геологических условий бурения его обрабатывают различными химическими реагентами.

Примерный компонентный состав наиболее часто используемых циркулирующих агентов приведен в табл. 3.3.

Т а б л и ц а 3.3.

Состав циркулирующих агентов.	
Тип циркулирующего агента	Состав
Солевые растворы	Вода + до 20÷25% NaCl или KCl (или МИН – 1)
Водные растворы полимеров	Вода + 0,2÷0,5% РС-2 или РС-4; Вода + 0,5÷1,0% ПАА (или гипана) Вода + 0,3÷0,4% М14+0,06÷0,15% NaOH
Водно-солевые растворы полимеров	Вода + 0,2÷0,5% РС – 2 или РС – 4 или гипана +0,5÷1,5% Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> +0,2÷Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> Вода + 0,5 ÷1,0% ПАА + 0,1÷1,5% Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> +0,1÷0,3%Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>
Водные растворы ПАВ	Вода + 0,2÷1,5% ПАВ
Силикатно-гуминовые растворы	Вода 0,72÷0,84 м <sup>3</sup> +4÷8% жидкого стекла + 12÷20% оУЦР
Безглинистые полимер-ферросульфатные растворы	Вода 85÷90%+1÷2% ССБ (КСДБ) + 2÷3% сернокислого железа +0,8÷1% каустической соды + 4% гипана или 0,2÷0,5% ПАА (КМЦ)
Эмульсионные буровые растворы (водомаляные эмульсии)	Вода мягкая + 1÷2% кожаной эмульгирующей пасты или 1,5÷2,5% ОСГ Вода мягкая или слабозесткая + 1÷5% эмульсола ЭЛ-4 Вода любой жесткости + 1÷5% эмульсола ЭН-4

Тип циркулирующего агента	Состав
	Вода любой жесткости +1÷5% концентрата ленол-10 или ленол-32 Вода соленая (до12%) любой жесткости + концентрата морозол-2
Глинистый раствор нормальный	Глина качественная 8÷22%+вода
Глинистый раствор улучшенный	Нормальный глинистый раствор+10-20% жидкого УЩР (ТЩР) или 2-5% порошкообразного УЩР
Глинистый раствор малоглинистый	Глина высококачественная 4÷8%+0,1% К-4+вода. Глина высококачественная 4÷8%+1÷2% КМЦ Глина высококачественная 4÷8%+2,5÷3% кальцинированной соды
Полимерглинистый и полимербentonитовый раствор	Бентонит 2-5%+вода+полимеры 0,1÷0,5%; химические реагенты, вводимые избирательно
Гуматный раствор	Бентонит 5÷6%+1÷4%+УЩР+97÷94% воды. Бентонит 5÷6%+1÷4%УЩР+0,02÷0,05% бихромата или хромата натрия (или калия); + 97÷94% воды
Лигносульфонатный раствор	Глина 8÷20%+3÷4%ССБ+1÷2%УЩР+0,5÷1% NaOH+0,5÷1% пеногасителя+вода 94-90%+утяжелителя – до получения раствора необходимой плотности
Хромлигносульфонатный раствор	Глина 8÷20%+0,1÷0,2%ОКЗИЛ (ФХЛС)+4÷3%КССБ-4+0,2÷0,5% NaOH+0,05÷0,1% Na <sub>2</sub> CrO <sub>7</sub> (K <sub>2</sub> Cr <sub>2</sub> O <sub>7</sub> )+0,3-5% пеногасителя+94-90% вода+утяжелитель – до получения раствора требуемой плотности.
Эмульсионный глинистый раствор	-нормальный глинистый раствор+2÷12% нефти + 0,5÷1% ПАВ – эмульгатора - 3÷4% СМАД-1+0,5÷1% ПАВ – эмульгатора -8-12% нефть+0,5÷1% ПАВ – эмульгатора+1÷3% ингибитора.
Меловой раствор	Вода+15÷40% молотого мела + структурообразователь (3÷5% глины или 0,5÷3% жидкого стекла)+понижители водоотдачи (5÷15%УЩР или 4÷6% КССБ, или 1-2% полимеров)
Растворы на основе выбуренных пород	Вода+2÷5% твердой фазы, представленной перебуриваемыми породами+0,5÷2% ПАВ, способствующих диспергации твердой фазы+стабилизаторы: 1÷2% бентонита, 0,2÷5% полимеров, 0,5÷2% жидкого стекла
Ингибированный алюминатный	1÷2% ингибитора Al <sub>2</sub> (SO <sub>4</sub> ) <sub>3</sub> +0,2÷0,6% регулятора щелочности NaOH+0,5÷1% КМЦ или 0,3÷0,5% М-14+2÷5% оксила или ФХЛС

Тип циркулирующего агента	Состав
Известковый	0,2÷2,5% ингибитора извести + 0,5÷1% регулятора растворимости извести NaOH+3-5%КССБ или 1,5÷2,0%КМЦ 600(700)+3÷5%ССБ или 2÷4% окзила или 10-15% УЦР
Хлоркальциевый	1÷2% ингибитора (CaCl <sub>2</sub> )+0,1÷0,2% (Ca(OH) <sub>2</sub> )+5÷10%КССБ или 5÷8%ФХЛС.
Силикатный	8-10% глины+2÷4%Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> +3÷5%УЦР+5÷10%КМЦ(М-14)+утяжелитель-до получения раствора требуемой плотности.
Гидрофобизирующий	0,2÷0,3% ПАА (на сухое вещество)+4÷6% кремнийорганической жидкости (ГКЖ-10, ГКЖ-11) + врылы 95-94% 1÷1,5 ингибитора гипса+0,15÷0,3% алебастра + 5÷8%КССБ или ФХЛС, или 1,5÷2% КМЦ-600(700)+3-5%ССБ или 2÷4% окзила
Хлоркалийевый	3÷7% КСl+0,3÷0,6% КОН+0,5÷1,5% КМЦ или 0,5÷1,0% метаса, или М-14, или 1,5÷2% крахмала+3÷5% ССБ, или 4÷6% КССБ (ФХЛС)
Соленасыщенный (солестойкий) глинистый раствор	1÷3% NaCl+4÷5%КССБ ≤10% NaCl+1÷2%КМЦ+1÷1,5% Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> ; 20-25% NaCl+1÷2% Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> +1,5÷2,5% крахмала+1,0÷1,5%КМЦ, или 3÷4%ССБ+3÷5%ФХЛС
Раствор на углеводородной основе известково-битумный	50÷60% дизельного топлива +14÷15% битума+12÷20% СаО+5÷6% воды + 10÷12% сульфанола НП-1
Пены	Сжатый воздух + вода с добавками 0,2÷2% ПАВ при степени аэрации V <sub>r</sub> /V <sub>в</sub> =50÷300
Аэрованные буровые растворы	Смесь воды или раствора с воздухом

**Примечание** Приведенные составы могут быть откорректированы и уточнены опытным путем в лабораторных условиях применительно к специфике конкретного геологического разреза, климатическим условиям, системы снабжения и организации работ.

### 3.3 Выбор химических реагентов, применяемых для регулирования свойств циркулирующих агентов

Основным средством регулирования свойств ( $T_{500}$ ,  $\Phi_{30}$ ,  $\rho_{б.р}$ , СНС и др) буровых растворов является химическая обработка их с помощью различных реагентов. Кроме того, в процессе бурения появляется необходи-

мость придать растворам смазочную и эмульгирующую способность, уменьшить коррозионное и пенообразующее действие и т.д. Выбранные буровые растворы должны обрабатываться по-возможности доступными и дешевыми реагентами.

Ниже приводятся сведения о назначении и оптимальных добавках основных химических реагентов, используемых для обработки буровых растворов.

**3.3.1 Понижители водоотдачи.** Стабилизируют дисперсную систему, снижают проницаемость фильтрационной корки и в зависимости от состава могут влиять на реологические свойства бурового раствора. К ним относятся:

- углещелочной реагент (УЩР) жидкий или порошкообразный (ПУЩР). Кроме снижения  $\Phi_{30}$  оказывает общее улучшающее действие на растворы различных типов и назначений. Оптимальная добавка (ОД): 15÷20% жидкого и до 5% порошкообразного;
- торфошелочной (ТЩР). Аналогичен УЩР, но менее активен как понизитель водоотдачи. ОД – до 4%;
- конденсированная сульфит-спиртовая барда (КССБ). Растворы, обработанные КССБ образуют тонкие плотные фильтрационные корки. ОД- 3÷10% жидкой, 1÷5% сухой;
- крахмал (модифицированный крахмал МК – 1). Эффективно снижает водоотдачу. ОД – 0,5÷3% (в переводе на сухое вещество);
- карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ). Снижает водоотдачу растворов различной минерализации, в т.ч ингибированных. ОД – 1,8÷2,5%;
- полиакриламид (ПАА) – гидролизованый (ГПАА): РС – 2 – снижает водоотдачу неминерализованных буровых растворов. ОД – 0,2÷0,5%; РС – 4 – для высокоминерализованных растворов и растворов на основе выбуренных пород. ОД – 0,2÷0,5%;
- гипан (и его аналоги К – 4 и К – 9). Снижает водоотдачу пресных и среднеминерализованных вод. ОД – 0,5÷0,75% (при  $T \leq 100^{\circ}\text{C}$ );
- метас (и реагент М-14) то же, что и гипан. ОД – 0,2÷1% для пресных растворов; 2-2,5% - соленасыщенных;
- лакрис – 20. Снижает водоотдачу пресных и насыщенных NaCl растворов при  $T \leq 260-280^{\circ}\text{C}$ . ОД – 0,1÷0,3%, а для соленасыщенных 1÷2%.

**3.3.2. Понижители вязкости (разжижители).** Создают мощные гидратные оболочки на частицах твердой фазы, блокируют их активные участки. Значительная часть реагентов снижает водоотдачу и влияет на качество фильтрационной корки.

К ним относятся:

- сульфит-спиртовая барда (ССБ). ОД - 1÷3% в пресных растворах, 5÷6% в среднеминерализованных;
- окзил. Разжижает растворы, загустевшие от действия выбуренных глинистых пород; особенно эффективен в растворах, содержащих глины, гипсы и ангидриты. ОД – 0,2÷0,5% и 1,5÷2% для поддержания низких значений водоотдачи.
- феррохромлигносульфонат (ФХЛС). Разжижает растворы, загустевшие от действия глины, солей и температуры, снижает водоотдачу среднеминерализованных растворов. ОД - 2÷3% для первичной обработки раствора.

3.3.3 Ингибиторы гидратации глин и глинистых пород. Ингибируют гидратацию глин и глинистых пород используются для повышения вязкости и прочности структуры раствора при борьбе с поглощениями.

К ним относятся:

- силикат натрия или калия (жидкое стекло)  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$ . ОД - 4÷5% (может доходить до 10%);
- сульфат кальция  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  (гипс). Для получения гипсовых ингибированных растворов. ОД – до 2%;
- хлористый натрий  $\text{NaCl}$ . Для приготовления соленасыщенных растворов и при бурении в многолетнемерзлых породах. ОД – до 15%;
- хлористый калий  $\text{KCl}$ . Для приготовления калиевых растворов, эффективных при бурении в неустойчивых породах глинистого комплекса. ОД – до 7%;
- хлористый кальций. Для приготовления ингибированных хлоркальциевых растворов. ОД – 1,8÷2%;
- минерализатор МИН-1. Ингибитор растворов при бурении в обвалывающихся терригенных породах. ОД – в виде насыщенного раствора 35%-ной концентрации;
- сернокислый алюминий  $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$ . Для приготовления алюминатных ингибированных растворов. ОД – до 3%;
- сернокислое железо  $\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3$ . Сильный ингибитор, для приготовления ферросульфатных ингибированных растворов. ОД – до 1÷1,5%.

3.3.4. Регуляторы жесткости жидкой фазы. Создают предпосылки для более активного влияния компонентов бурового раствора.

Наиболее распространенный регулятор – кальцинированная сода  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  снижает жесткость исходной дисперсионной среды. ОД –

0,5÷0,75% в сухом виде и 2÷3% в виде раствора 10-15%-ной концентрации.

**3.3.5. Регуляторы щелочности.** Создают среду, обеспечивающую эффективность действия материалов, используемых для приготовления буровых растворов.

К ним относятся:

гидроксид натрия NaOH (едкий натрий, каустическая сода). Регулирует pH буровых растворов и реагентов, обеспечивает диспергацию глин. ОД – до 0,1% увеличивает диспергацию глин; до 0,5% - вызывает коагуляцию глинистого раствора;

- гидроксид калия KOH. Регулирует pH ингибированных калиевых растворов. ОД – аналогично NaOH.

**3.3.6 Смазочные добавки.** Уменьшают коэффициент трения бурового инструмента о горные породы; снижают крутящий момент, прилагаемый к бурильной колонне; повышают стойкость породоразрушающих инструментов; уменьшают вероятность прихватов.

К ним относятся:

- СМАД – 1. Для бурения с промывкой водой, пресными и минерализованными NaCl или KCl растворами с  $pH \leq 10$ . ОД. - 1÷4%;

- сульфонол НП – 1. ОД – 0,2% в виде 1%-ного водного раствора.

**3.3.6. Эмульгаторы.** Для получения эмульсионных растворов с антивибрационными свойствами, а также растворов на углеводородной основе.

К ним относятся:

- эмульгирующая кожевенная паста (ЭКП), эмультал, эмульсол лесохимический ЭЛ – 4, эмульсол нефтехимический ЭН – 4. Добавка ЭКГ, эмультала, ЭЛ – 4 приводит к повышению механической скорости бурения и стойкости бурильного инструмента, снижению коэффициента трения и, как следствие, к уменьшению мощности, затрачиваемой на вращение бурильной колонны, сокращению энергетических затрат.

ОД ЭКП – 0,5÷2% (с увеличением частоты вращения бурового инструмента концентрация повышается) эмультала – 0,5÷1,5%; ЭЛ – 4 – 0,5÷5%; ЭН – 4 – 1÷5%;

- омыленная смесь гудронов ОСГ. ОД - 1÷2%;

- морозол – 2. Приготовление эмульсий на соленой (до 12%) и любой жесткости воде при высокоскоростном алмазном бурении многолетнемерзлых пород с температурой до – 7,4°C. ОД - 2÷5%.



3.3.7. Термостабилизирующие реагенты (хроматы и бихроматы щелочных металлов). Сохранение подвижности (разжижение) растворов, повышение эффективности защитных реагентов при высокой забойной температуре (выше 100°C) ОД – 0,05÷0,2%.

3.3.8. Пенообразователи (вспениватели) Поверхностно-активные вещества (ПАВ), применяющиеся для получения аэрированных буровых растворов и пен; повышают механическую скорость бурения, стойкость буровых коронок и долот, несколько снижают коэффициент трения.

К ним относятся:

ОП – 10. ОД – 0,2÷0,3%

«Прогресс» ОД – 0,1÷0,5%.

3.3.9. Пеногасители. Предупреждают пенообразование буровых растворов при обработке их пенообразующими реагентами и физико-химическом взаимодействии с различными солями, поступление газа в раствор при разбуривании газовых и газоводонефтяных горизонтов.

К ним относятся:

- соапсток и ПВ – 1. О.Д. соответственно 0,3÷0,5% и 0,01÷0,03%.

3.3.10. Реагенты (ПАВ), повышающие буримость горных пород. Повышают эффективность разрушения горных пород.

К ним относятся:

ПТП – 4 К с О.Д. – 0,5÷1% и УФЭ – 8, О.Д – 0,4÷0,5%.

3.3.11. Ингибиторы коррозии бурильных труб. Подавляют процессы, приводящие к разрушению стальных и легкосплавных бурильных труб.

К ним относятся:

ДС, Фенолы эстонских сланцев (ФЭС) и И-1-Д. О.Д соответственно 1÷2%, 2% и 0,5%.

3.3.12. Утяжелители. Повышают плотность бурового раствора с целью регулирования гидростатического давления в скважине в зависимости от давления вскрываемых нефтегазовых и водоносных пластов и порового давления глинистых пород.

К ним относятся:

- барит  $BaSO_4$  (наиболее широко используемый), гематит  $Fe_2O_3$  и магнетит  $FeO \cdot Fe_2O_3$ . О.Д. – определяется расчетным путем (см.раздел 7).

## Список литературы

1. Башкатов А.Д. Прогрессивные технологии сооружения скважин. М., ООО «Недра-Бизнесцентр». 2003.
2. Боголюбский К.А., Соловьев Н.В. Букалов А.А. Практикум по курсу промысловые жидкости и тампонажные смеси с основами гидравлики. Учебное пособие. МГРИ., М., 1991.
3. Булатов А.И., Пеньков А.И. Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин М., Недра, 1984.
4. Бурение скважин на термальные воды/Г.П.Новиков, Г.М.Гульянц, Ю.Н.Агеев, А.И.Вареца. М., Недра, 1986.
5. Войтенко В.С., Леонов Е.Г., Филатов Б.С. Выбор типа промысловой жидкости, обеспечивающей наибольшую устойчивость пород на стенках скважин. – В кн.: Бурение газовых и газоконденсатных скважин. М.ВНИИЭ Газпром, 1974, вып. 2., с.12-21.
6. Жуховицкий С.Ю. Промысловые жидкости в бурение. М., Недра, 1976.
7. Ивачев Л.М. Промывка и тампонирование геологоразведочных скважин. М., Недра, 1989.
8. Ивачев Л.М. Промысловые жидкости и тампонажные смеси. Учебник для вузов М., Недра, 1987.
9. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в осложненных условиях. Учебное пособие для вузов. М., Недра, 1987.
10. Михайлова Н.Д. Техническое проектирование колонкового бурения. М., Недра. 1985.
11. Михеев В.Л. Технологические свойства буровых растворов М., Недра, 1979.
12. Орлов Л.И., Ручкин А.В., Свихнушин Н.М. Влияние промысловой жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа. М., Недра, 1976.
13. Пеньков А.И., Панченко Г.Г. Влияние водоотдачи буровых растворов на возникновение прихватов. – РНТС «Бурение», 1970, №5, с.6-8.
14. Соловьев Н.В. Промысловые жидкости и тампонажные смеси. Учеб.пособие. МГТА., 2000.

## 4. Выбор способа бурения

Выбор способа бурения представляет собой один из ответственных этапов при проектировании сооружения (строительства) скважин различного назначения, поскольку определяет многие технико-технологические решения – тип буровой установки, режимы бурения и др.

### 4.1. Выбор способа бурения при разведке россыпных месторождений и инженерно-геологических скважин

При разведке россыпных месторождений (далее россыпи) получил распространение ударно-канатный способ, что обусловлено его универсальностью с точки зрения возможности применения в сложных и различных по геологическому строению разрезах. Кроме того ударно-канатный способ бурения характеризуется сравнительно простой технологией проведения скважин и организацией работ, достаточно высокой производительностью труда.

Способ бурения инженерно-геологических скважин выбирается в зависимости от свойств, проходимых грунтов, назначения и глубины скважин, условий производства работ и должен обеспечивать удовлетворительное качество инженерно-геологической информации о грунтах.

При наличии больших объемов буровых работ целесообразно выбирать способы, обеспечивающие высокую производительность: вибрационный, пневмоударный, вибрационно – вращательный.

При малых объемах работ в отдаленных и труднодоступных районах, на заболоченных участках и незначительной глубине скважин рекомендуется использовать ручкой ударно-бращательный способ бурения.

При выборе способа бурения инженерно-геологических скважин можно руководствоваться рекомендациями табл. 4.1.

Т а б л и ц а 4.1.  
Рекомендации по выбору способа бурения инженерно-геологических скважин

Глубина бурения скважин, м	Горные породы и степень их обводненности	Способ бурения скважин
Бурение скважин без промывки		
≤30	Глинистые, песчаные слабообводненные	Шнековый сплошным забоем и кольцевой

Глубина бурения скважин, м	Горные породы и степень их обводненности	Способ бурения скважин
<b>Бурение скважин без промывки</b>		
≤30	Глинистые, песчаные, крупнообломочные, обводненные и необводненные	Медленновращательный
	Глинистые (полутвердые, пластичные, текучие), песчаные, сильно- и слабообводненные	Ударно-канатный кольцевым забоем, забивной
	Глинистые (лёссовые, лёссовидные), слабообводненные	Ударно-канатный кольцевым забоем, клюющий
	Крупнообломочные, глинистые, песчаные, обводненные и слабообводненные, мерзлые	«Всухую» и с обратной призабойной циркуляцией промывочного раствора.
	Глинистые, песчаные, слабообводненные и обводненные и слабообводненные	Вибрационный
≤50	Полускальные, крупнообломочные, глинистые, песчаные, обводненные и слабообводненные	
<b>Бурение скважин с промывкой (продувкой)</b>		
30	Скальные, крупнообломочные, глинистые, песчаные, необводненные и слабообводненные	Пневмоударный
≤50	Полускальные, крупнообломочные, глинистые, песчаные, обводненные и слабообводненные	Вибрационно-вращательный с гидро- и пневмотранспортом керна
≥30	Скальные (монокристаллические и трещиноватые), необводненные или слабообводненные, мерзлые	Колонковый с продувкой воздухом
≤100	Нескальные и полускальные	Колонковый с гидротранспортом керна
Во всем диапазоне глубин	Скальные (монокристаллические и слаботрещинчатые), обводненные и необводненные	Колонковый с промывочной технической водой
	Скальные (трещиноватые), крупнообломочные, глинистые, песчаные, необводненные и обводненные	Колонковый с промывочной глинистым раствором или раствором на неглинистой основе
	Мерзлые (скальные и нескальные)	Колонковый с промывочной соевыми охлажденными растворами

## 4.2. Выбор способа бурения колонковых разведочных скважин

Колонковое бурение широко применяется при разведке месторождений твердых полезных ископаемых, а так же при инженерно-геологических и гидрогеологических исследованиях, структурно-картировочных изысканиях и поисках нефтяных и газовых месторождений.

Ни один из известных способов колонкового бурения (вращательный с его разновидностями твердосплавным, алмазным и бескерновым, ударно-вращательный гидро и пневмоударниками, комбинированный) не является универсальным, дающим высокие технико-экономические показатели при любых условиях. Внедрение одного из способов без достаточных оснований может привести к снижению технико-экономических показателей бурения.

Основные факторы при выборе способа бурения (оборудования и всех технических средств) – геологические условия бурения (физико-механические свойства пород, наличие в разрезе зон осложнений, степени интенсивности водопритоков); глубина, диаметр и профиль скважины; географические условия размещения объекта разведки.

Выбрать способ бурения можно также на основании анализа статистического материала по ранее пробуренным скважинами. Если на данном объекте ранее не бурили ни одной скважины, способ бурения выбирают с учетом информации и опыта бурения по другим районам с аналогичными геологическими условиями.

Способ бурения рекомендуется выбирать по буримости пород для целых горнопромышленных районов, породы которых сходны по составу и физико-механическим свойствам (абразивности, твердости и динамической прочности).

Ниже на основании обобщения и анализа литературных данных и опыта геологоразведочных организаций приводятся рекомендации по рациональному применению способов бурения.

*Вращательный способ:* бурение на больших глубинах (свыше 1000 – 1200 м), где основная задача, определяющая выбор способа бурения, глубина скважины при любых геологических условиях; бурение скважин в осадочных, основных и ультраосновных, глубинных изверженных горных породах, слабо и умеренно притупляющих породоразрушающий инструмент ( $K_{\text{абр}} \leq 1,5$ ); бурение наклонно-направленных, многоствольных и горизонтальных скважин; бурение скважин, в которых требуется применение утяжеленных промывочных агентов (плотность более  $1400 \text{ кг/м}^3$ );

бурение скважин породоразрушающим инструментом большого диаметра (150 мм и выше).

Для сокращения времени на спуско-подъемные операции при бурении глубоких скважин алмазными коронками в нормальных и сложных геологических условиях, в породах, где стойкость коронки составляет не менее 15 – 20 м, целесообразно применять снаряды со съёмными кerno-приемниками (ССК, КССК) Техническая характеристика снарядов приведена в табл. 7.2 справочника [23].

*Ударно-вращательный способ с применением гидроударников* (см. табл. 7.24 и 7.25 [23]) разбуривание сложного комплекса изверженных метаморфических и осадочных горных пород, сильно притупляющих породоразрушающий инструмент ( $K_{абр} \leq 2$ ); бурение скважин глубиной до 1000 – 1200 м, разрез которых представлен породами с различными физико-механическими свойствами (динамическая прочность которых изменяется в широких пределах), но при наличии на объектах разведки водных источников и достаточно мощной энергетической базы (так как мощность электродвигателей при гидроударном бурении значительно выше, чем при вращательном).

*Ударно-вращательный способ с применением пневмоударников* (см. табл. 7.35 и 7.37 [23]) разбуривание комплекса гранитоидов и вулканогенно-метаморфических горных пород, сильно притупляющих породоразрушающий инструмент ( $K_{абр} \leq 3$ ), но при условии, что глубина скважин не превышает 300 м, а при наличии водопритоков – 150 м; бурение в пустынных, полупустынных районах, в зонах многолетней мерзлоты, а также в районах развития карста и трещиноватых зон, вызывающих катастрофическое поглощение промывочной жидкости.

*Комбинированный способ* (его целесообразность может быть определена в результате технико-экономических расчетов) с использованием пневмоударников до глубины 150 – 300 м (например, в кварцсодержащих породах с высокой абразивностью, затрудняющих применение вращательного способа бурения с использованием алмазного породоразрушающего инструмента), а глубже – гидроударный или вращательный.

*Бескерновое бурение* следует предусматривать при наличии в разрезах скважин интервалов пород большой мощности и достаточно хорошей их изученности с применением дополнительных (косвенных) методов получения геологической информации о породах, пройденных скважиной. Бескерновое бурение широко применяется при разведке угольных, железорудных и других месторождений и ведется без ущерба для качества работ.

Бескерновое бурение с использованием малогабаритных турбобуров и шарошечных долот рекомендуется применять при: значительных объемах бурения скважин без отбора керна диаметром 120,6 – 152,4 мм в породах высоких категорий по буримости и на большой глубине; бурении структурно-поисковых скважин на нефть и газ; благоприятных условиях для транспортировки более тяжелого оборудования с повышенной приводной мощностью и бурового инструмента.

Техническая характеристика малогабаритных турбобуров конструкции ОАО НПО «Буровая техника» приведены в табл. 4.2 [1].

Т а б л и ц а 4.2.

Техническая характеристика малогабаритных турбобуров конструкции  
ОАО НПО «Буровая техника»

Показатель	ТВ1-102		ТШ-108Б		ТГ-124	
	3 сек-ции	4 сек-ции	2 сек-ции	3 сек-ции	2 сек-ции	3 сек-ции
Наружный диаметр, мм	102	102	108	108	124	124
Диаметр долота, мм	118-151		120,6-151,0		139,7-158,7	
Расход жидкости плотностью 1000 кг/м <sup>3</sup> , л/с	8	11	10	10	12	12
Частота вращения вала, мин <sup>-1</sup>	900	900	990	790	900	750
Момент силы, Н·м	100	135	215	205	450	470
Перепад давления, МПа	9,0	12,0	9,4	9,0	8,9	9,3

Бурение скважин с гидротранспортом керна рекомендуется применять для сооружения скважин глубиной до 300м в породах II – IV категорий по буримости с пропластками пород до VI – VII категорий. Применение этого способа значительно (до 100%) повышает выход керна при существенном повышении производительности бурения.

Техническая характеристика комплексов для бурения скважин с гидротранспортом керна дана в табл. 7.40 справочника [23].

### 4.3. Выбор способа бурения скважин на воду

При бурении скважин на воду (гидрогеологические скважины), как и при разведочном бурении на твердые полезные ископаемые, могут использоваться в основном одни и те же способы бурения.

Способ бурения выбирают в зависимости от геолого-гидрогеологических условий, целевого назначения скважин, условий ведения работ и т.д.

Гидрогеологические скважины бурят следующими способами: вращательным с промывкой глинистым раствором, с продувкой воздухом или с обратной промывкой, ударно-канатным и комбинированным. Каждый из перечисленных способов имеет свои преимущества и недостатки.

Так, скорость вращательного бурения с промывкой глинистым раствором превышает скорость ударно-канатного бурения в 3-5 раз. Но при этом полученные показатели гидрогеологических параметров неполноценны и требуется проведение работ по разглинзации скважин. Поэтому решающим фактом при выборе способа бурения должен быть экономический анализ.

Способ бурения следует выбирать в соответствии со следующими рекомендациями.

При бурении скважин глубиной более 200 м с начальным диаметром 300-400 мм в хорошо изученных геолого-гидрогеологических условиях, при отсутствии в разрезе переслаивающихся и низконапорных водоносных горизонтов целесообразнее использовать вращательный способ с промывкой (при вскрытии водоносных горизонтов без применения глинистого раствора и при опробовании их испытателем пластов и проведении каротажа).

Вращательный способ бурения с продувкой эффективен в безводных районах; в разрезах с многолетнемерзлыми или устойчивыми против обрушения породами; при отсутствии часто переслаивающихся водоносных горизонтов с незначительными дебитами (до 2 л/с).

Ударно-канатный способ бурения более экономичен при частом чередовании слабонапорных водоносных горизонтов; недостаточной геолого-гидрогеологической изученности района; при бурении скважин в валунно-галечниковых отложениях глубиной до 100-150 м и скважин с большими начальными диаметрами.

Комбинированный способ бурения целесообразно применять в районах со слабо изученной гидрогеологией и при вскрытии слабонапорных водоносных горизонтов, но при достаточном фронте работ и удовлетворительных условиях транспортировки буровых установок.

При бурении гидрогеологических скважин большого диаметра в слабоустойчивых породах вместо ударно-канатного бурения можно использовать вращательное бурение с обратной промывкой. Опыт бурения подсказывает, что с применением этого способа в 2-3 раза повышаются скорость бурения и дебит, уменьшаются затраты времени на освоение скважин.



#### 4.4. Выбор способа бурения глубоких скважин на нефть и газ

Основное требование к выбору способа бурения нефтяных и газовых скважин – необходимость обеспечения успешной проводки ствола скважины при возможных осложнениях с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинами и соответствующих экономических расчетов. При отсутствии таких показателей этот выбор рекомендуется делать с учетом геолого-технических условий бурения проектируемых скважин, глубины, профиля и конструкции скважины, а также рекомендаций, приведенных ниже.

Роторный способ рационально выбирать при бурении: глубоких интервалов скважин шарошечными долотами, где необходимо максимально увеличить проходку за рейс, а оптимальная частота вращения долота находится в пределах  $35-150 \text{ мин}^{-1}$ ; в мощных толщах пластичных глин, плотных глинистых сланцах и других породах, для которых целесообразно применять энергоемкие долота – лопастные и трехшарошечные с крупными зубцами и большим шагом и где необходимо создавать высокие скорости истечения жидкости ( $90-120 \text{ м/с}$ ); в условиях, требующих применения утяжеленных буровых растворов ( $\rho \geq 1700 - 1800 \text{ кг/м}^3$ ), когда в конкретных условиях электробур не имеет преимуществ или нет практической возможности его использования; в условиях высоких забойных температур ( $T_{\text{заб}} \geq 150^\circ\text{C}$ ); с продувкой забоя воздухом и газожидкостными смесями.

Бурение скважин гидравлическими забойными двигателями рационально при бурении следующего вида скважин: вертикальных скважин глубиной до 3500 м шарошечными долотами диаметром 190,5 мм и более при  $\rho_{\text{б.р}} \leq 1700-1800 \text{ кг/м}^3$ ; алмазными долотами и долотами типа ИСМ, за исключением случаев, когда  $\rho_{\text{б.р}} > 1700-1800 \text{ кг/м}^3$ , а  $T_{\text{заб}} = 140-150^\circ\text{C}$  (для двигателей, имеющих обрезиненные детали); наклонно направленных скважин; в продуктивных пластах горизонтальными и разветвленно-горизонтальными скважинами; верхних интервалов глубоких скважин большого диаметра с помощью агрегатов РТБ (где основной задачей является борьба с искривлением); с промывкой азрированной жидкостью низкой степени азрации.

Электробурь рационально применять при следующих случаях бурения: диаметром 190-394 мм с промывкой утяжеленным буровым раствором ( $\rho_{\text{б.р}}$  до  $2300 \text{ кг/м}^3$ ), при  $T_{\text{заб}} \leq 130-140^\circ\text{C}$ ; наклонно и вертикально направленных скважин в сочетании с телеметрическими системами, особенно в сложных геологических условиях; с целью вскрытия продуктивных

горизонтов горизонтальными и горизонтально-разветвленными стволами для повышения дебита скважин и коэффициента извлечения нефти из пластов; с продувкой забоя воздухом и промывкой азрированной жидкостью высокой степени азрации; алмазными долотами и долотами типа ИСМ, за исключением случаев, когда температура бурового раствора на забое превышает 130°C.

Выбранный способ бурения должен допускать использование таких видов циркуляционных агентов и такую технологию проводки ствола, которые наиболее полно обеспечивали бы следующее: качественное вскрытие продуктивного пласта, достижение высокого качества ствола скважины, ее конфигурации и наиболее высоких механических скоростей и проходок на долото; возможность применения долот различных типов в соответствии с механическими и абразивными свойствами пород.

Целесообразность принятых решений по применению того или иного способа бурения пересматривается по мере совершенствования технологии и техники бурения.

Таким образом, роторный способ может быть использован в подавляющем большинстве случаев, а для бурения скважин глубиной 2500-3000м с промывкой водой и неутяжеленными буровыми растворами рекомендуется выбирать турбинный способ, как обеспечивающий более высокие показатели бурения по сравнению с роторным.

Технические характеристики выпускаемых гидравлических забойных двигателей широко освещены в литературе (см. табл. 3.1; 3.2; 3.3; 3.4; 3.10; 3.18 и 3.19 [1]; 7.2 и 7.3 [8]; 4.1 [13]; 10.2 и 10.4 [22]).

Турбобуры с высокой частотой вращения (500 мин<sup>-1</sup> и более) целесообразно применять на сравнительно малых глубинах при использовании безопорных долот. Турбобуры с умеренной частотой вращения (200-400 мин<sup>-1</sup>) целесообразно использовать на средних и больших глубинах.

Редукторные турбобуры предназначены для бурения глубоких вертикальных, наклонно направленных и горизонтальных скважин на нефть и газ, сверхглубоких и геотермальных скважин различного назначения, а так же для бурения скважин с отбором керна при пониженной частоте вращения и увеличенном моменте на выходном валу забойного двигателя, с использованием циркуляционных агентов различной плотности – от облегченных (азрированных) до утяжеленных при высоких значениях температуры (до 300°C) и давления.

Винтовой забойный двигатель (ВЗД) целесообразно применять для бурения на средних и больших глубинах, когда на эксплуатационные затраты на 1 м проходки определяющее влияние оказывает проходка за

рейс, а так же для бурения с герметизированными маслonaполненными опорами.

Двухтурбинные агрегаты РТБ могут быть использованы при бурении верхних интервалов глубоких скважин большого диаметра от 0,5 до 3 м (для вентиляции и вспомогательных целей) на шахтах и рудниках, а также под кондукторы сверхглубоких скважин.

**Пример 4.1.** Обосновать способ бурения геологоразведочной скважины, имеющей следующий геологический разрез (табл. 4.3).

Породы сильно раздроблены, относятся к VIII-XI категориям по буримости, средняя категория 9,3-9,5 (объединенный показатель буримости по методике ЦНИГРИ  $\rho_m=22,8-34,15$ ). Твердость пород  $P_{\text{ш}}$  по методу Л.А.Шрейнера – 4000-6000 МПа. По степени устойчивости породы относятся к усойчивым. Исключения составляют интервалы трещиноватых сланцев (214-234 м) и зона разлома (504-526 м), разрушаемые гидродинамическими нагрузками и вибрациями снаряда. Выделенные интервалы относятся к среднеустойчивым. Отбор керна в интервале 0-450 м не требуется.

Т а б л и ц а 4.3

Глубина, м	Краткая характеристика пород	Категория по буримости
0-20	Наносы	IV
20-214	Обломки песчаника и кварца; углеродисто-кварцевые алевролиты; переслаивание алевролитов и песчаников; сланцы слюдисто-кварцевые, трещиноватые; сланцы слюдисто-кварцевые с прослоями песчаников	VIII-IX
214-234	Линзы трещиноватых сланцев	XI
234-390	Песчаники углеродисто-слюдисто-кварцевые с прослоями слюдисто-кварцевых сланцев, с зонами дробления пород; алевролиты углеродисто-слюдисто-кварцевые с прослоями сланцев и прожилками кварца	IX-X
390-410	Кварц плотный	IX
410-504	Алевролиты углеродисто-кварцевые с прослоями сланцев и кварцевыми прожилками; песчаники плотные с прожилками кварца	X
504-526	Зона разлома	IX
526-645	Песчаники углеродисто-слюдисто-кварцевые с прослоями сланцев слюдисто-кварцевых, с зонами дробления пород	IX
645-800	Песчаники с прослоями сланцев и прожилками кварца.	IX

Обоснование способа бурения. Поскольку разрез проектируемой скважины представлен кварцосодержащими породами, сланцами слюди-сто-кварцевыми и песчаниками их следует отнести к абразивным и весьма абразивным породам. Это обстоятельство необходимо учитывать при выборе породоразрушающих инструментов и разработке технологии бурения.

Сложность геологического строения (частые чередования различных по физико-механическим свойствам пород, различная степень метаморфизма, складчатость, осложненная многочисленными разрывами залегания вмещающих пород) обуславливает и сложность геологоразведочного бурения в части получения кондиционного выхода керна и снижения расхода алмазного породоразрушающего инструмента.

Оценивая в совокупности требования геологического задания, целевое назначение скважин, учитывая установленные значения  $\rho_m$  и категорию пород по буримости в соответствии с рекомендациями настоящего раздела выбирается вращательный способ бурения. Поскольку в интервале 0-450 м отбор кернового материала не требуется, бурение его следует проводить сплошным забоем (бескерновое бурение). Этот способ как отмечалось является одним из самых высокопроизводительных и экономичных. Согласно существующих рекомендаций к отбору проб, для интервала 450-800м наиболее эффективным способом бурения является колонковый с использованием алмазного породоразрушающего инструмента.

Пример 4.2. На разведочной площади ранее не бурили ни одной скважины. По информации, полученной при бурении нескольких скважин на соседних площадях, в геологическом строении их принимают участие следующие породы: глины слоистые и неслоистые с прослоями мелкозернистого песка (0-150 м); глины плотные высокопластичные (150-1150 м); глины песчанистые аргиллитоподобные, конгломераты, сцементированные известково-глинистым цементом (1150-2500 м); известняки трещиноватые с пропластками мергеля местами перемятые мягкие (2500-3400 м); песчано-глинистые отложения с прослоями аргиллитов (3400-3680 м); ангидритовая толща – переслаивание терригенных и карбонатных пород с ангидритами (3680-3870 м); переслаивание песчаников и алевролитов (3870-4600 м).

Забойная температура на глубине 3400 м составляла 130 °С и возросла до 200 °С на проектной глубине. Интервал бурения 4400-4600 м представляет собой зону АВПД. При бурении на соседних площадях возникали поглощения бурового раствора, обвалы и осыпи горных пород, приводящие к образованию каверн; затяжки и посадки бурового инструмента

при спускоподъемных операциях; искривление ствола скважины и связанное с этим желобообразование.

Следует выбрать способ бурения.

Обоснование выбора способа бурения.

Из анализа приведенных данных следует, что для геологического разреза характерны многочисленные интервалы, представленные мягкими породами, твердость которых ниже третьей категории по классификации Л.А.Шрейнера. Разбуривание таких пород целесообразно вести энергоемкими лопастными долотами. К важнейшим особенностям, существенно влияющим на технологию бурения скважин и возникновение различных осложнений, относятся наличие зоны АВПД и высокая забойная температура.

Эти, а также другие особенности геологического разреза позволяют считать наиболее обоснованным выбор роторного способа бурения при проектировании первых скважин на новой разведочной площади.

#### Список литературы

1. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н. и др. Буровое оборудование. Буровой инструмент. – 2003. Т.2. – М.; Недра.
2. Афанасьев И.С., Душин А.И. Бурение скважин при разведке месторождений строительных материалов. Л., Недра, 1980.
3. Базанов Л.Д., Тунгусов А.А., Базанов А.Л. Бурение неглубоких скважин без очистного агента. Учебное пособие. М., РГГРУ, 2006.
4. Башкатов Д.Н., Олоновский Ю.А. Вращательное шнековое бурение геологоразведочных скважин. М., Недра, 1968.
5. Башкатов Д.Н. Выбор способа бурения и типа буровой установки для проходки гидрогеологических скважин- "Разведка и охрана недр", 1968, №6, с.35-39.
6. Бугаков Ю.Д., Любимов Н.И. Выбор способа бурения и породоразрушающего инструмента при разведке различных полезных ископаемых. – "Разведка и охрана недр", 1970, №10, с. 27-30.
7. Ганджумян Р.А. Практические расчеты в разведочном бурении. 2-е изд. перераб. и доп. М., Недра, 1986.
8. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Никитин Б.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин. – М., Недра, 2000.
9. Григорьев В.В. Бурение со съемными керноприемниками. М., Недра, 1986.

10. Григорьев В.В., Матвеев Ю.А. Колонковое бурение со съёмными керноприемниками. – Разведка и охрана недр, 1996, №9, с. 14-16.

11. Калинин А.Г., Ошкордин О.В., Питерский В.М., Соловьев Н.В. Разведочное бурение: Учеб. для вузов. М., ООО "Недра-Бизнес.", 2000.

12. Калинин А.Г., Ганджумян Р.А., Мессер А.Г. Справочник инженера технолога по бурению глубоких скважин. М., Недра, 2005.

13. Иогансен К.Б. Спутник буровика. М., Недра, 1990.

14. Кардыш В.Г., Киселев А.Т., Меламед Ю.А. Гидроударное бурение с использованием шарошечных долот. – В кн.: Новые технические средства для бурения геологоразведочных скважин. Л., НПО "Геотехника", 1989.

15. Кардыш В.Г. Применение кольцевых пневмоударных машин в комплексе со снарядами для бурения с обратной циркуляцией очистного агента. – Техника, технология и организация геологоразведочных работ. Экспресс-информация №3. М., ВИЭМС, 1993.

16. Кудряшов Б.Б., Чистяков В.К., Бобин Е.Н. Бурение скважин тепловым способом в ледниковом покрове Антарктиды // Обзор. информ. Техника и технология геологоразведочных работ; организация производства. –М., 1977.

17. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Новая технология бурения скважин в мерзлых породах. – Л.: Недра, 1973.

18. Меламед Ю.А., Ильина Н.В., Шалимов А.А. Вращательно-ударное бурение скважин высокочастотными гидроударными машинами. –В кн.: Совершенствование и разработка бурового инструмента для прогрессивных способов бурения. Л., ВПО "Союзгеотехника", 1986.

19. Методические рекомендации по технологии высокооборотного алмазного бурения в монолитных и слаботрещинчатых горных породах. / В.И. Васильев, В.П. Липатников, В.Н. Зорин, И.С. Егоров. Л., ВИТР, 1987.

20. Методы, технологии и организация буровых работ с использованием съёмного инструмента / В.П. Онищин, Г.А. Блинов, В.Г. Вартыкян, Д.Н. Плавский. – Л., Недра, 1990.

21. Ребрик Б.М. Справочник по бурению инженерно-геологических скважин. М., Недра, 1983.

22. Сердюк Н.И., Куликов В.В., Тунгусов А.А. и др. Бурение скважин различного назначения. Учебное пособие. М., РГГРУ. 2006.

23. Справочник по бурению геологоразведочных скважин. Под ред. П.П. Пономарева, Г.А. Блинова. – СПб: ООО "Недра", 2000.

24. Справочник по бурению скважин на воду. М., Недра, 1979. Под ред. проф. Д.Н.Башкатова/ Д.Н. Башкатов, С.С. Сулакшин, С.Л. Драхлис, Г.П. Квашнин.

## 5 Проектирование профиля скважины

### 5.1 Выбор проектного направления оси геологоразведочной скважины

Направление оси геологоразведочной скважины выбирается в зависимости от угла падения геологического объекта (например, рудного тела), глубины скважины, стремления к сохранению заданного азимутального направления и должно соответствовать возможности бурового оборудования. При горизонтальном или близком к нему залегании рудного тела и в толще изотропных по физико-механическим свойствам пород скважины задаются вертикальными. Если угол падения рудного тела более  $30^{\circ}$  (и в крутопадающих слоях пород), то скважины с поверхности земли задаются наклонными, т.е. задаются вкрест простирания и бурятся от устья до забоя по наклонной прямой. Угол встречи скважины и рудного тела должен быть не менее  $30^{\circ}$ . Бурение наклонных скважин связано с техническими и технологическими трудностями, прежде всего, с установкой специальных наклонных вышек или мачт (при применении стандартных металлических вышек максимальный наклон скважины допускается до  $85^{\circ}$ ), удобством выполнения спуско-подъемных операций и ограничением возможности применения скоростных режимов бурения. При бурении скважин средней глубины технически возможно заложение скважин с начальными зенитными углами  $5-20^{\circ}$  [2]. Большой зенитный угол целесообразен для повышения вероятности сохранения заданного азимутального направления скважины на верхних интервалах бурения. Скважины глубиной 800 м и более забуривают с малым начальным зенитным углом ( $\theta_n \leq 3^{\circ}$ ).

На рис.5.1 [10] приводятся профили одноствольных скважин, а в табл.5.1 рекомендации по их выбору.

Основные расчеты выполняются по методикам, изложенным в работах [2, 10].

Зенитный угол прямолинейного профиля скважины (рис.5.2)

$$\theta = \beta + \varphi - 90^{\circ}, \quad (5.1)$$

где  $\beta$  - угол встречи оси скважины с геологическим объектом (рудным телом, пластом);  $\varphi$  - угол падения геологического объекта.

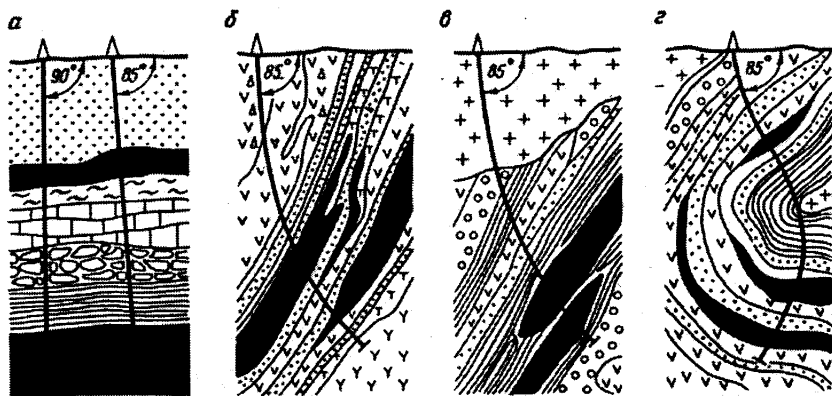


Рис.5.1.  
Типовые профили одноствольных скважин

Таблица 5.1

Рекомендации по выбору профиля одноствольной скважины.

Тип профиля	Рекомендации по выбору
Прямолинейный (рис.5.1, а)	На месторождениях, сложенных относительно однородными, согласно залегающими пластами горизонтальных или пологонаклонных (до 30°) пород и толщ полезных ископаемых
Искривленный в одном направлении (рис. 5.1, б)	На месторождениях, сложенных согласно залегающими наклонными пластами анизотропных или перемежающихся по твердости изотропных пород
С прямолинейными и криволинейными участками (рис.5.1, в)	В разрезах, сложенных породами относительно изотропными, залегающими горизонтально или пологонаклонно, а также анизотропными либо перемежающимися по твердости крутопадающими породами.
Искривленный в разном направлении (рис.5.1, г)	В сложных геологических условиях типа опрокинутых складок

Длина скважины до точки встречи рудного тела

$$L = \frac{H}{\cos\theta} \quad (5.2)$$



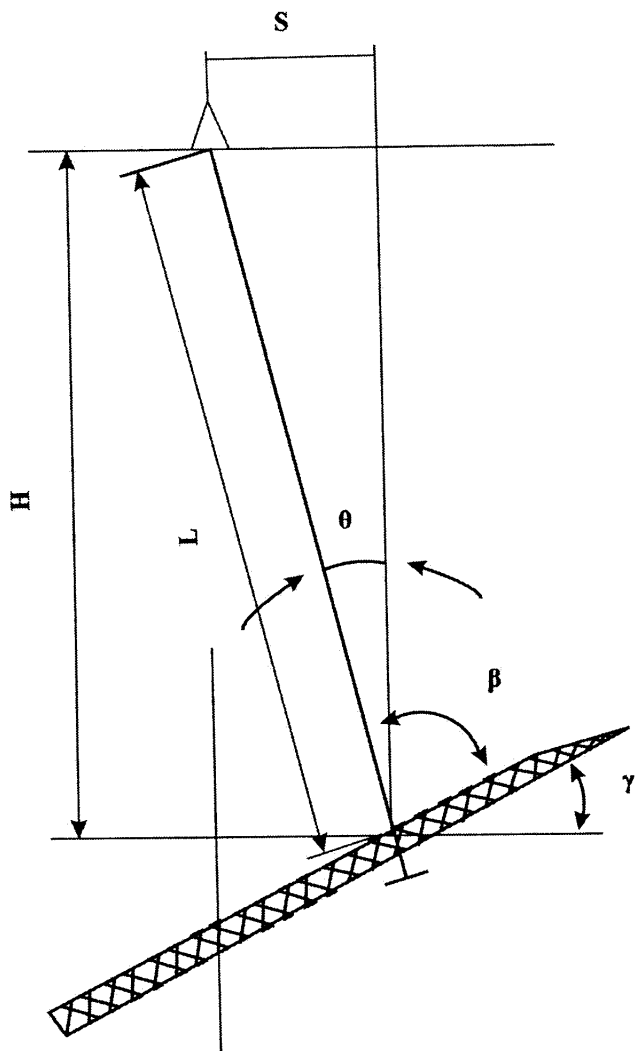


Рис. 5.2.  
 Схема к расчету прямолинейного профиля скважины.

Расстояние  $S$ , на которое забой наклонной скважины удалится от вертикали (в м), определяется из выражения:

$$S = Htg\theta . \quad (5.3)$$

Наклонно направленные одно – и многоствольные скважины экономически выгодно бурить путем использования средств искусственного искривления.

Кроме замены наклонных скважин бурением направленных и многоствольных, искусственное искривление применяется также с целью:

повторного перебуривания интервалов, из которых не был получен керн; обхода места сложных аварий, ликвидация которых экономически нецелесообразна; исправления искривленной, отклонившейся от проектного направления скважины.

Технические средства для искусственного искривления скважин достаточно подробно описаны в специальной литературе [2, 3, 6, 7, 9].

Перед началом проектирования профилей наклонно направленных и многоствольных скважин необходимо установить закономерности их естественного искривления, присущие данному месторождению или отдельным его участкам. Учет закономерностей естественного искривления позволяет бурить такие скважины с меньшими затратами времени и средств.

Методика составления профиля направленной (одноствольной или многоствольной) скважины с помощью типовой кривой заключается в следующем.

Кривая I (рис.5.3) естественного искривления скважины, вычерченная на кальке, накладывается и переносится на проектный геологический разрез с таким расчетом, чтобы она прошла по возможности ближе к требуемой точке  $A$  подсечения рудного тела на заданной глубине. Из построения видно, что обеспечить подсечение рудного тела в точке  $A$  можно с помощью искусственного искривления скважины.

Задавая произвольным значением угла встречи  $\beta$ , через точку подсечения рудного тела  $A$  проводим отрезок прямой  $l=50$ м (в масштабе геологического разреза). На этот отрезок накладываем интервал типовой кривой (на кальке), соответствующий ему по глубине. Отрезок кривой от рудного тела до ранее нанесенной кривой переносим на геологический разрез. Таким образом строится кривая II. Кривые I и II пересекутся в точке  $B$ .

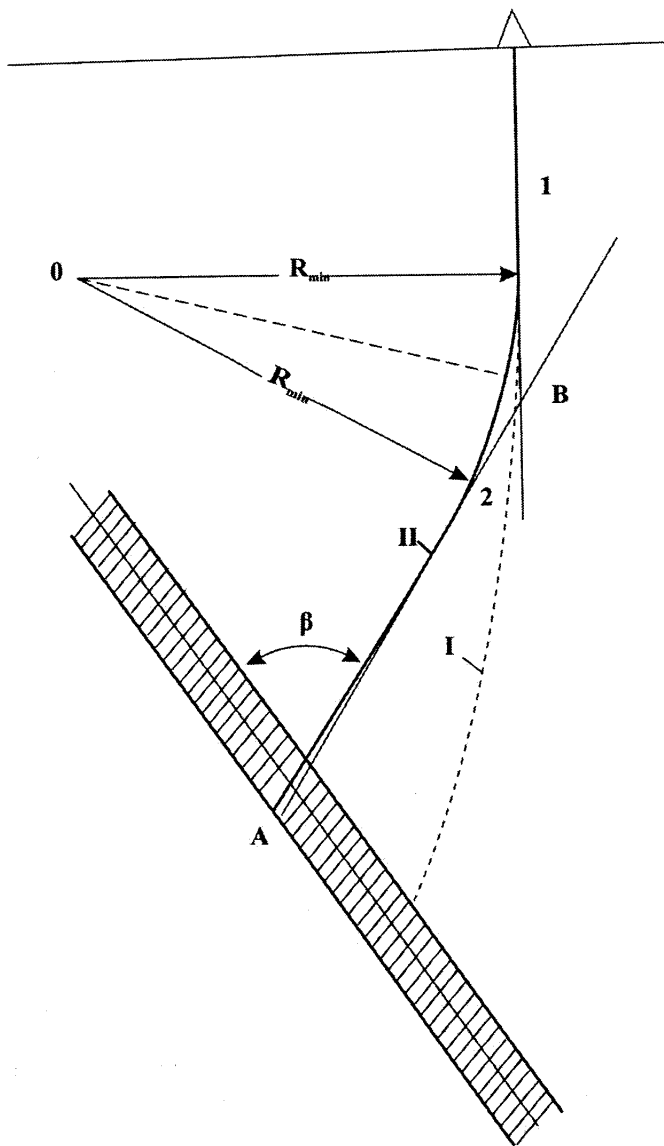


Рис 5.3.

Схема построения проектного профиля одноствольной скважины по типовой кривой.

Минимальный радиус искривления ствола скважины (в м), обеспечивающий плавное сопряжение кривых, нормальные условия работы бурильной колонны и возможность применения технических средств направленного бурения

$$R_{\min} = 180l_n / \pi\theta_1, \quad (5.4)$$

где  $l_n$  - максимально допустимое расстояние между местами установки снаряда, м ( $l_n < 4-6$  м);  $\theta_1$  - суммарный угол искривления скважины в интервале  $l_n$ , градус

$$\theta_1 = \theta \pm i_\theta l_n - i_0 l_n. \quad (5.5)$$

Здесь  $\theta$  - угол возможного изменения направления скважины за одну постановку снаряда, зависящий от зенитного угла скважины, градус;  $i_0$  - интенсивность естественного искривления скважины (знак плюс берется при выполаживании скважин, знак минус – при выкручивании), градус/м.

Последовательность аналитического метода профилирования одноствольных скважин с неизменной степенью интенсивности искривления  $i_0 = d\theta/dL = \text{const}$  (рис.5.4) заключается в следующем.

По формуле (5.1) устанавливается зенитный угол проектируемой скважины в точке подсечения залежи  $\theta_n$  (конечный зенитный угол).

Кривизна профилируемой скважины в радианах на 1м

$$k = i_0 / 57,32. \quad (5.6)$$

Начальный зенитный угол скважины

$$\theta_0 = \arcsin(\sin\theta_n - kH). \quad (5.7)$$

Горизонтальная проекция оси профилируемой скважины (величина смещения забоя от устья скважины в горизонтальной плоскости)

$$S = \frac{1}{k} (\cos\theta_0 - \cos\theta_n), \text{ м}. \quad (5.8)$$

Радиус искривления скважины

$$R = 360 / 2\pi k = 57,32 / k, \text{ м}. \quad (5.9)$$

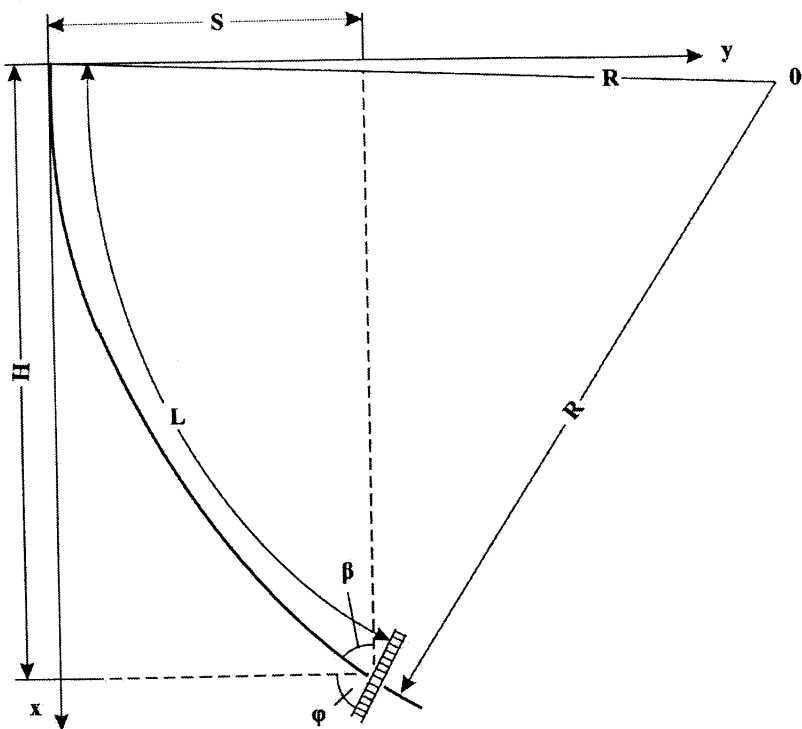


Рис. 5.4.  
Построение профиля направленной скважины аналитическим методом

Общая длина скважины по оси L

$$L = 0,01745(\theta_n - \theta_0) / k, \text{ м.} \quad (5.10)$$

Удлинение ствола скважины на счет кривизны

$$L_1 = L - H, \text{ м.} \quad (5.11)$$

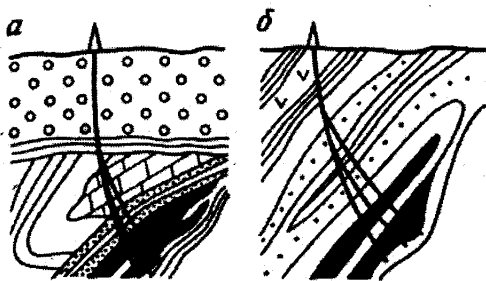


Рис. 5.5.

Веерообразный профиль многоствольной скважины

залегающих слоев пород скального типа целесообразно забуривать основной ствол вертикально (рис. 5.5, *a*). При наклонном залегании слоев пород основной ствол забуривают наклонно (рис. 5.5, *b*).

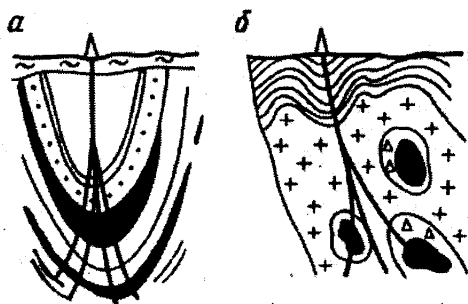


Рис. 5.6.

Профиль многоствольных скважин перистого типа

Некоторые типы профилей многоствольных скважин показаны на рис. 5.5 и 5.6 [10]. Для пересечения крутопадающих или вертикальных залежей пластового, жило – или линзообразного типа проектируют веерообразный профиль многоствольных скважин с дополнительными стволами, направленными в одну сторону (рис. 5.5). При наличии мощной толщи рыхлых отложений или горизонтально

При выборе профиля многоствольной скважины исходят также из возможности пробурить максимальное число дополнительных стволов. При выборе профиля дополнительного (рис. 5.7) ствола исходят не только из закономерностей естественного искривления скважины и цели бурения, но и наличия технических средств направленного бурения (см. табл. 5.2)

Профиль дополнительных стволов разведочных скважин, на сооружение которых для заданных геолого-технических условий расходуется минимум средств, целесообразнее рассчитывать по методике В.П.Зиненко. Сущность методики заключается в следующем (рис. 5.8).

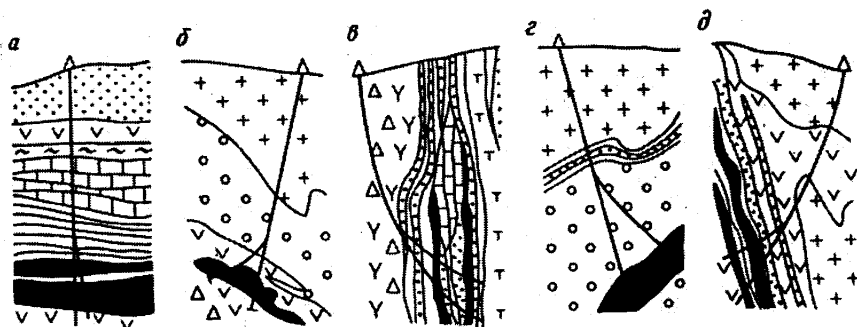


Рис. 5.7

Типовые профили дополнительных стволов многоствольных скважин.

Таблица 5.2

Рекомендации по выбору типа профиля дополнительных стволов.

Тип профиля дополнительного ствола	Область применения	Рекомендуемый отклонитель
Прямолинейный (рис. 5.6, а)	При повторном пересечении залежей полезных ископаемых на одном и том же горизонте (при плохом выходе керна по основному стволу, при необходимости получения пробы большой массы), для обхода мест сложных аварий. Используется при небольшой величине отхода дополнительного ствола.	Клинового типа
Ломаная линия (рис. 5.6, б)	При бурении в толще изотропных пород	Разового или периодического действия
Плавная кривая линия (рис. 5.6, в)	При бурении анизотропных породах, наличии острого угла встречи оси скважины с главной плоскостью скалывания	Непрерывного действия
Комбинированный, состоящий из криволинейных и прямолинейных отрезков в различных сочетаниях	При бурении в толще изотропных пород (рис. 5.6, г)	
	При бурении в толще анизотропных пород (рис. 5.6, д)	

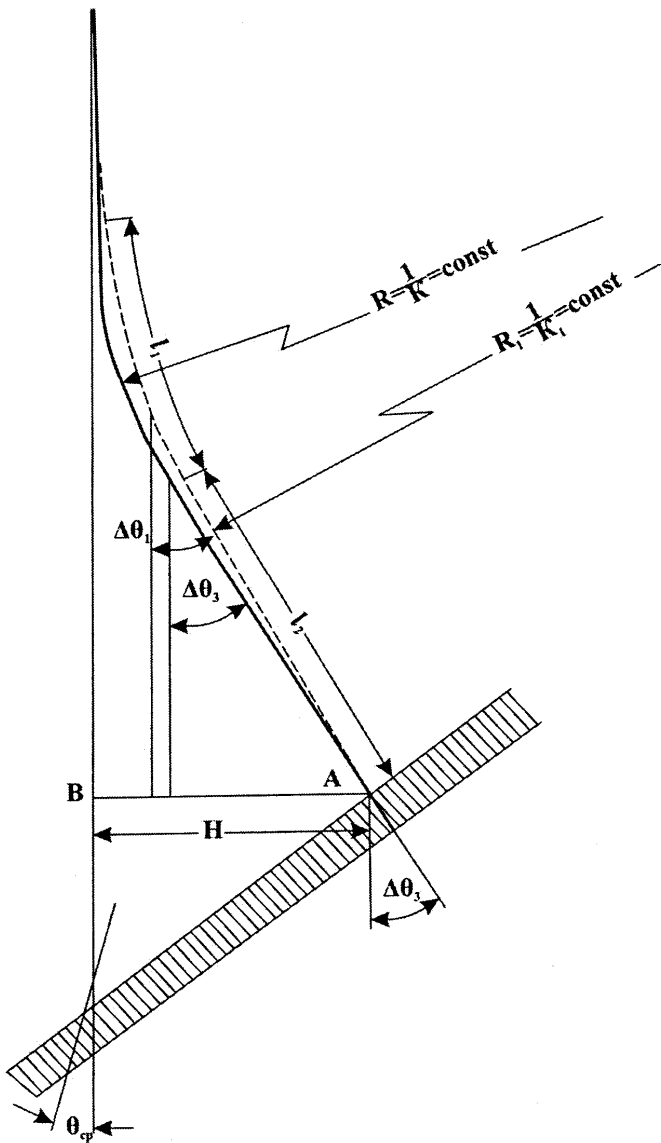


Рис. 5.8. Схема заложения дополнительного ствола скважины



Дополнительный ствол проектируется в одной плоскости по профилю и состоит из двух участков. Первый бурят с помощью средств направленного бурения и при расчетах принимают за дугу окружности радиусом  $R$ ; второй считают отрезком прямой, и здесь бурят обычным способом. Считают, что участок основного ствола в зоне заложения дополнительного ствола представляет собой прямую линию, лежащую в плоскости искривления под углом  $\theta_{\text{ср}}$ .

Приращение зенитного угла  $\Delta\theta_3$ , обеспечивающее для заданных геолого-технических условий минимально возможные затраты на проведение дополнительного ствола

$$\Delta\theta_3 = \arccos \left[ -b \pm \sqrt{b^2 - 4a(1-a)} \right] / 2a, \quad (5.12)$$

$$a = 57,32 \frac{C_1}{C_2} K + 1, \quad (5.13)$$

$$b = HK - 1, \quad (5.14)$$

где  $C_1$  - дополнительные затраты на 1 градус искусственного искривления, руб.;  $C_2$  - средняя стоимость 1м ствола скважины на соответствующей глубине, руб.;  $K$  - кривизна дополнительного ствола на участке работы отклонителя, рад/м;  $H$  - кратчайшее расстояние от точки пересечения до основного ствола, м (заданная величина).

Решение уравнения (5.12) будет иметь два значения, одно из которых – искомое.

С учетом поправки на естественное искривление проектируемого прямолинейного (второго) участка дополнительного ствола значение необходимого приращения зенитного угла определяется по формуле

$$\Delta\theta_1 = \arccos \frac{H - \frac{1}{K} - \frac{1}{K_1} \cos \Delta\theta_3}{1/K_1 - 1/K}, \quad (5.15)$$

где  $K_1$  - интенсивность естественного искривления проектируемого прямолинейного участка дополнительного ствола, рад/м.

Положение точки закладки дополнительного ствола можно найти с помощью отрезка  $BC$  (проекции дополнительного ствола на ось основного):

$$BC = \frac{1}{K} \sin \Delta \theta_1 + \frac{1}{K_1} (\sin \Delta \theta_2 - \sin \Delta \theta_1) \quad (5.16)$$

Общие затраты на бурение дополнительного ствола

$$C_{\Sigma} = \Delta \theta C_1 + l C_2, \quad (5.17)$$

где  $\Delta \theta$  - приращение зенитного угла на участке работы отклонителя, рад;  $l$  - длина дополнительного ствола, м

$$l = l_1 + l_2 = \frac{\Delta \theta}{K} + \frac{H - \frac{1}{K}(1 - \cos \Delta \theta)}{\sin \Delta \theta}. \quad (5.18)$$

Здесь  $l_1$  - длина участка, который бурят с помощью технических средств направленного бурения, м;  $l_2$  - длина участка, который бурят обычным способом, м.

## 5.2. Расчет параметров проектного профиля наклонно направленных и горизонтальных скважин на нефть и газ

Профиль направленной скважины на нефть и газ должен обеспечить: высокое качество скважины как объекта последующей эксплуатации; бурение и крепление скважины с применением существующих технологий и технических средств; минимальные затраты на строительство скважины; возможность применения методов одновременной эксплуатации нескольких горизонтов при разработке многопластовых месторождений нефти; безаварийное бурение и крепление; минимальные нагрузки на буровое оборудование при спускоподъемных операциях; надежную работу внутрискважинного эксплуатационного оборудования; свободное прохождение по стволу скважины приборов и устройств.

При кустовом бурении профиль направленной скважины должен обеспечить заданную сетку разбуривания нефтегазового месторождения и экономически рациональное число скважин в кусте при соблюдении требований к надежности эксплуатации скважин.

Проектирование профиля скважины заключается в выборе типа и вида профиля, а также в определении необходимого для расчета геометрии профиля комплекса параметров, включающего: проектные значения глу-

бины и отклонения ствола скважины от вертикали; длину вертикального участка; значения предельных радиусов кривизны и углов наклона ствола скважины в интервале установки и работы внутрискважинного эксплуатационного оборудования, а также на проектной глубине.

Выбор того или иного профиля скважины обуславливает в значительной степени выбор способа бурения, типа породоразрушающего инструмента, параметров режима бурения и др.

Профили наклонно направленных нефтяных и газовых скважин приведены на рис. 5.9., а формулы для определения проекций участков профиля – в табл.5.3.

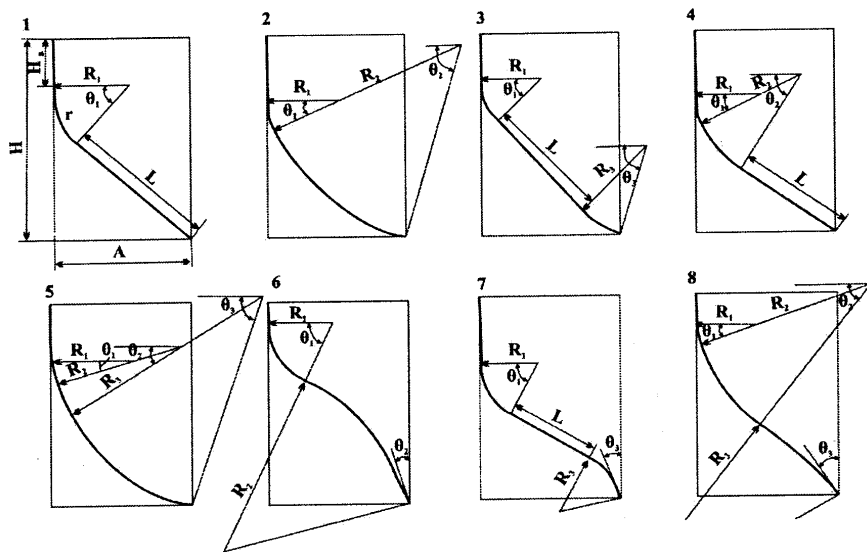


Рис.5.9. Профили наклонно направленных скважин:

$H$  - глубина скважины;  $H_B$  - протяженность вертикального участка;

$A$  - отклонение ствола скважины;  $(H_B+L)$  - протяженность ствола скважины.

Расчет параметров проектного профиля наклонно направленной скважины осуществляется с помощью программы «Проектный профиль», разработанной по ВНИИБТ.

Длина вертикальной скважины совпадает с глубиной, измеряемой по вертикали от ее устья. В наклонном бурении были введены понятия *глубина скважины по вертикали* и *глубина скважины по стволу*.

Формулы для определения проекций участков профиля

Участок профиля	Горизонтальная проекция	Вертикальная проекция	Длина участка
Вертикальный	0	$H_B$	$H_B$
Начального искривления	$R(1 - \cos \theta)$	$R \sin \theta$	$\theta R/57,29578$
Малоинтенсивного увеличения зенитного угла	$R(\cos \theta_1 - \cos \theta_2)$	$R(\sin \theta_1 - \sin \theta_2)$	$(\theta_1 - \theta_2)R/57,29578$
Малоинтенсивного уменьшения зенитного угла	$R(\cos \theta_2 - \cos \theta_1)$	$R(\sin \theta_1 - \sin \theta_2)$	$(\theta_1 - \theta_2)R/57,29578$
Тангенциальный: известна длина участка $L$ известна его вертикальная проекция $H_T$	$L \sin \theta_L$ $H_T \operatorname{tg} \theta_L$	$L \cos \theta_L$ $H_T$	$L$ $H_T / \cos \theta_L$

*Примечание.*  $R$  - радиус кривизны;  $\theta_1, \theta_2$  - зенитные углы в начале и в конце искривленного участка профиля соответственно;  $\theta_1$  - зенитный угол тангенциального участка.

В целях исключения неоднозначного толкования термина *глубина скважины* будем измерять ее только по вертикали.

Программой «Проектный профиль» предусмотрен расчет параметров двенадцати видов профиля.

Для выполнения расчетов по программе необходимы следующие параметры профиля наклонно направленной скважины: проектная глубина скважины, т.е. глубина расположения кровли или заданной точки продуктивного пласта, в которую нужно вывести ствол скважины; конечная глубина скважины; смещение ствола скважины на проектной глубине; длина вертикального участка; радиус кривизны участка начального искривления скважины отклонителем; интервал установки внутрискважинного оборудования для добычи нефти и максимальное значение зенитного угла в этом интервале; максимальную величину зенитного угла на проектной глубине.

Необходимо также знать технологические возможности используемых искривляющих компоновок низа бурильной колонны (КНБК).

Указанных данных достаточно для определения кривизны и зенитных углов по концам каждого участка профиля.

В результате расчета может быть получена такая кривизна участков профиля скважины, которая не может быть реализована имеющимися в распоряжении бурового предприятия КНБК.

Кроме того, полученные параметры скважины могут не удовлетворять поставленным условиям по зенитному углу в интервале установки насосного оборудования и на проектной глубине. В этом случае необходимо повторить расчет с новыми исходными данными.

В целях исключения повторных расчетов предусмотрена прогонка по зенитному углу в конце участка начального искривления в некотором заданном интервале. При этом с заданным шагом будут рассчитаны все варианты проектного профиля скважины для установленного диапазона изменения зенитного угла в конце участка начального искривления.

Расчет параметров проектного профиля скважины с участком естественного искривления ведется по программе S-образного профиля. Программой предусмотрен расчет двух видов S-образного профиля.

Первый вид профиля включает следующие участки:

- вертикальный;
- начального искривления отклонителем;
- тангенциальный;
- естественного искривления (см. рис. 5.9, 7).

Второй вид профиля включает участок малоинтенсивного увеличения зенитного угла, расположенный непосредственно за участком начального искривления (см. рис. 5.9, 6 и 8).

Профиль горизонтальной скважины [6] состоит из направляющей части и горизонтального участка. Направляющая часть профиля горизонтальной скважины может включать вертикальный участок, участок начального искривления, тангенциальный участок и участок увеличения зенитного угла или состоять только из вертикального участка и участка увеличения зенитного угла.

Горизонтальный участок может быть выполнен в виде восходящей или нисходящей дуги окружности, т.е. быть вогнутым или выпуклым, а также прямолинейным или волнообразным. Горизонтальный участок в зависимости от угла падения продуктивного пласта может быть расположен под любым заданным углом к вертикали, в том числе и под углом  $90^\circ$ .

Направляющая часть профиля горизонтальной скважины и ее горизонтальный участок могут рассчитываться отдельно. Однако они должны быть сопряжены друг с другом.

Назначение направляющей части профиля горизонтальной скважины заключается в выведении ствола под определенным углом в точку продуктивного пласта с заданными координатами. Поэтому при расчете этой части профиля горизонтальной скважины кроме проектной глубины и отклонения ствола скважины от вертикали необходимо задавать значение зенитного угла на проектной глубине. Кроме того, как правило, задается радиус кривизны участка увеличения зенитного угла скважины.

При дальнейшем изложении приняты следующие условные обозначения (рис. 5.10).

$H$  - проектная глубина направляющей части профиля скважины (глубина начала горизонтального участка);

$A$  - проектное смещение профиля скважины на проектной глубине;

$\theta$  - зенитный угол на проектной глубине (угол входа ствола скважины в продуктивный пласт);

$H_B$  - длина вертикального участка;

$L$  - длина тангенциального участка направляющей части профиля;

$H_r$  - глубина в конце горизонтального участка;

$A_r$  - смещение скважины в конце горизонтального участка;

$\theta_r$  - зенитный угол в конце горизонтального участка;

$L_r$  - длина горизонтального участка;

$S_{\Pi}$  - протяженность горизонтального участка;

$\gamma_1$  - угол охвата первого интервала волнообразного горизонтального участка;

$T$  - предельное смещение горизонтального участка в поперечном направлении;

$T_1, T_2$  - предельное смещение двухинтервального горизонтального участка в поперечном направлении вверх и вниз соответственно;

$\theta_i$  - зенитный угол в конце  $i$ -го участка профиля;

$R_r$  - радиус кривизны горизонтального участка.

$R_{r1}, R_{r2}$  - радиус кривизны первого и второго интервалов волнообразного горизонтального участка соответственно.

Методика расчета направляющей части профиля горизонтальной скважины основана на решении системы уравнений проекций участков профиля на вертикальную и горизонтальную оси. При этом расчет профиля горизонтальной скважины сводится к определению длины вертикального участка и радиуса кривизны одного из участков или длины тангенциального участка, если он имеется, при заданных остальных параметрах профиля (см. рис. 5.10).

*Профиль типа 1. Исходные данные для расчета:  $H, A, \theta$ :*

$$H_B = H - \frac{A \sin \theta}{1 - \cos \theta}; \quad (5.19)$$

$$R = \frac{H - H_B}{\sin \theta}. \quad (5.20)$$

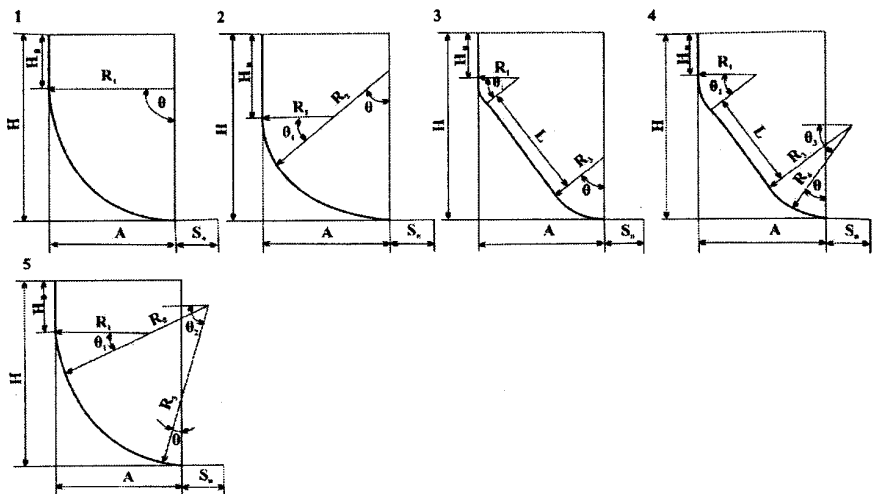


Рис. 5.10.  
Профили горизонтальных скважин

Профиль типа 2. Исходные данные для расчета:  $H, A, \theta, \theta_1, R_1$ :

$$H_B = H - R_1 \sin \theta - R_2 (\sin \theta - \sin \theta_1), \quad (5.21)$$

где

$$R_2 = \frac{A - R_1(1 - \cos \theta_1)}{\cos \theta_1 - \cos \theta_2}. \quad (5.22)$$

Профиль типа 3. Исходные данные для расчета:  $H, A, \theta, \theta_1, R_3$ :

$$H_B = H - R_1 \sin \theta_1 - R_3 W_1 - L \cos \theta_1; \quad (5.23)$$

$$L = \frac{A - (1 - \cos \theta_1) R_1 - R_3 V_1}{\sin \theta}, \quad (5.24)$$

где  $W_1 = \sin \theta - \sin \theta_1$ ;  $V_1 = \cos \theta_1 - \cos \theta$ .

Профиль типа 4. Исходные данные для расчета:  $H, A, \theta, \theta_1, R_1, R_3, \theta_3, R_4$ :

$$H_B = H - R_1 \sin \theta_1 - R_3 W_2 - L \cos \theta_1 - R_4 W_3, \quad (5.25)$$

где  $W_2 = \sin \theta_3 - \sin \theta_1$ ;  $W_3 = \sin \theta - \sin \theta_3$ ;

$$L = \frac{A - (1 - \cos \theta_1) R_1 - R_3 V_2 - R_4 V_3}{\sin \theta_1}, \quad (5.26)$$

$$V_2 = \cos \theta_1 - \cos \theta_3; \quad V_3 = \cos \theta_3 - \cos \theta.$$

*Профиль туннеля 5.* Исходные данные для расчета:  $H, A, \theta, \theta_1, R_1, R_2, \theta_2$ :

$$H_B = H - R_1 \sin \theta_1 - R_2 W_4 - R_3 W_5, \quad (5.27)$$

где  $W_4 = \sin \theta_2 - \sin \theta_1$ ;  $W_5 = \sin \theta - \sin \theta_2$ .

$$R_3 = \frac{A - R_1(1 - \cos \theta_1) - R_2 V_4}{V_5}, \quad (5.28)$$

$$V_4 = \cos \theta_1 - \cos \theta_2; \quad V_5 = \cos \theta_2 - \cos \theta.$$

Вертикальную и горизонтальную проекцию, а также длину каждого участка профиля можно рассчитать с использованием известных формул, приведенных в табл. 5.3.

Методика расчета профиля горизонтального участка скважины учитывает прежде всего цель строительства горизонтальной скважины, которая заключается в продольном вскрытии продуктивной части нефтегазо-содержащего пласта. Поэтому геометрия горизонтального участка должна соответствовать форме той части пласта, где предполагается расположить горизонтальный участок.

Другими словами, горизонтальный участок должен располагаться вдоль продуктивной части пласта и не выходить за границы его нефтегазо-содержащей части.

Таким образом, основные параметры, определяющие геометрию горизонтального участка, следующие:

$\theta$  - зенитный угол в начале горизонтального участка или направляющий угол;



$S_{\Pi}$  - протяженность горизонтального участка по пласту, т.е. длина проекции горизонтального участка на касательную к началу горизонтального участка;

$T_1, T_2$  - предельные отклонения горизонтального участка в поперечном направлении.

*Прямолинейный горизонтальный участок (рис.5.11,а):*  
вертикальная проекция

$$H_r = s_n \cos \theta + H; \quad (5.29)$$

горизонтальная проекция

$$A_r = s_n \sin \theta + A. \quad (5.30)$$

*Горизонтальный участок в виде дуги окружности (рис.5.11, б,в):*  
радиус горизонтального участка

$$R_r = (s_n^2 + T^2) / 2T; \quad (5.31)$$

вертикальная проекция

$$H_r = s_n \cos \alpha \pm T \sin \alpha + H; \quad (5.32)$$

горизонтальная проекция

$$A_r = s_n \sin \alpha \pm T \cos \alpha + A; \quad (5.33)$$

зенитный угол в конце горизонтального участка

$$\theta_r = \theta \pm \arcsin(s_n / R_r); \quad (5.34)$$

длина горизонтального участка.

$$L_r = \pm \frac{\pi}{180} (\theta_r - \theta) R_r. \quad (5.35)$$

В формулах (5.14)-(5.17) знак «плюс» соответствует вогнутой дуге окружности, а минус – выпуклой.

Волнообразный горизонтальный участок (рис. 5.11, г):  
 радиус кривизны второго интервала горизонтального участка

$$R_{r2} = (-M - P) / 2T_2^2, \quad (5.36)$$

где

$$M = BT_2 - 2s_n^2(T_1 + T_2); \quad (5.37)$$

$$P = \sqrt{M^2 - 4T_2^2 Q}; \quad (5.38)$$

$$B = s_n^2 - (T_1 - T_2)^2 + T_1^2 - 2T_1 R_{r1}; \quad (5.39)$$

$$Q = s_n^2(T_1 + T_2)^2 + B^2 / 4. \quad (5.40)$$

Вертикальная проекция

$$H_r = s_n \cos \theta + T_2 \sin \theta + H; \quad (5.41)$$

горизонтальная проекция

$$A_r = s_n \sin \theta - T_2 \cos \theta + A. \quad (5.42)$$

Длина проекции первого интервала горизонтального участка на касательную в его начальной точке

$$s_1 = \sqrt{2T_1(R_{r1} + R_{r2}) - T_1}; \quad (5.43)$$

угол охвата интервала с радиусом  $R_{r1}$

$$\gamma_1 = \frac{\arcsin s_1}{(R_{r1} + R_{r2})}; \quad (5.44)$$

зенитный угол в конце горизонтального участка

$$\theta_r = \theta - \arcsin \frac{s_n - s_1}{R_{r2}}. \quad (5.45)$$

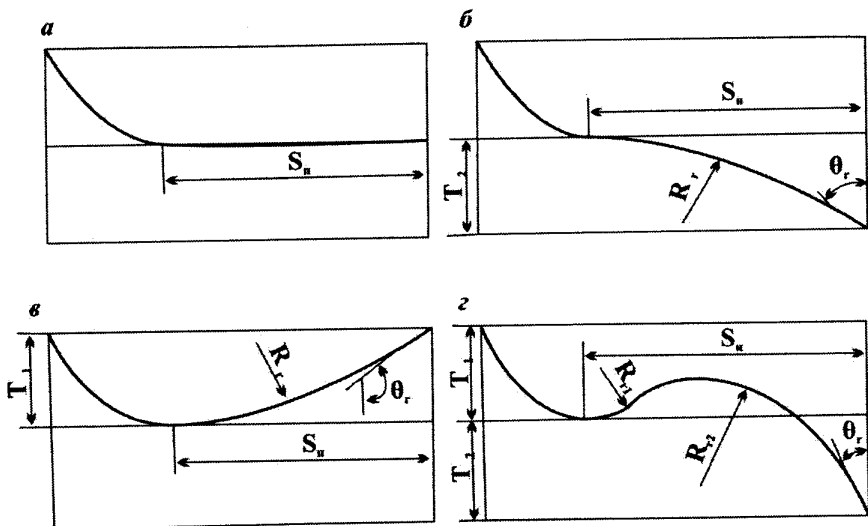


Рис. 5.11.  
Виды горизонтального участка скважины

Зная зенитные углы по концам каждого интервала волнообразного горизонтального участка, а также радиус кривизны, можно по формуле (5.35) рассчитать его длину.

Расчет параметров проектного профиля горизонтальной скважины осуществляется с помощью программы «Горизонт», разработанной во ВНИИБТ.

Программой предусмотрен расчет пяти видов профиля горизонтальной скважины. Горизонтальный участок может быть выполнен в виде восходящей или нисходящей дуги окружности, прямолинейным или волнообразным.

Проектной глубиной горизонтальной скважины является глубина нижней точки направляющей части профиля (рис. 5.12).

**Пример 5.1.** Скважина глубиной  $H=192\text{м}$  пробурена от устья до забоя по наклонной прямой под углом к вертикали  $\theta=12^\circ$ . Определить на какое расстояние удалился забой скважины от поверхности земли и от вертикали.

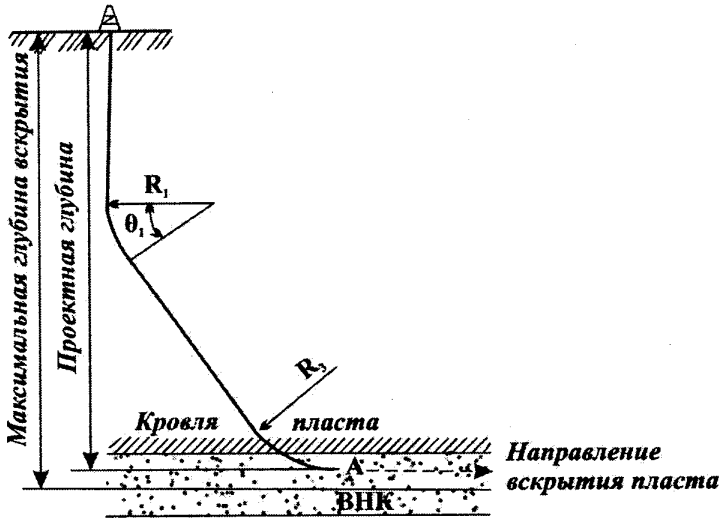


Рис.5.12.  
Направляющая часть профиля горизонтальной скважины

Решение по формуле (5.2) длина скважины до точки забоя.

$$L = \frac{192}{\cos 12^\circ} = \frac{192}{0,9781} = 197\text{м.}$$

По формуле (5.3) удаление забоя от вертикали.

$$S = 192 \cdot \text{tg} 12^\circ = 192 \cdot 0,2126 \approx 41\text{м.}$$

Пример 5.2 Направленная скважина глубиной  $H=600\text{м}$  должна быть пробурена с постоянной интенсивностью искривления зенитного угла  $i_0=0,015$  градус/м так, чтобы угол встречи оси скважины с рудным телом составил  $\beta=85^\circ$  Найти параметры профиля с помощью аналитического метода, если угол падения рудного тела  $\varphi=35^\circ$ .

Решение. Конечный зенитный угол по формуле (5.1)

$$\theta_\pi = 85^\circ + 35^\circ - 90^\circ = 30^\circ.$$

Кривизна профилируемой скважины из выражения (5.6)

$$K = i_0 / 57,32 = 261 \cdot 10^{-7} \text{ рад/м}.$$

Начальный зенитный угол из уравнения (5.7)

$$\theta_0 = \arcsin(\sin 30^\circ - 2618 \cdot 10^{-7} \cdot 600) = 20^\circ 04'.$$

Величина смещения забоя от устья скважины по формуле (5.8)

$$S = 1 / 2618 \cdot 10^{-7} (\cos 20^\circ 04' - \cos 30^\circ) = 1 / 2618 \cdot 10^{-7} (0,9401 - 0,8660) = 283 \text{ м}.$$

Радиус искривления скважины из выражения (5.9)

$$R = 57,32 / 0,015 = 3820 \text{ м}.$$

Общая длина по оси скважины по формуле (5.10)

$$L = \frac{0,01745(30^\circ - 20^\circ 04')}{2618 \cdot 10^{-7}} = 664 \text{ м}.$$

Удлинение ствола скважины из уравнения (5.11)

$$L_1 = 664 - 600 = 64 \text{ м}.$$

Таким образом; заданная скважина должна быть пробурена под углом  $\theta_1 = 20^\circ 04'$  на расстоянии 283 м по горизонтали от точки подсечения залежи.

**Пример 5.3.** Рудное тело, имеющее угол падения  $\varphi = 75^\circ$  необходимо подсечь на глубинах 550, 650 и 750 м под углом встречи  $\beta = 65^\circ$ . Расстояние между постановками отклонителя для искривления дополнительных стволов на выполаживание  $l_n = 6$  м интенсивность зенитного искривления на данном участке по типовой кривой постоянна по глубине и составляет  $i_0 = 0,03$  градус/м. Составить профиль многоствольной скважины.

**Решение.** Типовая кривая I естественного искривления (на кальке) переносится на проектный разрез так, чтобы она пересекла рудное тело в самой нижней из требуемых точек в точке А (рис. 5.13)

Через точки В и С под углом встречи  $\beta = 65^\circ$  проводятся отрезки длиной 50 м в масштабе разреза.

Типовая кривая с соответствующим по глубине интервалом накладывается на отрезки до пересечения с профилем основного ствола для построения кривых II и III.

Определяются углы  $\gamma_1=27^\circ$  и  $\gamma_2=34^\circ$  образуемые касательными в точках пересечения кривых.

Суммарный угол искривления скважины по формуле (5.5)

$$\theta_1 = 3 + 0,03 \cdot 6 = 3,18^\circ.$$

Минимальный радиус искривления ствола скважины из уравнения (5.4)

$$R_{\min} = 180 \cdot 6 / 3,14 \cdot 3,18 \approx 110 \text{ м.}$$

Длины дуг сопряжения по формуле

$$L_1 = \pi R \sin \gamma_1 / 180 = 3,14 \cdot 110 \frac{27}{180} \approx 52 \text{ м;}$$

$$L_2 = 3,14 \cdot 110 \frac{34}{180} \approx 65 \text{ м.}$$

Требуемое число постановок отклоняющего снаряда

$$n_1 = 52 / 6 \approx 9;$$

$$n_2 = 65 / 6 \approx 11.$$

Профиль, составленный на основании расчета, показан на рис.5.13.

**Пример.5.4** Ниже приведены исходные данные для расчета J-образного профиля вида 5 (см.рис.5.9).

Проектная глубина, м	2600
Смещение на проектной глубине, м	720
Конечная глубина, м	2675
Длина вертикального участка, м	200
Радиус кривизны 2-го участка, м	573
Интервал изменения начального угла, градус	8-10
Шаг изменения, градус	1
Радиус кривизны 3-го участка, м	5730
Угол в конце 3-го участка, градус	12

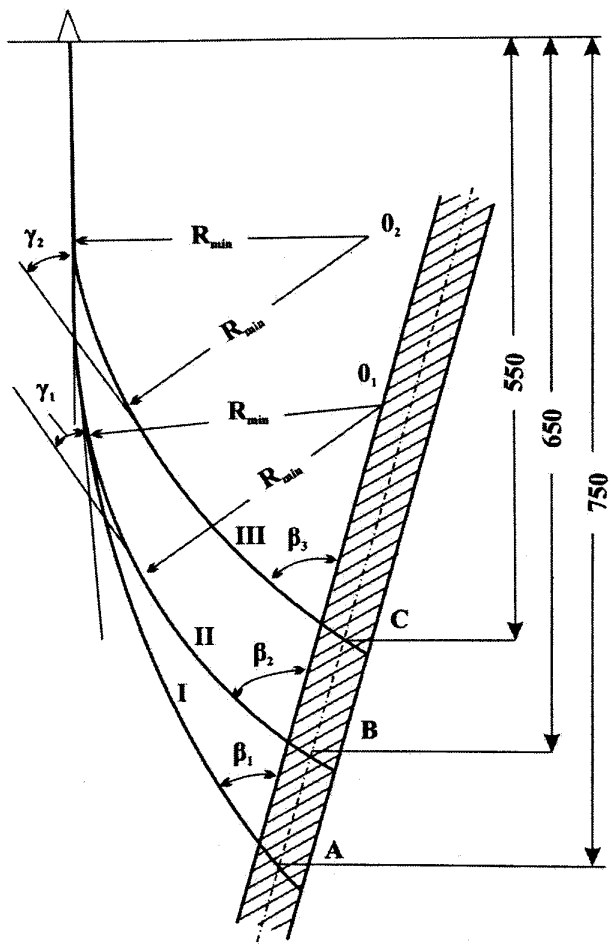


Рис.5.13  
Проектный профиль многоствольной скважины

Насосное оборудование для добычи нефти устанавливается в интервале 1200-1600 м. Зенитный угол в указанном диапазоне не должен пре-

вышать 20°. В некоторых случаях ограничивается значение зенитного угла скважины на проектной глубине. Вскрытие продуктивного пласта может осуществляться следующим образом: по касательной к последнему участку профиля; с сохранением кривизны последнего участка профиля; с любой заданной кривизной. Конструкция скважины включает: кондуктор диаметром 324 мм до глубины 500 м; промежуточную колонну диаметром 245 мм до глубины 1400 м; эксплуатационную колонну диаметром 168 мм до глубины 2675 м.

Ниже приведен следующий блок исходных данных, которые необходимы для проверки всех заданных выше вариантов проектного профиля на соответствие ограничениям по зенитному углу в интервале расположения оборудования для добычи нефти на проектной глубине, а также для расчета длины обсадных колонн.

Ограничение угла на проектной глубине, градус	20-40
Интервал ограничения угла, м	1200-1600
Максимальный угол в интервале ограничения, градус	20
Параметр кривизны ствола ниже проектной глубины	-1 <sup>1</sup>
Интенсивность искривления ниже проектной глубины, градус/10 .....	-0,5
Число контрольных точек профиля (от 0 до 9)	2
Глубина контрольной точки, м:	
первой	500
второй	1400

Здесь число контрольных точек равно числу промежуточных обсадных колонн включая кондуктор. Для бурения участка скважины, расположенного в продуктивном пласте, используется КНБК без опорно-центрирующих устройств, при бурении которой зенитный угол уменьшается с интенсивностью 0,5° на 10 м проходки. Кроме кривизны и зенитного угла по концам каждого участка профиля скважины для разработки проекта на бурение необходимо знать его длину, а также вертикальную и горизонтальную проекции.

Результаты расчета выдаются в виде табл.5.4, в которой указаны задаваемые и расчетные параметры проектного профиля.

---

<sup>1</sup> 1 – стабилизация угла, 0 – сохранение кривизны, -1 – интенсивность задается.



Таблица 5.4

Номер участка	Глубина по вертикали	Длина, м		Смещение, м	Зенитный угол, градус	Интенсивность искривления градус/10 м
		ствола	интервала			
1	200,00	200,00	200,00	0,00	0,00	0,000
2	299,50	300,01	100,01	8,71	10,00	1,000
3	495,83	500,02	200,01	46,87	12,00	0,100
	500,00	504,29	4,26	47,75	12,02	0,052
	1400,00	1433,89	929,61	279,39	16,84	0,052
4	2600,00	2712,94	1279,05	720,00	23,48	0,052
	2675,00	2793,54	80,61	749,49	19,45	0,500

**Пример 5.5.** Ниже приведены исходные данные для расчета первого из перечисленных видов профиля наклонно направленной скважины с участком естественного искривления.

Проектная глубина, м	2700
Смещение на проектной глубине, м	720
Конечная глубина, м	2775
Длина вертикального участка, м	100
Глубина естественного искривления, м	1400
Радиус кривизны 2-го участка, м	573

Здесь глубина естественного искривления, равная 1400 м, представляет собой глубину начала участка естественного искривления ствола скважины. После достижения глубины 1400 м стабилизирующая КНБК заменяется на КНБК для проводки участка естественного искривления. Такая КНБК обычно включает долото, забойный двигатель без центратора, УБТ, а при роторном способе бурения – долото и секции УБТ. Геометрия участка естественного искривления зависит от конструкции КНБК, типа используемого долота, режима бурения и физико-механических свойств разбуриваемых горных пород. Закономерность естественного искривления для каждой конкретной КНБК, площади или месторождения нефти и газа может быть установлена в результате статистической обработки промысловой информации. Программа снабжена банком данных, в которой можно внести и хранить информацию о закономерности естественного искривления ствола скважины при бурении конкретной КНБК. Такая информация заносится в виде ряда значений зенитных углов через равные интервалы по длине скважины. В случае необходимости занесенная в банк данных информация может корректироваться.

В табл. 5.5 представлены результаты расчета профиля наклонной скважины с участком естественного искривления, который планируется бурить КНБК в составе: долото Ш215,9 МЗГВ, турбобур ЗТСШ-195 и 10 м УБТ диаметром 178 мм.

Таблица 5.5

Параметры проектного профиля с участком естественного искривления

Номер участка	Глубина по вертикали, м	Длина, м		Смещение, м	Зенитный угол, градус	Интенсивность искривления градус/10 м
		ствола	интервала			
1	100,00	100,00	100,00	0,00	0,00	0,000
2	263,94	266,26	166,26	23,95	16,62	1,000
	500,00	512,62	246,36	94,44	16,62	0,000
	1400,00	1451,88	939,26	363,17	16,62	0,000
3	2258,93	2348,29	896,41	619,63	16,62	0,000
4	2700,00	2800,89	452,60	720,00	10,07	-0,110
	2775,00	2876,96	76,08	732,75	9,23	-0,110

Алгоритм программы предусматривает расчет профиля скважины с участком естественного искривления без тангенциального участка. Профиль такого вида получается в том случае, когда смещение ствола скважины на проектной глубине невелико или радиус кривизны участка начального искривления отклонителем очень большой и этот участок пересекается с участком естественного искривления.

Пример 5.6. Ниже приведены исходные данные, необходимые для расчета направляющей части профиля горизонтальной скважины вида 3 (см. рис. 5.10)

Проектная глубина, м	2000
Смещение профиля на проектной глубине, м	550
Угол на проектной глубине, градус	90
Радиус кривизны 2-го участка, м	573
Интервал изменения начального угла, градус	30
Радиус кривизны 4-го участка, м	60

Горизонтальный участок пересекает продуктивный пласт в продольном направлении и его геометрия должна соответствовать форме и структуре пласта.

Положение горизонтального участка в пласте определяется глубиной и зенитным углом его начальной точки. Поэтому в отличие от наклонно направленной скважины при расчете профиля горизонтальной скважины необходимо задавать зенитный угол на проектной глубине.

После ввода указанных в табл. 5.5 данных рассчитываются длины вертикального и тангенциального участков. Результаты представляются в виде таблицы. Если рассчитанные длина вертикального и тангенциального участков не устраивают пользователя, то можно повторить расчет, изменив радиус кривизны и зенитный угол в конце участка начального искривления скважины.

Ниже представлены исходные данные, необходимые для расчета параметров горизонтального участка и в контрольных точках направляющей части профиля.

Параметры горизонтального участка.	
Протяженность горизонтального участка, м	200
Допустимое отклонение горизонтального участка, м:	
вверх	15
вниз	10
Радиус кривизны А-В, м	60
Число контрольных точек профиля (от 0 до 9)	2
Глубина контрольной точки, м:	
первой	200
второй	1985

На рис. 5.14. приведена схема расположения горизонтального участка в продуктивном пласте.

Предельные отклонения горизонтального участка вверх и вниз от направления вскрытия продуктивного пласта определяются значениями глубины расположения его кровли и водонефтяного контакта. Для рассматриваемого примера эти значения равны соответственно 1985 и 2010 м.

В результате расчета определяется радиус кривизны конечного интервала горизонтального участка, а также зенитные углы по его концам.

Глубина и число контрольных точек зависят от конструкции скважины, а также количества реперных пластов, до которых необходимо определить длину скважины от ее устья.

В примере глубина спуска кондуктора – 200 м, промежуточная колонна спускается после проводки тангенциального участка. Кровля продуктивного пласта расположена на глубине 1985 м.

Результаты расчета профиля горизонтальной скважины выдаются в виде табл. 5.6.

Радиусы кривизны интервалов горизонтального участка.

А-В = 60,00 м; В-Д = 239,17 м.

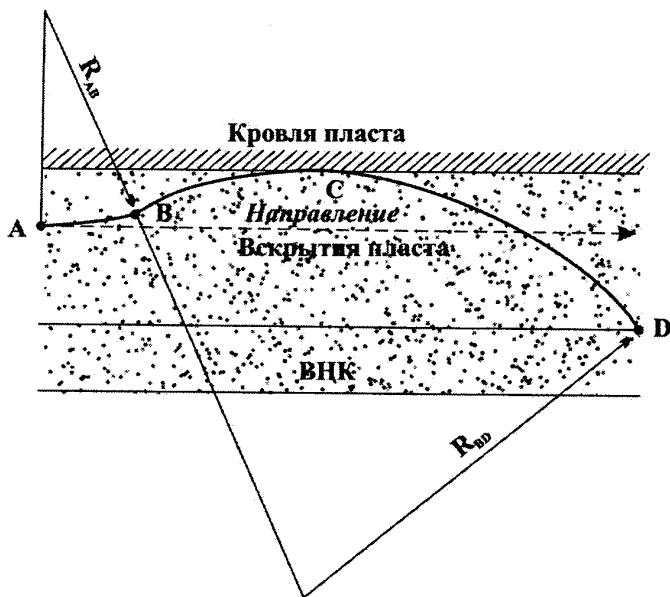


Рис. 5.14  
 Схема расположения горизонтального участка в пласте

Таблица 5.6

Параметры проектного профиля горизонтальной скважины

Номер участка	Глубина по вертикали, м	Длина, м		Смещение, м	Зенитный угол, градус	Интенсивность искривления градус/10 м
		ствола	интервала			
1	200,00	200,00	200,00	0,00	0,00	0,000
1.1	953,82	953,82	753,82	0,00	0,00	0,000
2	1240,31	1253,84	300,02	76,76	30,00	1,000
3	1969,99	2096,40	842,56	498,04	30,00	0,000
3.2	1985,00	2115,88	19,48	510,33	48,60	9,549
4	2000,00	2159,23	43,35	550,00	90,00	9,549
Горизонтальный участок						
A-B	1996,99	2178,31	19,08	568,76	108,22	9,549
B-C	1985,00	2254,37	76,06	643,54	90,00	-2,396
C-D	2010,01	2364,70	110,33	750	63,57	-2,396

## Список литературы.

1. Душин А.И., Сорокин А.А. Проектирование скважин на основе закономерностей их естественного искривления. –М., Недра, 1964.
2. Зиненко В.П. Направленное бурение. Учебное пособие для вузов. –М., Недра, 1990.
3. Зиненко В.П., Неплевский М.О. Направленное бурение. Учебное пособие. –М., МГГРУ, 2003.
4. Калинин А.Г. Искривление скважин. –М., Недра, 1974.
5. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Повалихин А.С. Профили направленных скважин и компоновки низа буровых колонн. – М., Недра, 1995.
6. Калинин А.Г., Ганджумян Р.А., Мессер А.Г. Справочник инженера-технолога по бурению глубоких скважин. –М., Недра, 2005.
7. Лиманов Е.Л., Страбыкин И.Н., Елизаров М.И. Направленное бурение разведочных скважин. –М., Недра, 1978.
8. Михалкевич Ю.Л., Морозов Ю.Т. Проектирование трасс направленных и многоствольных скважин (Методические рекомендации). –Л.; ВИТР, 1976.
9. Справочник по бурению геологоразведочных скважин. Афанасьев Л.С., Блинов Г.А., Пономарев П.П. и др. –Л., ВИТР, 2000.
10. Сулакшин С.С., Кривошеев В.В., Рязанов В.И. Решение геолого-технических задач при направленном бурении скважин. –М., Недра, 1989.

## **6. Проектирование конструкций скважин**

Выбор конструкции скважин – важный исходный момент и играет решающую роль в успешном доведении скважин до проектных глубин с лучшими технико-экономическими показателями, в обеспечении оптимальных условий бурения и опробования скважин.

Чтобы правильно выбрать конструкцию скважины, необходимо прежде всего установить исходные данные, обязательные для всех скважин при любых геолого-технических условиях бурения: целевое назначение и глубина; конечный диаметр; способ бурения и параметры бурового оборудования; прочность и литологический состав пород, слагающих геологический разрез; качественная и количественная характеристики возможных осложнений; положение устья скважины, его координаты; профиль скважины и его характеристика; интервал продуктивных горизонтов; способы заканчивания и ее эксплуатации; состав и давление пластовых жидкостей; давления гидроразрыва пород и др.

Обоснованная конструкция скважины должна отвечать следующим требованиям: обеспечивать выполнение всех геолого-технических задач; быть рациональной и экономичной как в отношении расхода труб, так и экономии средств на бурение скважины; обеспечивать надлежащую прочность и надежную изоляцию спущенных в скважину осадных колонн.

### **6.1 Проектирование конструкций геологоразведочных и инженерно-геологических скважин**

Выбор и обоснование конструкции скважины по проектному геологическому разрезу ведется в следующем порядке.

Устанавливается конечный диаметр скважины. Факторы, влияющие на выбор конечного диаметра, многочисленны и разнообразны (тип породоразрушающего инструмента, необходимый объем керна для лабораторных исследований, твердость пород, способ бурения, степень изученности геологического разреза, назначение скважины, геометрические размеры аппаратуры и приборов, применяемых при исследованиях в скважине). Конечный диаметр зависит от энергетических возможностей бурового станка.

Как общее правило, с учетом экономических соображений диаметры скважины следует брать минимально возможными, но допускающими бурение до заданной глубины и опробование. При бурении породо-

разрушающими инструментами малых диаметров повышается устойчивость стенок скважин, что позволяет значительно упростить их конструкцию.

При разработке конструкции скважин для установления конечных диаметров рекомендуется пользоваться данными табл. 5.1 и 5.2 учебника [8]. В практике разведочного бурения на рудные полезные ископаемые получение представительных проб обеспечивается при использовании следующих минимальных размеров породоразрушающих инструментов: 46-59мм при бурении алмазными коронками; 59-76 мм при бурении твердосплавными коронками.

Конечный диаметр скважин следует увеличивать в мягких и трещиноватых порода с тем, чтобы получить больше керна. Так, при бурении в галогенных отложениях для опробования солей конечный диаметр должен составлять 112-93 мм, а при бурении по нерудным полезным ископаемым не менее 93 мм. При сложном геологическом строении и при бурении скважин в новых неизученных районах конечный диаметр выбирается большим. Меньший диаметр остается в резерве на случай возможной аварии. При разведке угольных месторождений в зависимости от типа углей рекомендуются следующие диаметры бурения: по мягким углям – 93 мм, по средним – 76 мм, по плотным – 59 и 76 мм с учетом применения специальных снарядов для получения представительного керна. Рекомендуемые диаметры инженерно-геологических скважин в зависимости от их назначения приводятся в табл. 2.2 справочника [11].

Установив конечный диаметр скважины, переходят к определению числа, глубины спуска и диаметра обсадных колонн. Необходимость спуска обсадной колонны зависит, прежде всего, от изученности геологического разреза скважины и степени осложненности его. Крепление части ствола или отдельных интервалов его трубами необходимо: для закрепления устья скважины и предохранения его от размыва (направляющая труба); для перекрытия разрушенных пород верхней части разреза; при возникновении в скважине различных осложнений в процессе бурения (обвалы пород, сильные поглощения промывочной жидкости, водогазопроявления и др.), если применение глинистых или других химически обработанных растворов не дает результатов; для изоляции продуктивных горизонтов путем тампонирования или цементирования затрубного пространства.

При выборе диаметра обсадных колонн для обеспечения определенных зазоров между внутренней стенкой обсадных труб и буровым снарядом нужно учитывать размеры бурильных труб и их соединений.

Намечают промежуточный и начальный диаметр скважины. Количество метров, которое можно пробурить долотом одного диаметра, устанавливают в зависимости от геологического разреза и опыта работы в данном районе.

При выборе конструкции следует избегать применения обсадных колонн, устанавливаемых «впотаи» (без выведения верхнего конца на поверхность). Применение потайных колонн и бурение в ступенчатом открытом стволе недопустимо при использовании снарядов со съемным керноприемником.

Ступенчатость ствола скважины при алмазном бурении допускается только в аварийных ситуациях или в глубоких (более 1000 м) скважинах, когда на нижних интервалах бурение ведется при сравнительно небольших (400-500 мин<sup>-1</sup>) частотах вращения.

Для обозначения конструкций геологоразведочных скважин применяется их буквенно-цифровая характеристика [16]. Рекомендуется шифр, включающий: глубину скважины (проектную или фактическую), м; способ бурения на конечной глубине (А-алмазными коронками, Т-твердосплавными коронками, Г-гидроударниками, П-пнеумоударниками, Ш-шарошечными долотами, АС-комплексами ССК или КССК, АГ-гидроударниками с алмазными коронками); конечный диаметр скважины (46,59,76,93), мм; сложность конструкции скважин по числу обсадных колонн (I, II, III, БО – без обсадки); глубину спуска, диаметр, вид бурения и глубину ступени открытого ствола.

**Пример 6.1.** Обосновать конструкцию разведочной скважины с проектной глубиной 700 м для бурения алмазными коронками на рудном месторождении, если геологический разрез характеризуется следующими условиями: в интервале 0-16 м наносы; 16-150 м трещиноватые поглощающие промывочную жидкость породы VII - VIII категории по буримости; 150-650 м – монолитные устойчивые породы IX – X категории; 650-690 м – железистые кварциты (X категории); 690-700 м – сланцы кремненые VIII категории. В скважине предусматриваются геофизические исследования с применением приборов диаметром 50мм.

**Решение.** Для бурения по кварцитам допустим диаметр скважины 46 мм (см. табл.6.1), но поскольку предусматривается использование в скважине приборов диаметром 50 мм, конечный диаметр ее принимается равным 59 мм.

Интервал от 150 м до проектной глубины целесообразно бурить коронками одного диаметра без крепления обсадными трубами. Анализ геологического разреза показывает, что для крепления данной скважины требуется одна обсадная колонна-кондуктор и направление.



Так как необходимо перекрыть зоны поглощений промывочной жидкости, глубина спуска кондуктора принимается равной 160 м с вводом башмака на 10 м в устойчивые породы, а диаметр его – 73 мм. Следовательно, диаметр коронки для бурения под кондуктор составляет 76 мм.

Глубина спуска направления принимается 18 м, а диаметр – 89 мм. Начальный диаметр скважины принимается равным 112 мм. Затрубное пространство цементируется.

Выбранная конструкция скважины будет иметь следующий шифр: 700А59П 20(89Н) 160(73Н). Графическое изображение конструкции скважины приведено на рис. 6.1.

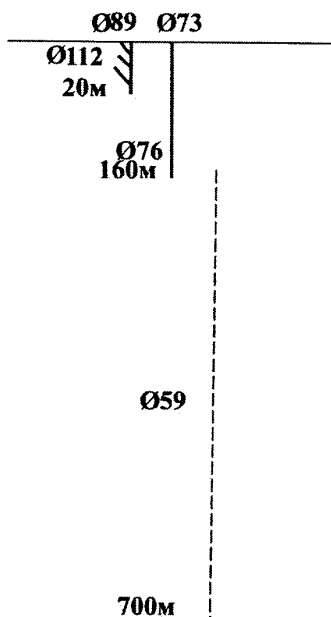


Рис. 6.1.

Графическое изображение запроектированной конструкции скважины.

**Пример 6.2.** Скважина должна подсесть рудное тело в интервале 780-930 м с получением керна диаметром не менее 60 мм. Значительную часть разреза предполагается бурить в сложных геологических условиях при наличии осыпей и обвалов трещиноватых пород (интервал 180 - 420 м), а также поглощений и незначительных водопровявлений в 128

интервале 540 – 710 м. Весь разрез скважины сложен породами VII – VIII категорий по буримости, которые целесообразно разбуривать твердосплавными коронками. Выбрать проектную конструкцию скважины.

Решение. Устанавливаем конечный диаметр скважины 76 мм, обеспечивающий диаметр керна 60 мм.

Из характеристики геологического разреза очевидна необходимость выбора сложной конструкции со спуском двух промежуточных колонн: на глубину 430 м с целью перекрытия зон, склонных к обвалам и осыпям, на глубину 720 м с целью перекрытия зон возможных поглощений и водопоявлений; для уменьшения расхода обсадных труб эту колонну предполагается установить в интервале 420 – 720 м без выхода ее на поверхность (потайная колонна).

Глубина спуска направления принимается равной 30 м.

Устанавливаются диаметры обсадных колонн: промежуточных 89 и 108 мм, а направления 127 мм. Диаметры твердосплавных коронок соответственно будут равны 93, 112 и 132 мм.

## 6.2. Проектирование конструкций водозаборных скважин.

Принцип проектирования конструкции скважин на воду тот же, что и при бурении разведочных скважин на твердые полезные ископаемые. Однако конечный диаметр водозаборной скважины устанавливается в зависимости от выбранного диаметра фильтра с учетом поперечных габаритов водоподъемного оборудования.

Зная заранее установленную мощность вскрытия водоносного пласта, можно задаться длиной рабочей части фильтра и определить его минимально необходимый диаметр (в мм):

$$D_{\phi} = \frac{\alpha Q}{l_p} \quad (6.1)$$

где  $Q$  – дебит скважины, м<sup>3</sup>/ч;  $l_p$  – длина рабочей части фильтра, м;  $\alpha$  – эмпирический коэффициент, зависящий от гранулометрического состава породы водоносного горизонта, для мелкозернистого песка  $\alpha = 90$ , для среднезернистого  $\alpha = 60$ , для крупнозернистого  $\alpha = 50$  и для гравийных отложений  $\alpha = 30$ .

В соответствии с расчетом и стандартными размерами труб подбирают диаметр фильтра и устанавливают конечный диаметр скважины. По проектному расходу  $Q$  и ожидаемому динамическому уровню воды в скважине подбирают водоподъемник, а по его габаритам – эксплуата-

ционную колонну, в которой он будет установлен. Внутренний диаметр эксплуатационной колонны должен быть больше диаметра водоподъемника на 20–40 мм. Затем выбирают способ установки фильтра в скважине: на эксплуатационных трубах или впотай и при необходимости корректируют диаметры фильтра и эксплуатационных труб, но только в сторону их увеличения по сравнению с расчетными.

Исходя из необходимости крепления пород проектного геологического разреза и обеспечения санитарно-технической надежности скважины, определяют число промежуточных колонн, их диаметры и глубины спуска.

При вращательном бурении с промывкой и небольшой глубине залегания водоносного горизонта (80–100 м) в большинстве случаев применяется одноколонная конструкция скважины. Дополнительная промежуточная колонна должна быть предусмотрена: в сложных гидрогеологических условиях для предупреждения прорыва высоконапорных вод по затрубному пространству при встрече зон разлома и зон интенсивных поглощений, которые не удастся изолировать с помощью специальных промывочных жидкостей. При большой глубине залегания водоносного горизонта (200–300 м) предусматривается двух-, трех-, а иногда и четырехколонная конструкция скважины. Следует учитывать необходимость защиты скважины от проникновения в нее воды из неиспользуемых водоносных горизонтов. С этой целью предусматривается затрубное цементирование кондуктора и эксплуатационной колонны (в некоторых случаях и промежуточной колонны).

При ударно-канатном бурении выход колонн обсадных труб из-под башмака предыдущей колонны не должен превышать 30–50 м.

Сооружение бесфильтровых скважин, наиболее совершенных по способу вскрытия и освоения водоносных пластов, позволяет уменьшить диаметры скважин и упростить их конструкцию.

Для бурения водозаборных скважин роторным и ударно-канатным способами обычно применяют стальные муфтовые обсадные трубы с короткой и удлиненной конической резьбой треугольного профиля по ГОСТ 632-80 [9].

Диаметр долота для бурения под обсадную колонну

$$D_d = D_M + 2\delta, \quad (6.2)$$

где  $D_M$  - диаметр соединительной муфты спускаемой обсадной колонны, по ГОСТ 632-80;  $\delta$  - зазор между стенками ствола скважины и диаметром муфты,  $\delta=20$  мм для труб диаметром до 250 мм;  $\delta=25\div 40$  мм для труб диаметром более 350 мм;  $\delta=2\div 5$  мм, если не предусматривается цементирование затрубного пространства.

Кроме стальных обсадных труб, в практике бурения скважин на воду используют пластмассовые (полиэтиленовые, полипропиленовые и др.) трубы. Эти трубы обладают значительно меньшей прочностью, чем стальные, но они более устойчивы к воздействию агрессивных вод.

Таким образом, конструкция водозаборной скважины должна обеспечивать: возможность получения расчетного расхода воды; надежную изоляцию эксплуатационного или исследуемого водоносного горизонта от лежащих выше водоносных горизонтов; установку фильтровой колонны в пределах водоносного горизонта; длительный срок эксплуатации и возможность проведения ремонта и восстановления скважины.

Пример 6.3. В геологическом строении района проектируемой скважины принимают участие отложения четвертичного периода, перекрытие сверху маломощной толщей (3 м) современных отложений; суглинки с прослоями водонасыщенных песков (мощность 20 м); мощность водоносного горизонта, располагающегося на глубине 23 м в среднезернистых песках, 10 м, напор его 21,5 м (статический уровень  $h_{ст}=1,5$  м).

Необходимо понизить статический уровень не менее чем на 7 м. Предполагаемый дебит  $Q=21$  м<sup>3</sup>/ч. В скважине установлен гравийно-обсыпной фильтр с уширенным контуром. Диаметр каркаса фильтра – 127 мм, а наружный диаметр  $D_{\phi}=195$  мм. Общая длина фильтровой колонны  $l_{\phi}=16$  м. Для откачки воды из скважины используется насос 2ЭЦВ8-25-100.

Требуется обосновать конструкцию скважины.

Обоснование. Конечный диаметр скважины определяется расчетным диаметром фильтра и принимается равным 215,9 мм. С учетом характера пород разреза, а также конечной глубины скважины предусматривается одна колонна обсадных труб, которая в то же время будет эксплуатационной. Глубина ее спуска принимается 23 м, что вполне обеспечит надежную изоляцию слоя слабообводненных суглинков. Диаметр эксплуатационной колонны, подобран в зависимости от погружного насоса и равен 244,5 мм при толщине стенки 10 мм.

Диаметр долота для бурения скважины под эксплуатационную колонну, вычисленный из выражения 6.2 равен 295,3 мм.

Данные о запроектированной конструкции скважины сведены в табл.6.1.

Таблица 6.1

## Запроектированная конструкция скважины

Горные породы	Интервал бурения, м	Диаметр долота, мм	Обсадные трубы, фильтр	
			Диаметр, мм	Глубина спуска, м
Супеси с прослоями мелкозернистого песка	0-3	295,3	-	-
Суглинки с прослоями водонасыщенных мелкозернистых песков	3-23	295,3	245	23
Пески среднезернистые	23-35	215,9	194	35

**Пример 6.4.** Обосновать конструкцию водозаборной скважины ударно-канатного бурения для следующих условий: предполагаемый дебит водоносного горизонта  $Q=31\text{ м}^3/\text{ч}$ ; ожидаемый динамический уровень 55 м; геологический разрез представлен следующими породами (в м): суглинки (0-6); мелкозернистый песок с гравием (6-20); суглинки с гравием и галькой (20-36); разнозернистый песок с гравием (36-54); плотные суглинки (54-74); среднезернистый песок (водоносный горизонт) (74-89); плотные глины (89-104).

**Обоснование.** Примем длину рабочей части фильтра  $l_p=13\text{ м}$ ; длину отстойника  $l_0=3\text{ м}$ , длину надфильтровой части  $l_H=2\text{ м}$ . Тогда общая длина фильтровой колонны составит  $l_\phi=l_p+l_0+l_H=13+3+2=18\text{ м}$ .

Глубина скважины с учетом пересечения водоносного пласта с заглублением в подстилающие плотные глины на 3 м с целью установки отстойника составит  $H=92\text{ м}$ .

Выбирается фильтр с трубчатым перфорированным каркасом и фильтрующей сеткой галунного плетения (см. табл. 20.2 раздела 20).

Минимально необходимый диаметр фильтра по формуле (6.1)

$$D_\phi = \frac{60 \cdot 31}{13} = 143,1\text{ мм}.$$

Принимается каркас диаметром 168 мм.

Кроме эксплуатационной колонны (глубина спуска 76) намечается спуск следующих обсадных колонн: направления на глубину 23 м с заглублением в суглинки с гравием и галькой; промежуточной колонны на глубину 57 м с заглублением в плотные суглинки.

Диаметры запроектированных колонн и долот для бурения под эти колонны:

эксплуатационной колонны – 219/201 мм, диаметр долота по формуле (6.2)

$$D_{\text{д}}^{219} = 244,5 + 2 \cdot 20 = 284,5 \text{ мм};$$

выбирается двутавровое долото диаметром 298 мм;  
промежуточной колонны – 324/307 мм;  
диаметр долота – двутавровое 445 мм;  
направление – 508/486 мм.

Под направление следует предусмотреть желонку диаметром 530 мм.

### **6.3. Проектирование конструкций скважин на нефть и газ**

Конструкция скважины разрабатывают и уточняют в соответствии с конкретными геологическими условиями бурения в заданном районе. Она должна обеспечить выполнение поставленной задачи, т.е. достижение проектной глубины, вскрытие нефтегазоносной залежи и проведение всего намеченного комплекса исследований и работ в скважине, включая ее использование в системе разработки месторождения.

Конструкция скважины зависит от сложности геологического разреза, способа бурения, назначения скважины, способа вскрытия продуктивного горизонта и других факторов.

Исходные данные для проектирования конструкции скважины включают следующие сведения:

назначение и глубина скважины;

проектный горизонт и характеристика породы-коллектора;

геологический разрез в месте заложения скважины с выделением зон возможных осложнений и указанием пластовых давлений и давлений гидроразрыва пород по интервалам;

диаметр эксплуатационной колонны или конечный диаметр скважины, если спуск эксплуатационной колонны не предусмотрен.

Порядок проектирования конструкции скважины на нефть и газ следующий.

**6.3.1. Выбирается конструкция призабойного участка скважины.** Конструкция скважины в интервале продуктивного пласта должна обеспечивать наилучшие условия поступления нефти и газа в скважину и наиболее эффективное использование пластовой энергии нефтегазовой залежи. Выбором правильной конструкции скважины в интервале продуктивного пласта решаются следующие задачи:

обеспечение наилучших условий дренирования продуктивного пласта;

задание величины заглубления скважины в продуктивный пласт, обеспечивающий длительную безводную добычу;

изоляция продуктивного пласта от близлежащих водоносных горизонтов;

защита продуктивного пласта от вредного влияния тампонажного раствора при цементировании или всемерное снижение этого влияния на проницаемость породы-коллектора.

Решение всех этих задач в совокупности усложняется большим разнообразием, конкретных условий. В зависимости от строения залежи, литологического состава породы-коллектора, его устойчивости в стенках скважины, пластового давления, насыщенности продуктивного пласта нефтью или газом применяются различные схемы вскрытия. Все их можно свести к трем основным типовым схемам:

схема 1 – спуск эксплуатационной колонны в кровлю продуктивного пласта с последующей установкой потайной колонны после вскрытия пласта или оставление открытого ствола, если порода-коллектор достаточно устойчива в стенках скважины;

схема 2 – спуск эксплуатационной колонны после вскрытия продуктивного пласта и проведение манжетного цементирования колонны выше кровли пласта;

схема 3 – спуск эксплуатационной колонны после достижения проектной глубины и ее цементирование от нижнего конца с перекрытием всей продуктивной толщи.

Каждая из указанных типовых схем имеет свои преимущества и области применения. Схема 1 позволяет обеспечить наиболее благоприятные условия при вскрытии продуктивного пласта, но может быть применена лишь в однопластовой залежи сравнительно небольшой толщины (до 15-20 м) без подошвенных вод. Схема 2 позволяет сохранить неизменный диаметр скважины при вскрытии продуктивного пласта, но также применяется в случае однопластовой залежи без подошвенных вод. Схема 3 пригодна в сложном геологическом разрезе с многопластовой залежью и водоносными пропластками. Эта схема наиболее опасна для продуктивных пластов из рассмотренных, так как не обеспечивает их защиты от проникновения цементного раствора и его вредного влияния на проницаемость коллектора.

Порода пласта считается устойчивой, если прочность ее при одноосном сжатии удовлетворяет условию

$$\sigma_{\text{сж}} > \left[ \frac{\mu}{1-\mu} (\rho_{\text{п}} g h_{\text{пл}} - P_{\text{пл}}) + (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}) \right], \quad (6.3)$$

где  $\mu$  - коэффициент Пуассона для породы коллектора;  $\rho_{\text{п}}$  - объемная плотность вышележащих пород, кг/м<sup>3</sup>;  $h_{\text{пл}}$  - глубина залегания кровли продуктивного горизонта;  $P_{\text{заб}}$  - забойное давление в скважине при эксплуатации (нагнетании), Па.

Вскрытие продуктивного пласта геотермальных скважин может осуществляться с открытым стволом (трещиноватые устойчивые породы), со спуском фильтровой колонны «впотай» в эксплуатационной и спуском эксплуатационной колонны с фильтровой частью или с последующей перфорацией эксплуатационной колонны против продуктивной зоны.

6.3.2. Обосновывается требуемое количество обсадных колонн и глубин их спуска. С этой целью строится график изменения коэффициента аномальности пластовых давлений  $k_{\text{а}}$  и индекса давлений поглощения  $k_{\text{погл}}$ .

На основании данных изменения коэффициента  $k_{\text{а}}$  и индекса  $k_{\text{погл}}$  выделяются зоны с несовместимыми условиями бурения (условия в двух смежных зонах несовместимы, если для перехода к разбурированию нижней из них  $\rho_{\text{бр}}$  или состав бурового раствора нужно изменять так, что это приведет к возникновению осложнений в верхней зоне).

Для разбурирования пород в зонах с несовместимыми условиями бурения необходимо нормировать величину относительной плотности бурового раствора ( $\rho_0$ )

$$\rho_0 = \rho_{\text{бр}} / \rho_{\text{в}}, \quad (6.4)$$

где  $\rho_{\text{бр}}$  - плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{в}}$  - плотность воды, кг/м<sup>3</sup>.

Опасность возникновения осложнений (поглощений, газонефтепроявлений, нарушений устойчивости горных пород) сводится к минимуму при соблюдении следующих условий

$$\left. \begin{array}{l} k_{\text{а}} < \rho_0 < k_{\text{погл}} \\ k_{\text{у}} < \rho_0 < k_{\text{погл}} \end{array} \right\}, \quad (6.5)$$

где  $k_{\text{а}}$  - коэффициент аномальности пластового давления (см. главу 1);  $k_{\text{у}}$  - индекс давления устойчивости породы - отношение давления относи-



тельной устойчивости породы  $\rho$  на глубине  $H_y$  к давлению столба воды такой же высоты

$$k_y = \frac{P_y}{(\rho_{вг} H_y)}; \quad (6.6)$$

$$P_y = \rho_{гр} g H_y. \quad (6.7)$$

Приступить к разбурированию нижерасположенной зоны можно, если надежно изолировать предыдущую путем спуска обсадной колонны и цементирования заколонного пространства тампонажным раствором.

Необходимая величина  $\rho_0$  нормируется с соблюдением следующих условий:

а) условие предупреждения притока пластовых флюидов

$$\rho_0 = k_p k_a, \quad (6.8)$$

где  $k_p$  - коэффициент резерва:  $k_p=1,10-1,15$  в скважинах глубиной до 1200 м;  $k_p=1,05-1,10$  в скважинах глубиной 1200-2500 м и  $k_p=1,04-1,07$  в скважинах глубиной 2500 м;

б) условие предупреждения потери устойчивости стенок скважины

$$\rho_0 \geq k_y, \quad (6.9)$$

где  $k_y$  - индекс давления относительной устойчивости породы

$$k_y = P_y / \rho_B, \quad (6.10)$$

где  $P_y$  - давление относительной устойчивости горных пород на глубине  $H_y$

$$P_y = \rho_{брг} g H_y. \quad (6.11)$$

Если разница между  $P_{пор}$  в породе и давлением в скважине превышает величину депрессии

$$k_y = k_{апор} - P_{деп} / P_B, \quad (6.12)$$

где  $P_{деп}$  - депрессия на пласт, определяемая опытным путем;  $P_B$  - давление столба воды (в МПа) плотность  $\rho_B=1000$  кг/м<sup>3</sup>.

в) условие предупреждения статической репрессии на продуктивный пласт

$$\rho_0 = k_a - P_{реп(л)} / P_B, \quad (6.13)$$

или

$$P_B - P_{пл} \leq P_{диф(л)}, \quad (6.14)$$

где  $P_{реп(л)}$ ,  $P_{диф(л)}$  - соответственно допустимые репрессия и дифференциальное давления на пласт.

Ниже приведены рекомендуемые значения  $P_{реп(л)}$  и  $P_{диф(л)}$ .

Глубина Н, м	≤1200	1200-2500	>2500
Допустимая репрессия в МПа, не более,	1,5	2,5	3,5

Статическую репрессию на глубине Н можно вычисляют по формуле

$$P_{\text{реп}} = (\rho_0 - k_a) P_B ; \quad (6.15)$$

г) условие поддержания величины  $\rho_0$  при разбуривании хемогенных пород

$$\rho_0 \geq \rho_{\text{о.н.}} , \quad (6.16)$$

где  $\rho_{\text{о.н}}$  - относительная плотность водного раствора, полностью насыщенного солями разбуриваемой хемогенной горной породы;

д) условие предупреждения поглощения бурового раствора

$$\rho_{\text{о.э.}} < k_{\text{пол}} , \quad (6.17)$$

где  $\rho_{\text{о.э.}}$  - относительная эквивалентная плотность столба бурового раствора, равная;  $k_{\text{пол}}$  - индекс давления поглощения.

$$\rho_{\text{о.э.}} = \rho_0 + (\text{grad} \rho_{\Gamma.Д} + P_{y.к}) / P_B , \quad (6.18)$$

где  $\text{grad} \rho_{\Gamma.Д}$  - градиент гидродинамического давления в кольцевом пространстве на участке от устья до глубины Н;  $P_{y.к}$  - избыточное давление в кольцевом пространстве у устья.

Предварительно выбранный вариант конструкции скважины, удовлетворяющий только условиям бурения с учетом пластовых давлений и давлений, при которых возможны осложнения, должен быть откорректирован с учетом других существенных факторов: наличие в разрезе неустойчивых, трещиноватых или многолетнемерзлых пород, хемогенных отложений, необходимость установки противовыбросового оборудования и др.

Так, если в районах распространения многолетнемерзлых пород встречаются интервалы, в которых твердые минеральные частицы сцементированы только льдом, всю толщу таких пород перекрывают кондуктором, башмак которого устанавливается ниже границы мерзлоты не менее, чем на 100 м в устойчивой породе с положительной температурой.

Для предотвращения растворения солей возможен вариант, когда надсолевая толща перекрывается одной, а хемогенная толща – другой обсадными колоннами.

Если на рассматриваемую колонну должно быть установлено противовыбросовое оборудование, башмак ее следует устанавливать на такой глубине, чтобы, в случае возникновения газонефтеводопроявления при дальнейшем углублении и выброса бурового раствора из скважины, породы, залегающие ниже башмака, не могли быть разорваны тем высоким давлением, которое придется создать для глушения проявления.

Относительное давление по воде в закрытой скважине – отношение давления  $P_h$  на глубине  $h$  в скважине с закрытым устьем, частично или полностью заполненной пластовой жидкостью, к давлению столба пресной воды

$$k_{\text{отн}} = \frac{P_h}{\rho_B g h}. \quad (6.19)$$

Ориентировочно глубина спуска кондуктора (если принять давление газа у башмака его равным пластовому) и минимальная глубина спуска промежуточной колонны ( $H$ , м) для безопасного вскрытия пластов может быть рассчитана из выражения

$$H = \frac{P_{\text{пл}h}}{P_{\text{гр}}}, \quad (6.20)$$

где  $P_{\text{пл}h}$  – пластовое давление на глубине  $h$ , МПа,  $P_{\text{гр}}$  – градиент давления разрыва пласта (ориентировочно для газовых скважин эта величина равна  $P_{\text{гр}}=0,02$ МПа/м и требует уточнения для каждого месторождения).

В последнее время все большее распространение получает схема вскрытия продуктивного пласта горизонтальной скважиной. В этом случае направляющий участок горизонтальной скважины до кровли продуктивного пласта закрепляется эксплуатационной колонной, а конечный интервал горизонтальной скважины, располагающийся в продуктивном пласте, в большинстве случаев (устойчивый коллектор) остается открытым либо закрепляется перфорированной потайной колонной (хвостовиком). В редких случаях при проведении гидроразрыва пласта может быть спущена и зацементирована потайная колонна с последующей ее перфорацией в заданных интервалах.

После определения требуемого количества обсадных колонн необходимо уточнить глубину спуска каждой колонны. Если ниже спущен-

ной колонны будут вскрываться пласты с АВПД, глубина спуска уточняется с таким расчетом, чтобы были перекрыты интервалы слабых пород, в которых возможен гидроразрыв после полного замещения бурового раствора в скважине пластовым флюидом и герметизации устья скважины.

6.3.3. Обосновывается выбор диаметра эксплуатационной колонны и согласовываются диаметры обсадных колонн и долот. Расчет диаметров ведется снизу вверх. За исходный размер принимается диаметр эксплуатационной колонны или конечный диаметр ствола скважины, если спуск обсадной колонны проектом не предусмотрен. Как было указано выше, диаметр эксплуатационной колонны устанавливается заказчиком в зависимости от ожидаемого дебита нефтяной или газовой скважины или от диаметров технических средств, намеченных к использованию в скважине на поздней стадии разработки нефтяного месторождения.

Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн в добывающих скважинах приведены в табл. 6.2.

Т а б л и ц а 6.2

Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн

Нефтяная скважина		Газовая скважина	
Суммарный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Ориентировочный диаметр, мм	Суммарный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Ориентировочный диаметр, мм
<40	114,3	<75	114,3
40-100	127,0; 139,7	75-250	114,3-146,1
100-150	139,7; 146,1	250-500	146,1-177,8
150-300	168,3; 177,8	500-1000	168,3-219,1
>300	177,8; 193,7	1000-5000	219,1-273,1

При выборе диаметра эксплуатационной колонны опорных, параметрических, структурных, поисковых и разведочных скважин следует предусмотреть диаметр 114 или 127 мм. Исключение составляют скважины, которые могут стать продуктивными.

В газовых добывающих скважинах эксплуатационную колонну желательно предусматривать диаметром 178 мм, а для скважин сложной конструкции 168 или 146 мм.

При расчете диаметров руководствуются нормами ГОСТ 632-80 на обсадные трубы (19 типоразмеров от 114,3 до 508,0 мм) и ГОСТ 20692-80 на шарошечные долота (39 типоразмеров), а также сведениями о номенклатуре долот, выпускаемых отечественной промышленностью и зарубежными фирмами [2].

Диаметр долота для бурения под обсадную колонну определяется по ее габаритному наружному размеру (наружный диаметр соединительной муфты) с таким расчетом, чтобы обсадная колонна свободно проходила по стволу скважины с регламентированным радиальным зазором, который определен в зависимости от диаметра обсадной колонны (табл. 6.3).

Т а б л и ц а 6.3

Минимальная допустимая разность диаметров ствола скважины  
и муфты обсадной колонны\*

Номинальный диаметр обсадной колонны, мм	Разность диаметров $2\delta$ , мм	Номинальный диаметр обсадной колонны, мм	Разность диаметров $2\delta$ , мм
114,3; 127,0	15,0	273,1; 298,5	35,0
139,7; 146,1	20,0	323,9; 426,0	35,0-45,0
168,3; 244,5	25,0		

Расчетный диаметр долота определяется по формуле (6.2).

Затем по расчетному диаметру находится ближайший нормализованный диаметр долота.

Установленный таким образом нормализованный диаметр долота позволяет рассчитать внутренний диаметр обсадной колонны, через которую это долото должно свободно пройти

$$d_{\text{вн}} = D_{\text{д}} + 2\Delta, \quad (6.21)$$

где  $\Delta$  - радиальный зазор между долотом и стенкой обсадной трубы, обычно принимается  $\Delta = 5 \div 10$  мм (причем нижний предел - для труб малого диаметра).

По известному внутреннему диаметру  $d_{\text{вн}}$  обсадной трубы с использованием ГОСТ 632-80 подыскивается нормализованный диаметр обсадной колонны и выявляется наибольшая допустимая толщина стенки трубы.

Так как в ГОСТ 632-80 нормализован наружный диаметр обсадных труб и для каждого размера установлено по несколько толщин стенки трубы, внутренний диаметр может варьировать в широких пределах:

$$d_{\text{вн}} = d_{\text{н}} - 2\delta_{\text{тр}}, \quad (6.22)$$

\* Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности утв. постановлением Госгортехнадзора России №24 от 09.04.1998 и введены в действие в 01.09.1998 г.

где  $d_{вн}$  и  $d_{н}$  - внутренний и наружный диаметры обсадной трубы, мм;  
 $\delta_{тр}$  - толщина стенки трубы, мм.

Основные размеры обсадных труб и муфт к ним в соответствии с ГОСТ 632-80 приведены в табл. 2.4 справочного пособия [9].

Разработанная конструкция скважины представляется на схеме, которая оформляется по общепринятой форме. На схеме наружные диаметры обсадных колонн указываются в миллиметрах у верхнего их конца. Если в конструкции предусмотрено использование потайной колонны, то ее принято пунктирной линией подводить к поверхности и здесь указывать ее наружный диаметр. Глубины спуска обсадных колонн показывают в метрах у нижнего конца каждой колонны. Диаметр ствола скважины в миллиметрах определяется по диаметру долот, которые будут использоваться в соответствующем интервале, и на схеме показывается у правого конца стрелки, проведенной до стенки ствола скважины. На схеме также должна быть указана глубина до уровня подъема цементного раствора за колонной.

При оценке сложности конструкции скважины их подразделяют на одно-, двух-, трехколонные и т.д. В подсчете количества колонн принято учитывать только промежуточные и эксплуатационные обсадные колонны; направление, кондуктор и потайная колонна в продуктивном пласте при этом не учитываются.

В отдельных случаях для разработки более компактной конструкции скважины предусматривается использование обсадных труб со специальными муфтами уменьшенного наружного диаметра (см. табл. 2.5 [9]) или трубы безмуфтового соединения типа ТБО (см. табл. 2.6 [9]). Гладкие обсадные колонны могут быть составлены из безмуфтовых обсадных труб типа ОГ1м (см. табл. 2.7 [9]), которые соединяются между собой по резьбам, нарезанным на концах гладкого тела трубы. Такие трубы обладают пониженной прочностью (снижение до 50-53 % от прочности гладкой трубы) и поэтому могут использоваться для потайных колонн (хвостовиков) или размещаться в нижней части эксплуатационной колонны.

6.3.4. Выбираются интервалы цементирования. От башмака обсадной колонны до устья цементируются: кондукторы во всех скважинах; промежуточные и эксплуатационные колонны в разведочных, поисковых, параметрических, опорных и газовых скважинах; промежуточные колонны в нефтяных скважинах глубиной свыше 3000 м; на участке длиной не менее 500 м от башмака промежуточной колонны в нефтяных

скважинах глубиной до 3000 м (при условии перекрытия тампонажным раствором всех проницаемых и неустойчивых пород).

Интервал цементирования эксплуатационных колонн в нефтяных скважинах может быть ограничен участком от башмака до сечения, расположенного не менее чем на 100 м выше нижнего конца предыдущей промежуточной колонны.

Все обсадные колонны в скважинах, сооружаемых в акваториях цементуются по всей длине.

**Пример 6.5.** Среднее пластовое давление во вскрытом в интервале 2135-2153 м нефтеносном песчанике  $P_{пл}=22$  МПа, а прочность его при одноосном сжатии 8 МПа. Вблизи песчаника других проницаемых пород нет. Проверить устойчивость породы коллектора, если известно, что забойное давление в скважине при эксплуатации составляет 18 МПа, а объемная плотность вышележащей толщи пород  $\rho_n=2215$  кг/м<sup>3</sup>.

**Решение.** Приняв  $\mu=0,3$  (см. раздел 1) и  $h_{пл}=(2153+2135)/2=2044$  м устойчивость породы пласта по формуле (6.3)

$$\sigma_{сж} > 2 \left[ \frac{0,3}{1-0,3} (2215 \cdot 9,8 \cdot 2044 - 22 \cdot 10^6) + (22 - 18) \cdot 10^6 \right] = 27,1 \text{ МПа} .$$

Поскольку прочность нефтеносного песчаника меньше ( $8 < 27,1$ ) и коллектор неустойчив, следует предусмотреть другую схему вхождения продуктивную залежь.

В случае, если коллектор неустойчив, продуктивная залежь укрепляется специальным фильтром.

**Пример 6.6.** Выбрать конструкцию призабойного участка и глубину забоя поисковой скважины, если известна следующая характеристика залежи: водонапорная свозовая ненарушенная, коллектор представлен неустойчивым, нефтенасыщенным, равномерно и хорошо проницаемым песчаником (нефть мало содержит растворенного в ней газа). Глубина места вхождения в залежь вертикальной скважины – 3100 м. Подошва залежи по оси будущей скважины на глубине 3150 м. Под подошвой залежи на глубине 3160 м имеется водосодержащий пропласток.

**Выбор.** При заданных условиях приемлем метод вхождения в продуктивную залежь, предусматривающий первичное вскрытие пласта долотом такого же диаметра, как и вышележащие породы, с последующим спуском эксплуатационной колонны до проектной глубины. Способ цементирования – вытеснение цементного раствора через башмак колонны в заколонное пространство. Затем пласт вторично вскрывается посредством перфорации эксплуатационной колонны и цементного камня. Глубина забоя скважины выбирается исходя из следующих со-

ображений. Бурение целесообразно прекратить на глубине, например, 3140 м, т.е. до вхождения в подошву продуктивного пласта, поскольку вблизи подошвы продуктивного пласта на глубине 3160 м залегает водоносный горизонт. Окончательное решение о глубине забоя скважины и интервале на длине которого будет осуществляться вторичное вскрытие, будет приниматься при наличии геолого-геофизических данных о залежи. Принятая конструкция призабойного участка скважины приведена на рис.6.2.

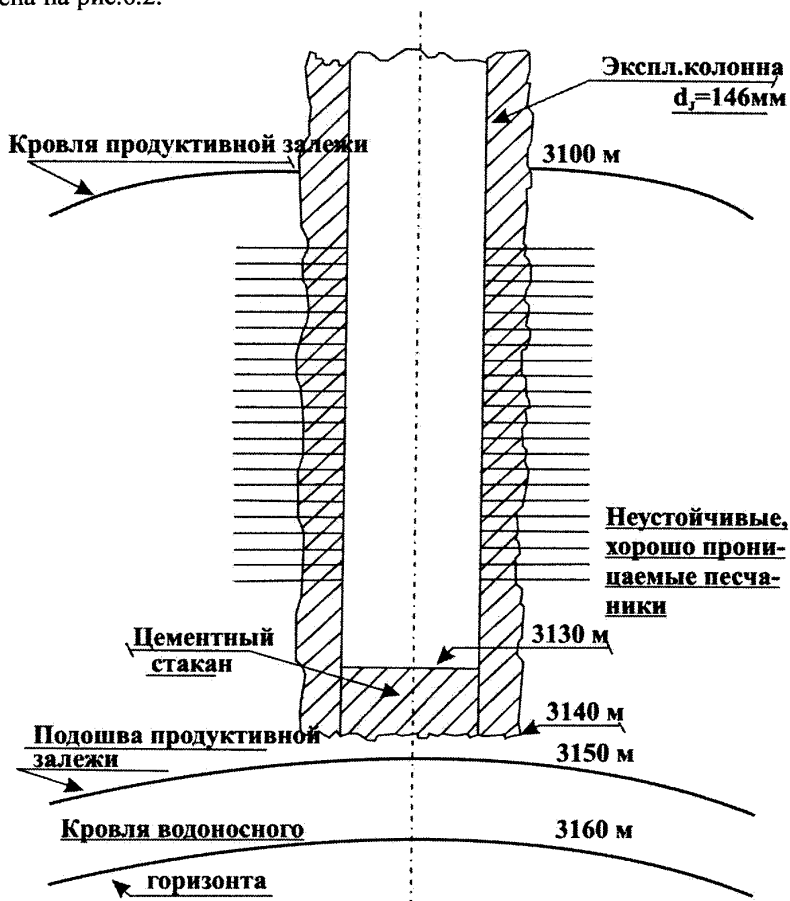


Рис. 6.2.  
Конструкция призабойного участка скважины



Вывод: если отказ от долота диаметром 139,7 мм и эксплуатационной колонны диаметром 168 мм нежелателен, то необходимо подобрать трубы, в составе которых нет секций с толщиной стенок 12,1 мм.

Аналогичные расчеты показывают, что в случае необходимости использования эксплуатационной колонны диаметром 178 мм и бурения в продуктивном пласте долотом диаметром 146 мм, то необходимо колонну сконструировать, так, чтобы в ее составе не было секций с толщиной стенок труб 12,7, 13,7, и 15,0 мм.

Пример 6.8. При бурении скважины на глубине  $H=1800$  м предполагается вскрыть газоносный горизонт с пластовым давлением  $P_{пл}=21$  МПа, причем в разрезе скважины отсутствуют водоносные горизонты. Требуется найти минимальную глубину спуска промежуточной колонны для безопасного вскрытия пластов, представляющих опасность выброса.

Решение. Принимая градиент разрыва пластов  $P_{гр}=0,02$  МПа/м, по формуле (6.20) находим

$$H_{\min}=21/0,02=1050\text{ м.}$$

Окончательная глубина спуска колонны устанавливается с учетом других факторов.

Пример 6.9 На глубине  $Z_1=2300$  м вскрывается газоносный пласт с коэффициентом аномальности пластового давления  $k_a=1,5$ . Необходимо определить максимальное давление на стенки открытого ствола на глубине  $Z_2=2200$  м, которое может возникнуть в процессе вымывания газовой пачки при герметизированном устье, а также рассчитать допустимое давление на устье, если на глубине 2200 м индекс давления поглощения горной породы  $k_{п}=2,1$ .

Решение. Пластовое давление в газоносном пласте

$$P_{пл}=k_a \rho_B g z_1 = 1,5 \cdot 1000 \cdot 9,8 \cdot 2300 = 33,8 \text{ МПа.}$$

Необходимая плотность раствора для вскрытия газоносного пласта

$$\rho_{б.р.} = k_3 k_a \rho_B = 1,1 \cdot 1,5 \cdot 1000 = 1650 \text{ кг/м}^3.$$

Гидростатическое давление бурового раствора на глубине 2200 м

$$P_{Г.СТ} = \rho_{б,р} g z_2 = 1650 \cdot 9,8 \cdot 2200 = 35,6 \text{ МПа.}$$

Гидростатическое давление на глубине 2200 м после перемещения газовой пачки к устью

$$P'_{Г.СТ} = P_{Г.СТ} + P_{пл} = 35,6 + 33,8 = 69 \text{ МПа.}$$

Давление гидроразрыва пород на глубине 2200 м

$$P_{Г.р} = k_{п} \rho_{в} g z_2 = 2,1 \cdot 1000 \cdot 9,8 \cdot 2200 = 45,3 \text{ МПа.}$$

Как видим, давление гидроразрыва 45,3 МПа значительно ниже того, которое может возникнуть при закрытом устье, и велика опасность гидроразрыва пород и интенсивного поглощения. Чтобы избежать осложнения, надо либо предусмотреть изоляцию интервала с  $k_{п} = 2,1$  до вскрытия газоносного пласта, либо рассчитать допустимое давление на пласт и уровень допустимого давления на устье при вымывании газовой пачки.

Допустимое давление на глубине 2200 м во избежание гидроразрыва пород

$$P_{\text{доп } 2200} = 45,3 : 1,05 = 43,1 \text{ МПа.}$$

Допустимое давление на устье скважины при вымывании газовой пачки

$$P_{\text{доп у}} = P_{\text{доп } 2200} - P_{Г.СТ} = 43,1 - 35,6 = 7,5 \text{ МПа.}$$

Если же в процессе вымывания газовой пачки давление в открытом стволе превысит допустимое и может возникнуть опасность гидроразрыва пород, то указанный интервал должен быть перекрыт обсадной колонной до вскрытия продуктового пласта.

**Вывод.** Подобными расчетами возможных изменений давления в скважине в результате их сопоставления с допустимыми с точки зрения гидроразрыва или потери устойчивости породы в стенках скважины определяется необходимость перекрытия обсадной колонной того или иного интервала. В любом случае глубина спуска обсадной колонны устанавливается с таким расчетом, чтобы ее башмак находился в устойчивых прочных малопроницаемых породах.

Пример 6.10. Пусть задан диаметр эксплуатационной колонны  $d_3=146,1\text{мм}$ .

Рассчитать двухколонную конструкцию скважины.

Рассчитанная конструкция скважины представлена на схеме (рис.6.3)

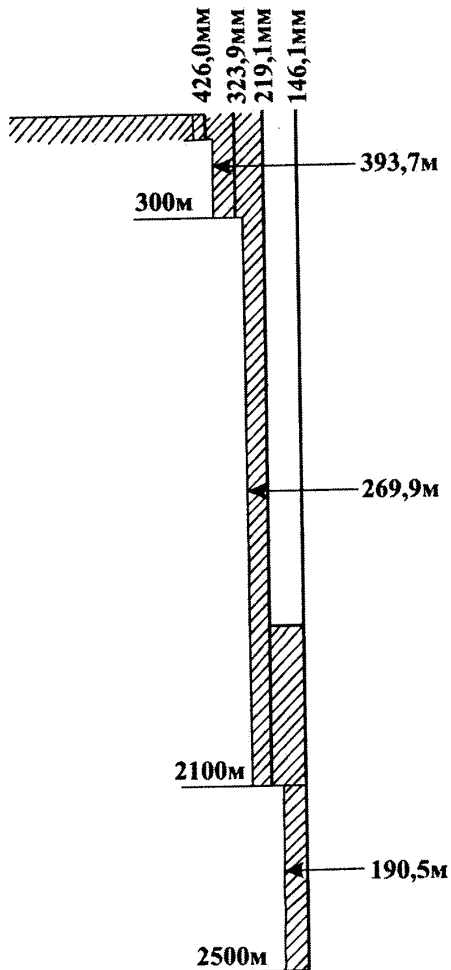


Рис.6.3.  
Схема к примеру 6.10.

Решение. Наружный диаметр соединительной муфты для эксплуатационной колонны по ГОСТ 632-80 (см. табл. 6.7)  $d_{М,Э}=166\text{мм}$ .

Расчетный диаметр долота для бурения под эксплуатационную колонну

$$D_{Д,Р}=d_{М,Э}+2\delta=166+20=186\text{мм},$$

где  $2\delta=20\text{мм}$  (см.табл. 6.3).

Выбор ближайшего нормализованного диаметра долота по ГОСТ 20692-80

$$D_{Д,Н}=190,5\text{мм}>186\text{мм}.$$

Внутренний расчетный диаметр промежуточной колонны

$$d_{ПР,ВН}=D_{Д,Н}+2\Delta=190,5+10=200,5\text{мм}.$$

Нормализованный диаметр обсадной колонны по ГОСТ 632-80  $d_{ПР}=219,1\text{мм}$  с максимально допустимой толщиной стенки  $\delta_{ПР}=8,9\text{мм}$ ; наружный диаметр муфты  $d_{М}=244,5\text{мм}$  (см.табл. 2.4 [9]).

Расчетный диаметр долота для бурения под промежуточную колонну

$$D_{Д,Р}=244,5+25=269,5\text{мм},$$

где зазор  $2\delta=25\text{мм}$  по табл. 6.6.

Выбор ближайшего нормализованного диаметра долота по ГОСТ 20692-80

$$D_{Д,Н}=269,9\text{мм}>269,5\text{мм}.$$

Внутренний расчетный диаметра кондуктора

$$d_{ВН,К}=269,9+15=284,9\text{мм}.$$

Нормализованный диаметр кондуктора по ГОСТ 632-80(см.табл.6.7)  $d_{К}=323,9\text{мм}$  с максимально допустимой толщиной стенки  $\delta_{К}=14\text{мм}$ , Наружный диаметр муфты  $d_{М}=351,0\text{мм}$ .

Расчетный диаметр долота для бурения под кондуктор

$$D_{Д,Р}=351,0+40,0=391,0\text{мм},$$

где зазор  $2\delta=40\text{мм}$  в соответствии с табл.6.3.

Ближайший нормализованный диаметр долота для бурения под кондуктор по ГОСТ 20692-80

$$D_{дн}=393,7\text{мм}>391,0\text{мм}.$$

Внутренний расчетный диаметр направления

$$d_{вн.напр}=393,7+18=408,7\text{мм}.$$

Нормализованный диаметр обсадных труб для направления по ГОСТ 632-80 (см.табл. 2.4 [9])  $d_{напр}=426,0\text{мм}$  с максимально допустимой толщиной стенки  $\delta=10\text{мм}$ ; наружный диаметр муфты  $d_M=451,0\text{мм}$ .

**Пример 11.** Обосновать конструкцию эксплуатационной скважины на нефть для условий, показанных на рис. 6.6. продуктивный горизонт в интервале 4000-4100 м представлен неоднородной, неустойчивой толщиной. Согласно условиям требуется селективный отбор нефти. Продуктивная толща вскрывается до подошвы, перекрывается эксплуатационной колонной, цементируется с последующей перфорацией. Проектный дебит – 35 м<sup>3</sup>/сутки.

**Решение.** Диаметр эксплуатационной колонны согласно табл.6.2 принимается равным 114,3 мм. Согласно ГОСТ – 638-80 выбираются безмуфтовые трубы ОГ-1м (см.табл. 2.7 [9]).

Число и глубина спуска обсадных колонн согласно рис. 6.6:

эксплуатационная колонна	до 4100 м
промежуточная 2	до 3300 м
промежуточная 1	до 2000 м
кондуктор	до 500 м.

Определяются диаметры обсадных колонн и долот:  
диаметр долота под эксплуатационную колонну по формуле (6.2):

$$D_{д}^3 = 114,3 + 2 \cdot 10 = 134,3 \text{ мм} .$$

Выбираем долото  $D_{д}^3 = 139,7 \text{ мм} .$

внутренний диаметр промежуточной колонны 2 определяется по формуле (6.30):

$$d_{в}^3 = 139,7 + 2 \cdot 5 = 149,7 \text{ мм} .$$

Выбираем обсадную колонну безмуфтовую ОГ-1м (табл. 2.7 [9])

$$d_{н}^{п2} = 168,3 \text{ мм} ;$$

диаметр долота под промежуточную колонну 2 будет равен

$$D_{\text{д}}^{\text{п2}} = 168,3 + 2 \cdot 20 = 208,3 \text{ мм} .$$

Выбираем долото

$$D_{\text{д}}^{\text{п2}} = 215,9 \text{ мм};$$

внутренний диаметр промежуточной колонны 1 составит

$$d_{\text{в}}^{\text{п1}} = 215,9 + 2 \cdot 5 = 225,9 \text{ мм} .$$

Выбираем обсадную колонну безмуфтовую ОГ-1м

$$d_{\text{н}}^{\text{п2}} = 244,5 \text{ мм};$$

диаметр долота под промежуточную колонну 1 равен

$$D_{\text{д}}^{\text{п1}} = 244,5 + 2 \cdot 25 = 294,5 \text{ мм} .$$

Выбираем долото

$$D_{\text{д}}^{\text{п1}} = 294,3 \text{ мм};$$

внутренний диаметр кондуктора составит

$$d_{\text{в}}^{\text{к}} = 295,3 + 2 \cdot 5 = 305,3 \text{ мм} .$$

Выбираем обсадную муфтовую колонну

$$d_{\text{н}}^{\text{к}} = 323,9 \text{ мм}; d_{\text{м}}^{\text{к}} = 351 \text{ мм};$$

диаметр долота под кондуктор составит

$$D_{\text{д}}^{\text{к}} = 351 + 2 \cdot 35 = 421 \text{ мм} .$$

Выбираем долото

$$D_{\text{д}}^{\text{к}} = 444,5 \text{ мм} .$$

Интервалы цементирования: кондуктор и промежуточные колонны цементируются от башмака до устья, а эксплуатационная колонна от башмака до отметки 1900 м. Конструкция скважины показана на рис. 6.4.

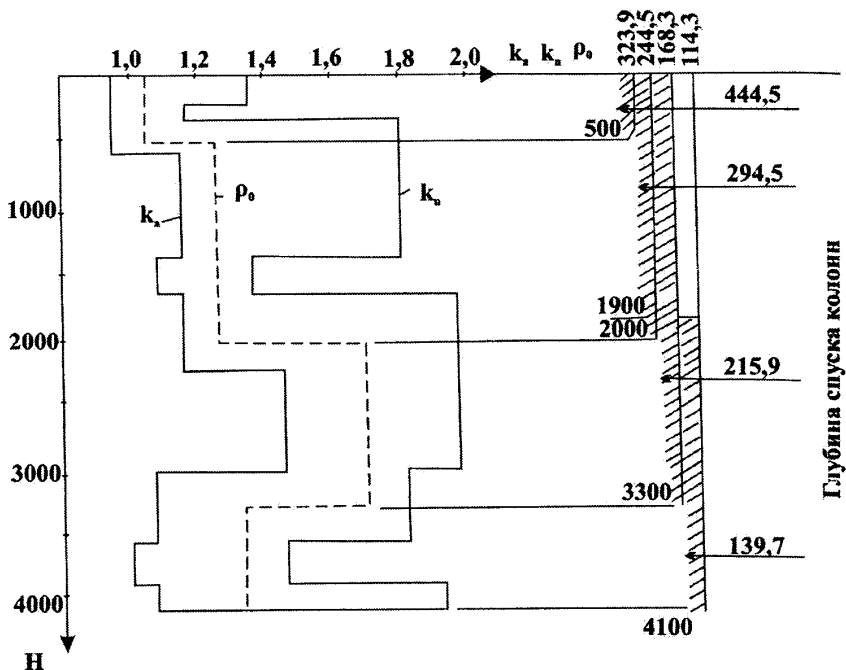


Рис.6.4.  
График изменения  $k_a$  и  $k_n$  и запроектированная конструкция скважины.

## 6.4. Принципы построения конструкций геотехнологических скважин

Назначение технологических скважин добычного комплекса подземного выщелачивания заключается в: подаче выщелачивающих реагентов; отборе продуктивных растворов и контроле за технологическим процессом в недрах. Независимо от их назначения первоочередное требование к конструкциям технологических скважин - надежность их работы (обеспечивается правильным выбором материала для конструктивных узлов, технологичностью их монтажа и соответствием нагрузки, возникающей при сооружении и эксплуатации скважин).

На рис. 6.5 показаны схемы типовых конструкций технологических скважин [19], применяемых на полигонах подземного выщелачивания. Их назначение и особенности конструкции сведены в табл. 6.4.

Т а б л и ц а 6.4

Назначение и особенности конструкций скважин подземного выщелачивания

Схема типовой конструкции	Назначение	Особенности конструкции
Одноколонная (рис.6.5, а)	Откачка продуктивных растворов с помощью эрлифта; подача в продуктивный горизонт выщелачивающих растворов свободным наливом или под давлением	В качестве эксплуатационной колонны в откачных эрлифтных скважинах используют полиэтиленовые трубы диаметром 110 и 140 мм или металлопластовые трубы диаметром 132 или 115 мм. В закачных скважинах применяют полиэтиленовые трубы диаметром 110 мм или металлопластовые – 89 и 95 мм. Тип фильтра подбирают в зависимости от гранулометрического состава продуктивного горизонта. Затрубное пространство скважин гидроизолируют с помощью пакерного устройства или через заливочные трубы. В последнем случае на эксплуатационную колонную устанавливают манжету.
Одноколонная комбинированная по диаметру (рис.6.5, б)	Откачка продуктивных растворов с помощью погружного насоса	Верхняя часть эксплуатационной колонны в интервале от поверхности до отметки ниже динамического уровня выполнена из труб, внутренний диаметр которых соответствует габаритным размерам применяемого насоса. Могут быть использованы трубы ПНД 160 СТ для 4-дюймовых насосов, а для 6-дюймовых – ПНД 210 СТ или ПНД 225 Т.
		Нижнюю часть эксплуатационной колонны этой конструкции усиливают применением более устойчивых к нагрузкам полиэтиленовых или металлопластовых труб меньшего диаметра. Верхнюю и нижнюю части колонны соединяют с помощью переходника. Выбор типа фильтра и способа гидроизоляции, как и в предыдущем случае.



Схема типовой конструкции	Назначение	Особенности конструкции
Одноколонная комбинированная по диаметру и материалу (рис.6.5, в)	Откачка или закачка растворов в условиях возникновения на определенных интервалах геологического разреза нагрузок, превышающих допустимые для полимерных труб.	Эксплуатационную колонну составляют трубы из нержавеющей стали. В остальной конструкции аналогична конструкции колонны, показанной на рис. 6.7,а
Двухколонная с защитной колонной (рис.6.5, з)	Откачка или закачка растворов в сложных горно-геологических условиях (при наличии в геологическом разрезе «пучащих» глин)	Эксплуатационная колонна из полиэтиленовых труб опускается под защитой стальной технической колонны (может быть скомпонована, как и в приведенных выше конструкциях)
Шланговая (рис.6.5, д)	Подача в продуктивный горизонт выщелачивающих растворов	В качестве эксплуатационной колонны используется шланг (МПШ – 70, полимерные армированные шланги). Гидроизоляция затрубного пространства осуществляется с использованием цементировочного оборудования
Одноколонная двухфилтровая (рис. 6.5,е)	Отработка месторождений с двухъярусным расположением рудных тел.	Эксплуатационная колонна состоит из труб ПНД – 140 СТ. Против каждого продуктивного горизонта устанавливаются фильтры, что позволяет производить одновременно раздельную откачку или подачу растворов в каждый горизонт.
Одноколонная с гравийной обсыпкой (рис.6.5,ж)		Конструктивно аналогична схеме, показанной на рис.6.7, а. В качестве фильтра-каркаса используется щелевой фильтр.

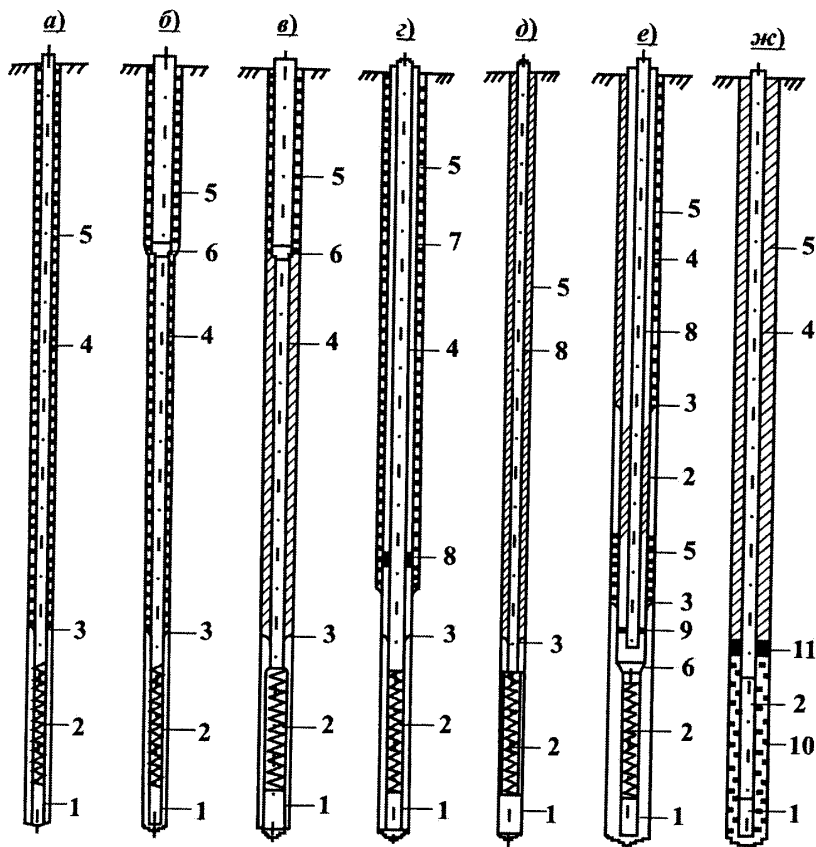


Рис.6.5. Схема типовых конструкций технологических скважин ПВ:

- а) – одноколонная; б) – одноколонная, комбинированная по диаметру;  
 в) – одноколонная, комбинированная до диаметру и материалу; г) – двухколонная (с защитной колонной); д) – одноколонная шланговая; е) – одноколонная двухфилтровая; ж) – одноколонная с гравийной обсыпкой фильтра;  
 1 – отстойник; 2 – фильтр; 3 – цементировочный узел или манжета; 4 – эксплуатационная колонна; 5 – гидроизоляционный материал; 6 – переходник; 7 – защитная колонна;  
 8 – шланг; 9 – уплотнительная манжета; 10 – гравийная обсыпка;  
 11 – гидроизоляционный затвор.

Для подземного растворения солей (при камерной системе разработки месторождений) наибольшее распространение получила трехколонная конструкция скважин (см.рис. 6.6) [7,12]. При противоточном растворении применяется двухколонная конструкция.

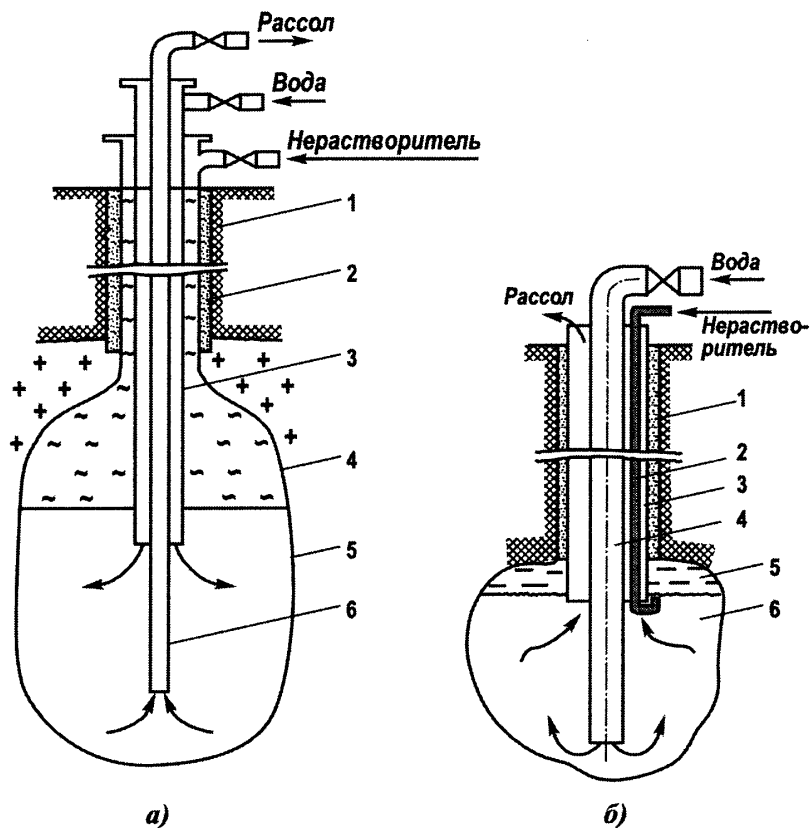


Рис. 6.6.

Конструкции эксплуатационных скважин для подземного растворения солей:  
*а* – трехколонная конструкция: 1 – обсадная колонна, 2 – цементное кольца. 3; 6 – эксплуатационные колонны; 4 – нерастворитель, 5 – камера; *б* – двухколонная конструкция при противоточном растворении: 1 – цементное кольцо, 2 – трубка для подачи нерастворителя. 3 – обсадная колонна; 4 – эксплуатационная колонна; 5 – нерастворитель, 6 – камера.

Конструкция одиночных как вертикальных, так и наклонных скважин включает обсадную или основную колонну труб, которая цементируется на всю ее глубину, и эксплуатационные колонны труб. Величина заглубления обсадной колонны в соляной пласт для простых геологиче-

ских условий принимается равной 5-10 м, а при неблагоприятных условиях (наличие трещиноватости или неоднородности кровли соляной залежи, карстов в пласте соли др.) она может быть увеличена до пределов, допускающих рентабельность отработки пласта на оставшуюся его мощность до 15-25 м.

Выбор рациональной конструкции технологических скважин для подземной выплавки серы определяется технико-экономическими показателями добычи с учетом обеспечения безаварийного ведения работ. Применяются одно – и двухколонные конструкции.

Диаметры эксплуатационных колонн устанавливаются в зависимости от производительности скважин, температуры нагнетаемой жидкости и поднимаемого раствора серы (наиболее широко применяются эксплуатационные колонны диаметром 168-219 мм, при этом диаметр раствороподъемных труб обычно равен 89-114 мм, а воздухоподающих – 22-34 мм

Для многослойной соляной залежи с помощью обсадной колонны труб производится перекрытие первого (сверху) пласта соли при небольшой его мощности или части пласта при мощности от 10 до 50 м и более с учетом оставления предохранительного целика и необходимости перекрытия некондиционных пластов залежи в кровле.

Диаметр обсадной колонны выбирается с учетом обеспечения установки внутри нее эксплуатационных (водоподающей и рассолоподъемной) колонн труб и возможности подачи растворителя в количествах, позволяющих получить заданную производительность скважин по рассолу. Для вертикальных скважин диаметр обсадных колонн колеблется в пределах 324-273 мм, а для наклонных он не превышает 168-219 мм. При этом диаметр ствола технологических скважин для подземного растворения солей колеблется в пределах 250-500 мм.

При сооружении глубоких (более 1200 м) технологических скважин для подземного растворения солей и при наличии сложных геологических условий с целью перекрытия неустойчивых пород предусматривается спуск кондуктора и промежуточных обсадных колонн, которые полностью цементируются.

Диаметры водоподающей и рассолоподъемной колонн выбираются с учетом минимальных потерь напора, чтобы сечение межтрубного пространства между водоподающей и рассолоподъемной колоннами было приблизительно равно сечению рассолоподъемной трубы. Это достигается при соотношении величин диаметров указанных труб, равном 0,69. Например, при применении обсадных колонн диаметром 324 мм диаметры водоподающей и рассолоподъемной колонны труб при-

нимаются равными соответственно 219 и 146 мм, а при диаметре обсадной колонны 219 мм диаметры этих труб могут быть приняты равными соответственно 146 и 89 мм.

## **6.5. Выбор конструкции геотермальных скважин**

Кроме геологических условий и целевого назначения на выбор конструкции геотермальных скважин влияют размеры используемого водоподъемного устройства и место его расположения в стволе, а также намечаемый срок эксплуатации скважин.

По зарубежным данным [4], самый распространенный конечный диаметр геотермальных скважин – 219 мм, реже – 168 мм, для вспомогательных – 125 – 150 мм.

При вскрытии напорных геотермальных скважин диаметр эксплуатационной колонны устанавливается по требуемому дебиту и условию обеспечения минимальных гидравлических сопротивлений движущегося в скважине теплоносителя (обычно это 219-244 мм).

Для облегчения монтажа насоса, производства ремонтных работ и наблюдений за динамическим уровнем флюида в скважине разницу между наружным диаметром насоса и внутренним диаметром колонны обсадных труб принимают не более 50 мм. Значительное увеличение зазора приводит к утяжелению конструкции и удорожанию работ.

Во всех случаях конструкция скважины должна обеспечить получение необходимого количества теплоносителя в единицу времени с учетом снижения уровня столба флюида в скважине при длительной эксплуатации. Так устанавливается глубина спуска той колонны, в которой устанавливается водоподъемник. Эксплуатационная колонна может быть ступенчатой в том случае, если водоподъемник устанавливается в ней и колонна одновременно выполняет роль фильтра в термозаборной части скважины (большой диаметр в верхней части для размещения водоподъемника, а меньший – в продуктивной зоне).

Вскрытие продуктивного ствола может осуществляться с открытым стволом (в трещиноватых устойчивых породах), со спуском фильтровой колонны «впотап» в эксплуатационной колонне и спуском эксплуатационной колонны с фильтровой частью. Вторичное вскрытие пласта путем перфорации эксплуатационной колонны сложнее и дороже других способов (Б.Б. Кузнецов, А.М. Яковлев, 1987).

Конструкции геотермальных скважин, обычно, из-за необходимости перекрытия зон осложнений включают от трех до пяти колонн об-

садных труб (направление, кондуктор, одну-две промежуточные, эксплуатационную, иногда и «хвостовик»). Это объясняется также необходимостью предотвращения потерь тепла в окружающие породы при циркуляции теплоносителя по стволу скважины.

## **6.6. Рекомендации по выбору конструкции газовых скважин в районах многолетнемерзлых пород**

Для предупреждения затрубных газопроявлений в высокодебитных эксплуатационных скважинах целесообразно\* вскрывать продуктивный горизонт после крепления ствола эксплуатационной колонной, спускаемой до основного продуктивного горизонта, а продуктивный горизонт перекрывать хвостовиком. Так, решается задача по предупреждению проникновения газа в затрубное пространство эксплуатационной колонны, а также отпадает необходимость перекрывать кондуктором или промежуточной колонной высокопроницаемые отложения, залегающие между подошвой мерзлой толщи и продуктивным горизонтом.

Глубину спуска кондуктора определяют из условия обязательного перекрытия кондуктором всей толщи неустойчивых при оттаивании вечномерзлых пород примерно на 30-50 м и более в зависимости от физико-механических свойств горных пород в разрезе.

Цементный раствор в затрубном пространстве при всех соотношениях диаметров и количества колонн поднимают до устья с целью: заполнения цементным камнем возможных каверн, представляющих основную опасность крепи при восстановлении отрицательных температур в затрубном пространстве; создания жесткости в системе: стенка скважины – цементное кольцо – обсадная колонна, – устраняющей вредное влияние вибрации, которая неизбежно возникает при пульсирующем потоке газа; повышения устойчивости крепи при возникновении давлений замерзающих масс; защиты обсадных труб от влияния коррозионных компонентов; создания промежуточного слоя между

---

\* Г.С. Грязнов конструкции газовых скважин в районах многолетнемерзлых пород. М., "Недра", 1978.

мерзлым массивом и стенками обсадных труб, обладающего меньшим коэффициентом теплопроводности по сравнению с буровым раствором.

### Список литературы

1. Аренс В.Ж. Скважинная добыча полезных ископаемых (геотехнология). –М., Недра, 1986.
2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. –М., Недра, 2000.
3. Башкатов Д.Н. Обоснование конечных диаметров инженерно-геологических скважин. – "Разведка и охрана недр", 1970, №7, с.29-32.
4. Бурение скважин на термальные воды/ Г.П. Новиков, Г.М. Гульянц, Ю.Н. Агеев, А.И. Вареца. –М., Недра, 1986.
5. Выбор минимальных диаметров керна, допустимых для опробования разных видов твердых полезных ископаемых (В.Г. Соловьев, Ю.Л. Михалкевич, Г.Г. Пежемский и др.). –Л.: Недра, 1973.
6. Ганджумян Р.А. Практические расчеты в разведочном бурении. –М.: Недра, 1986.
7. Ганджумян Р.А., Амбарцуримов В.А. Совершенствование конструкций скважин подземных газохранилищ. Сб. научн. трудов ГИУА. вып. XXVIII, 1990.
8. Калинин А.Г., Ошкордин О.В., Питерский В.М., Соловьев Н.В. Разведочное бурение. Учебник для вузов. М., ООО, "Недра. Бизнес-центр", 2000.
9. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые. /Под ред. А.Г. Калинина. –М.: Недра, 2001.
10. Михайлова Н.Д. Техническое проектирование колонкового бурения. –М.: Недра, 1985.
11. Ребрик Б.М. Бурение инженерно-геологических скважин: Справочник. –2-е изд., перераб. и доп. –М.: Недра, 1990.
12. Сердюк Н.И., Куликов В.В., Тунгусов А.А. и др. Бурение скважин различного назначения. Учебное пособие. М., РГГРУ. 2006.
13. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. –М.: Недра, 1988.
14. Соловьев Е.М. Задачник по закачиванию скважин. –М.: Недра, 1989.
15. Соловьев Е.М. Закачивание скважин. –М.: Недра, 1979.

16. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин: В 2т. Под общ. ред. проф. Е.А. Козловского. –М.: Недра, 1984.
17. Справочник по бурению геолого-разведочных скважин. Афанасьев И.С., Блинов Г.А., Пономарев П.П. и др. Л., ВИТР, 2000.
18. Справочник по бурению скважин на воду. Под ред. Д.Н. Башкатова. –М.: Недра, 1979.
19. Справочник по геотехнологии урана./ В.И. Белецкий, Л.К. Богатков, Н.И. Волков и др. Под ред. Д.И. Скороварова. М., Энергоатомиздат, 1997.



## 7. Расчеты, связанные с приготовлением, регулированием свойств и утяжелением циркулирующих агентов

### 7.1 Расчет необходимого количества бурового раствора для бурения скважины

Количество бурового раствора (в  $\text{м}^3$ ), требуемое для бурения геологоразведочной скважины в нормальных условиях, можно определить из выражения

$$V_p = 2V_c + V_{o.c} + n_c^2 V_c, \quad (7.1)$$

где  $V_c$  - объем скважины заданной проектной глубины,  $\text{м}^3$ ; 2 - числовой коэффициент, учитывающий запас промывочной жидкости на буровой;  $V_{o.c}$  - объем очистной системы (объем желобной системы, очистных и приемных емкостей), принимаемый в зависимости от геологических условий и глубины скважины равным 3-8  $\text{м}^3$ ;  $n_c=2\div3$  - частота смены промывочной жидкости (при бурении в глинистых и малопрочных породах промывочную жидкость можно заменять и чаще).

При бурении в условиях поглощения промывочной жидкости

$$V_p' = V_p + V_{\Pi}, \quad (7.2)$$

( $V_{\Pi}$  - потери промывочной жидкости, принимаемые равными 3-6% от объема скважины).

На основании обобщения и анализа большого числа фактических данных А.М.Яковлев [12] предлагает необходимый объем промывочной жидкости (в  $\text{м}^3$ ) при колонковом бурении рассчитывать по формуле

$$V_p = k_c V_p' L_e, \quad (7.3)$$

где  $V_p'=(4,71\div6,28)D^2$  - расход промывочной жидкости на 1 м бурения скважины диаметром  $D$ ,  $\text{м}^3$ ;  $L_e$  - общий объем бурения с применением промывочной жидкости, м;  $k_c$  - коэффициент сложности, учитывающий различные геологические условия; для групп сложности I, II, III и IV устанавливаемых опытным путем значения  $k_c$  соответственно равны 1;2;4; более 5,5.

При бурении с промывкой глинистым раствором потребное количество глины в т может быть рассчитано (если известны плотность глины и плотность раствора) по формуле

$$G_r = q_r V_p, \quad (7.4)$$

где  $q_r$  - расход глины на 1 м<sup>3</sup> раствора, т.

Масса глины  $m_r$  для приготовления 1 м<sup>3</sup> бурового раствора (в кг) с учетом влажности  $W$

$$m_r = \frac{\rho_r (\rho_{6.p} - \rho_B) V_{6.p}}{(\rho_r - \rho_B) (1 - W + W \rho_r 10^{-3})}, \quad (7.5)$$

где  $\rho_r$  - плотность глины,  $\rho_r=2300 \div 2600$ , кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_B$  - плотность воды,  $\rho_B=1000$  кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{6.p}$  - плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;  $W$  - влажность глины, доли единицы. Для инженерных расчетов принимается  $W=0,05-0,1$ .

Объем бурового раствора для глубокого бурения скважины на нефть и газ

$$V_{6.p.} = V_1 + V_2 + V_3 + K_3 V_4, \quad (7.6)$$

где  $V_1$  - объем приемных емкостей буровых насосов,  $V_1=10 \div 40$  м<sup>3</sup>;  $V_2$  - объем циркуляционной желобной системы,  $V_2=4 \div 7$  м<sup>3</sup>;  $V_3$  - требуемый объем бурового раствора, необходимый для механического бурения, м<sup>3</sup>,

$$V_3 = n_1 L_1 + n_2 L_2 + \dots + n_n L_n \quad (7.7)$$

$V_4$  - объем скважины, м<sup>3</sup>;  $K_3=2$  - коэффициент запаса;  $L_1, L_2, \dots, L_n$  - длины интервалов одного диаметра, м;  $n_1, n_2, \dots, n_n$  - нормы расхода бурового раствора на 1 м проходки, м<sup>3</sup> в зависимости от вида обсадной колонны, под которую ведется бурение, приводятся ниже

Направление.....	2,76
Кондуктор.....	2,53
Промежуточная.....	1,0
Хвостовик (потайная).....	0,53
Эксплуатационная.....	0,32

**Пример 7.1** Скважину глубиной  $z=620$ м предполагается бурить в сложных геологических условиях при наличии в разрезе зон поглощений

промывочной жидкости. Конструкция скважины: обсадная колонна диаметром  $D_{ок}=127\text{мм}$  спускается на глубину  $z_1=300\text{м}$ ; открытый ствол диаметром  $d_1=112\text{мм}$  в интервале 300 – 520 м и диаметром  $d_2=93\text{мм}$  в интервале 520 – 620 м. Определить требуемое для бурения данной скважины количество промывочной жидкости.

Решение. Объем скважины находим по формуле

$$V_c = \frac{\pi d_{ок}^2}{4} z_1 + \frac{\pi d_1^2}{4} z_2 + \frac{\pi d_2^2}{4} z_3,$$

где  $d_{ок}=117\text{мм}$  - внутренний диаметр обсадных труб;  $z_2$  и  $z_3$  по условию задачи соответственно равны 220 и 100 м.

Принимаем  $V_{ос}=6\text{м}^3$ ;  $n_c=2$ ;  $V_n=1,04 \cdot V_c$ . Подставляя данные в выражения (7.1) и (7.2) получаем:

$$V_p = 2 \cdot 6 + 6 + 2^2 \cdot 6 = 42 \text{ м}^3; \quad V_p' = 42 + 1,04 \cdot 6 = 48,24 \text{ м}^3.$$

## 7.2. Расчеты при приготовлении и утяжелении буровых растворов

Количество глины для приготовления бурового раствора зависит от ее качества, которое определяется показателем выход раствора (в  $\text{м}^3$ ):

$$B_p = \frac{m_r(\rho_r - \rho_b)}{(\rho_{б.р} - \rho_b)\rho_r}, \quad (7.8)$$

где  $m_r$  - масса глины,  $m_r=1000\text{кг}$ ;  $\rho_r$  - плотность глины,  $\rho_r=2300 \div 2600\text{кг/м}^3$ ;  $\rho_b$  - плотность воды,  $\rho_b=1000\text{кг/м}^3$ ;  $\rho_{б.р}$  - плотность бурового раствора,  $\text{кг/м}^3$ .

Глинопорошки для бурения должны отвечать показателям, приведенным в табл. 7.1

Таблица 7.1.

Показатели	Сорт				
	высший	I	II	III	IV
Выход бурового раствора из 1000 кг глинопорошка, $\text{м}^3$	15	12	9	6	<6
Плотность бурового раствора $\text{кг/м}^3$	1043	1054	1073	1100	>1100
Влажность, % не более	6-8	6-8	6-8	6-8	6-8

Применительно к комовым глинам основной показатель, по которому оценивают качество глиноматериала, - это коллоидальность, характеризующая количество глины, необходимое для приготовления единицы объема глинистого раствора с условной вязкостью 25-30с. В табл.7.2 приводятся показатели, характеризующие качество глины плотностью 2500 кг/м<sup>3</sup>.

Т а б л и ц а 7.2

Степень коллоидности глины	Плотность глинистого раствора, кг/м <sup>3</sup>	Объем глины для получения 1 м <sup>3</sup> раствора, м <sup>3</sup>	Масса глины, требуемой для приготовления 1 м <sup>3</sup> раствора, кг	Выход глинистого раствора из 1000 кг глины, м <sup>3</sup>
Высококоллоидная	1040-1060	0,03-0,04	70-100	15-10
Коллоидная	1060-1150	0,04-1,10	100-250	10-4
Среднеколлоидная	1150-1300	0,10-0,20	250-500	4-2
Малоколлоидная	1300-1400	0,20-0,27	500-675	2-1,5
Тяжелая	1400-1500	0,27-0,33	675-825	1,5-1,2

Масса глины без учета влажности, необходимая для приготовления требуемого количества глинистого раствора (в кг), определяется по формуле

$$m_r = \frac{\rho_r V_{б,р} (\rho_{б,р} - \rho_v)}{\rho_r - \rho_v}, \quad (7.9)$$

где  $V_{б,р}$  - объем бурового раствора.

Масса глины без учета влажности, необходимая для приготовления 1 м<sup>3</sup> бурового раствора (в кг), определяется по формуле (7.9) при  $V_{б,р}=1\text{м}^3$ .

Масса воды (в кг), необходимая для приготовления 1 м<sup>3</sup> бурового раствора,

$$m_v = \frac{\rho_v V_{б,р} (\rho_r - \rho_{б,р})}{\rho_r - \rho_v}. \quad (7.10)$$

Концентрация глины (содержание глины) в буровом растворе (в %) с учетом плотности исходных материалов

$$K_r = \frac{\rho_r (\rho_{б,р} - \rho_v)}{\rho (\rho_r - \rho_v)} \cdot 100. \quad (7.11)$$

Масса глины (в кг), необходимая для внесения в буровой раствор с целью увеличения его концентрации,

$$m_r = m_p \frac{(K_T - K_r)}{100 - K_T}, \quad (7.12)$$

где  $K_T$  - требуемая концентрация раствора.

Плотность приготовленного глинистого раствора заданной концентрации (в кг/м<sup>3</sup>)

$$\rho_{б,р} = K_r(\rho_r - \rho_v) + \rho_v. \quad (7.13)$$

Необходимый объем глины (в м<sup>3</sup>)

$$V_r = V_{б,р} \frac{\rho_{б,р} - \rho_v}{\rho_r - \rho_v}. \quad (7.14)$$

Объем воды (в м<sup>3</sup>)

$$V_v = V_{б,р} - V_r. \quad (7.15)$$

Наиболее низкая плотность глинистого раствора обеспечивается при использовании бентонитовых глин ( $\rho_{б,р}=1050 \div 1080 \text{ кг/м}^3$ ). Плотность растворов, приготовляемых из обычных глин, составляет 1150-1250 кг/м<sup>3</sup>. Для снижения плотности готовят растворы на углеводородной основе или добавляют воду. Объем жидкости, требуемой для снижения плотности раствора  $\rho_{б,р}$  до  $\rho'_{б,р}$  рассчитывают из выражения

$$V' = \frac{V_0(\rho_{б,р} - \rho'_{б,р})}{\rho'_{б,р} - \rho_v}, \quad (7.16)$$

где  $V_0$  - начальный объем бурового раствора, м<sup>3</sup>;  $\rho'_{б,р}$  - требуемая плотность раствора.

Еще большее снижение плотности обеспечивается аэрированием раствора – вводом в качестве дисперсной фазы воздуха.

Основное средство повышения плотности глинистого раствора свыше  $1400 \text{ кг/м}^3$  - применение утяжелителей – инертных порошкообразных материалов.

Утяжелители в зависимости от плотности подразделяются на три группы (см.табл.7.3)

Таблица 7.3

Группа	Наименование	Плотность, $\text{кг/м}^3$
I	Малоколлоидные глины, мергели, мел, известняки	2600-2900
II	Барит Гематит Магнетит	4480 5300 5300
III*	Ферромарганец, феррофосфор, концентраты свинцовых руд и др.	6000-7000

\*Применение утяжелителей данной группы ограничено

Количество утяжелителя для повышения плотности  $1 \text{ м}^3$  глинистого раствора до заданной величины определяется из выражения

$$m_y = \frac{\rho_y (\rho_{yp} - \rho_{б.р})}{(\rho_y - \rho_{yp})}, \quad (7.17)$$

где  $\rho_y$  и  $\rho_{yp}$  - плотность соответственно утяжелителя и утяжеленного бурового раствора,  $\text{кг/м}^3$ .

В случае применения влажного утяжелителя, требуемое его количество рассчитывается по формуле

$$m_{в.у} = \frac{\rho_{в} \rho_y (\rho_{yp} - \rho_{б.р}) V_{б.р}}{\rho_{в} (\rho_y - \rho_{yp}) - W \rho_{yp} (\rho_y - \rho_{в})}. \quad (7.18)$$

Глинистый раствор перед утяжелением должен обладать условной вязкостью не менее 24-24 с; величина СНС должна быть не менее 4-5 Па, а водоотдача –  $10 \text{ см}^3$  за 30 мин.

Количество утяжелителя (в кг), необходимое для утяжеления глинистого раствора заданного объема

$$m'_y = \frac{V_{б.р} (\rho_{yp} - \rho_{б.р})}{1 - \rho_{yp} / \rho_y}. \quad (7.19)$$

Плотность утяжеленного глинистого раствора (в  $\text{кг}/\text{м}^3$ ) после добавки в исходный объем глинистого раствора заданного количества утяжелителя

$$\rho_{\text{ур}} = \frac{\rho_{\text{б.р}} + \rho_{\text{у}}/V_{\text{р}}}{1 + m_{\text{у}}/V_{\text{б.р}}/\rho_{\text{у}}}, \quad (7.20)$$

**Пример 7.2.** Определить массу глины (без учета и с учетом влажности  $W=0,1$ ) и воды, которые потребуются для приготовления  $V_{\text{б.р}}=1\text{ м}^3$  глинистого раствора плотностью  $\rho=1240\text{ кг}/\text{м}^3$ , если плотность глины  $\rho_{\text{г}}=2100\text{ кг}/\text{м}^3$ .

**Решение.** По формуле (7.9) определяем массу глины для приготовления  $V_{\text{б.р}}=1\text{ м}^3$  глинистого раствора:

$$m_{\text{г}} = \frac{2100(1240 - 1000)}{2100 - 1000} = 458\text{ кг}.$$

С учетом влажности по формуле (7.15)

$$m_{\text{г}} = \frac{2100(1240 - 1000)}{(2100 - 1000)(1 - 0,1 + 0,1 \cdot 2100 \cdot 10^{-3})} = 375,2\text{ кг}.$$

Из выражения (7.10)

$$m_{\text{в}} = \frac{1000(2100 - 1240)}{(2100 - 1000)} = 728\text{ кг}.$$

**Пример 7.3.** Найти содержание глины (в %) в глинистом растворе, если известно, что его плотность  $1260\text{ кг}/\text{м}^3$ .

**Решение.** По формуле (7.11)

$$K_{\text{г}} = \frac{2100(1260 - 1000)}{1260(2100 - 1000)} 100 = 39,4\%.$$

**Пример 7.4.** Плотность глинистого раствора 20%-ной концентрации  $\rho_{\text{б.р}}=1180\text{ кг}/\text{м}^3$ . Какое количество глины требуется внести в глинистый раствор, чтобы увеличить его концентрацию до 30%, если объем бурового раствора  $V_{\text{б.р}}=1,3 \cdot 10^3\text{ м}^3$ .

**Решение.** Масса глинистого раствора  $m_{\text{р}}=1180 \cdot 1,3 \cdot 10^3=1,53\text{ кг}$ . По формуле (7.12)

$$m_r = 1,53 \frac{30 - 20}{100 - 30} = 0,214 \text{ кг.}$$

Пример 7.5. Необходимо приготовить  $V_{б,р}=1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$  глинистого раствора для лабораторных целей из бентонитовой глины и пресной воды. Определить плотность раствора и необходимое количество каждого компонента, если содержание глины плотностью  $\rho_r=2500 \text{ кг/м}^3$  в растворе  $K_r=15\%$ .

Решение. По формуле (7.13) определяем плотность приготовленного раствора:

$$\rho_{б,р} = 0,15(2500 - 1000) + 1000 = 1225 \text{ кг/м}^3.$$

Объем глины по формуле (7.14)

$$V_r = 1 \cdot 10^{-3} \frac{1225 - 1000}{2500 - 1000} \approx 15 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3 \text{ (или } 150 \text{ см}^3\text{),}$$

что составляет

$$m_r = 15 \cdot 10^{-5} \cdot 2500 = 0,375 \text{ кг.}$$

Объем воды по формуле (7.15)

$$V_b = 1 \cdot 10^{-3} - 15 \cdot 10^{-5} = 85 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3.$$

Пример 7.6. Требуется снизить плотность раствора от  $\rho_{б,р}=1500 \text{ кг/м}^3$  до  $\rho'_{б,р}=1300 \text{ кг/м}^3$ , чтобы предотвратить поглощение. Рассчитать объемы воды и нефти, необходимые для снижения плотности бурового раствора, если начальный объем раствора  $V_0=80 \text{ м}^3$ , а плотность нефти  $\rho_n=850 \text{ кг/м}^3$ .

Решение. Из уравнения (7.16) объем воды

$$V_b = \frac{80(1500 - 1300)}{(1300 - 1000)} = 53,3 \text{ м}^3.$$

Объем нефти



$$V_n = \frac{80(1500 - 1300)}{1300 - 850} = 35,5 \text{ м}^3.$$

Содержание нефти в буровом растворе

$$K_n = 35,5 / (80 + 35,5) = 30,73\%.$$

Пример 7.7. Определить массу утяжелителя (барита) плотностью  $\rho_y = 4300 \text{ кг/м}^3$ , необходимое для утяжеления  $1 \text{ м}^3$  глинистого раствора от  $\rho_{б.р} = 1250$  до  $\rho_{б.р} = 1500 \text{ кг/м}^3$ .

Решение. Требуемая масса сухого утяжелителя вычисляется по формуле (7.17).

$$m_y = \frac{4300(1500 - 1250)}{4300 - 1500} = 384 \text{ кг}.$$

Пример 7.8. Используя условия и решения примера 7.5, надо определить количество утяжелителя (барита плотностью  $\rho_y = 4300 \text{ кг/м}^3$ ), которое следует добавить к глинистому раствору, чтобы увеличить его плотность до  $1500 \text{ кг/м}^3$  и объем полученного раствора.

Решение. Объем барита, который необходимо добавить к глинистому раствору

$$V_y = \frac{1 \cdot 10^{-3} (1500 - 1225)}{4300 - 1500} = 1 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3,$$

$$\text{или } m_y = 1 \cdot 10^{-4} \cdot 4300 = 43 \cdot 10^{-3} \text{ кг}.$$

Объем полученного раствора

$$V_{yp} = V_p + V_y = 1 \cdot 10^{-3} + 1 \cdot 10^{-4} = 1,1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3.$$

Пример 7.9. В процессе бурения скважины объем бурового раствора плотностью  $\rho_{б.р} = 1270 \text{ кг/м}^3$  составлял  $V_p = 72 \text{ м}^3$ . Сколько потребуется барита  $\rho_y = 4300 \text{ кг/м}^3$ , чтобы повысить плотность раствора до  $1400 \text{ кг/м}^3$ .

Решение. Количество барита определяется по формуле (7.19)

$$m'_y = \frac{72(1400 - 1270)}{1 - \frac{1400}{4300}} \approx 13867 \text{ кг.}$$

Пример 7.10. К объему глинистого раствора  $V_p=40\text{м}^3$  плотностью  $\rho_{б.р}=1240\text{кг/м}^3$  было добавлено 6000 кг барита. Какой будет плотность раствора после добавки утяжелителя и насколько увеличится объем?

Решение. Плотность полученного раствора рассчитывается по формуле (7.20)

$$\rho_{ур} = \frac{1240 + \frac{6000}{40}}{1 + \frac{6000}{40 \cdot 4300}} = 1343 \text{ кг/м}^3.$$

Объем раствора увеличится на объем добавляемого барита:  
 $\Delta V_p = 6000/4300 \approx 1,4\text{м}^3$ .

### 7.3. Расчеты при регулировании свойств буровых растворов

Расчеты количества химических реагентов, используемых для регулирования свойств глинистых растворов, базируются на том условии, что оптимальным является такое их количество, добавление которого при меньшем расходе и невысокой стоимости дает наиболее эффективное изменение основных технологических параметров. Оптимальная рецептура реагента для обработки обычно подбирается опытным путем в лаборатории.

Расчет требуемой массы бурого угля и каустической соды для приготовления УЦР следует начинать с определения влажности угля (в %):

$$W_y = \frac{b - a}{b} 100\% \quad (7.21)$$

где  $b$  и  $a$  – масса влажного и просушенного угля, кг.

Масса влажного бурого угля (в кг), необходимая для приготовления реагента,

$$m_y = 100K_y V_{уцр} / (100 - W_y), \quad (7.22)$$

где  $K_y$  - концентрация сухого бурого угля в 1 м<sup>3</sup> реагента по рецепту, %;  
 $V_{ушр}$  - объем приготавливаемого реагента, м<sup>3</sup>.

Объем раствора каустической соды (в м<sup>3</sup>) для приготовления единицы объема реагента по установленной рецептуре

$$V_{к.с.} = K_{к.с.} V_{ушр} / m_{к.с.}, \quad (7.23)$$

где  $K_{к.с.}$  - концентрация каустической соды в реагенте, %;  $m_{к.с.}$  - количество каустической соды в растворе, кг.

Объем воды (в м<sup>3</sup>), необходимый для приготовления УЩР,

$$V_{в.} = V_{ушр} - \left( \frac{m_y}{\rho_y} + V_{к.с.} \right), \quad (7.24)$$

где  $\rho_y$  - плотность бурого угля, кг/м<sup>3</sup>,  $\rho_y = 1200$  кг/м<sup>3</sup>.

Приготовленный УЩР сливают в глинистый раствор, циркулирующий через желоба, с таким расчетом, чтобы весь объем, который нужно добавить в скважину, вытек за время, необходимое для совершения полного цикла.

Скорость (в л/мин), с которой реагент должен вытекать из спускного приспособления отстойника,

$$v = V_{ушр} / t_{ц}, \quad (7.25)$$

где  $t_{ц}$  - время цикла (т.е. время, необходимое для того, чтобы объем раствора совершил полный период циркуляции), мин.

Масса (в кг) крахмала  $m_k$  и сухой каустической соды  $m_{к.с.}$  для приготовления крахмального реагента рассчитывается по формулам

$$m_k = V_k K_k / 100, \quad (7.26)$$

$$m_{к.с.} = m_k K_{к.с.} / 100, \quad (7.27)$$

где  $V_k$  - объем приготавливаемого реагента, т.е. объем воды, в который засыпается крахмал, м<sup>3</sup>;  $K_k = 8 \div 10\%$  - концентрация крахмала в реагенте;  $K_{к.с.} = 1,0 \div 1,4\%$  - концентрация сухой каустической соды на рассчитанное количество крахмала (в сильноминерализованных водах  $K_{к.с.} = 2 \div 4\%$ ).

Объем раствора ССБ, необходимого для приготовления реагента ССБ, рассчитывают по формуле

$$V_p = K_{сб} V_{сб} / K_{с.в.}, \quad (7.28)$$

где  $K_{ССБ}$  - содержание сухого вещества ССБ в реагенте по рецепту, %;  
 $V_{ССБ}$  - объем реагента, который следует приготовить, м<sup>3</sup>;  $K_{СВ}$  - содержание  
сухого вещества ССБ в растворе ССБ, % (обычно  $K_{СВ}=30-50$  %).

Требуемое количество химических реагентов определенного вида  
для обработки буровых растворов в интервалах бурения  $L_1, L_2, \dots, L_n$  нахо-  
дят по формуле

$$V_{х.р.} = KV_{исх} + K_1(n_1L_1 + n_2L_2 + \dots + n_nL_n)ab, \quad (7.29)$$

где  $V_{исх}$  - исходный объем раствора на буровой до обработки его химиче-  
ским реагентом, соответствующий забой скважины, с которого начата  
химическая обработка, м<sup>3</sup>;  $K, a$  и  $b$  - опытные коэффициенты, значения  
которых принимают в зависимости от типа химического реагента, назна-  
чения химической обработки и свойств раствора (табл. 7.4).

Таблица 7.4

Тип химического реа- гента или добавки	Дополнительные условия	$K$	$a$	$b$	
ССБ, КССБ, КМЦ	Соленость фильтрата, %:				
	6	0,09	0,001	1,0	
	15	0,04	0,001	1,0	
	<2	0,025	0,001	1,0	
УЩР, ТЩР	Приготовление: на пресной воде на морской воде	0,06	0,001	0,5	
		0,06	0,001	1,0	
Кальцинированная сода	-	0,01	0,001	1,0	
Крахмал	Соленость фильтрата 15 % Водоотдача, см <sup>3</sup> /30мин:				
		20	0,004	0,001	1,0
		15	0,005	0,001	1,2
		10	0,06	0,001	1,4
		5	0,0125	0,001	1,6
Нефть	Для борьбы с прихватами и затяжками инструмента	0,1	0,13	1,0	

При получении буровых растворов с низкой температурой замерза-  
ния масса поваренной соли (в кг), необходимая для приготовления водно-  
го раствора различной степени солености, определяется по формуле

$$m_c = K_c m_B (100 - K_c), \quad (7.30)$$

где  $K_c$  - содержание соли, %.

Значение  $K_C$  выбирается в зависимости от требуемой температуры замерзания бурового раствора (табл.7.5).

Таблица 7.5

Концентрация NaCl, %	Температура замерзания раствора, °С	Концентрация NaCl, %	Температура замерзания раствора, °С
0,1	0	14,9	-11,0
1,5	-0,9	16,2	-12,2
2,9	-1,8	17,5	-13,6
4,3	-2,6	18,8	-15,1
5,6	-3,5	20,0	-18,2
7,0	-4,4	22,4	-20,0
8,3	-5,4	23,1	-21,2
9,6	-6,4	23,7	-17,2
11,0	-7,5	24,9	-9,5
12,3	-8,5	26,1	-1,7
13,6	-2,8	56,6	0

Если применяется глинистый раствор, то качество соли, необходимое для добавления к раствору, определяется следующим образом.

Вычисляют массу поваренной соли (в кг), которую надо добавить в 1 м<sup>3</sup> раствора:

$$m_c = K_c m_{г.р} / (100 - K_c), \quad (7.31)$$

где  $m_{г.р}$  - масса 1 м<sup>3</sup> глинистого раствора, кг.

Объем воды (м<sup>3</sup>), необходимый для приготовления насыщенного раствора соли (в глинистый раствор соль добавляют в виде насыщенного раствора),

$$V_B = m_c / q_c, \quad (7.32)$$

где  $q_c$  - количество соли, необходимое для насыщения 1 м<sup>3</sup> воды, кг.

Дополнительное количество соли  $m_{1c}$  (в кг), необходимое для получения требуемой концентрации и связанное с добавлением к глинистому раствору воды, составит

$$m_{1c} = K_c V_B / (100 - K_c). \quad (7.33)$$

Общая масса соли (в кг) для получения насыщенного раствора

$$m_{c\Sigma} = m_c + m_{1c}. \quad (7.34)$$

Общий объем воды (в л) для получения насыщенного раствора соли

$$V_{\text{вз}} = V_{\text{в}} / 0,36. \quad (7.35)$$

При получении азрированных бесструктурных буровых растворов необходимая масса ПАВ (в кг) для обработки определяется по формуле

$$m_{\text{ПАВ}} = V_{\text{б.р}} \rho \frac{K_1}{K_2}, \quad (7.36)$$

где  $K_1$  - заданная концентрация ПАВ, %;  $K_2$  - концентрация активного вещества в ПАВ, % (табл. 7.6)

Т а б л и ц а 7.6

Наименование	Содержание активных веществ в ПАВ, %
ОП-7	99,5
ОП-10	99,5
Прогресс	20
Сульфонат	89,5
Сульфонол	84
Бурол	25

Пример 7.11 Какое количество бурого угля ( $W_{\text{у}}=12\%$ ), каустической соды ( $m_{\text{к.с}}=40\%$ ) и воды надо предусмотреть, чтобы приготовить  $V_{\text{ушр}}=20\text{м}^3$  реагента УЦР.

Решение. По условию примера для приготовления единицы объема реагента данного состава требуется по массе  $K_{\text{у}}=13\%$  бурового угля и  $K_{\text{к.с}}=3\%$  каустической соды.

По формуле (7.22)

$$m_{\text{у}} = \frac{100 \cdot 13 \cdot 20}{100 - 12} = 295 \text{ кг.}$$

По формуле (7.23)

$$V_{\text{к.с}} = \frac{3 \cdot 20}{40} = 1,5\text{м}^3.$$

По формуле (7.24)

$$V_B = 20 - \left( \frac{295}{1200} + 1,5 \right) = 18,25 \text{ м}^3.$$

Пример 7.12. Определить массу крахмала и сухой каустической соды для приготовления реагента объемом  $V_K=8,5\text{м}^3$  с концентрацией крахмала  $K_K=9\%$  и соды  $K_{K,C}=1,2\%$  (от массы крахмала).

Решение. По формуле (7.26)

$$m_K = 8500 \cdot 9 / 100 = 765 \text{ кг.}$$

По формуле (7.27)

$$m_{K,C} = 765 \cdot 1,2 / 100 = 9,2 \text{ кг.}$$

Пример 7.13. Бурение скважины предполагается вести с использованием глинистого раствора плотностью  $\rho_{б,р}=1180\text{кг/м}^3$  в районе распространения многолетнемерзлых пород (температура мерзлых пород ниже  $-5\text{ }^\circ\text{C}$ ) со сложными геологическими условиями. Определить общее количество соли и воды, если требуемая температура замерзания раствора составляет  $-2,6\text{ }^\circ\text{C}$ .

Решение. По табл. 7.6 находим, что такой раствор должен иметь концентрацию соли  $4,3\%$ .

Тогда по формуле (7.31)

$$m_C = 4,3 \cdot 1180(100 - 4,3) = 52,8 \text{ кг.}$$

По формуле (7.32)

$$V_B = 52,8 / 0,36 = 146,5 \text{ л.};$$

$$m_{1C} = 4,3 \cdot 146,5(100 - 4,3) = 6,5 \text{ кг.}$$

Общую массу соли вычисляем по уравнению (7.34):

$$m_{C\Sigma} = 52,8 + 6,5 = 59,3 \text{ кг.}$$

Общий объем воды находим из выражения (7.35)

$$V_{B\Sigma} = 59,3 / 0,36 = 165 \text{ л.}$$

**Пример 7.14.** Объем обрабатываемого с помощью ОП-7 раствора плотностью  $\rho_{6,р}=1100\text{кг/м}^3$  составляет  $20\text{ м}^3$ . Определить необходимую массу ОП-7 при концентрации  $K_1 = 2\%$ .

**Решение.** По табл. 7.7. находим  $K_2=99,5$ . Тогда по формуле (7.36)

$$m_{\text{ПАВ}} = 20 \cdot 1000 \frac{2}{100} = 400 \text{ кг}$$

#### 7.4. Расчеты при приготовлении эмульсионных, полимерных и полимербентонитовых растворов

Расчет необходимого количества эмульсола ( $m_{\text{Э}}$ , кг) для приготовления эмульсионного раствора:

$$m_{\text{Э}} = 10K_{\text{Э}}V_{\text{р}}, \quad (7.37)$$

где  $K_{\text{Э}}$  - заданная концентрация эмульсии в растворе, %;  $V_{\text{р}}$  - объем приготовленного эмульсионного раствора,  $\text{м}^3$ .

Масса ( $m_{\text{ЭПР}}$ , кг) составляющих (нигрола и ПАВ) для приготовления эмульсионного промывочного раствора (ЭПР)

$$m_{\text{ЭПР}} = \frac{KM_{\text{Э}}}{100}, \quad (7.38)$$

где  $K$  – необходимая концентрация эмульгатора или нигрола, %;  $M_{\text{Э}}$  - масса приготовляемой эмульсии, кг.

Содержание ПАВ (ОП-10 или ОП-7) в ЭПР должна быть в пределах 0,4-0,5%, а нигрола - 1÷4%

Концентрированный полимерный раствор с заданной концентрацией приготавливается из товарного полиакриламида (ПАА), необходимое количество которого определяется по формуле

$$m_{\text{ПАА}} = \frac{K_1}{K_2} M_{\text{ГР}}, \quad (7.39)$$

где  $K_1$  - концентрация полимера в концентрированном растворе, %;  $K_2$  - концентрация чистого полимера в товарном продукте, %;  $M_{\text{ГР}}$  - количест-



во приготавливаемого концентрированного раствора, необходимое для приготовления полимерного раствора, подсчитывается по формуле:

$$M_{\text{ПР}} = M \frac{K_3}{K_1}, \quad (7.40)$$

где  $M$  – количество приготавливаемого полимерного раствора, кг;  $K_3$  – требуемая концентрация полимера в приготавливаемом полимерном растворе, %.

Количество технического едкого натра (NaOH), необходимое для качественного гидролиза, согласно рекомендациям ВИТР вычисляется из выражения:

$$m_{\text{NaOH}} = \frac{C}{K} K_1 M_{\text{ПР}}, \quad (7.41)$$

где  $C$  – отношение количества едкого натра к количеству полимера в ПАА ( $K=0,6 \div 1,2$ );  $K$  – коэффициент, зависящий от качества едкого натра (численно равен процентному содержанию едкого натра в техническом продукте).

Масса глинопорошка ( $M_{\text{Г}}$ , кг), необходимая для получения полимер-бентонитового раствора (ПБР) заданной концентрации, вычисляется по формуле:

$$M_{\text{Г}} = \frac{K_{\text{Г}} \cdot M_{\text{ПБР}}}{100}, \quad (7.42)$$

где  $K_{\text{Г}}$  – заданная концентрация бентонита (или глины) в растворе, %;  $M_{\text{ПБР}}$  – масса приготавливаемого ПБР, кг.

Объем глинистого раствора, необходимый для приготовления ПБР:

$$V_{\text{Г.Р}} = V_{\text{ПБР}} \frac{\rho_{\text{ПБР}} (\rho_{\text{ПБР}} - \rho_{\text{В}})}{\rho (\rho - \rho_{\text{В}})}, \quad (7.43)$$

где  $V_{\text{ПБР}}$  – необходимый объем ПБР, м<sup>3</sup>;  $V_{\text{Г.Р}}$  – потребный объем глинистого раствора плотностью  $\rho$ , м<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{ПБР}}$  – плотность ПБР, кг/м<sup>3</sup>.

Плотность эмульсионного глинистого раствора, полученного после долива нефти (в кг/м<sup>3</sup>).

$$\rho_{\text{Э.Р}} = \rho - \frac{V_{\text{Н}}}{V_{\text{Р}}} (\rho - \rho_{\text{Н}}), \quad (7.44)$$

где  $V_{\text{Н}}$  - объем добавляемой нефти,  $\text{м}^3$ ;  $\rho_{\text{Н}}$  - плотность нефти,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

**Пример 7.15.** Необходимо приготовить эмульсионный раствор плотностью  $1000 \text{ кг}/\text{м}^3$  в объеме  $M_{\text{Э}}=9\text{м}^3$ . Определить потребное количество нигрола и ОП-10, если известно, что содержание нигрола в эмульсионном растворе должно быть 4%, а ОП-10-5%.

**Решение.** Количество нигрола по уравнению (7.38)

$$m_1 = \frac{4 \cdot 9000}{100} = 360 \text{ кг.}$$

Количество ОП-10 по той же формуле

$$m_2 = \frac{0,5 \cdot 9000}{100} = 45 \text{ кг.}$$

**Пример 7.16.** Определить потребный объем эмульсионного раствора и потребное количество эмульсола для скважины глубиной 700м диаметром 76мм, если количество замен раствора равно  $n_3=2$ , а по данным лабораторных исследований оптимальная концентрация эмульсола в растворе  $K_{\text{Э}}=2\%$ .

**Решение.** Необходимый объем эмульсионного раствора при  $n_3=2$ :

$$V_{\text{Э.Р}} = 2V_{\text{С}} + n_3 2V_{\text{С}} = 6V_{\text{С}},$$

где  $2V_{\text{С}}$  - объем эмульсионного раствора на заполнение всей циркуляционной системы,  $\text{м}^3$ ;  $n_3 2V_{\text{С}}$  - потери раствора, связанные с заменой раствора,  $\text{м}^3$ :

$$V_{\text{Э.П}} = 6 \cdot 0,785 \cdot 0,076^2 \cdot 700 = 19,04\text{м}^3.$$

По формуле (7.37) потребное количество эмульсола:

$$m_3 = 10 \cdot 2 \cdot 19,04 \approx 38,1\text{м}^3.$$

**Пример 7.17.** Рассчитать потребное количество полимера и кальцинированной соды, необходимое для приготовления полимерного раствора на основе ПАА для следующих условий: длина ствола скважины диаметром 59 мм с использованием полимерного раствора – 590 м; концентрация ПАА  $K_3=0,2\%$  концентрация активной кальцинированной соды для обработки раствора с целью уменьшения коррозионной активности  $K_1=0,3\%$ ; полимерный раствор приготавливается на основе концентрированного полимерного раствора с концентрацией  $K_1=1,5\%$ ; количество замен раствора  $n_3=1$ ; концентрация чистого полимера в товарном продукте  $K_2=8\%$ .

**Решение.** Потребный объем полимерного раствора при  $n_3=1$

$$V_{\text{ПР}} = 4V_{\text{С}} = 4 \cdot 0,785 \cdot 0,059^2 \cdot 590 = 6,45 \text{ м}^3.$$

При плотности полимерного раствора  $\rho_{\text{ПР}}=1000 \text{ кг/м}^3$  потребное количество полимерного раствора  $M_{\text{ПР}}=6450 \text{ кг}$ .

Необходимое количество концентрированного полимерного раствора для приготовления потребного количества полимерного раствора по уравнению (7.40)

$$M_{\text{ПР}} = 6450 \frac{0,2}{1,5} = 860 \text{ кг}.$$

По формуле (7.39) определяется количество ПАА для приготовления необходимого количества концентрированного раствора

$$m_{\text{ПАА}} = \frac{1,5}{8} \cdot 860 = 161,2 \text{ кг}.$$

Необходимое количество кальцинированной соды ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ) составит

$$m_{\text{Na}_2\text{CO}_3} = \frac{0,3 \cdot 6450}{100} = 19,3 \text{ кг}.$$

**Пример 7.18.** Дано: концентрация кальцинированной соды в растворе ПБР  $K_3=0,2\%$ ; объем приготавливаемого ПБР плотностью  $\rho_{\text{ПБР}}=1050 \text{ кг/м}^3$ ;  $V_{\text{ПБР}}=8,2 \text{ м}^3$ ;  $K_1=1\%$ ;  $K_3=0,4\%$ ; плотность глинистого раствора  $\rho=1200 \text{ кг/м}^3$ ; плотность глины  $\rho=2300 \text{ кг/м}^3$ ; процентное содержание едкого натра в техническом продукте  $K=45\%$ .

**Решение.** Объем глинистого раствора, необходимый для приготовления ПБР по формуле (7.43)

$$V_{\text{ГР}} = 8,2 \frac{1050(1050 - 1000)}{1200(1200 - 1000)} = 1,8 \text{ м}^3 .$$

Количество сухой глины для приготовления 1 м<sup>3</sup> глинистого раствора с заданной плотностью.

$$m_{\text{Г}} = \frac{2300(1200 - 1000)}{2300 - 1000} = 354 \text{ кг/м}^3 .$$

Потребное количество глины

$$M_{\text{Г}} = 354 \cdot 1,8 = 637 \text{ кг} .$$

Количество полимерного раствора

$$V_{\text{ГПАА}} = 8,2 - 1,8 = 6,4 \text{ м}^3 .$$

Потребное количество концентрированного раствора ГПАА по формуле (7.40)

$$m_{\text{ГППА}} = \frac{0,4}{1} \cdot 6400 = 2540 \text{ кг} .$$

Потребное количество товарного ПАА по формуле (7.39)

$$m_{\text{ПАА}} = \frac{1}{8} 2540 = 317,5 \text{ кг} .$$

Для гидролиза ПАА едким натром по формуле (7.41)

$$m_{\text{NaOH}} = \frac{1}{45} \cdot 1 \cdot 317,5 = 7 \text{ кг} .$$

Потребное количество кальцинированной соды для обработки раствора.

$$m_{\text{Na}_2\text{CO}_3} = \frac{0,2}{100} \cdot 8200 = 16,4 \text{ кг} .$$

Пример 7.19. Следует приготовить эмульсионный раствор путем добавления  $3\text{ м}^3$  нефти плотностью  $\rho_{\text{н}}=830\text{ кг/м}^3$  к  $25\text{ м}^3$  исходного глинистого раствора плотностью  $\rho=1300\text{ кг/м}^3$ . Сколько следует добавить утяжелителя, чтобы после долива нефти плотность раствора оставалась на том же уровне?

Решение. По формуле (7.44)

$$\rho_{\text{Э.р.}} = 1300 - \frac{3}{25}(1300 - 830) = 1244\text{ кг/м}^3.$$

В качестве утяжелителя используем барит, плотность которого  $\rho_{\text{у}}=4300\text{ кг/м}^3$ . Количество барита, которое следует добавить, чтобы довести плотность раствора до  $1300\text{ кг/м}^3$ , определим по формуле (7.19)

$$P'_{\text{у}} = \frac{25(1300 - 1244)}{1 - 1300/4300} = 2000\text{ кг.}$$

#### Список литературы

1. Башлык С.М., Загибайло Г.Т., Коваленко А.В. Основы гидравлики и промывочные жидкости: Учеб. для техникумов. – М.: Недра, 1993.
2. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Рябенко В.И. Технология промывки скважин. М., недра, 1981.
3. Булатов А.И., Пеньков А.И. Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин М., Недра, 1984.
4. Ганджумян Р.А. Практические расчеты в разведочном бурении 2-е изд. перераб. и доп. М., Недра, 1986.
5. Головкин В.Н. Оборудование для приготовления и очистки промывочных жидкостей М., Недра, 1978.
6. Марамзин А.В., Фигурак А.А. Физические способы приготовления и регулирования технологических параметров промывочных жидкостей. /Техн. и технолог. геол.-развед. работ; орг. пр-ва М., ВИЭМС, 1983.
7. Михайлова Н.Д. Техническое проектирование колонкового бурения М., Недра, 1985
8. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газобразные полезные ископаемые. /Под ред. А.Г.Калинина. М., Недра, 2001.
9. Резниченко И.П. Приготовление, обработки и очистка буровых растворов. М., Недра, 1982.

10. Руководство по применению эмульсионных промывочных жидкостей при алмазном бурении. /В.Н.Горин, В.Д.Васильев, Т.М. Илларионова и др. Л., ВИТР, 1975.

11. Технология приготовления и применения полимерных и полимербентонитовых промывочных жидкостей (Методические рекомендации). Л., ВИТР, 1979.

12. Яковлев А.М. Глинистые растворы и способы их приготовления при бурении геологоразведочных скважин. Техника и технология геологоразведочных работ; организация производства. Обзор. М., ВИЭМС, 1980.

## **8. Выбор буровой установки. Расчет потребной мощности буровой установки**

### **8.1 Принципы выбора типа буровых установок**

Выбор буровой установки для бурения скважины является многофакторной задачей, решение которой в значительной мере способствует успешному проведению скважин и их целевому назначению. Буровые установки следует выбирать независимо от глубины с учетом конкретных геолого-технических условий, конечного диаметра скважины и методов бурения для получения наиболее высоких технико-экономических показателей. Один и тот же буровой станок, входящий в комплект буровой установки (или сама буровая установка) в зависимости от условий и методов бурения может быть эффективно использован в достаточно широком диапазоне глубин. Грузоподъемность установки выбирают с учетом конструкции скважины, которая определяет нагрузку, возникающие при спуске и подъеме бурильных и обсадных труб.

Диапазон бурения геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые очень широк и колеблется от нескольких метров до нескольких тысяч метров. В целях наиболее экономичного бурения скважин в указанном диапазоне глубин СТ СЭВ 771-77 и СТ СЭВ 770-77 предусмотрено создание параметрического ряда буровых установок, которые отличаются друг от друга числовыми значениями по основным параметрам (грузоподъемности, глубине бурения, мощности и др.)

Параметрический ряд подразделяет все установки для колонкового бурения на 8 классов и характеризует каждый класс 16 значениями основных параметров. В качестве главного параметра принята номинальная глубина бурения скважин. В настоящее время существует еще три параметрических ряда буровых установок, предназначенных для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения, геологоразведочного бурения на нефть и газ и бурения гидрогеологических скважин. Главным параметром в названных рядах выбрана грузоподъемность буровой установки.

Основные технические параметры некоторых буровых установок и станков для бурения на твердые полезные ископаемые и воду приводятся соответственно в табл.8.1 и 8.2.

Т а б л и ц а 8.1  
 Основные параметры станков с поршневым гидравлическим механизмом подачи наиболее распространенных буровых установок  
 колонкового бурения

Параметры	ЗИФ-650М	ЗИФ-1200МР	УКБ-50/100П	УКБ-200/300П	УКБ-200/300С	УКБ-3СТ-Э	УКБ-4П	УКБ-500С	УКБ-5П	УКБ-7П	УКБ-8
Глубина бурения (м) при конечном диаметре скважи- ны, мм:	650	1500	50	200	200	200	300	300	500	1200	2000
	800	2000	100	300	300	300	500	500	800	2000	3000
Начальный диа- метр скважины, мм	200	250	132	132	132	132	151	151	151	214	295
Угол наклона скважины, градус	60-90	80-90	70-90	70-90	70-90	70-90	60-90	60-90	70-90	75-90	90
Диаметр буриль- ных труб, мм	50;54; 63,5; 68	50;54; 63,5; 68	42; 33,5	42;50	42;50	50; 54; 55;70	42;50; 54;55	42;50; 54;55	50;54; 55;63,5; 68	50;54; 55;63,5; 68;73	50;54;60,3; 63,5;68;73; 55;70
Частота вращения шпинделя (ротора), с <sup>-1</sup> :	68	68									



Параметры	ЗИФ-650М	ЗИФ-1200МР	УКБ-50/100П	УКБ-200/300П	УКБ-200/300С	УКБ-ЗСТ-Э	УКБ-4П	УКБ-500С	УКБ-5П	УКБ-7П	УКБ-8
1-й диапазон	1,45; 1,97; 3,13;4,2; 5,67; 6,67;9,6; 13,3	1,25; 2,27; 3,85; 4,8; 5,6;6,9; 8,6;10	2,58; 5,42; 9,83; 16,7	1,83; 3,3; 5,92; 9,25; 13,6	1,67; 3,04; 5,46; 8,5; 12,5	2,83; 5,48; 9,83; 15,3; 22,5	0,42;0,73; 0,87;1,13; 1,67;1,87; 2,9;4,27	0,42;0,73; 0,87; 1,13;1,67; 1,87;2,9; 4,27	2;4,33; 5,67; 6,83;9; 12; 18,8; 25	0-25 (бесступенчатая)	1-20 (бесступенчатая)
2-й диапазон			5,1; 10,8; 19,5; 33,3	2,67; 4,83; 8,58; 13,4; 19,7	3,33; 6,08; 10,9; 17,2 5		2,58;4,65; 6,57;7,22; 10,6;11,8; 18,3;26,6	2,58;4,65; 6,57;7,22; 10,6;11,8; 18,3;26,7	-	-	-
Лебедка: грузо-подъемность, кН	35	55	6,3	20	20	20	25	25	35	51	60
Скорость навивки каната, м/с	0,7;0,95; 1,52;0,4; 2,72;3,7; 4,6;6,25	0,7;1,24; 2,1;2,61; 3,04; 2,76; 4,7;5,24	0,7; 1,5; 2,8; 4,7	0,69; 1,25; 2,25; 3,5; 5,15	0,75; 1,4; 2,5; 3,85; 5,7	0,69; 1,25; 2,25; 3,5; 5,15	0,9; 1,75; 2,75;4	0,9; 1,75; 2,75;4	0,8; 1,75; 2,7;3,6	0,8-8,0 (бесступенчатая)	0-11,7 (бесступенчатая)

продолжение таблицы 8.1

УКБ-8	-	-	Рото- ра Д812	Ле- бед ки ДП- 82	70	95
УКБ-7П	-	-	Д- 812		70	
УКБ-5П	-	-	АО2- 72-4		30	
УКБ-500С	-	-	Д- 144		29,3	
УКБ-4П	-	-	АО2- 71-4		22	
УКБ-3СТ-Э	Дизель- электри- ческий	-	4А-160- 443		15	
УКБ-200/300С	Д37Е- 03-1	29,4	-		-	
УКБ-200/300П	-	-	АО2- 61-4		13	
УКБ-50/100П	-	-	АО2-52- 4/2		9,8/11,7	
ЗИФ-1200МР	-	-	АК-2- 91-6		55	
ЗИФ-650М	Д- 54А	39,7	А2- 72-4		30	
Параметры	Силовой при- вод: тип ДВС	мощность, кВт	тип электродви- гателя станка		мощность, кВт	

Основные параметры установок для бурения гидрогеологических скважин

Характеристика	УРБ-ЗАМ	УРБ-ЗАЗ	ПБА-15В	УБВ-600
Грузоподъемность, кН: номинальная максимальная	4,9 7,8	6,37 12,75	12,2 19,6	31,4 49
Рекомендуемая глубина бурения, м	500	600	500	600
Рекомендуемые диаметры скважины, мм: начальный конечный	243 93	243 93	394 194	490 214
Диаметр бурильных труб, мм	60,3; 73	60,3; 73	73;89	114
Силовой привод	Дизель Д-54А	Дизель А-41Г	ЯМЗ-236/Д-108	ЯМЗ-238 (2 двигателя) 110,3х2
Мощность, кВт	30,7 250	66,2 250	77,2/79,4 410	410
Проходное отверстие стола ротора, мм	110; 190; 314	75; 150; 285	65; 130; 245	105; 183
Частота вращения, об/мин (прямые, основные передачи)	28	35	52	90/30
Натяжение талевого каната, макси- мальное, кН	0,54-1,56	0,34-1,32	0,2-1,39	0,18-1,2
Скорость навивки				

Основные параметры современных буровых установок для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения на нефть и газ по данным заводов изготовителей ОАО («Уралмаш» и ОАО «Волгоградский завод буровой техники») приведены в табл. 8.3 и 8.4

Выбор буровых установок по транспортабельности необходимо производить с учетом рельефа местности, горно-геологических условий бурения, глубины скважины, категории горных пород по буримости, способа разрушения горной породы, возможных скоростей бурения, расстояния между скважинами, состояния ремонтной службы, амортизационных расходов, охраны окружающей среды и недр, чтобы обеспечить высокую экономическую эффективность поисково-разведочных работ.

Параметр «допускаемая нагрузка на крюке» характеризует предельно допустимое значение нагрузки на крюке, которое не может быть превышено при выполнении любых технологических операций в процессе всего цикла строительства скважины (вертикальные нагрузки от веса бурильной колонны, находящейся в скважине, обсадных труб, спускаемых в скважину, а также нагрузки, возникающие при ликвидации аварий и осложнений в скважине).

Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности регламентируются соотношения, в соответствии с которыми вес бурильной колонны (в воздухе) не должен превышать 0,6 от величины «допускаемой нагрузки», а вес обсадной колонны не более 0,9. Эти соотношения не противоречат принципу максимально возможного использования прочностных свойств колонн для ликвидации осложнений. Тем не менее в ряде случаев они могут стать препятствием в выборе оптимальных соотношений параметров грузоподъемного и бурового инструмента [3].

Параметр «условная глубина бурения скважин» в каждом конкретном случае может отличаться от указанной в табл. 8.3 и 8.4\* в сторону уменьшения или увеличения в зависимости от типа и веса бурильных труб и компоновки бурильной колонны. Однако во всех случаях должно соблюдаться условие:

$$Q_{б.к.маx} \leq (H_{усл} + 0,1 H_{усл}) 300, \quad (8.1)$$

где  $Q_{б.к.маx}$  - максимальный вес бурильной колонны;  $H_{усл}$  - условная глубина бурения; 300 – вес 1 м бурильных труб, Н/м.

---

\* Более подробную техническую характеристику, приведенных в табл. 8.1-8.3 установок и станков, а также установок другого назначения можно найти в [1,5,13,15,21,23].

Технические характеристики буровых установок Уралмашаганда

Параметры	БВ200/200ЭК-2М2, БВ200/200ЭК-2М2У, БВ200/200ЭК-1М, БВ200/200ЭК-1У		БВ200/200ЭК-3МА		БВ200/200ДТУ-1М, БВ200/200ДТУ-1У, БВ3200/200ДТУ-Т		БВ5000/320ДТУ-1Т, БВ5000/320ДТУ-1У		БВ5000/320ЭР-0, БВ5000/320ЭК-Я		БВ6500/400ЭР		БВ5000/450ЭР-Т		БВ8000/500ЭР		НВО-1К	НВО-Д	НВО-Э	БВД186-2
	Э	ЭР	ДГ	ДГ	ЭР	ЭР	ЭР	ЭР	ЭР	ЭР	ЭР	ЭР	ЭР	ЭР	ЭР	ЭР				
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2000	2000	2000	2000	2000	2000	3200	3200	3200	3200	4000	4500	5000	2000	2250	2250	3260			
Условная глубина бурения, м	3200	3200	3200	3200	3200	3200	5000	5000	5000	5000	6500	5000	8000	3200	3600	3600	5000			
Расчетная мощность на входном валу подъемного агрегата, кВт	670	670	670	670	670	670	1100	1100	1100	1475	1100	1100	2200	670	710	700	690			
Расчетная мощность привода ротора, кВт, не более	370	370	370	280	370	370	370	370	370	440	440	440	500	370	370	370	218			
Мощность бурового насоса, кВт	950	950	950	950	950	950	950	1180	950	950	1180	1180	1180	600	600	600	600			
Вид привода	Э	ЭР	ДГ	ДГ	ЭР	ЭР	ЭР	ЭР	ЭР	ЭР	ЭР	ЭР	ЭР	ЭР	ЭР	ЭР	Д	Э	Д	Д

Таблица 8.4.

Показатели	Параметры буровых установок ВЗБТ							
	БУ1600/ 100ДУ	БУ1600/ 100ЭУ	БУ2500/ 160 ДУМ1	БУ2900/175 ЭП-М, БУ2900/175 ДЭП-2, БУ2900/175 ДЭП-3	БУ2900/ 175ЭПК	БУ2900/ 175ЭПК М1	БУ2900/ 200 ЭПК	БУ200/ 125 ДММ
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	1000	1000	1600	1750	1750	1750	2000	1250
Условная глубина бурения, м	1600	1600	2500	2900	2900	2900	2900	2000
Расчетная мощность на входном валу подъемного агрегата, кВт	300	300	550	550	550	550	550	300
Расчетная мощность привода ротора, кВт	180	180	180	180	180	180	180	180
Мощность бурового насоса, кВт	475	475 (600)	600	600	600	600	600	600
Вид привода	ДГ	Э	ДГ	ЭПДЭП	ЭП	ЭП	ЭП	Д

Тип привода выбирается в зависимости от степени обустройства конкретного региона.

Выбор рационального типа морской буровой установки (МБУ) следует рассматривать исходя из важности и практической целесообразности множества критериев в следующей их последовательности: мобильность МБУ, безопасность работы и нахождения на ней бурового персонала, соблюдение экологических требований, качество выполнения работ, коэффициент использования рабочего времени, техническая и экономическая эффективность.

Буровую установку выбирают по ее максимальной грузоподъемности  $[G]$ , обуславливающей вес в воздухе наиболее тяжелой колонны бурильных или обсадных труб

$$Q_{б.к} \text{ или } Q_{о.к} \leq [G]. \quad (8.2)$$

Для сооружения геотехнологических скважин отсутствует специализированная буровая техника. По этому для этих целей в основном использует установки роторного бурения (см. табл.8.2), их модификации, а также буровые станки, имеющие шпиндельные вращатели (ЗИФ – 650 М и ЗИФ – 1200 МР). Ведутся работы в направлении модернизации указанных установок применительно к условиям подземного выщелачивания.

Пример 8.1. Вычислить глубину бурения буровой установкой БУ5000/320ЭР-0 ( $H_{усл}=5000$ ) при весе 1 м бурильных труб 270 и 360 Н/м.

Решение: по формуле (8.1.)

$$Q_{б.к.маx} = (5000 + 500)300 = 1,65 \text{ МН} .$$

При весе 1м бурильных труб  $q=270$  Н/м данной установкой можно бурить до глубины

$$H_{усл} = \frac{1,65 \cdot 10^6}{270} \approx 611 \text{ м} .$$

При весе 1 м бурильных труб  $q=360$  Н/м:

$$H_{усл} = \frac{1,65 \cdot 10^6}{360} \approx 4459 \text{ м}$$

**Пример 8.2.** Выбрать буровую установку для бурения скважины проектной глубиной 4500 м со следующей конструкцией (табл.8.5).

Таблица 8.5.

Наименование обсадной колонны	Диаметр, $d_k$ мм	Толщина стенок, мм	Глубина спуска, м	Вес 1 м, $q$ , Н/м
Кондуктор	351	10	450	825
Промежуточная	244,5	10	3500	569
Эксплуатационная	146	8,9 и 10	4500	313*

\*Усредненный вес 1 м обсадной колонны

Для бурения скважины до проектной глубины применяют бурильные трубы диаметром 127 мм, УБТ длиной 150 м диаметром 178 мм ( $d_{в.у}=80$ мм,  $q_y=1,53$ кН/м).

Район буровых работ электроэнергией необеспечен.

**Решение:** Вес кондуктора составит

$$Q_k = l_k q_k = 450 \cdot 825 \approx 0,4 \text{ МН} .$$

Вес промежуточной колонны

$$Q_n = l_n q_n = 3500 \cdot 569 \approx 2 \text{ МН} .$$

Вес эксплуатационной колонны

$$Q_s = l_s q_s = 4500 \cdot 313 = 1,41 \text{ МН} .$$

Вес бурильной колонны с УБТ

$$Q_{б.т.} + Q_y = l_6 q_6 + l_y q_y = 4350 \cdot 287,4 + 150 \cdot 1530 = 1,5 \text{ МН} .$$

Из приведенного расчета следует, что наибольшую нагрузку буровая установка будет испытывать при спуске 244,5 мм промежуточной колонны.

Максимальные нагрузки с учетом расхождения будут равны: от веса бурильной колонны

$$Q = 1,5 \cdot 1,25 = 1,87 \text{ МН} ;$$



от веса наиболее тяжелой обсадной колонны  
 $Q = 2 \cdot 1,15 = 2,3 \text{ МН}$ .

Для бурения данной скважины более рационально использовать установку БУ5000/320ДГУ-1 (см.табл.8.3) с дизель-гидравлическим приводом, поскольку нагрузка (в МН) от наиболее тяжелой обсадной колонны, меньше допустимой:  $2,3 < 3,2$ .

## 8.2. Расчет потребной мощности буровой установки

Для решения технических и технологических задач, связанных с расчетом и проектированием бурового и силового оборудования важно заранее знать необходимую мощность, расходуемую на процесс бурения. Однако, расчет затрат мощности носит приближенный характер, так как имеющиеся формулы дают результаты, отличающиеся от действительного расхода мощности.

Мощность двигателя расходуется на: собственно бурение; подъем бурового снаряда или обсадной колонны; привод бурового насоса для промывки скважины (или компрессора при продувке).

8.2.1. Определение мощности двигателей, расходуемой на собственно бурение. Мощность двигателя (в кВт) в процессе вращательного бурения геологоразведочных скважин расходует на:

- холостое вращение буровой колонны  $N_{х.в.}$ ;
- разрушение горной породы на забое скважины  $N_{заб.}$ ;
- преодоление сопротивлений, возникающих при трении гребней полуволны вращающейся колонны о стенки скважины при передаче осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент  $N_{доп.}$

Мощность на холостое вращение определяется в зависимости от большого числа факторов – глубины, диаметра и профиля скважины, параметров режима бурения, состояния пород и вида промывочной жидкости. Вследствие этого для практических расчетов можно воспользоваться экспериментальными формулами:

НПО «Геотехника» (В.Г.Кардыш, А.С.Окмянский) для вертикальных скважин с углом наклона до  $75^{\circ}$

$$N_{х.в.} = 55,8 \cdot 10^{-4} k_1 k_2 k_3 (1 + 0,44 \cos \beta (0,9 + 20 \cdot \delta)) k_4 q d n^{1,83} L^{0,75}, \quad (8.3)$$

где  $k_1$  - коэффициент, учитывающий тип соединения бурильных труб (для ниппельного соединения  $k_1=1$ ; для муфтово-замкового -  $k_1=1,3$ );  $k_2$  - коэффициент, учитывающий вид промывочной жидкости и применение антивибрационной смазки (при промывке глинистым раствором  $k_2=1,1\div 1,3$ ; при промывке водой  $k_2=1$ ; при использовании антивибрационной смазки или эмульсионного раствора  $k_2=0,4\div 0,6$ );  $k_3$  - коэффициент, учитывающий характер стенок скважины (для нормального разреза  $k_3=1$ ; в сложных геологических условиях  $k_3=1,5\div 2$ );  $k_4$  - коэффициент, учитывающий материал бурильных труб (для СБТ  $k_4=1$ ; для ЛБТ  $k_4=0,75$ );  $\delta=(D-d)/2$  - зазор между стенками скважины и бурильными трубами, м, где  $D$  - диаметр скважины, м;  $d$  - диаметр бурильных труб, м;  $q$  - масса 1 м бурильных труб, кг/м;  $n$  - частота вращения снаряда,  $c^{-1}$ ;  $L$  - глубина скважины, м;  $\cos\beta$  - косинус угла наклона скважины;

ВИТР (Л.Г.Буркин):

для высоких частот вращения бурильной колонны при  $n > n_0$

$$N_{x.v.} = k_c (2,0 \cdot 10^{-6} q \delta n^2 + 0,8 \cdot 10^{-3} q d^2 n) L; \quad (8.4)$$

для низких частот вращения бурильной колонны при  $n < n_0$

$$N_{x.v.} = k_c 1,44 \cdot 10^{-3} k_c q d^2 n L, \quad (8.5)$$

где  $k_c$  - коэффициент, учитывающий влияние смазки и промывочной жидкости, обладающей смазочными свойствами,  $k_c=1,0$  при полном покрытии колонны смазкой типа КАВС в сочетании с промывкой скважины технической водой,  $k_c=1,5$  при отсутствии смазки;  $n_0=0,32 \cdot 10^3 \cdot d^2/\delta$  - граница раздела зон частот вращения бурильной колонны.

Для определения мощности, необходимой для холостого вращения стальной бурильной колонны при бурении скважин с зенитным углом  $\theta \leq 5^\circ$  буровыми установками роторного типа используется полуэмпирическая формула, предложенная А.Е.Сарояном:

$$N_{x.v.} = 13,5 \cdot 10^{-8} L d^2 n^{1,5} D^{0,5} \gamma_{ж}, \quad (8.6)$$

где  $D$  - диаметр скважины, м;  $\gamma_{ж}$  - удельный вес промывочной жидкости,  $H/m^3$ ;  $n$  (в  $мин^{-1}$ ).

Для труб из легких сплавов  $N_{x.v.}$  снижается пропорционально уменьшению удельного веса материала труб.

Мощность на разрушение породы при бурении зависит от типа породоразрушающего инструмента и параметров режима бурения.

При бурении твердосплавными коронками затраты мощности (кВт) на забое определяются по формуле

$$N_{\text{заб}} = 5,3 \cdot 10^{-4} P n D_{\text{ср.к}} (0,137 + \mu), \quad (8.7)$$

где  $P$  – осевая нагрузка, даН;  $n$  – частота вращения коронки, мин<sup>-1</sup>;  $D_{\text{ср.к}}$  – средний диаметр коронки, м.

$$D_{\text{ср.к}} = \frac{D_{1к} + D_{2к}}{2}, \quad (8.8)$$

$D_{1к}$  и  $D_{2к}$  – наружный и внутренний диаметр коронки, м;  $\mu$  – коэффициент трения резцов коронки о породу забоя.

Коэффициент трения резцов о породу зависит от многих факторов и является величиной приближенной. Его значения зависят от параметров режима бурения, состава очистного агента, проходимых пород и ряда других факторов.

Ориентировочные значения  $\mu$  для разных типов пород приведены ниже:

Глина.....	0,12-0,20
Глинистый сланец.....	0,15-0,25
Мергель.....	0,18-0,27
Известняк.....	0,30-0,40
Доломит.....	0,25-0,40
Песчаник.....	0,30-0,50
Гранит.....	0,30-0,40

При бурении алмазными коронками

$$N_{\text{заб}} = 2 \cdot 10^{-4} P n D_{\text{ср.к}} \cdot \quad (8.9)$$

При бескерновом бурении

$$N_{\text{заб}} = (3 \div 4) \cdot 10^{-4} P_{\text{д}} n D. \quad (8.10)$$

При использовании шарошечных долот можно рассчитывать мощность, затрачиваемую на забое, также по формуле

$$N_{\text{заб}} = 10^{-3} \mu P_{\text{д}} n D. \quad (8.11)$$

Для долот диаметром 76 мм и более  $\mu=0,17$ , диаметром 59 мм и менее  $\mu=0,10$ .

Обозначения в формулах (8.9), (8.10), (8.11) те же, что и в формуле (8.7).

Из большого числа зависимостей по вычислению мощности, затрачиваемой на работу шарошечных долот диаметром 120-450 мм *установками глубокого бурения* роторного типа отметим формулу фирмы «ЮЗ» (США), полученную на основании стендовых испытаний трехшарошечных долот при бурении в песчанике, известняке и граните

$$N_{\text{д}} = c \cdot 10^{-5} P_{\text{д}}^{1,3} n D^{0,4}, \quad (8.12)$$

где  $c$  – коэффициент крепости пород, принимаемый для мягких пород  $c=2,6$ ; для пород средней твердости  $c=2,3$ ; для крепких  $c=1,85$ ; для изношенных долот величина  $c$  увеличивается в 1,5 раза.

Остальные обозначения:  $n$  (в  $\text{мин}^{-1}$ ),  $D$  (в мм) и  $P_{\text{д}}$  – осевая нагрузка на долото (в кН).

При бурении долотами режуще-истирающего типа  $N_{\text{д}}$  значительно возрастает: при  $D_{\text{д}} = 190 \text{ мм}$ ,  $n = 70 \text{ мин}^{-1}$  и  $P_{\text{д}} = 50 \div 150 \text{ кН}$  расход мощности на разрушение породы достигает 11-36 кВт.

Мощность, потребляемая колонковым долотом (в кН)

$$N_{\text{д}} = N_0 S, \quad (8.13)$$

где  $N_0$  – удельная мощность, отнесенная к 1  $\text{см}^2$  забоя,  $\text{кВт}/\text{см}^2$  (в зависимости от частоты вращения, давления на забое и скорости бурения  $N_0$  колеблется в пределах 0,06-0,18  $\text{кВт}/\text{см}^2$ );  $S$  – площадь забоя,  $\text{см}^2$ .

Значение  $N_{\text{доп}}$  (кВт) определяется по формуле

$$N_{\text{доп}} = 2,45 \cdot 10^{-3} \delta P n. \quad (8.14)$$

Обозначения в формуле (8.14):  $\delta$  (в м),  $P$  (в даН),  $n$  (в  $\text{мин}^{-1}$ ).

Мощность, потребляемая в трансмиссии и других узлах бурового станка, определяется по формуле:

$$N_{\text{ст}} = B_{\text{ст}} n, \quad (8.15)$$

где  $V_{ст}$  - опытный коэффициент, характеризующий потери мощности в элементах трансмиссии станка, значения которого, полученные на основании экспериментальных работ, приведены ниже:

Тип станка	СКБ-4	СКБ-5	СКБ-7	ЗИФ-650М	ЗИФ-1200МР
$V_{ст}, 10^{-3}$	5,5	5,0	6,8	8,8	8,2
кВт мин/об					

$N_{ст}$  можно также определить из выражения

$$N_{ст} = 1,1N_{дв} (6 \cdot 10^{-2} + 1,2 \cdot 10^{-4} n). \quad (8.16)$$

Мощность, необходимая для подъема бурового инструмента с проектной глубины скважины

$$N_n = \frac{Q_{кр} V_0}{1000 u_{тс} \eta}. \quad (8.17)$$

**Пример 8.3** Проверить, достаточна ли мощность  $N_{дв}=37$ кВт двигателя, приводящего в действие буровой станок для бурения скважины глубиной  $L=800$  м для следующих условий: работа на проектной глубине будет вестись алмазной коронкой диаметром  $D/D_1=59/42$ мм с использованием бурильных труб ЛБТН-54 наружным диаметром  $d=54$  мм; скважина промывается полимерной промывочной жидкостью, обеспечивающей смазочный эффект; нагрузка на крюке  $Q_{кр}=40$ кН; талевая система – с двумя рабочими струнами; осевая нагрузка на алмазную коронку  $P_{а.к}=8,5$ кН; частота вращения бурового снаряда  $n=1080$ мин<sup>-1</sup>(18с<sup>-1</sup>); скорость навивки каната на барабан лебедки при подъеме бурового снаряда из скважины  $V_0=0,77$ м/с; угол наклона скважины к горизонту  $\alpha=60^0$ .

**Решение:** Мощность (кВт) на вращение снаряда в процессе бурения

$$N_6 = \frac{N_{заб} + N_{доп} + N_{х.в.}}{\eta}, \quad (8.18)$$

где  $N_{заб}$  - мощность на разрушение породы на забое скважины;  $N_{доп}$  - дополнительные затраты мощности на вращение бурильной колонны, передающей осевую нагрузку на коронку;  $N_{х.в.}$  - мощность на холостое вращение бурильной колонны;  $\eta=0,75-0,85$  – к.п.д. передач.

Мощность (кВт) на разрушение породы алмазной коронкой по формуле (8.9)

$$N_{\text{зab}} = 2 \cdot 10^{-4} \cdot 850 \cdot 1080 \cdot 0,0505 = 9,5 \text{ кВт},$$

где  $D_{\text{cp}} = (D + D_1) / 2 = (0,059 + 0,042) / 2 = 0,0505 \text{ м}$ .

Значение  $N_{\text{доп}}$  находим из уравнения (8.14)

$$N_{\text{доп}} = 2,45 \cdot 10^{-3} \cdot 0,0025 \cdot 850 \cdot 1080 = 5,5 \text{ кВт},$$

где  $\delta = (0,059 - 0,054) / 2 = 0,0025 \text{ м}$ .

Мощность на холостое рашение снаряда по формуле (8.3):

$$N_{\text{х.в.}} = 55,8 \cdot 10^3$$

$$^4 \cdot 1 \cdot 0,6 \cdot 1 \cdot (1 + 0,44 \cos 60^\circ \cdot (0,9 + 20 \cdot 0,0025)) \cdot 0,75 \cdot 4,8 \cdot 0,054 \cdot 18^{1,83} \cdot 800^{0,75} = = 22,5 \text{ кВт}.$$

Общая мощность на бурение

$$N_6 = \frac{9,2 + 5,6 + 22,5}{0,8} = 46,6 \text{ кВт}.$$

Расчет показывает, что мощность двигателя станка при заданном значении  $n = 1080 \text{ мин}^{-1}$  не достаточна и должна быть снижена.

8.2.2. Мощность, расходуемая при бурении неглубоких скважин без промывки. Мощность при бурении скважин шнеками рассчитывается следующими формулами:

$$N_{\text{вр}} = \frac{1}{30 \cdot \eta} \cdot \pi \cdot n \cdot (M_p + M_\tau), \quad (8.19)$$

$$M_p = \frac{1}{2} \cdot p_c \cdot D_d, \quad (8.20)$$

$$M_\tau = 250 \cdot D_d^3 \cdot H_{\text{ш}} \cdot \frac{\rho^1 \cdot g}{k_p}, \quad (8.21)$$

$$\rho_c = 5000 \cdot \frac{1}{n} \cdot V_{\text{мех}} \cdot D_d \cdot \sigma_{\text{мб}} \cdot k_k, \quad (8.22)$$

где  $n$  – частота вращения шнековой колонны,  $\text{мин}^{-1}$ ;  $P_c$  – полное сопротивление, преодолеваемое механизмом вращения, Н;  $D_d$  – диаметр долота, м;  $M_p$  – момент сопротивления при разрушении породы долотом, Н·м;  $M_T$  – момент сопротивления при вращении заполненного разрушенной породой шнека и транспортировании породы, Н·м;  $k_k$  – коэффициент учитывающий полноту контакта площади передней грани лопасти долота,  $k_k=0,5 \div 0,7$ ;  $k_p$  – коэффициент разрыхления породы,  $k_p \approx 1,1 \div 1,2$ ;  $H_{ш}$  – длина шнековой колонны, м;  $\rho'$  – относительная плотность горной породы (табл. 8.7);  $\delta_{мб}$  – предел прочности породы при механическом бурении; значения  $\rho'$  и  $\delta_{мб}$  приведены в табл.6.1.

Мощность при ударно-канатном бурении рассчитывается с помощью следующих уравнений:

$$N_6 = 0,02 \frac{1}{\eta_n} \cdot G_1 \cdot nk_1 k_2; \quad (8.23)$$

$$G_1 = q_d + q_{yш} + q_n + q_{кз} + q_{к1} H_c, \quad (8.24)$$

где  $N_6$  – затраты мощности на процесс ударно-канатного бурения ударным долотом,  $B_{мн}$ ;  $G_1$  – вес бурового снаряда, Н;  $k_1$  – коэффициент дополнительных сопротивлений при долблении,  $k_1=1,4$ ;  $k_2$  – коэффициент динамичности,  $k_2=1,1 \div 1,25$ ;  $\eta_n$  – КПД передачи от вала двигателя до ударного механизма,  $\eta_n=0,7 \div 0,8$ ;  $q_d$  – вес ударного долота, Н;  $q_{yш}$  – вес ударной штанги, Н;  $q_n$  – вес ножиц, Н;  $q_{кз}$  – вес канатного замка, Н;  $q_{к1}$  – вес единицы длины инструментального каната, Н/м;  $H_c$  – длина ствола (глубина) скважины, м;  $n$  – частота вращения кривошипа,  $\text{мин}^{-1}$ ; 0,02 – размерный коэффициент, учитывающий среднюю скорость движения инструмента, м.

Мощность на подъем инструмента  $N_n$  (Вт)

$$N_n = \frac{1}{\eta_n} \cdot G_1 \cdot V_n \cdot k_3, \quad (8.25)$$

где  $k_3 = 1,1 \div 1,3$  – коэффициент дополнительных сопротивлений при подъеме;

$$V_n = \frac{\pi \cdot R \cdot n_6}{30} - \text{окружная скорость на барабане лебедки, м/с; } R - \text{радиус барабана с учетом витков намотанного каната, м; } n_6 - \text{число оборотов барабана в 1 мин.}$$

При выбранной скорости навивки на желоночный барабан  $V_{ж}(м/с)$  затраты мощности (в Вт) на работу желоночного барабана

$$N_{ж} = \frac{1}{\eta_n} \cdot G_2 \cdot V_{ж}, \quad (8.26)$$

где  $G_2$  - вес (в Н) поднимаемого при желонировании снаряда с учетом коэффициента дополнительных сопротивлений  $k_4=1,4$

$$G_2 = k_4(q_{ж} + q_n + q_{k2} \cdot H_c), \quad (8.27)$$

где  $q_{ж}$  - вес желонки, Н;  $q_n$  - вес породы и шлама при заполнении желонки, Н;  $q_{k2}$  - вес единицы длины желоночного каната, Н/кг.

8.2.3. Расчет мощности, расходуемой в трансмиссии и других узлах бурового станка. Мощность, потребляемую в передачах станка, обычно определяют экспериментально. Для ее расчета предложена по существу одна эмпирическая формула [20]

$$N_{ст} = k_n N_{дв} (a + bn), \quad (8.28)$$

где  $k_n=1,1$  - коэффициент, учитывающий увеличение потерь мощности в станке под нагрузкой;  $N_{дв}$  - мощность приводного двигателя станка, кВт;  $\alpha=6 \cdot 10^{-2}$  - коэффициент, учитывающий постоянные потери мощности в элементах станка (не зависящие от частоты вращения);  $b=1,2 \cdot 10^{-4}$  - коэффициент, учитывающий потери мощности, зависящие от частоты вращения  $n$ .

Формулу (8.28) следует применять при расчете мощности на холостое вращение по формуле (8.3). При расчете  $N_{х.в}$  по формулам (8.4) и (8.5) можно воспользоваться зависимостью

$$N_{ст} = B_c \cdot n, \quad (8.29)$$

где  $B_c$  - опытный коэффициент, характеризующий переменные потери в станке, кВт·мин/об, опытные значения которого приведены ниже:

ЗИФ – 1200 МР.....	$8,2 \cdot 10^{-3}$
ЗИФ – 650 М.....	$8,8 \cdot 10^{-3}$
СКБ – 4.....	$5,5 \cdot 10^{-3}$
СКБ – 5.....	$5,0 \cdot 10^{-3}$
СКБ – 7.....	$6,8 \cdot 10^{-3}$



8.2.4. Расчет мощности двигателя на подъем. Рациональное использование мощности двигателя на спуско-подъемные операции. Мощность двигателя (в кВт), необходимая на подъем бурового инструмента (снаряда) из скважины

$$N_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{кр}} V_0}{1000 u_{\text{т.с}} \eta}, \quad (8.30)$$

где  $Q_{\text{кр}}$  - нагрузка на крюк, Н;  $V_0$  - скорость навивки каната на барабан лебедки (м/с), выбираемая из технической характеристики бурового станка;  $u_{\text{т.с}}$  - количество рабочих струн талевой системы;  $\eta=0,75 \div 0,85$  - КПД передач от двигателя до барабана лебедки.

С целью сокращения времени на спускоподъемные операции подъем бурового инструмента должен производиться с полным использованием мощности двигателя станка и располагаемого диапазона частот вращения барабана лебедки.

Длина бурильной колонны  $l_i$  при которой можно начинать подъем бурового инструмента с определенной скоростью вращения барабана лебедки с учетом полного использования мощности, можно определить из выражения

$$l_i = \frac{N \eta}{q_0 V_{\text{ин}}}, \quad (8.31)$$

где  $\eta=0,8 \div 0,85$  к.п.д передач от двигателя до крюка;  $V_{\text{ин}}=V_{\text{ит}}/u_{\text{т.с}}$  - скорость подъема бурового инструмента, м/с (согласно требованиям техники безопасности для буровых установок геологоразведочного бурения максимальные скорости подъема регламентированы: при  $l_{\text{св}}=4,7\text{м}$   $V_{\text{ин}}(\text{max})=1,6\text{м/с}$ , при  $l_{\text{св}}>4,7\text{м}-2\text{м/с}$ );  $V_{\text{ит}}$  - скорость вращения барабана лебедки, м/с (значения этой скорости указаны в технической характеристике бурового станка);  $q_0=Q_{\text{кр}}/L$  - нагрузка на крюк от 1м поднимаемой бурильной колонны, Н/м ( $L$  - общая длина бурового инструмента, м).

На каждой из скоростей может быть поднята часть бурильной колонны длиной

$$\Delta l_i = l_i - l_{i+1}, \quad (8.32)$$

где  $l_i$  и  $l_{i+1}$  - длины бурильной колонны (глубины скважин), при которых начинается подъем бурового инструмента соответственно на текущей и последующей скорости. После определения интервалов подъема бурового инструмента на разных скоростях следует построить соответствующий график.

Количество свечей, поднимаемых на разных скоростях буровой лебедки, можно рассчитать из выражений  $n_{св}^I = l_1 / l_{св}$ ;  $n_{св}^{II} = l_2 / l_{св}$  и т.д.

При бурении глубоких скважин (например на нефть и газ) нагрузка на крюке при различных скоростях подъема

$$Q_{кр(i)} = \frac{N_{л} \eta_{т.с} \eta_{л}}{V_{кр(i)}} - Q_{т.с}, \quad (8.33)$$

где  $N_{л}$  - мощность на подъемном валу лебедки ( $N_{л}=0,8N_{max}$ ), кВт;  $\eta_{т.с}$  - к.п.д талевой системы;  $\eta_{л}=0,9$  - к.п.д. лебедки;  $V_{кр(i)}$  - скорости подъема крюка, м/с;  $Q_{т.с}$  - вес талевой системы, кН;

$$V_{кр(i)} = \frac{\pi D_б \cdot n_i}{60 \cdot u_{т.с}}. \quad (8.34)$$

Здесь  $D_б$  - диаметр барабана лебедки, м;  $n_i$  - частота вращения подъемного вала лебедки, мин<sup>-1</sup>.

Коэффициент полезного действия талевой системы  $\eta_{т}$  зависит от числа шкивов, диаметра каната, степени их изношенности, нагрузки на крюке и т.д. Для практических расчетов можно пользоваться формулой

$$\eta_{т.с} = 1 - 0,02u_{т.с}, \quad (8.35)$$

где  $u_{т.с}$  - число шкивов талевой системы минус 1 невращающегося шкива, через который проходит неподвижно закрепленный конец каната.

Число свечей, которое может быть поднято на различных скоростях

$$\eta_{св} = \frac{Q_{кр(i)} - Q_{убт}}{\left(1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_{м}}\right) q_{б.т} \cdot l_{св}}, \quad (8.36)$$

где  $Q_{убт}$  - вес утяжеленных бурильных труб, кН;  $\rho_{ж}$  и  $\rho_{м}$  - плотность соответственно циркуляционного агента и материала труб, кг/м<sup>3</sup>;  $V_{б.т}$  - вес единицы длины бурильных труб, Н/м;  $l_{св}$  - длина бурильной свечи, м.

При групповом приводе буровой установки мощность двигателя (кВт) определяется из выражения

$$N_{\text{дв}} = N_{\text{ст}} + N_{\text{н}} + N_{\text{г.м}} + N_{\text{г}}, \quad (8.37)$$

где  $N_{\text{ст}}$  - мощность на привод бурового станка, достаточная как для бурения, так и для выполнения спуско-подъемных операций, кВт;  $N_{\text{н}}$  - мощность на привод бурового насоса, кВт;  $N_{\text{г.м}}$  - мощность на привод глиномешалки, кВт  $N_{\text{г}}$  - мощность на привод генератора ( $N_{\text{г}}=0,8 \div 1,5$  кВт).

**Пример 8.4.** Проверить достаточна ли мощность  $N_{\text{дв}}=30$ кВт двигателя, приводящего в действие буровой станок на подъем инструмента для следующих условий: нагрузка на крюк  $Q_{\text{кр}}=40$ кН; талевая система – с двумя рабочими струнами ( $u_{\text{т.с}}=2$ ); скорость навивки каната на барабан лебедки при подъеме инструмента из скважины  $V_0=0,8$  м/с.

**Решение.** Примем к.п.д талевой системы  $\eta_{\text{т.с}}=0,95$ . Тогда по формуле (8.30)

$$N_{\text{н}} = \frac{40000 \cdot 0,8}{1000 \cdot 2 \cdot 0,95} = 16,8 \text{ кВт}.$$

Мощность двигателя более чем достаточна.

**Пример 8.5.** Произвести расчет рационального режима подъема бурового инструмента для следующих условий: длина скважины  $L=600$ м; буровой станок ЗИФ-650М; нагрузка на крюке  $Q_{\text{кр}}=54721$ Н; число подвижных струн талевой системы  $u_{\text{т.с}}=2$ .

**Решение.** Определим скорости вращения барабана лебедки (скорости навивки каната на барабан). Согласно данным табл.8.1:

$$V_{1\text{л}}=0,7\text{м/с}; \quad V_{2\text{л}}=0,95\text{м/с}; \quad V_{3\text{л}}=1,5\text{м/с}; \quad V_{4\text{л}}=2,04\text{м/с}; \quad V_{5\text{л}}=2,72\text{м/с}; \\ V_{6\text{л}}=3,7\text{м/с}; \quad V_{7\text{л}}=4,6\text{м/с}; \quad V_{8\text{л}}=6,25\text{м/с}.$$

При двухструнной оснастке скорости подъема бурового инструмента будут равны:

$$V_{1\text{п}}=0,7/2=0,35\text{м/с}, \quad \text{аналогично:} \quad V_{2\text{п}}=0,7/2=0,35\text{м/с}; \quad V_{3\text{п}}=0,75\text{м/с}; \\ V_{4\text{п}}=1,02\text{м/с}; \quad V_{5\text{п}}=1,36\text{м/с}; \quad V_{6\text{п}}=1,82\text{м/с}. \quad \text{На остальных скоростях } V > 2\text{м/с} \text{ и}$$

производить подъем бурового инструмента не рекомендуется.

Длины бурильных труб, которые могут быть подняты на заличных скоростях при  $q_0=54721/600=91,2$ Н/м:

$$l_1 = \frac{30000 \cdot 0,85}{91,2 \cdot 0,35} = 799 \text{ м};$$

$$l_2 = \frac{30000 \cdot 0,85}{91,2 \cdot 0,47} = 595 \text{ м.}$$

Аналогично:  $l_3=373\text{м}$ ;  $l_4=274\text{м}$ ;  $l_5=205\text{м}$ ;  $l_6=151\text{м}$ .

На I скорости поднимать буровой инструмент нецелесообразно.

На II скорости целесообразно поднимать часть буровой колонны длиной  $\Delta l_2=595-373=222\text{м}$ ; на III скорости  $\Delta l_3=373-274=99\text{м}$ ; на IV скорости  $\Delta l_4=274-205=69\text{м}$ ; на V скорости  $\Delta l_5=205-151=54\text{м}$ ; на VI скорости – весь оставшийся буровой инструмент длиной 156 м

График рационального режима спуско-подъемных операций приведен на рис.8.1.

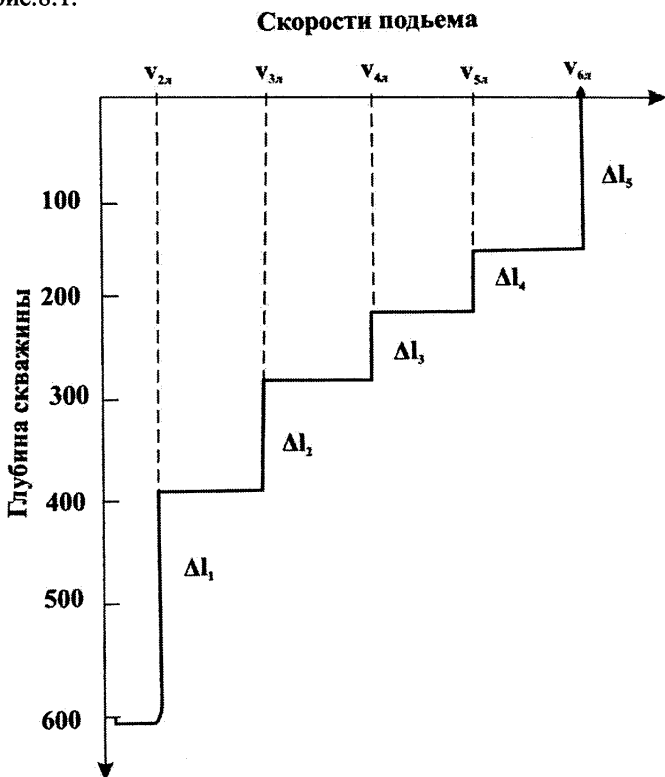


Рис.8.1.

Графики рационального режима спускоподъемных операций

**Пример 8.6.** Определить нагрузки на крюк и число свечей, которые могут быть подняты для следующих условий: буровая лебедка ЛБУ-37-1100 [7] (лебедка VI скоростная, номинальная мощность 1000 кВт, используется для бурения на глубину 5000м; частота вращения ( $n_i$ )  $n_1=45\text{мин}^{-1}$ ;  $n_2=70\text{мин}^{-1}$ ;  $n_3=111\text{мин}^{-1}$ ;  $n_4=168\text{мин}^{-1}$ ;  $n_5=257\text{мин}^{-1}$ ;  $n_6=407\text{мин}^{-1}$ ; диаметр барабана  $D_6=0,84\text{м}$ ); оснастка 4х5;  $u_{т.с}=8$ ; вес подвижной части талевого системы  $P_{т.с}=100\text{кН}$ ;  $l_{св}=25\text{и}$ ; бурильные трубы диаметром 114мм,  $q_{б.т}=300\text{Н/м}$  (или  $0,3\text{ кН/м}$ )

**Решение** Подъемная сила (в кН) на крюке при различных скоростях его подъема по формуле (8.34)

$$V_{ki} = \frac{3,14 \cdot 0,84 \cdot 45}{60 \cdot 8} = 0,25\text{м/с}.$$

Аналогично для остальных частот вращения будем иметь  $V_{k2}=0,384\text{м/с}$ ;  $V_{k3}=0,61\text{м/с}$ ;  $V_{k4}=0,923\text{м/с}$ ;  $V_{k5}=1,41\text{м/с}$ ;  $V_{k6}=2,236\text{м/с}$ .

Скорость навивки каната на барабан при оснастке 4х5 составит  $V_{H(I)}=V_{кр} \cdot 8=0,25 \cdot 8=2\text{м/с}$ ; аналогично  $V_{H(II)}=3,07\text{м/с}$ ;  $V_{H(III)}=4,88\text{м/с}$ ;  $V_{H(IV)}=7,44\text{м/с}$ ;  $V_{H(V)}=11,28\text{м/с}$ ;  $V_{H(VI)}=17,88\text{м/с}$ .

По формуле (8.35)  $\eta_{т.с}=1-0,02 \cdot 8=0,84$ .

Приняв мощность на подъемном валу лебедки ЛБУ-1100  $N_{л}=0,8N_{\max}=0,8 \cdot 1000=800\text{кВт}$  и к.п.д. лебедки  $\eta_{л}=0,9$  по формуле (8.33) получим.

$$Q_{ki} = \frac{800 \cdot 0,84 \cdot 0,9}{V_{ki}} - 100 = \frac{605}{V_{ki}} - 100.$$

Вес колонны, который может быть поднят на различных скоростях:

$$Q_{k1} = \frac{605}{0,25} - 100 = 2320\text{кН};$$

$$Q_{k2} = \frac{605}{0,384} - 100 = 1475\text{кН};$$

аналогично  $Q_{k3}=892\text{кН}$ ;  $Q_{k4}=555\text{кН}$ ;  $Q_{k5}=329\text{кН}$ ;  $Q_{k6}=170\text{кН}$ .

Определим число свечей, которое может быть поднято, например, на III скорости. Примем, что в компоновку нижней части бурильной колонны входят УБТ, вес которых  $Q_{УБТ}=380\text{кН}$  (УБТ диаметром 203 мм в внутреннем диаметром 100мм), а  $\rho_{бп}=1500\text{кг/м}^3$

$$n_{\text{св}} = \frac{(Q_{\text{к(с)}} - Q_{\text{УБТ}})}{\left(1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{м}}}\right) q_{\text{б.т}} \cdot l_{\text{св}}} = \frac{892 - 380}{\left(1 - \frac{1500}{7850}\right) 0,3 \cdot 25} = 100 \text{ свечей}.$$

### 8.3. Расчет мощности двигателей, потребной для промывки (продувки) скважины.

Мощность, необходимая для привода бурового насоса вычисляется по формуле

$$N_{\text{Н}} = \frac{k_{\text{м}} N_{\text{Г}}}{\eta_{\text{Н}} \eta} = \frac{k_{\text{м}} Q_{\text{Н}} P_{\text{Н}}}{\eta_{\text{Н}} \eta}, \quad (8.37)$$

где  $k_{\text{м}}$  - коэффициент запаса мощности,  $k_{\text{м}}=1,15$ ;  $N_{\text{Г}}$  - гидравлическая мощность, развиваемая буровым насосом, кВт;  $Q_{\text{Н}}$  - количество подаваемого в скважину бурового раствора (подача насоса), м<sup>3</sup>/с;  $\rho_{\text{н}}$  - давление нагнетания, Па;  $\eta_{\text{Н}}$  - к.п.д насоса,  $\eta_{\text{Н}}=0,75 \div 0,85$ ;  $\eta$  - к.п.д. передач от двигателя до насоса,  $\eta=0,70 \div 0,80$ .

Если часть подаваемого в скважину бурового раствора сбрасывается в сливную линию, то  $N_{\text{Н}}$  определяют из выражения

$$N_{\text{Н}} = \frac{k_{\text{м}} Q_{\text{Н}} P'_{\text{Н}}}{\eta_{\text{Н}} \eta}, \quad (8.38)$$

где  $Q_{\text{Н}}$  - полная подача насоса, м<sup>3</sup>/с;  $P'_{\text{Н}}$  - давление нагнетания при подаче насоса  $P'_{\text{Н}}$  - давление нагнетания при подаче насоса  $P_{\text{Н}}$ .

Мощность компрессора ( $N_{\text{к}}$ , кВт) можно рассчитать по следующим формулам [3]

$$N_{\text{к}} = \frac{GL_{\text{пол}}}{10^3 \eta_{\text{к}}}, \quad (8.39)$$

где  $G$  - весовой расход воздуха в кг/с;  $L_{\text{пол}}$  - работа политропического сжатия воздуха, Дж/Н;  $\eta_{\text{к}}$  - к.п.д компрессора  $\eta_{\text{к}}=0,85-0,9$ ;

$$L_{\text{пол}} = 175,6 T_1 \left[ \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{0,166} - 1 \right], \quad (8.40)$$

где  $T_1$  - температура во всасывающей линии компрессора,  $T_1=293^{\circ}\text{K}$ ;  $P_2$  - давление на выкиде компрессора, Па;  $P_1$  - давление во всасывающей линии компрессора, Па;

$$N_k = \frac{1}{\eta_{\text{ад}} \cdot \eta_k} \cdot \frac{i \alpha}{\alpha - 1} \left[ \left( \frac{P_r}{P_0} \right)^{\frac{\alpha-1}{i \alpha}} - 1 \right] P_0 Q_0, \quad (8.41)$$

где  $\eta_{\text{ад}}$  - коэффициент адиабатического сжатия,  $\eta_{\text{ад}}=0,90 \div 0,96$ ;  $\eta_k$  - к.п.д. компрессора,  $\eta_k=0,85 \div 0,90$ ;  $i$  - число ступеней сжатия;  $\alpha$  - коэффициент адиабаты:  $\alpha=1,4$  для воздуха и  $\alpha=1,3$  для природных газов;  $P_r$  - давление нагнетания, МПа;  $P_0$  - атмосферное давление, МПа;  $Q_0$  - объемный расход,  $\text{м}^3/\text{с}$ .

**Пример 8.7.** Определить гидравлическую мощность бурового насоса при подаче  $4,5 \text{ л/с}$  ( $5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$ ) и давлении нагнетания  $P_H=46 \cdot 10^5 \text{ Па}$ .

**Решение.** Гидравлическая мощность насоса

$$N_H = 4,5 \cdot 10^{-3} \cdot 46 \cdot 10^5 = 20,7 \text{ кВт}.$$

**Пример 8.8.** Рассчитать мощность двигателя для привода насоса при следующих условиях:  $Q_H=13 \text{ л/с}$  ( $13 \cdot 10^{-3} \text{ с}$ ),  $P_H=78 \cdot 10^5 \text{ Па}$ ; к.п.д насоса  $\eta_H=0,81$ ; к.п.д передач от двигателя до насоса  $\eta=0,75$ .

**Решение.** Мощность двигателя для привода насоса по формуле (8.38)

$$N_H = \frac{1,15 \cdot 13 \cdot 10^{-3} \cdot 78 \cdot 10^5}{0,81 \cdot 0,75} = 192 \text{ кВт}.$$

**Примет 8.9.** Рассчитать мощность на валу компрессора при бурении скважины с продувкой воздухом для следующих условий: весовой расход воздуха  $G=1,47 \text{ кг/с}$  давления во всасывающей линии и на выкиде компрессора соответственно равны  $P_1=0,981 \cdot 10^5 \text{ Па}$ ,  $P_2=7,65 \cdot 10^5 \text{ Па}$ ; температура во всасывающей линии  $T_1=293^{\circ}\text{K}$ .

Решение. Приняв к.п.д. компрессора  $\eta_k=0,9$  по формулам (8.40) и (8.39) получим

$$L_{\text{пол}} = 175,6 \cdot 293 \left[ \left( \frac{7,65}{0,981} \right)^{0,166} - 1 \right] = 20903 \text{ Дж/Н};$$

$$N_k = \frac{1,47 \cdot 20903}{10^3 \cdot 0,9} = 34 \text{ кВт.}$$

### Список литературы

1. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н. и др. Буровое оборудование – 2000. – Т.1. – М.; Недра
2. Буркин Л.Г. Результаты исследований закономерностей расхода мощности при бурении геологоразведочных скважин. Л., ВИТР, 1980. №132. с.34-44.
3. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование. Коллектив авторов под общей редакцией А.М.Гусмана и К.П.Порожского. Екатеринбург. УГГГА, 2002.
4. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Никитин Б.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин. Справочное пособие./Под ред. А.Г.Калинина. – М., Изд. Недра, 2000.
5. Гланц А.А., Алексеев В.В. Справочник механика геологоразведочных работ. М., Недра, 1987.
6. Ильский А.Л., Шмидт А.П. Буровые машины и механизмы М., Недра, 1989.
7. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин жидкие и газообразные полезные ископаемые./Под ред. А.Г.Калинина, М., Недра 2001.
8. Калинин И.С. О затратах мощности на холостое вращение колонны бурильных труб. – «Разведка и охрана недр», 1970, №10.
9. Кардыш В.Г. Станки для алмазного поискового бурения. Л., Недра, 1978.
10. Кардыш В.Г. Повышение эффективности работы буровых станков. М., Недра, 1980.
11. Кардыш В.Г. Оборудование для поискового бурения. Л., Недра, 1986.



12. Кардыш В.Г., Мурзаков Б.В., Окмянский А.С. Энергоемкость бурения геологоразведочных скважин. М., Недра, 1984.
13. Каталог нефтяного оборудования. средств автоматизации, приборов и спецматериалов. М., ВНИИОЭНГ, 1994.
14. Кренделев В.П. и др. Техника и технология ударно-канатного бурения при разведке россыпей. М.: Недра, 1979.
15. Марамзин А.В. Блинов Г.А., Галиопа А.А. Технические средства для алмазного бурения. Л.: Недра, 1982.
16. Методические рекомендации по расчету затрат мощности на бурение геологоразведочных скважин малого диаметра. М., СКБ НПО «Союзгеотехника», 1977.
17. Минин П.А., Блинов Г.А., Иванов О.В. Справочно-методическое пособие по выбору буровых станков, соответствующих целевому назначению скважин. СПб., ВИТР, 1999.
18. Мурзаков Б.В. Кардыш В.Г. Рациональные области применения станков колонкового бурения различных типоразмеров. ОНТИ ВИЭМС, 1971.
19. Отраслевой каталог геологоразведочного оборудования, инструмента и приборов, выпускаемых предприятиями России. М., СКБ «Геотехника», 2000.
20. Ребрик Б.М., Калинин В.Н., Полежаев А.П. Методы расчета баланса мощности при вращательном бурении разведочных скважин М., ВИЭМС, 1979.
21. Ребрик Б.М. Бурение инженерно-геологических скважин. Справочник. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Недра, 1990.
22. Сердюк Н.И., Куликов В.В. Тунгусов А.А. и др. Бурение скважин различного назначения. М.: РГГРУ, 2006.
23. Справочник по бурению геологоразведочных скважин. Афанасьев И.С., Блинов Г.А., Пономарев П.П. и др. Л., ВИТР, 2000.
24. Технология бурения скважин гидрофицированными буровыми агрегатами АБ-2 и АБ-5 (Инструктивные указания)/А.И.Кукес, Г.А.Блинов, П.П.Пономарев, В.И.Васильев и др. СПб., ВИТР, 1998.

## 9. Выбор и расчет бурильной колонны

### 9.1. Выбор типа и размера бурильных труб

При вращательном бурении скважин малого диаметра (геологоразведочное бурение, бурение гидрогеологических скважин диаметром до 151мм) применяются бурильные трубы с: ниппельными (имеющими внутреннюю цилиндрическую резьбу с трапецеидальным профилем) и муфтово-замковыми (имеющими коническую резьбу) соединениями, а также утяжеленные бурильные трубы (УБТ).

Основные размеры и параметры перечисленных труб (по ГОСТ 8467-83 и ТУ 14-3-679-78) приведены в табл. 9.1.

СКБ «Геотехника» при участии ВИТРа разработан ГОСТ Р51245-99 «Трубы бурильные геологоразведочные, типы и основные параметры», распространяющийся на бурильные трубы для всех видов, способов и условий геологоразведочного бурения на твердые полезные ископаемые и воду, инженерно-геологических изысканиях, сейсморазведке, и т.д.

Области применения и основные размеры труб нового сортамента (ГОСТ Р91245-99) даны (в табл. 3.1 и 3.2 справочника [10]).

Механические свойства материала стальных и легкосплавных бурильных труб приведены в табл.3.4 и 3.5 справочника [10].

Вид соединения бурильных труб выбирается в зависимости от наименьшего основного вида породоразрушающего инструмента. Рекомендации даны в справочнике (см.табл.3.1[1]).

Ниппельное соединение рекомендуется при диаметрах скважин до 76мм и высокооборотных способах бурения, муфтово-замковое – при проектируемых больших осевых нагрузках и частотах вращения до 400 мин<sup>-1</sup>, а также при подаче в скважину большого количества промывочной жидкости.

Примерное соотношение наружного диаметра бурильных труб ( $d_T$ ) муфтово-замкового соединения и основного диаметра скважины ( $D_{СКВ}$ ) принимается равным:

$$\frac{d_T}{D_{СКВ}} = 0,6, \quad (9.1)$$

а при ниппельном соединении:

$$\frac{d_T}{D_{\text{СКВ}}} = 0,9.$$

(9.2)

Т а б л и ц а 9.1  
Основные размеры бурильных труб и утяжеленных бурильных для колонкового бурения.

Тип	Диаметр труб, мм		Диаметр ниппеля, мм		Наружный диаметр замка, мм	Наименьший диаметр отверстия, мм	Масса 1 м труб, кг
	наружный	внутренний	наружный	внутренний			
СБТН	33,5	24	34	14	-	-	3,4
	42	32	44	16	-	20	4,6
	50	39	52	22	-	26	6,04
СБТМ	42	32	-	-	57	22	4,6
	50	39	-	-	65	28	6,04
	63,5	51,5	-	-	83	40	8,51
СБТН	42	33	42,5	16	-	30	4,16
	54	45	54,5	22	-	36	5,49
	68	59	68,5	28	-	48	7,05
ЛБТН	34	20	34	14	-	-	2,3
	42	28	42	16	-	-	3,08
	54	36	54	22	-	-	4,4
ЛБТМ	68	50	69	40	-	-	5,46
	54	39	-	-	65	-	4,0
	ССК	46	33,4	-	-	-	-
55		45,4	-	-	-	-	6,0
70		60,4	-	-	-	-	7,65
КССК-76	70	60	-	-	73	53	7,62
КССК-76М	70	61	-	-	Замок 74,5	53	
УБТ-Р-73	73	35	-	-	-	22	25,3
УБТ-РПУ-89	89	45	-	-	-	28	36,1
УБТ-108П	108	56	-	-	-	28	52,5

При соединении труба в трубу (снаряды ССК и КССК) это соотношение еще больше.

При бурении на жидкие, газообразные полезные ископаемые и геотермальные источники бурильная колонна состоит из ведущей бурильной трубы, стальных или легкосплавных бурильных труб, УБТ, резьбовых переводников, центраторов и калибраторов.

Компоновку бурильной колонны (одноразмерную или одноступенчатую, составленную из бурильных труб одного и того же наружного

диаметра; многомерную или многоступенчатую, составленную из труб различных наружных диаметров; многосекционную, составленную из нескольких участков трубы одной и той же группы прочности, одного и того же наружного диаметра с одинаковой толщиной стенки и одинаковой конструкцией резьбовых соединений) выполняются исходя из конструкции скважины, способа бурения и горно-геологических условий.

В настоящем учебном пособии приводятся размеры и масса только стальных буровых труб с высаженными внутрь и наружу концами (табл. 9.2). Размеры замков к трубам и остальных труб (с коническими стабилизирующими поясками, приваренными соединительными концами и посадкой наружу, ЛБТ, ведущих труб квадратного сечения) можно найти в табл.1.1, 1.10, 1.11, 1.20, 1.21, 1.30 и 1.51 справочника [11]. Механические свойства материала труб и муфт даны в табл.1.18, а труб с приваренными замками после посадки и термообработки в табл.1.31 [11].

Т а б л и ц а 9.2.  
Размеры, масса и жесткость стальных буровых труб.

Труба		толщина стенки, мм	Муфта	Масса, кг		
услов- ный	наруж- ный		наружный диаметр, мм	1 м глад- кой тру- бы	двух высадок	муфт- ты
Буровые трубы с высаженными внутрь концами						
60	60,3	7; 9	80	9,15; 11,3	1,5	2,7
73	73	7; 9; 11	95	11,4; 14,2; 16,8	2,0	4,2
89	89	7; 9; 11	108	14,2; 17,8; 21,2	3,2	4,4
102	101,6	7; 8; 9; 10	127	16,4; 18,5; 20,4 22,4	5,0	7,0
114	114,3	7; 8; 9; 10; 11	140	18,5; 20,9; 23,3 25,7; 28,0	6,0	9,0
127	127	7; 8; 9; 10	152	20,7; 23,5; 26,2; 28,9	6,5	10,0
140	139,7	8; 9; 10; 11	171	26; 29; 32; 35	7,5	14
168	168,3	9; 10	197	35,3; 39,0	9,5	16,7
Буровые трубы с высаженными внутрь концами						
60	60,3	7; 9	86	9,15; 11,3	1,5	2,7
73	73	7; 9; 11	105	11,4; 14,2; 16,8	2,5	4,7

продолжение таблицы 9.2.

Труба			Муфта	Масса, кг		
услов- ный	наруж- ный	толщи- на стен- ки, мм	наруж- ный диа- метр, мм	1 м гладкой трубы	двух вы- садок	муф- ты
89	89	7; 9; 11	118	14,2; 17,8; 21,2	3,5	5,2
102	101,6	8; 9; 10	140	18,5; 20,4; 22,4	4,5	9,0
114	114,3	8; 9; 10; 11	152	20,9; 23,3; 25,7; 28,0	5,0	11,0
140	139,7	8; 9; 11	185	26,0; 29,0; 35,0	7,0	15,0

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.

Основные размеры и масса УБТ приведены в табл.9.3

Таблица 9.3

Основные размеры и масса УБТ

Шифр	Диаметр, мм		Длина, м	Масса/вес 1 м трубы, кг/м и кН/м
	наружный	внутренний		
УБТ - 95	95	38	6 и 8	47/0,461
УБТ - 108	108	46	6 и 8	59/0,579
УБТ - 146	146	74	6 и 8	98/0,958
УБТ - 178	178	90	12 и 8	145/1,42
УБТ - 203	203	100	8 и 12	192/1,88
УБТ - 219	219	110	8	220/2,16
УБТ - 245	245	135	7	258/2,53
УБТС2 - 120	120	64	6	65/0,635
УБТС2 - 133	133	64	6	84/0,824
УБТС2 - 146	146	68	6	103/1,01
УБТС2 - 178	178	80	6	156/1,53

продолжение таблицы 9.3

Шифр	Диаметр, мм		Длина, м	Масса/вес 1 м трубы, кг/м и кН/м
	наружный	внутренний		
УБТС2 - 203	203	80	6	215/2,10
УБТС2 - 229	229	90	6	273/2,68
УБТС2 - 254	254	100	6	336/3,30
УБТС2 - 254	254	127	6	296/2,90
УБТС2 - 273	273	100	6	398/3,90
УБТС2 - 273	273	127	6	360/3,53

Примечание. 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.

Механические свойства металла УБТ после нормализации приведены в табл.1.62 и 1.65 справочника [11].

В проектах буровых работ гладкие по всей длине горячекатаные УБТ рекомендуется выбирать 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.

Диаметр бурильных труб выбирается в зависимости от диаметра предыдущей обсадной колонны и способа бурения (см.табл.9.4)

Т а б л и ц а 9.4

Трубы	Способ бурения	Диаметр труб, мм													
		-	-	-	-	-	178	194	219	245	273	299	324	340	>406
Обсадные	Забойными двигателями	-	-	-	-	-	178	194	219	245	273	299	324	340	>406
	Роторный	114	127	140	146	168	178	194	219	245	273	299	-	-	-
Бурильные	Забойными двигателями	-	-	-	-	-	89	102	114	127	140	140	140	140	168
	Роторный	60	60	73	73	89	89	102	114	127	140	140	146	146	168

## 9.2 Выбор параметров УБТ

Правильный выбор комплекта УБТ для конкретных геологотехнических условий бурения позволяет улучшить показатели работы породоразрушающего инструмента, снизить интенсивность искривления скважины и аварийность работ, связанных с повреждением бурильной колонны.

При проектировании технологии бурения геологоразведочных скважин твердосплавными коронками большого диаметра (93-152 мм), требующими создания большой осевой нагрузки (более 15 кН) и при бескерновом бурении, а также в геологических условиях, способствующих искривлению ствола скважины, между колонковым снарядом и бурильными трубами необходимо предусмотреть УБТ.

Ориентировочно длина УБТ (в м) определяется (с обязательным учетом фактора плавучести) из выражения

$$L_y = \frac{1,25P_{TK}}{9,8m_y(1 - \rho / \rho_m)\cos\theta}, \quad (9.3)$$

где 1,25 – коэффициент запаса, учитывающий необходимость превышения на 25% веса УБТ от заданной нагрузки на коронку;  $m_y$  – масса 1 м УБТ;  $\rho$  – плотность циркулирующего агента, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_m$  – плотность материала труб, кг/м<sup>3</sup>;  $\theta$  – зенитный угол, градус.

Длина УБТ, определенная по формуле (9.3) уточняется в соответствии со стандартной длиной. При выборе наружного диаметра УБТ необходимо учитывать следующее. При бурении в интервалах неустойчивых горных пород диаметр УБТ выбирается на размер меньше диаметра колонковой трубы, с тем, чтобы обеспечить возможность обуривания труб при возникновении аварии. В остальных случаях можно применять УБТ одного диаметра с колонковым снарядом.

Диаметр нижней (первой) секции УБТ при глубоком бурении на нефть, газ выбирается с учетом конструкции скважины и обеспечения наибольшей устойчивости и прочности. В нормальных условиях бурения рекомендуется принимать следующие соотношения между диаметрами УБТ и долот ( $d_y/D$ ):

диаметр долота, мм	$\leq 295,3$	$\geq 295,3$
соотношение $d_{yb}/D$	0,80-0,85	0,70-0,80

Для осложненных условий это соотношение уменьшается.

Сочетания рекомендуемых диаметров нижней секции УБТ и долот приведены в табл.9.5.

Для осложненных условий бурения долотами  $D > 250,8$  мм допускается выбирать УБТ ближайшего меньшего диаметра с одновременной установкой опорно-центрирующих устройств. При бурении забойными

двигателями диаметр нижней секции УБТ должен быть не более диаметра забойного двигателя, т.е.  $d_{убт} \leq d_{з.дв}$ .

Т а б л и ц а 9.5

Диаметры нижней секции УБТ и долот, мм			
Долото	УБТ (нижняя секция)	Долото	УБТ (нижняя секция)
139,7-146,0	114; 120/108	269,9	219; 229/178; 203
149,2-158,7	120; 133/108; 114	295,3-311,1	229; 245/203; 219
161,0-171,4	133; 146/120; 133	320,0	245/229
187,3-200,0	165/146	349,2	254/229
212,7-228,6	178/165	$\geq 374,6$	273/254
244,5-250,8	203/178	-	

Примечание. В числите – диаметр УБТ для нормальных условий, в знаменателе – для осложненных.

Для обеспечения условия  $EJ_y \geq EY_{о.к}$  (где  $EJ_y$  – жесткость наддолотного участка УБТ,  $EY_{о.к}$  – жесткость обсадной колонны, под которую ведется бурение в табл.9.6 приводятся сочетания диаметров обсадных труб и минимально допускаемых диаметров УБТ.

Соотношение диаметров бурильных труб  $d_{б.т}$ , расположенных над УБТ, к диаметру УБТ  $d_{убт}$  должно быть следующим:  $d_{б.т}/d_{убт} \geq 0,7$ . Если это соотношение не соблюдается, то комплект УБТ должен состоять из труб нескольких диаметров, уменьшающихся в направлении к бурильным трубам. При этом отношение диаметра последующей ступени к предыдущей должно быть не менее 0,8.

Т а б л и ц а 9.6

Диаметры обсадных труб и минимально допускаемые диаметры УБТ, мм

Обсадная труба	УБТ	Обсадная труба	УБТ
114,3	108	244,5	203
127	120	273,1	219
139,7; 146,1	146	298,5	229
168,3	165	323,9; 339,7	229; 254
177,8; 193,7	178	351	254
219,1	178	377	254
244,5	203	$\geq 406$	273

Обычно число секций многомерной конструкции УБТ  $n_c \leq 3$ .

Общая длина УБТ для одно-, двух- и трехмерных конструкций в зависимости от  $\rho_d$  и  $\rho_{б.р}$  определяется из уравнения.



$$l_{\text{убт}} = \frac{1,15(P_{\text{д}} - G_{\text{т}})}{\left[ \lambda_1 q_1 + \frac{1}{n_c} (1 - \lambda_1)(q_2 - q_3) \right] k_1 \cos \theta}, \quad (9.4)$$

где  $P_{\text{д}}$  - в кН;  $G_{\text{т}}$  - вес турбобура, кН;  $q_1, q_2, q_3$  - вес 1 м соответственно первой, второй и третьей секции УБТ, кН/м;  $k_1 = 1 - \rho_{\text{б.р}} / \rho_{\text{м}}$  - коэффициент, учитывающий влияние бурового раствора, значения которого приведены в табл.9.7;  $\theta$  - угол отклонения УБТ от вертикали;

$$\lambda_1 = l_1 / l; \quad (9.5)$$

$l_1$  - длина нижней части (первой) секции, создающей основную часть нагрузки.

Для определения  $l_1$  следует вначале задаться отношением  $\lambda_1$ :  
при нормальных условиях бурения.

Таблица 9.7

Коэффициент потери веса колонны УБТ в буровом растворе

$\rho_{\text{б.р}}$	$k_1$	$k_2$	$k_3$	$\rho_{\text{б.р}}$	$k_1$	$k_2$	$k_3$
1000	0,873	0,914	0,956	1600	0,796	0,869	0,927
1100	0,860	0,904	0,951	1700	0,783	0,850	0,922
1200	0,847	0,885	0,946	1800	0,771	0,841	0,917
1300	0,834	0,886	0,941	1900	0,758	0,832	0,912
1400	0,822	0,878	0,937	2000	0,745	0,823	0,907
1500	0,809	0,868	0,932	2100	0,732	0,812	0,901

Примечание. Коэффициенты потери веса определяют по формулам:  
 $k_1 = 1 - \rho_{\text{б.р}} / \rho_{\text{м}}$ ;  $k_2 = k_3^2$ ;  $k_3 = \sqrt[3]{k_1}$ .

$$l_1 = (0,7 \div 0,8)l; \quad (9.6)$$

при осложненных условиях

$$l_1 = (0,4 \div 0,6)l. \quad (9.7)$$

Если  $n_c = 3$ , то  $l_1 = \lambda_1 l$ ;  $l_2 = l_3 = (l - l_1) / 2$ ; если  $n_c = 2$ , то  $l_1 = \lambda_1 l$ ;  $l_2 = l - l_1$ ;  $q_3 = 0$ ; если  $n_c = 1$ , то  $\lambda_1 = l$ ;  $q_2 = q_3 = 0$ .

Для однородной колонны длина УБТ определяется из выражения:

$$l_{\text{убт}} = \frac{k P_{\text{д}}}{q_1 \left( 1 - \frac{\rho_{\text{б.р}}}{\rho_{\text{м}}} \right)}, \quad (9.8)$$

где  $k=1,15 \div 1,25$ .

Критические нагрузки (в кН) определяются по следующим формулам:

для одноразмерной колонны УБТ

$$P_{кр} = (1,90 \div 3,35) k_2 \sqrt[3]{(EJ)q^2} - 0,1 p_0 S_0; \quad (9.9)$$

для двухразмерной колонны УБТ

$$P_{кр} = F_{кр} k_2 \sqrt[3]{(EJ)_1 q^2} - 0,1 p_0 S_0; \quad (9.10)$$

для трехразмерной колонны УБТ

$$P_{кр} = G_{кр} k_1 q / l - 0,1 p_0 S_0. \quad (9.11)$$

В приведенных формулах  $El, (EI)_1$  - жесткость труб соответственно одноразмерной и нижней секции колонны УБТ,  $\text{кН}\cdot\text{м}^2$ ;  $q, q_1$  - вес соответственно 1 м одноразмерной и нижней секции УБТ,  $\text{кН}\cdot\text{м}$ ;  $p_0$ ; - перепад давления, Па;  $S_0$  - площадь сечения выходного отверстия;  $F_{кр}$ ,  $G_{кр}$  - критическая нагрузка в безразмерных единицах соответственно для двух- и трехразмерных колонн УБТ;  $k_1, k_2, k_3$  - коэффициенты, учитывающие влияние потери веса колонны УБТ в буровом растворе, определяемые по данным табл.9.13.

Значения  $EJ$ ,  $\sqrt[3]{EJ/q}$  и  $\sqrt[3]{EJq^2}$  даны в табл.8.15 [5].

В формуле (9.8)

$$q_1 = m_1 g 10^{-3}, \quad (9.12)$$

где  $m_1$  - масса 1 м нижней секции УБТ, кг/м.

Если бурение предусмотрено вести роторным способом при небольшом перепаде давления без гидромониторного эффекта, то величину  $p_0 S_0$  допускается не учитывать.

Значения  $F_{кр}$  (для колонн УБТ 146x178 и 178x203) и  $G_{кр}$  (для колонн УБТ 146x178x203 и 178x203x229) определяются из рис.9.1 [на оси ординат указаны критические нагрузки в безразмерных величинах

$\Pi = P_{кр} / \sqrt[3]{(EI)_1 q^2}$ ] и рис.9.2 в зависимости от величин  $L_1$ ,  $\lambda_1$ , и  $\lambda_3$ , вычисляемых соответственно по формулам.

$$L_1 = l_{y6r} k_3 \sqrt[3]{(EI)_1 / q_1}, \quad (9.13)$$

$$\lambda_1 = l_1 / l_{y6r}, \quad (9.14)$$

$$\lambda_3 = l_3 / l, \quad (9.14)$$

где  $l_1, l_3$  - длина нижней и третьей секции УБТ, м

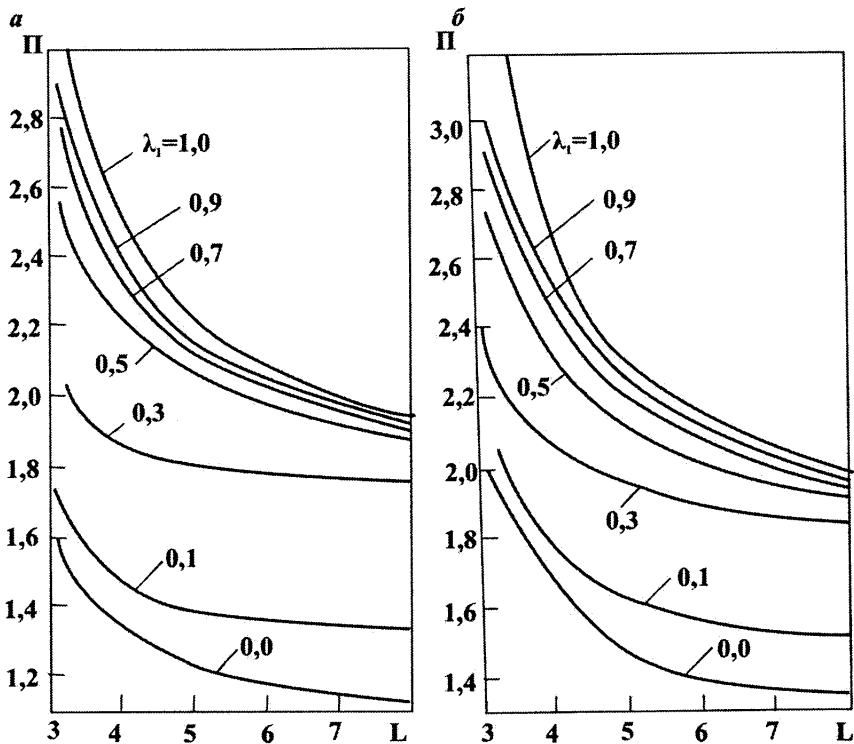


Рис.9.1.  
 Зависимость критической нагрузки от длины секции УБТ:  
 а - 146x178 мм; б - 178x203 мм

По заданным значениям  $\lambda_1=l_1/l_y$  и  $\lambda_3=l_3/l_y$  определяют  $k$ , а следовательно,  $P_{кр}=kq l_{убт}$  (см.рис.9.2).

Для одномерной колонны УБТ  $P_{кр}$  может быть также вычислена по формуле (9.10). При этом величину  $F_{кр}$  получают из рис 9.1 для  $\lambda_1=1$ , если диаметр УБТ равен диаметру нижней секции двухразмерной конструкции УБТ, и для  $\lambda_1=0$  для труб верхней секции (меньшего диаметра).

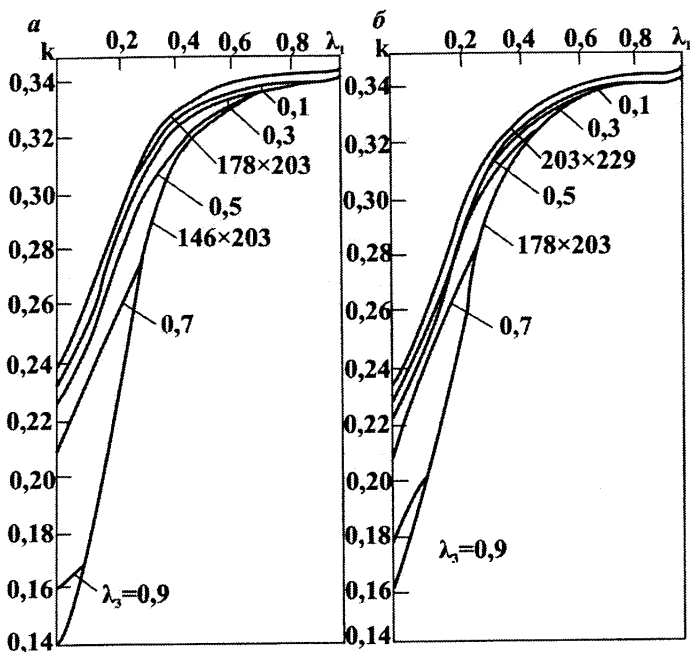


Рис.9.2.

Зависимость величины  $k$  от отношения длин секций УБТ:  
 $a$  - 146x178x203 мм;  $b$  - 178x203x229 мм

Если  $d_{y6т}$  нижней секции меньше 203 мм, то для ограничения прогибов и площади контакта УБТ со стенками скважины при  $P_d > P_{кр}$  рекомендуется устанавливать на секциях УБТ промежуточные опоры профильного сечения (квадратные, спиральные и др.). В табл.8.16 [5] приводятся наибольшие поперечные размеры промежуточных опор  $a$  и диаметры УБТ  $d_{y6т}$ , на которые они устанавливаются, в зависимости от диаметра долота  $D$ , а в табл. 8.17 [5] рекомендуемые расстояния между промежуточными опорами  $a$  при различных  $n$ .

Число опор на длине УБТ определяется по формуле

$$n_{п.о} = (l_i - l_0) / a - 1, \quad (9.15)$$

где  $l_i$  - длина  $i$ -й секции УБТ, м;  $l_0$  - длина компоновки для борьбы с искривлением ( для  $i > 1$  величина  $l_0$  не учитывается).

Условия прочности соединений УБТ:

$$M_{из} = \pi^2 EIf / 2l_n^2; \quad (9.16)$$

$$M_{из} = EIi_\theta / 57,3, \quad (9.17)$$

где  $M_{из}$  - изгибающий момент, кН·м;  $f$  - стрела прогиба, м

$$f = (1,05D - d_y) / 2; \quad (9.18)$$

$i_\theta$  - интенсивность искривления ствола, градус/10 м;  $D$  и  $d_y$  - диаметры соответственно долота и наружный УБТ, м;  $l_n$  - длина полуволны, м

$$l_n = \frac{10}{\omega} \sqrt[4]{\frac{EI\omega^2}{10q}}; \quad (9.19)$$

$\omega = 2\pi n$  - угловая скорость вращения буровой колонны,  $c^{-1}$ ;  $n$  - в  $c^{-1}$ ;  $q$  - вес 1 м труб, кН/м.

Допускаемый изгибающий момент, кН·м.

$$[M_{из}] = M_{пр} / k_3, \quad (9.20)$$

где  $M_{пр}$  - предельный переменный изгибающий момент, кН·м (см. табл. 8.18 [5]);  $k_3 = 1,4$  - коэффициент запаса прочности.

**Пример 9.1.** Определить параметры конструкции УБТС для бурения скважины роторным способом долотом  $D=393,7$  мм в осложненных условиях с  $P_d=170$  кН при  $n=1,5c^{-1}$ ;  $\rho_{б,р}=1450$  кг/м<sup>3</sup>;  $\theta=6$ .

Бурение ведется трубами  $d_{б,т}=140$  мм под обсадную колонну  $d_{о,к}=298,5$  мм.

**Решение.** По табл. 9.10 принимаем диаметр первой секции равным 254 мм. Поскольку  $d_{б,т}/d_y=0,55<0,7$ , то  $l_y$  должна быть многомерной. Примем трехразмерную конструкцию  $254 \times 219 \times 178$  мм. Для верхней секции удовлетворяется условие  $d_{б,т}/d_y=140/178=0,78<0,7$ . Приняв  $\lambda_1=0,5$  и по данным табл. 9.4  $q_1=3,3$  кН/м;  $q_2=2,16$  кН/м; и  $q_3=1,53$  кН/м по формуле (9.4),

$$l_{убт} = \frac{1,15 \cdot 170}{\left[ 0,5 \cdot 3,3 + \frac{1}{3-1} (1-0,5)(2,16+1,53) \right] \left( 1 - \frac{1450}{7850} \right) \cdot 0,9925} = 94 \text{ м.}$$

Длина каждой секции  $l_1=47$  м; с учетом фактической длины труб УБТС  $d_y=254$  мм и  $l_\theta=6$  м принимаем  $l_1=48$  м;  $l_2=l_3=(94-48)/2=23$  м.

**Пример 9.2.** Вычислить и сравнить длину УБТС2.  $d_y=178$ мм с учетом и без учета фактора плавучести, если известно, что  $P_d=150$ кН, а  $\rho_{б,р}=1400$ кг/м<sup>3</sup>.

**Решение.** Примем  $k=1,25$ . Для заданного значения  $P_d$  с учетом фактора плавучести [см. формулу (9.8)] при  $q_1=1,53$ кН/м (см. табл.9.4)

$$l_{убт} = \frac{1,25 \cdot 150}{1,53 \left(1 - \frac{1400}{7850}\right)} \approx 149 \text{ м.}$$

Без учета фактора плавучести

$$l'_{убт} = 1,25 \cdot 150 / 1,53 \approx 122 \text{ м.}$$

Следовательно, без учета фактора плавучести  $l_{убт}$  уменьшится примерно на 18%.

**Пример 9.3.** Рассчитать одноразмерную колонну УБТ с  $d_y=178$ мм и  $d_b=80$ мм для бурения скважины в нормальных условиях долотом диаметром  $D=215,9$ мм, если  $P_d=200$ кН;  $\rho_{б,р}=1100$ кг/м<sup>3</sup>;  $n=1$ с<sup>-1</sup>.

**Решение.** Для одноразмерной конструкции УБС2-178 определим по формуле (9.8), приняв  $k=1,15$ , а из табл.9.10 и 9.4  $k_1=0,860$  и  $q=1,53$ кН/м,

$$l_y = \frac{1,15 \cdot 200}{0,860 \cdot 1,53} = 175 \text{ м.}$$

Из табл.8  $\sqrt[3]{EIq^2} = 28,53$  кН, а из табл.9.10  $k_2=0,904$ , тогда по формуле (9.6) без учета перепада давления  $p_0$

$$P_{кр} = 1,90 \cdot 0,904 \cdot 28,53 = 49,0 \text{ кН.}$$

Поскольку  $d_y < 203$ мм, а  $P_{кр} < P_d$ , то согласно данным табл.8.16[4] при  $D=215,9$  мм следует предусмотреть промежуточные опоры размером 203 мм с расстоянием между ними  $\alpha=33$  м (см. табл.8.17[4]). Число опор по формуле (9.12) при  $l_0=0$  составляет  $n_{п,о}=174/33-1=4,3$ , т.е. предусматриваются 4 опоры. Для определения прочности резьбовых соединений вычислим  $w=2 \cdot 3,14 \cdot 1=6,3$ с<sup>-1</sup> и определим длину полуволны, для чего подставим из табл.8.15[5] значения  $EI=9920$ кН·м<sup>2</sup> и  $q=1,53$ кН/м (см. табл.9.4) в выражение (9.19)

$$l_{п} = \frac{10}{6,3} \sqrt[4]{\frac{9920 \cdot 6,3^2}{10 \cdot 1,53}} = 20 \text{ м.}$$

Стрела прогиба по формуле (9.18)  
 $f = (1,05 \cdot 0,2159 - 0,178) / 2 = 0,024 \text{ м}.$

Изгибающий момент по формуле (9.16)  
 $M_{из} = 3,14^2 \cdot 9920 \cdot 0,024 / (2 \cdot 20^2) = 2,93 \text{ кН}.$

Для УБТ с  $\sigma_T = 440 \text{ МПа}$  (см. табл. 9.17) отношение  $M_{кр} / M_{из} = 23,5 / 2,93 = 8,02$ , что превышает коэффициент запаса прочности, равный 1,4-1,5.

Вывод: УБТ с  $\sigma_T = 440 \text{ МПа}$  могут быть использованы для заданных условий.

### 9.3. Проверочный расчет бурильной колонны на прочность

9.3.1. Общие сведения, об условиях работы бурильной колонны. Для осуществления проверочного расчета бурильной колонны на прочность, необходимо знать напряжения, действующие в любом сечении бурильной колонны. Напряжения, возникающие в бурильной колонне, рассчитываются приближенно, так как колонна не является стержнем постоянного сечения из-за наличия высаженных концов на трубах и соединительных элементов.

При вращательном бурении скважин любого назначения бурильная колонна подвергается воздействию различных статических и динамических нагрузок. Так, при бурении скважины с вращающейся бурильной колонной на нее действуют следующие нагрузки: осевая сила растяжения от собственного веса колонны, осевая сила сжатия, создаваемая весом части колонны; за счет изгибающего момента от действия центробежных сил при вращении колонны и крутящего момента, необходимого для непрерывного вращения колонны. Изгибающие напряжения носят переменный характер, и зависит от осевой нагрузки, частоты вращения, диаметра труб и скважины, кривизны ее ствола и др. Под действием крутящего момента возникают касательные напряжения, которые в бурильной колонне возрастают от забоя к устью скважины.

При бурении с помощью забойных двигателей на бурильную колонну действуют кроме осевых сил растяжения от собственного веса и сжатия еще и дополнительные нагрузки от перепада давления в забойном двигателе и момент, прикладываемый к колонне для ее периодического проворачивания и др.

Кроме перечисленных статических напряжений растяжений ( $\sigma_p$ ), сжатия ( $\sigma_{сж}$ ) и касательных ( $\tau$ ) на бурильную колонну действуют переменные: касательные в результате действия крутильных колебаний и напряжения растяжения – сжатия в результате продольных колебаний бурильной колонны.

Следует учитывать также, что в процессе бурения скважины происходит разработка ее ствола, изменяется профиль сечения, а следовательно, изменяются и действующие силы в одном сечении колонны. Расчет осложняется также необходимостью учета сил трения и других неучтенных факторов, которые компенсируются опытными коэффициентами запаса прочности.

### 9.3.2. Расчет колонны бурильных труб при геологоразведочном бурении.

При расчете бурильной колонны на прочность ее условно делят на две зоны (рис.9.3): верхнюю – растянутую, сечение I – I, в которой колонна рассчитывается на статическую прочность, и нижнюю – сжатую, сечение II – II, в которую входит и область нулевого сечения – сечение 0 - 0. Именно нижней частью, обусловлены поломки бурильных труб, носящие усталостный характер. Исходя из этого, нижнюю часть колонны бурильных труб рассчитывают на выносливость. Расчет бурильных колонн, работающих в сильно искривленных или горизонтальных скважинах, производится на выносливость.

Нормальные напряжения от растяжения при бурении скважины обусловлены массой бурильной колонны и достигают максимальных значений на верхнем ее конце. Здесь же своего максимума достигают касательные напряжения, вызванные крутящим моментом вращения колонны. Запас прочности рассчитывают из условия одновременного действия наибольших напряжений растяжения и кручения по третьей теории прочности

$$n_c = \sigma_\tau / \sqrt{(\sigma^2 + 4\tau^2)} \quad (9.21)$$

где  $n_c$  - запас прочности по статическим нагрузкам ( $n_c=1,5-1,4$ );  $\sigma_\tau$  - предел текучести материала тела бурильной трубы, МПа;  $\sigma$  - нормальное напряжение (растяжения, сжатия или изгиба), МПа;  $\tau$  - касательные напряжения, МПа.



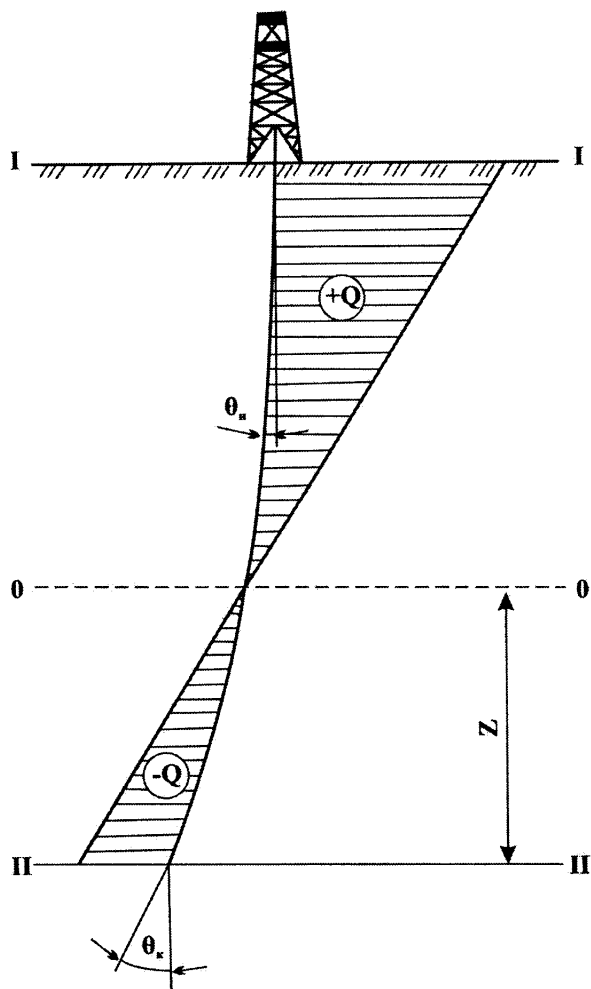


Рис. 9.3.  
Эпора осевых сил и расчетные сечения колонны буровых труб  
(+Q – растягивающие усилия; -Q – сжимающие усилия)

Напряжение растяжения  $\sigma_p$  (в МПа) у устья скважины (в верхней буровой трубе) определяется из выражения

$$\sigma_p = \frac{Q_{кр}}{S} = \frac{k_{пр} k_{с.т} q \cdot L \cdot \cos \theta_{ср} \left(1 + \mu g \theta_{ср} \left(1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_{м}}\right)\right)}{S}, \quad (9.22)$$

где  $Q_{кр}$  - нагрузка на крюке при подъеме колонны с вращением или при бурении ( $Q_{кр} - P_{ПРИ}$ ) при заданной осевой нагрузке на породоразрушающий инструмент -  $P_{ПРИ}$ ;  $S$  - площадь поперечного сечения бурильной трубы,  $m^2$ ;  $k_{пр}$  - коэффициент, учитывающий дополнительное сопротивление при подъеме, зависящий от интенсивности искривления и геологотехнических условий бурения, выбираемый в диапазоне от 1,2 до 1,8; при бурении скважин в крепких устойчивых породах с малой интенсивностью искривления и при больших радиальных зазорах  $k_{пр}=1,2$ , а при бурении в мягких породах при большой толщине глинистой корки на стенках скважины  $k_{пр}=1,6$ ;  $k_{с.т}$  - коэффициент, учитывающий увеличение веса колонны в зависимости от вида соединения; для муфтово-замкового соединения -  $k_{с.т}=1,1$ , для ниппельного  $k_{с.т}=1,05$ ;  $q$  - вес 1 м трубы, Н/м;  $L$  - длина колонны (глубина скважины), м;  $\theta_{ср}$  - средний зенитный угол:

$$\theta_{ср} = \frac{2\theta_0 + J_0 \cdot L}{2}, \quad (9.23)$$

( $\theta_0$  - начальный зенитный угол;  $J_0$  - средняя интенсивность искривления, град/м);  $\mu$  - коэффициент трения бурильных труб о стенки скважины, при практических расчетах  $\mu=0,3$ ;  $\rho_{ж}$ ,  $\rho_{м}$  - плотности, соответственно, промывочной жидкости и металла труб.

Касательные напряжения  $\tau$  (в МПа) от действия крутящего момента находят из выражения

$$\tau = \frac{M_k}{W_k}, \quad (9.24)$$

где  $M_k$  - крутящий момент в верхнем сечении колонны, Н·м (наибольшее значение имеет у устья скважины, а по направлению к забою снижается за счет сопротивления трения колонны о жидкость и стеки скважины);  $W_k$  - полярный момент сопротивления площади поперечного сечения трубы при кручении,  $m^3$

$$W_k = \pi (D^4 - d^4) / 16D, \quad (9.25)$$

где  $D$  и  $d$  - наружный и внутренний диаметры бурильной трубы, м.

$$M_k = N / \omega, \quad (9.26)$$

где  $N$  – мощность, затрачиваемая на бурение в рассматриваемом сечении, Вт;  $\omega$  – частота вращения бурильной колонны,  $c^{-1}$ ,

$$\omega = \pi n / 30, \quad (9.27)$$

где  $n$  – частота вращения бурильной колонны,  $\text{мин}^{-1}$ .

Полная мощность в верхнем сечении колонны  $N_{\text{В-В}}$  при геолого-разведочном бурении состоит из мощности, затрачиваемой на холостое вращение колонны  $N_{\text{Х.В}}$ , мощности, затрачиваемой на разрушение горной породы на забое скважины  $N_{\text{заб}}$ , и мощности, затрачиваемой на преодоление сопротивлений, возникающих при трении гребней полуволокна вращающейся колонны о стенки скважины при передаче осевой нагрузки  $N_{\text{доп}}$ , т.е. по формуле (см. раздел 8)

$$N_{\text{Г-Г}} = N_{\text{Х.В}} + N_{\text{заб}} + N_{\text{доп}}. \quad (9.28)$$

В нулевом сечении при бурении, где осевая сила отсутствует  $P_{\text{ПРИ}} = 0$ .

$$N_{0-0} = N_{\text{Х.В}(0-0)} + N_{\text{заб}} + N_{\text{доп}}. \quad (9.29)$$

$N_{\text{Х.В}}$  в этом случае находят при значении  $L = Z_{0-0}$ . Здесь  $Z_{0-0}$  (в м) координата нулевого сечения, отсчитываемая от точки забоя, определяемая из выражения

$$Z_{0-0} \cong \frac{P_{\text{ПРИ}}}{k_{\text{с.т.}} \cdot q \cdot \cos \theta_{\text{ср}}}. \quad (9.30)$$

Для нижнего сечения, т.е. у забоя скважины

$$N_{\text{П-П}} = 1,5 N_{\text{заб}}, \quad (9.31)$$

где 1,5 – коэффициент запаса.

При роторном бурении

$$N_{\text{Г-Г}} = N_{\text{Х.В}} + N_{\text{заб}}. \quad (9.32)$$

Расчетные формулы для определения  $N_{\text{Х.В}}$ ,  $N_{\text{заб}}$  и  $N_{\text{доп}}$  рассмотрены в разделе 8 настоящего учебного пособия.

Напряжения растяжения возникают в бурильной колонне лишь при условии, когда скважина достигает такой глубины, при которой необходимая осевая нагрузка превышает массу колонны при данной глубине.

В случае плоско изогнутой колонны напряжение изгиба определяется зависимостью:

$$\sigma_{из} = \frac{\pi^2 E J f}{l_n^2 W}, \quad (9.33)$$

где  $E$  - модуль продольной упругости, для стали  $E=2 \cdot 10^{11}$  Па; для алюминиевых сплавов  $E=0,7 \cdot 10^{11}$  Па;  $J$  - экваториальный момент инерции площади, поперечного сечения тела трубы,  $m^4$

$$J = \pi / 64 (D^4 - d^4) \approx 0,05 (D^4 - d^4); \quad (9.34)$$

$f$  - стрела прогиба бурильной колонны, м

$$f = (D_c - D) / 2, \quad (9.35)$$

( $D_c$  - диаметр скважины);

$l_n$  - длина полуволны прогиба в м, как в сжатой, так и в растянутой частях бурильной колонны приближенно вычисляется по формуле Г.М.Саркисова

$$l_n = \frac{10}{\omega} \sqrt{\pm 0,5z + \sqrt{0,25z^2 + \frac{EJ\omega^2}{gq}}}, \quad (9.36)$$

$z$  - координата рассматриваемого сечения бурильной колонны, м, отсчитываемая от нулевого (нейтрального) сечения (координата  $z$  считается положительной в растянутой части колонны, а для сжатой части - отрицательной: для верхнего сечения координата  $z=z_{0,0}$ , а для нулевого сечения координата  $z=0$ );

$W$  - осевой момент сопротивления изгибу в расчетном сечении

$$W = \pi (D^4 - d^4) / 32D. \quad (9.37)$$

Длину полуволны для искривленной скважины можно рассчитать также из выражения [6]

$$l_n = \frac{3,65}{\omega} \sqrt{\pm 0,5zg \cos \theta_{cp} + \sqrt{0,25(zg \cos \theta_{cp})^2 + 2,68 \frac{EJ\omega^2}{q}}}. \quad (9.38)$$

Напряжения изгиба (в Па) в резьбовом соединении бурильных труб

$$\sigma_{\text{ис}} = \pi^2 E J_1^2 / l_{\text{п}}^2 W_1, \quad (9.39)$$

где  $f_1 = (D_c - d_m) / 2$  - стрела прогиба, м;  $d_m$  - наружный диаметр муфты или ниппеля, м;  $W_1$  - осевой момент сопротивления в опасном сечении, м<sup>3</sup>

$$W_1 = \pi (D_1^4 - d_1^4) / 32 D_1, \quad (9.40)$$

где  $D_1$  и  $d_1$  - размеры опасного сечения по наружному и внутреннему диаметрам трубы или ниппеля в резьбовой части.

Расчет бурильной колонны для верхнего ее сечения сводится к статическому расчету на сложное напряженное состояние по третьей теории прочности:

$$\sigma_{\Sigma} = \sqrt{(\sigma_p + \sigma_{\text{ис}})^2 + 4\tau^2}, \quad (9.41)$$

где  $\sigma_{\Sigma}$  - суммарное напряжение в верхнем сечении колонны, Па.

Выбранная бурильная колонна проверяется на прочность.

С этой целью вычисляется коэффициент запаса прочности:

$$n = \sigma_{\tau} / \sigma_{\Sigma} \geq 1,6 \quad (9.42)$$

где  $\sigma_{\tau}$  - предел текучести материала труб, Па (см. табл.9.4).

При проверке на прочность резьбовой части трубы в месте соединения с замком, муфтовой или ниппелем

$$n = \sigma_{\tau} / \sigma_{\Sigma} K_k, \quad (9.43)$$

где  $K_k$  - коэффициент концентрации напряжений, который учитывается при расчете на прочность резьбовой части колонны; для верхнего сечения  $K_k = 1,5$ .

Расчет бурильной колонны для нулевого сечения ведется на выносливость, так как в нем возможно возникновение знакопеременных напряжений и динамических нагрузок в результате действия инерционных сил.

Коэффициент запаса прочности по нормальным напряжениям:

$$n_{\delta} = \frac{[\sigma_m][\sigma_{-1}]m.p}{\{[\sigma_m]\sigma_{\text{из}} + [\sigma_{-1}]m.p\sigma_p\}K_d}, \quad (9.44)$$

при  $\sigma_p = \sigma_{\text{сж}} = 0$

$$n_{\delta} = [\sigma_{-1}]_{\text{г.р}} / \sigma_{\text{ис}} K_d, \quad (9.45)$$

где  $K_d=1,5$  - коэффициент, учитывающий ударный характер нагрузок;  
 $[\sigma_{-1}]_{г.р.}$  - предел выносливости трубы в глинистом растворе (табл.9.8).

Таблица 9.8

Предел выносливости труб

Материал	Предел выносливости $\sigma_{-1}$ в воздухе, МПа		
	образца	трубы	резьбового соединения
Сталь группы прочно-сти Д	296	123	62
Сталь марки 45У	-	-	-
Сталь марки 36Г2С	372	-	-
Сталь марки 38ХНМ	387	-	-
Сталь марки 40ХН	420	-	-
Сплав Д16Т	160	75	35

*Примечание. Если не имеется определенных опытным путем числовых значений пределов выносливости в глинистом растворе  $(\sigma_{-1})_{г.р.}$ , то можно, зная  $(\sigma_{-1})_{в.обр.}$  материала труб в воздухе, определить  $(\sigma_{-1})_{г.р.}$ , пользуясь следующими формулами:*

$$(\sigma_{-1})_{г.р.} = (\sigma_{-1})_{в.обр.} \beta_n \alpha_m; \quad (\sigma_{-1})_{г.р.} \beta_\kappa$$

где  $(\sigma_{-1})_{г.р.}$  и  $(\sigma_{-1})_{в.обр.}$  - пределы выносливости в воздухе буровых труб и соединений;

$(\sigma_{-1})_{в.обр.}$  - предел выносливости в воздухе материала трубы полированного образца;  $\beta_n=0,6$  - коэффициент, учитывающий состояние поверхности;  $\alpha_m$  - коэффициент, учитывающий влияние масштабного фактора, для стальных буровых труб всех размеров  $\alpha_m=0,7$ , алюминиевых труб  $\alpha_m=0,8$ ;  $\beta_\kappa=0,6$  - коэффициент понижения прочности, обусловленный нарезкой.

Величины пределов выносливости трубы и соединений в среде глинистого раствора

$$(\sigma_{-1})_{г.р.} = (\sigma_{-1})_{г.р.} \beta_c \quad \text{и} \quad (\sigma_{-1})_{г.р.} = (\sigma_{-1})_{г.р.} \beta_{\kappa,c}$$

где  $\beta_c$  - коэффициент понижения в среде, для глинистого раствора  $\beta_c=0,5$ ;  $\beta_{\kappa,c}=0,33$  - коэффициент, учитывающий совместное влияние концентрации напряжений и среды.

При значительной интенсивности искривления скважины ( $I_\theta \geq 0,05$ ) необходимо учитывать напряжения от изгиба, вызванные кривизной скважины

$$\sigma_{из.с} = ED / 2r_k, \quad (9.46)$$

где  $r_k$  - радиус кривизны скважины, м.

$$\sum \sigma_{из} = \sigma_{из} + \sigma_{из.с}.$$

Запас прочности при касательных напряжениях и  $M_{кр} = \text{const}$

$$n_\tau = [\tau_\tau] / \tau. \quad (9.47)$$

Суммарный запас прочности при совместном действии нормальных и касательных напряжений

$$n_{\Sigma} = \frac{n_{\delta} n_{\tau}}{\sqrt{n_{\sigma}^2 + n_{\tau}^2}} \geq 1,3. \quad (9.48)$$

Участок колонны между нулевым сечением и забоем (ближе к нулевому сечению) рассчитывается на выносливость аналогично расчету для нулевого сечения, а в сечениях, близких к сечению II – II, - на статическую прочность аналогично сечению I – I.

9.3.3. Расчет колонны бурильных труб при роторном бурении. Выше отмечалось, что диаметр бурильных труб выбирают в зависимости от диаметра ранее спущенной обсадной колонны и способов бурения по табл. 9.4 после чего согласно принятой методике рекомендуется [4] сначала проводить расчет на выносливость, а затем – на статическую прочность. Расчет на выносливость осуществляется в следующем порядке.

Рассчитывают переменные напряжения изгиба (в Па):

$$\sigma_a = \frac{EIf\pi^2}{L^2 W_{из}}, \quad (9.49)$$

где  $E$  - модуль упругости материала бурильных труб, для стали  $E=2 \cdot 10^{11}$  Па, для алюминиевых сплавов  $E=2 \cdot 10^{10}$  Па;  $I$  - осевой момент инерции сечения по телу трубы, м<sup>4</sup>,

$$I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4);$$

$D$  и  $d$  - наружный и внутренний диаметр трубы соответственно, м;  $f$  - стрела прогиба,  $f=(D_{скв} - D_3)/2$ , м;  $D_{скв}$  - диаметр скважины,  $D_{скв}=1,1D_{д}$ ,  $D_{д}$  - диаметр долота, м;  $D_3$  - диаметр замка, м;  $L$  - длина полуволны, м;  $W_{из}$  - осевой момент сопротивления высаженого конца трубы в основной плоскости резьбы (в опасном сечении резьбы – по пояску или по сварному шву), м<sup>3</sup>,

$$W_{из} = \frac{\pi}{32} \frac{(D_{н.к}^4 - d_{в.к}^4)}{D_{н.к}}; \quad (9.50)$$

$D_{н.к}$ ,  $D_{вр}$  - наружный и внутренний диаметры высаженного конца, м.

Длина полуволны (м) определяется для сечения непосредственно над УБТ:

$$l_{\Pi} = \frac{\pi}{\omega} \sqrt[4]{\frac{EJ\omega^2}{m_1}}, \quad (9.51)$$

где  $\omega$  - угловая скорость вращения бурильных труб,  $c^{-1}$ ;  $m_1$  - масса 1м труб, кг/м.

Вычисляют коэффициент запаса прочности на выносливость:

$$n = (\sigma_{-1})_D \beta / \sigma_a, \quad (9.52)$$

где  $(\sigma_{-1})_D$  - предел выносливости материала труб, МПа (табл.9.9);  $\beta$  - коэффициент снижения предела выносливости за счет перегрузки резьбы,  $\beta=0,6$ , для стали марки Д,  $\beta=0,55$  для алюминиевого сплава Д16.

Т а б л и ц а 9.9

Значения предела выносливости трубы при симметричном цикле изгиба, МПа

Диаметр, мм	Трубы с резьбой треугольного профиля			Трубы со стабилизирующими поясами ТБВК			Трубы с приваренными замками ТБВП		Легкосплавные бурильные трубы ЛБТ	
	Д	К	Е	Д	К	Е	Д	К	Д16Т	1953, К-48
73	75	65	-	140	140	150	-	-	50-56	-
89	75	60	-	-	120	-	-	-	-	-
102	-	-	-	-	110	120	-	-	-	-
114	70	60	80	140	110	120	100	90	43-52	-
127	-	-	-	-	100	110	100	90	-	-
140	70	60	80	-	100	110	100	90	-	-
147	-	-	-	-	-	-	-	-	36-46	40

Расчет одноразмерной бурильной колонны ведется в следующем порядке.

Задаются длиной первой (нижней) секции бурильных труб и определяют напряжения, Па



$$\sigma_p = \frac{k(Q_{\text{б.т.}} + Q_{\text{убт.}}) \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m}\right) + \rho_0 F_k}{F_{\text{т.р}}}, \quad (9.53)$$

где  $k$  - коэффициент,  $k=1,15$ ;  $Q_{\text{б.т.}}$  - вес бурильных труб данной секции, Н;  $Q_{\text{убт.}}$  - вес утяжеленных бурильных труб, Н;  $\rho_p, \rho_m$  - плотность бурового раствора и материала бурильных труб соответственно,  $\text{кг/м}^3$ ;  $\rho_0$  - перепад давления на долоте, Па;  $F_k$  - площадь сечения канала трубы,  $\text{м}^2$ ;  $F_{\text{т.р}}$  - площадь сечения трубы,  $\text{м}^2$ .

Определяются касательные напряжения (Па) для труб данной секции по формуле (9.24)

Крутящий момент

$$M_k = \frac{N_B + N_D}{\omega}; \quad (9.54)$$

$N_B$  - мощность на холостое вращение бурильной колонны, кВт;

$N_D$  - мощность на вращение долота, кВт;  $W_p$  - полярный момент сопротивления,  $\text{м}^3$  [см. формулу (9.25)].

Значения величин, входящих в формулу (9.54) рассчитываются по формулам, приведенным в разделе 8.

Рассчитывается коэффициент запаса прочности при совместном действии нормальных и касательных напряжений:

$$n_1 = \sigma_t / \sqrt{\sigma_p^2 + 4\tau^2}, \quad (9.55)$$

где  $\sigma_t$  - предел текучести материала бурильных труб, МПа.

Допустимые значения:  $n=1,4$  для вертикальных скважин в нормальных условиях;  $n=1,45$  - при бурении в осложненных условиях.

Если величина  $n$  не отвечает требованиям, то изменяют длину секции или применяют трубы с большей прочностью. Затем необходимо задаться длиной труб второй секции с большей прочностью и выполнить аналогичный расчет. Геометрические характеристики бурильных труб нефтяного сортамента приведены в приложении 1 справочника [11].

9.3.4. Расчет колонны бурильных труб при турбинном бурении. При турбинном бурении колонна бурильных труб неподвижна и воспринимает реактивный момент во время работы турбобура. Однако даже при

небольшом искривлении скважины бурильная колонна лежит на ее стенках, а реактивный момент воспринимается только нижней частью этой колонны и затухает по мере удаления от турбобура из-за трения о стенки скважины. Поэтому колонна бурильных труб практически разгружена от действия вращающего момента. Расчет бурильных труб при турбинном бурении сводится к определению допускаемой длины колонны с учетом веса турбобура, УБТ и давления промывочной жидкости.

Расчет проводится в приведенной ниже последовательности.

Выбирается диаметр бурильных труб по табл. 9.16

Определяется допускаемая глубина спуска колонны и труб с одинаковой толщиной стенки и одной группой прочности материала:

$$l_{\text{доп}} = \frac{Q_p - k(Q_{\text{убт}} + G) \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m}\right) - (P_D + P_T) F_k}{k q_{\text{б.т}} \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m}\right)}, \quad (9.56)$$

где  $Q_p$  - допускаемая растягивающая нагрузка для труб нижней секции, МН,

$$Q_p = \frac{\sigma_T - F_{\text{тр}}}{n} = \frac{Q_{\text{пр}}}{n}; \quad (9.57)$$

$\sigma_T$  - предел текучести материала труб, МПа;  $F_{\text{тр}}$  - площадь сечения труб, м<sup>2</sup>;  $n$  - коэффициент запаса прочности,  $n=1,3$  для нормальных условий,  $n=1,35$  для осложненных условий;  $Q_{\text{пр}}$  - предельная нагрузка, МН;  $k$  - коэффициент,  $k=1,15$ ;  $G$  - вес забойного двигателя, МН;  $P_T$  - перепад давления в турбобуре, МПа;  $q_{\text{б.т}}$  - вес 1 м бурильных труб, МН;  $F_k$  - площадь сечения канала труб, м<sup>2</sup>.

Остальные обозначения те же, что и в формуле (8.22).

Значения  $F_{\text{т.р}}, F_k, q_{\text{б.т}}, \sigma_T$  берутся из приложения 1 справочника [11].

Общая длина колонны:

$$L = l_{\text{доп}} + l_{\text{убт}}, \quad (9.58)$$

где  $l_{\text{убт}}$  - длина утяжеленных труб, м.

Если бурильная колонна составлена из труб одного диаметра, но разных толщин стенок или различных групп прочности материала, то такая колонна будет состоять из нескольких секций.

Длина каждой последующей секции определяется по формуле:

$$l_m = \frac{Q_{pm} - Q_{pm-1}}{kq_{б.т.т} \left( 1 - \frac{\rho_p}{\rho_m} \right)}, \quad (9.59)$$

где  $Q_{pm}$ ,  $Q_{pm-1}$  - допустимые растягивающие нагрузки каждой последующей и предыдущей секций соответственно, МН;  $q_{б.т.т}$  - вес 1 м труб последующей секции, МН.

Для удобства должна быть выбрана и проверена расчетом такая колонна, которая будет состоять из наименьшего числа секций одного диаметра труб, отличающихся толщиной стенки и группой прочности материала.

Необходимо стремиться применять бурильные трубы с меньшим значением предела текучести, как менее дефицитные и меньшей стоимости.

**Пример 9.4.** Определить суммарный запас прочности при совместном действии нормальных и касательных напряжений в нулевом сечении при следующих условиях: глубина скважины  $z=500$  м; диаметр ее 64 мм ( $64 \cdot 10^{-3}$  м); диаметр керна 39 мм ( $39 \cdot 10^{-3}$ ); бурение осуществляется бурильными трубами диаметром 50 мм ниппельного соединения (из стали группы прочности Д) в очень крепких малоабразивных породах XI категории по буримости импрегнированной алмазной коронкой диаметром 59 мм при  $n=700$  мин<sup>-1</sup> и  $P_{ак}=8$ кН; плотность эмульсионного раствора  $\rho=1080$ кг/м<sup>3</sup>; начальный угол искривления  $\theta_n=0^0$ , а на конечной глубине  $\theta_k=6^0$ ; полная, расходуемая в нулевом сечении мощность  $N_{0-0}=26,8$ кВт; предел текучести при кручении для стали группы прочности Д  $\tau_r=186 \cdot 10^6$  Па; расчетное сечение – опасное сечение в плоскости впадины первого полного витка трубной резьбы, размеры которой по наружному и внутреннему диаметрам трубы в резьбовой части  $D_1=50 \cdot 10^{-3}$  м и  $d_1=41,5 \cdot 10^{-3}$  м. Начальная кривизна труб 0,75 мм/м.

**Решение.** Расчет ведется на выносливость.

Для заданных условий находим: из табл.9.1.  $d=39$  мм ( $39 \cdot 10^{-3}$  м);  $q=6,04$ кг; принимаем  $k_{ст}=1,05$ ;  $\theta_{ср}=3^0$ .

По формуле (9.34)

$$J = 0,05(0,05^4 - 0,039^4) = 1,97 \cdot 10^{-7} \text{ м}^4 .$$

Угловая скорость вращения

$$\omega = 3,14 \cdot 700 / 30 = 73,26 \text{ с}^{-1} .$$

По формуле (9.36) для нулевого сечения

$$l_n = \frac{10}{73,26} \sqrt{\sqrt{\frac{2 \cdot 10^{11} \cdot 1,97 \cdot 10^{-7} \cdot 73,26^2}{9,81 \cdot 6,04}}} = 5,9 \text{ м} .$$

Стрела прогиба

$$f = \frac{(64 - 52) \cdot 10^{-3}}{2} = 6 \cdot 10^{-3} \text{ м} ,$$

где  $52 \cdot 10^{-3}$  - наружный диаметр нипеля (табл.9.1).

Из выражения (9.30)

$$l_{\text{сж}} = z_{0-0} = \frac{8000}{1,05 \cdot 9,81 \cdot 6,04(1 - 1080/7850)0,994} = 150 \text{ м} .$$

По формуле (9.25)

$$W_k = 3,14(0,05^4 - 0,039^4) / (16 \cdot 0,05) = 15 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3 .$$

По формуле (9.26)

$$M_k = 26800 / 73,26 = 365,8 \text{ Н} \cdot \text{м} .$$

Тогда касательные напряжения из уравнения (9.24)

$$\tau = 365,8 / (15 \cdot 10^{-6}) = 24,4 \cdot 10^6 \text{ Па} .$$

Определим  $[\sigma_1]_{\text{с.р.}}$ . Согласно табл (9.11) предел выносливости трубы группы прочности Д в воздухе  $[\sigma_1] = 123 \cdot 10^6$  Па. Тогда по формуле из приложения к табл.9.11 при  $\beta_{\text{к.с}} = 0,33$ .

$$[\sigma_{-1}] = 123 \cdot 10^6 \cdot 0,33 = 40,59 \cdot 10^6 .$$

По формуле (9.40)

$$W_1 = \frac{3,14 \cdot 0,05^4 - 0,0415^4}{32 \cdot 0,05} = 6,4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3 .$$

Из уравнения (9.39)

$$\sigma_{из} = \frac{3,14^2 \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot 1,97 \cdot 10^{-7} \cdot 6 \cdot 10^{-3}}{5,9^2 \cdot 6,4 \cdot 10^{-6}} = 10,4 \cdot 10^6 \text{ Па} .$$

Коэффициент запаса прочности по нормальным напряжениям (при  $\sigma_p = \sigma_{сж} = 0$ ) по формуле (9.45) при  $K_d = 1,5$

$$n_\sigma = 40,59 \cdot 10^6 / 10,4 \cdot 10^6 \cdot 1,5 = 2,6 .$$

Запас прочности при касательных напряжениях

$$n_\tau = 186 \cdot 10^6 / 24,4 \cdot 10^6 = 7,6 .$$

Суммарный запас прочности из выражения (9.48)

$$n_\Sigma = 2,6 \cdot 7,6 / \sqrt{2,6^2 + 7,6} = 4,6 .$$

При данных условиях значение  $n_\Sigma$  можно считать достаточным.

Пример 9.5 Рассчитать на прочность бурильную колонну для роторного бурения и следующих условий:  $L=3500\text{м}$ ; диаметр обсадной колонны, в которой работают бурильные трубы – 244,5 мм;  $n=180 \text{ мин}^{-1}$ ;

$$\omega = \frac{3,14 \cdot 180}{30} = 18,84 \text{ с}^{-1} ;$$

мощность на вращение бурильной колонны и долота составляет 93,6 кВт.

$P_d=1,4 \cdot 10^5 \text{ Н}$ ;  $D_d=190,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ ;  $\gamma_p=13000 \text{ Н/м}^3$ ;  $\gamma_m=78500 \text{ Н/м}^3$ ;  
 $p_0=7 \cdot 10^6 \text{ Па}$ ;  $l_{y_{\text{бт}}}=150 \text{ м}$ ;  $Q_{y_{\text{бт}}}=1,6 \cdot 10^5 \text{ Н}$ . Условия – осложненные; породы – средние.

**Решение.** По табл. 9.9 выбираем бурильные трубы диаметром 127 мм. Принимаем бурильные трубы с высаженными внутрь концами и толщиной стенки 9 мм (ТБВК – 127) группы прочности К.

Рассчитываем бурильные трубы на выносливость.

Для выбранного типа бурильных труб осевой момент инерции сечения трубы составляет  $J=584,1 \text{ см}^4$ , (см. приложение 1[11]) или  $J=584,1 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4$ , а приведенная масса  $m_1=26,2 \text{ кг/м}$ .

Тогда

$$l_{\text{п}} = \frac{3,14}{18,84} \sqrt[4]{\frac{2,0 \cdot 10^{11} \cdot 584,1 \cdot 10^{-8} \cdot 18,84^2}{26,2}} = 10,08 \text{ м.}$$

Если длина одной бурильной трубы составляет 12,1 м, то принимаем  $l_{\text{п}}=124 \text{ м}$ .

Стрела прогиба

$$f = (190,5 - 161,9) / 2 = 14,3 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

Осевой момент сопротивления находим из приложения 1[11]

$$W_{\text{ю}} = 138,4 \text{ см}^3 = 138,4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Тогда по формуле (9.49) определяем переменные напряжения изгиба:

$$\sigma_a = \frac{2,0 \cdot 10^{11} \cdot 584,1 \cdot 10^{-8} \cdot 14,3 \cdot 10^{-3} \cdot (3,14)^2}{(12,4)^2 \cdot 138,4 \cdot 10^{-6}} = 7,73 \cdot 10^6 \text{ Па} = 7,73 \text{ МПа.}$$

Для данного материала бурильных труб  $(\sigma_{\cdot 1})_D=100 \text{ МПа}$ . По формуле (9.52) находим

$$n = \frac{100 \cdot 0,6}{7,73} = 7,76;$$

$n \geq 1,9$ , что допустимо.

Рассчитываем выбранный тип бурильных труб на статическую прочность.

Принимаем длину первой секции труб равной 2500 м.

Тогда  $Q_{6,т} = 2500 \cdot 293 = 732500 \text{ Н}$ .

По формуле (9.53):

$$\sigma_p = \frac{1,15(0,733 \cdot 10^6 + 1,6 \cdot 10^5) \left(1 - \frac{13000}{78500}\right) + 7 \cdot 10^6 \cdot 93,3 \cdot 10^{-4}}{33,4 \cdot 10^{-4}} = 2,76 \cdot 10^8 \text{ Па} =$$

$= 276 \text{ МПа}$ .

Крутящий момент определяем по формуле (9.55)

$$M_{кр} = 93,6 / 18,84 = 4,96 \cdot 10^3 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Определяем полярный момент сопротивления сечения труб при кручении по формуле (9.25):

$$W_p = 0,2 \cdot 0,127^3 \left[1 - \frac{0,109^4}{0,124^4}\right] = 0,19 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Находим касательные напряжения для труб данной секции по формуле (9.24):

$$\tau = \frac{4,96 \cdot 10^3}{0,19 \cdot 10^{-3}} = 25,8 \cdot 10^6 \text{ Па} = 25,8 \text{ МПа}.$$

По табл. 9.5 предел текучести материала труб  $\sigma_t = 490 \text{ МПа}$  (для группы прочности стали К).

Коэффициент запаса прочности по формуле (9.56)

$$n_1 = \frac{490}{\sqrt{(276,0)^2 + 4(25,8)^2}} = 1,74,$$

что допустимо, так как  $1,74 > 1,45$ .

Задаемся длиной труб второй секции той же группы прочности К, но с толщиной стенки 10 мм, что будет составлять 700 м.

Тогда

$$Q_{6.т} = L_2 q_2 + L_1 q_1,$$

где  $L_2$  - длина труб второй секции,  $L_2=700$  м;  $L_1$  - длина труб первой секции (считая снизу), м;  $q_2$  и  $q_1$  - вес 1 м труб второй и первой секций соответственно.

Имеем

$$Q_{6.т} = 700 \cdot 320 + 2500 \cdot 293 = 242200 + 732500 = 974700 \text{ Н};$$

$$\sigma_p = \frac{1,15(0,975 \cdot 10^6 + 1,6 \cdot 10^5) \left(1 - \frac{13000}{78500}\right) + 7 \cdot 10^6 \cdot 89,9 \cdot 10^{-4}}{36,7 \cdot 10^{-4}} = 3,18 \cdot 10^8 \text{ Па} =$$

$$= 318 \text{ МПа};$$

$$N_B = 13,5 \cdot 10^{-8} \cdot 3200 \cdot 0,127^2 \cdot 180^{1,5} \cdot 0,19^{0,5} \cdot 13000 = 94 \text{ кВт};$$

$$N_D = 20,2 \text{ кВт};$$

$$M_{кр} = \frac{94 \cdot 10^3 + 20,2 \cdot 10^3}{18,84} = 6,06 \cdot 10^3 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

$$W_p = 0,2 \cdot 0,127^3 \left(1 - \frac{0,107^4}{0,127^4}\right) = 0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3.$$

Следовательно,

$$n_1 = 500 / \sqrt{318^2 + 4 \cdot 30,3^2} = 1,54,$$

что допустимо, так как  $1,54 > 1,45$ .

Третью секцию бурильных труб предусматриваем диаметром 127 мм с толщиной стенки 10 мм, но группы прочности Е, чтобы достичь глубины спуска всей бурильной колонны 3500 м. В этом случае вес бурильной колонны (Н) составит



$$Q_{6,r} = L_3 q_3 + L_2 q_2 + L_1 q_1,$$

где  $L_3$  - длина бурильных труб третьей секции,  $L_3 = 3550 - 3200 = 300$  м.

Тогда

$$Q_{6,r} = 300 \cdot 320 + 700 \cdot 320 + 2500 \cdot 293 = 96000 + 242200 + 732500 = 1\,070\,700 \text{ Н},$$

$$\sigma_p = \frac{1,15 \cdot (1,07 \cdot 10^6 + 1,6 \cdot 10^5) \cdot \left(1 - \frac{13000}{78500}\right) + 7 \cdot 10^6 \cdot 89,9 \cdot 10^{-4}}{36,7 \cdot 10^{-4}} =$$

$$= 3,39 \cdot 10^6 \text{ Па} =$$

$$= 339 \text{ МПа},$$

$$N_B = 13,5 \cdot 10^{-6} \cdot 3500 \cdot 0,127^2 \cdot 180)^{1,5} \cdot 0,19^{0,5} \cdot 13000 = 102 \text{ кВт},$$

$$N_D = 20,2 \text{ кВт},$$

$$M_{кр} = \frac{102 \cdot 10^3 + 20,2 \cdot 10^3}{18,84} = 6,49 \cdot 10^3 \text{ Н} \cdot \text{м},$$

$W_p = 0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$ , как и в предыдущем случае,

$$\tau = \frac{6,49 \cdot 10^3}{0,2 \cdot 10^{-3}} = 32,4 \cdot 10^6 \text{ Па} = 32,4 \text{ МПа}.$$

Следовательно,

$$n_1 = 550 / \sqrt{339^2 + 4 \cdot 32,4^2} = 1,59,$$

что допустимо, так как  $1,54 > 1,45$ .

Параметры разработанной и рассчитанной бурильной колонны сводим в табл. 9.10

Т а б л и ц а 9.10

Параметры рассчитанной бурильной колонны

Показатели	Номера секций снизу вверх		
	1	2	3
Толщина стенки трубы, мм	9	10	10
Группа прочности материала труб	К	К	Е
Интервал расположения, м	850-3350	150-850	0-150
Длина секции, м	2500	700	300-50=150 * м
Вес 1 м трубы, Н/м	293	320	320
Вес секции, МН	0,733	0,975	1,071
* $L_{убт} = 150$ м по условию примера.			
Примечание. Общий вес бурильной колонны (с учетом веса УБТ) 2,206 МН			

**Пример.9.6** Рассчитать одноразмерную бурильную колонну при турбинном бурении для следующих исходных данных: глубина – 3500 м; условия бурения – нормальные;  $G=0,026$ МН;  $\rho_p=1300$ кг/м<sup>3</sup>;  $Q_{убт}=0,117$ МН;  $l_{убт}=75$ м; диаметр предыдущей обсадной колонны – 245 мм;  $p_d+p_r=6,0$  МПа.

**Решение.** Выбираем по табл. 9.6 диаметр бурильных труб – 127 мм.

Принимаем бурильные трубы типа В, с толщиной стенки 9 мм ( $\delta=9$  мм), группа прочности М.

Допускаемая растягивающая нагрузка по формуле (9.58):

$$Q_{p(9M)} = \frac{750 \cdot 33,4 \cdot 10^{-4}}{1,3} = 1,93 \text{ МН.}$$

Допускаемая глубина спуска труб группы прочности М ( $\delta = 9$  мм)

$$l_{\text{доп.9M}} = \frac{1,93 - 1,15 \cdot (0,117 + 0,026) \left( 1 - \frac{1300}{7850} \right) - 6 \cdot 93,3 \cdot 10^{-4}}{1,15 \cdot 0,000305 \left( 1 - \frac{1300}{7850} \right)} = 5990 \text{ м.}$$

Как видно, допускаемая глубина спуска труб из материала группы прочности М ( $\delta = 9$  мм) намного больше глубины скважины. Очевидно,

что трубы с такой группой прочности выбраны нерационально. Необходимо использовать трубы с меньшим пределом текучести.

Выбираем трубы группы прочности Д ( $\delta = 9$  мм).

Допускаемая растягивающая нагрузка

$$Q_{p(9Д)} = \frac{380 \cdot 0,00334}{1,3} = 0,98 \text{ МН.}$$

Допускаемая глубина спуска

$$l_{\text{доп}(9Д)} = \frac{0,98 - 1,15(0,117 + 0,026) \left(1 - \frac{1300}{7850}\right) - 6 \cdot 93,3 \cdot 10^{-4}}{10^{-3} \cdot 1,15 \cdot 0,305 \left(1 - \frac{1300}{7850}\right)} = 2713 \text{ м.}$$

Выбираем вторую секцию: берем трубы той же группы прочности Д, но с  $\delta = 10$  мм.

Допускаемая растягивающая нагрузка

$$Q_{p(10Д)} = 500 \cdot 0,00367 / 1,3 = 0,7 \text{ МН.}$$

Длина второй секции

$$l_{2(10Д)} = \frac{1,7 - 0,98}{1,15 \cdot 33,1 \cdot 10^{-5} \left(1 - \frac{1300}{7850}\right)} = 290,3 \text{ м.}$$

Длина колонны

$$L = l_{\text{доп}(9Д)} + l_{2(10Д)} + l_{\text{убт}} = 2713 + 290,3 + 75 = 3078,3 \text{ м,}$$

что меньше глубины скважины ( $3078,3 < 3500$ ).

Следовательно, необходимо выбрать третью секцию. Берем трубы группы прочности К,  $\delta = 10$  мм.

Допускаемая растягивающая нагрузка

$$Q_{p(10К)} = 500 \cdot 0,00367 / 1,3 = 1,41 \text{ МН.}$$

Длина третьей секции

$$l_{3(10к)} = \frac{1,41 - 1,07}{1,15 \cdot 33,1 \cdot 10^{-5} \cdot 0,834} = 1072 \text{ м.}$$

Принимаем длину третьей секции  
 $l_3 = 3500 - (l_{\text{доп}(9Д)} + l_{2(10Д)} + l_{\text{бт}}) = 3500 - 3078,3 = 421,7 \text{ м.}$

Результаты расчетов сводим в табл. 9.11.

Таблица 9.11

Показатели	Номера секций снизу вверх		
	1	2	3
Толщина стенки трубы, мм	9	10	10
Группа прочности материала труб	Д	Д	К
Интервал расположения секции, м	712-33425	421,7-712	0-421,7
Длина секции, м	2713	290,3	421,7
Вес 1 м трубы, Н/м	305	331	331
Вес секции, МН	0,827	0,096	0,140
Примечание. Общий вес бурильной колонны 1,180 МН.			

#### Список литературы.

1. Буровой инструмент для геологоразведочных скважин. Справочник /Н.И.Корников, Н.Н.Бухарев, А.Т.Киселев и др. Под ред. Н.И.Корнилов. М., Недра, 1990.
2. Ганджумян Р.А. Практические расчеты в разведочном бурении. 2-е изд. перераб. И доп. М., Недра. 1986.
3. Зиненко В.П. Буровые машины и механизмы. Методическое пособие по расчету бурильной колонны на прочность. М., МГГА. 2000.
4. Инструкция по расчету бурильных колонн для нефтяных газовых скважин. М., 1997.
5. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые. /Под ред. А.Г.Калинина. М., Недра, 2001.
6. Лачинян Л.А. Работа бурильной колонны. 2-е изд., перераб. И доп. М., Недра 1992.
7. Михайлова Н.Д. Техническое проектирование колонкового бурения. М.: Недра, 1985.

8. Расчет бурильных труб в геологоразведочном бурении. /Е.Ф.Эпштейн, В.И.Мацейчик, И.И.Ивахнин, А.Ш.Асатурян. М., Недра, 1979.
9. Сароян А.К. Теория и практика работы бурильной колонны. М., Недра, 1990.
10. Справочник по бурению геологоразведочных скважин. Афанасьев И.С., Блинов Г.А.Пономарев П.П. и др.Л., ВИТР, 2000.
11. Трубы нефтяного сортамента: Справочник /Под общ. ред. А.Е. Сарояна. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987.
12. Файн Г.М. Штамбург В.Ф., Данелянц С.М. Нефтяные трубы из легких сплавов. М, Недра, 1990.

## 10. Расчет обсадных колонн

### 10.1 Нагрузки, действующие на обсадные трубы геологоразведочного сортамента

Обсадные колонны для крепления геологоразведочных скважин состояются из обсадных труб безнипельного и nippleного соединения по ГОСТ 6238-77 (табл.10.1)

Т а б л и ц а 10.1

Основные размеры обсадных труб при бурении на твердые полезные ископаемые  
(ГОСТ 6238-77)

Параметры	Нормы				
	Ниппельное соединение				
Наружный диаметр трубы и nipple, мм	73	89	108	127	146
Толщина стенки трубы, мм	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Внутренний диаметр nipple, мм	62,0	78,0	95,5	114,5	134,5
Наружный диаметр, мм: наружной резьбы	68,5	84,5	103,0	122,0	141,0
	68,54	84,55	103,05	122,06	141,06
Внутренний диаметр резьбы, мм	67,0	83,0	101,5	120,5	139,5
Длина трубы, мм	1500; 3000; 4500; 6000				
Масса 1 м трубы, кг	8,4	10,4	13,0	16,0	17,4
Безнипельное соединение					
Наружный диаметр трубы, мм	34	44	57	73	89
Толщина стенки трубы, мм	3,0	3,5	4,5	5,0	5,0
Наружный диаметр, мм наружной резьбы	31,6	42,0	54,0	69,5	85,5
	31,632	42,032	54,040	69,540	85,550
Внутренний диаметр резьбы, мм	30,1	40,5	52,5	68,0	84,0
Длина трубы, мм	1500; 3000	1500; 3000	1500; 3000; 4500	1500; 3000; 4500; 6000	1500; 3000; 4500; 6000
Масса 1 м трубы, кг	3,0	4,0	5,2	8,4	10,4

На обсадные трубы в процессе спуска в их скважину, цементирования и дальнейшего бурения действуют различные силы. Они вызваны собственным весом обсадной колонны, боковым давлением горных пород, внутренним давлением нагнетаемой жидкости в процессе бурения, которые могут привести к изгибу труб, уменьшению их прочности, смятию или разрыву. Поэтому при глубоком бурении на твердые полезные ископаемые следует проводить проверочный расчет прочности колонны и устанавливать предельно допустимую глубину ее спуска.

Максимальные растягивающие напряжения возникают в опасном сечении труб от действия собственного веса колонны. Растягивающие усилия (в Н), проявляющиеся в подвешенной неподвижно на хомуте или клинях колонне, которая заполнена и погружена в промысловую жидкость, можно определить формуле

$$P_{o.k} = gqL(1 - \rho / \rho_m), \quad (10.1)$$

где  $q$  - масса 1 м трубы, кг;  $L$  - длина обсадной колонны, м;  $\rho$  и  $\rho_m$  - плотности промысловой жидкости и материала труб, кг/м<sup>3</sup>.

Предельная глубина спуска  $L_{пр}$  (в м) обсадных колонн определяется расчетом на прочность в наиболее слабом сечении трубы из выражения

$$L_{пр} = F_0 \sigma_T / 2gq(1 - \rho / \rho_m). \quad (10.2)$$

Здесь  $F_0$  - опасное сечение трубы в нарезной части, м<sup>2</sup>

$$F_0 = \frac{\pi}{4} (d_{в.р}^2 - d_{в.н}^2); \quad (10.3)$$

$d_{в.р}$  - внутренний диаметр резьбы (рис. 10.1), м;  $d_{в.н}$  - внутренний диаметр ниппеля, м (для безниппельных труб будет внутренний диаметр трубы  $d_n$ );  $\sigma_T$  - предел текучести материала труб, Па.

С учетом коэффициента запаса прочности труб на растяжение ( $K_3=1,5 \div 2$ )

$$L'_{пр} = L_{пр} / K_3. \quad (10.4)$$

Допустимая растягивающая нагрузка (в Н) на обсадные трубы может быть также определена по формуле:

$$P_p = F_0 \sigma_T / K_3. \quad (10.5)$$

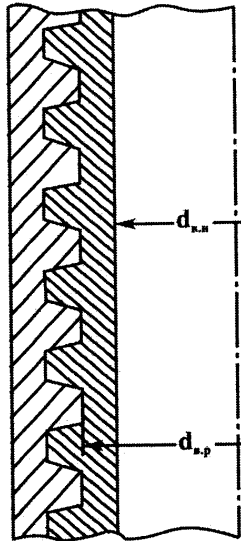


Рис.10.1

Схема nippleного соединения обсадных труб.

**Пример 10.1** Найти предельную глубину спуска обсадной колонны (из стали группы прочности Д,  $\sigma_T = 372 \cdot 10^6$  Па) диаметром 89 мм с nippleным соединением в скважину, заполненную водой, и допустимую растягивающую нагрузку на обсадные трубы при извлечении из скважины.

**Решение.** Из табл. 10.1 находим: внутренний диаметр резьбы  $d_{в.р} = 83 \cdot 10^{-3}$  м и внутренний диаметр nippleа  $d_{в.н} = 78 \cdot 10^{-3}$  м.

Тогда по формуле (10.3)

$$F_0 = \frac{3.14}{4} \left[ (83 \cdot 10^{-3})^2 - (78 \cdot 10^{-3})^2 \right] = 628 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Из уравнения (10.2) получим

$$L_{пр} = \frac{628 \cdot 10^{-6} \cdot 372 \cdot 10^6}{2 \cdot 9,81 \cdot 10,4 \cdot (1 - 1000 / 7850)} = 1311,5 \text{ м},$$

где  $q = 10,4$  кг/м (см. табл. 10.1).

Принимая  $K_3 = 2$ , из уравнения (10.5) получаем

$$P_p = 628 \cdot 10^{-6} \cdot 372 \cdot 10^6 / 2 = 11,6 \cdot 10^4 \text{ Н}.$$



## 10.2. Расчет обсадных колонн, составленных из труб нефтяного сортамента

Характеристика обсадных труб нефтяного сортамента по ГОСТ 632-80

(с треугольной резьбой (короткой и удлиненной У), с трапецеидальной резьбой (ОТТМ и ОТТГ), безмуфтовых труб с трапецеидальной резьбой (ОТТМ и ОТТГ) и безмуфтовых труб с трапецеидальной резьбой ТБО в двух исполнениях (А и Б), отличающихся точностью и качеством, можно найти из табл.8.1-8.5 справочника [11].

Рекомендации по выбору типа обсадных труб в соответствии с условиями в скважине приведены на основании Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин, 1997 г. [4].

В интервалах, где обсадная колонна формируется по расчету на смятие, при выборе предпочтению отдается трубам из сталей низкой группы прочности с максимальной толщиной стенки. Трубы с резьбой треугольного профиля по ГОСТ 632-80 могут использоваться при внешнем избыточном давлении до 15 МПа в газовых средах и до 20 МПа в жидких средах при условии уплотнения резьб лентой ФУМ. Трубы с оцинкованной резьбой рекомендуется использовать только в жидких средах на глубине до 1500 м и при давлении до 10 МПа.

В интервалах, представленных высокопластичными породами (каменная соль), предпочтение отдается трубам с максимальной толщиной стенки либо импортным трубам с повышенным сопротивлением смятию.

Для интервалов, где трубы выбираются по условию прочности на растяжение, а также в интервалах с интенсивностью искривления более  $1,5^\circ$  на 10 м рекомендуется применять трубы с трапецеидальной резьбой.

Обсадные трубы резьбового соединения диаметром 351; 377 и 426 мм и электросварные трубы диаметром 473 мм допускаются к использованию в качестве направлений и кондукторов. Для промежуточных колонн, кондукторов и направлений без установки противовибросового оборудования (ПО) рекомендуются трубы с треугольной резьбой или трубы ОТТМ на смазке Р-2 или Р-402, допускается применение графитовой смазки по ГОСТ 3333-80. Для всех секций эксплуатационной и промежуточных колонн и кондукторов, на которых устанавливается ПО (в интервале от устья до отметки на 150 м ниже уровня цемента за колонной, но не менее 500 м от устья), трубы выбираются по табл.9.1 справочного пособия [7]. Для остальной части обсадной колонны до-

пускается использование труб с треугольной резьбой и труб ОТТМ со смазкой Р-2 или Р-402.

В интервалах с повышенной интенсивностью протирания обсадных колонн следует применять трубы с максимальной толщиной стенки. В подобных условиях могут также применяться сменные обсадные колонны или колонны из труб сталей групп прочности М и выше отечественного производства или из импортных труб группы прочности №80 и выше.

В продуктивной зоне геотермальных скважин толщина стенок обсадных труб принимается в пределах 9-10 мм [3].

При выборе обсадных труб с треугольной резьбой надо учитывать, что они могут иметь удлиненную и короткую резьбы, кроме того, ГОСТ 632-80 предусматривает два исполнения труб- А и Б, различающихся требованиями по качеству изготовления (для исполнения А требования по точности соблюдения размеров более жесткие).

10.2.1. Расчет эксплуатационной колонны. Расчет обсадной колонны сводится к определению расчетных нагрузок и их распределения по длине колонны, выявлению наиболее опасной из расчетных нагрузок в рассматриваемом сечении колонны и к подбору труб, соответствующих заданным значениям коэффициента запаса прочности, для комплектования секций обсадной колонны.

Условия нагружения обсадной колонны зависят от глубины ее спуска, сложности строения геологического разреза, назначения скважины и назначения колонны.

Выделяются три расчетные нагрузки:  
наружное избыточное давление смятия;  
осевая нагрузка растяжения от собственного веса колонны;  
внутреннее избыточное давление.

Поскольку условия нагружения обсадной колонны в скважине весьма разнообразны, инструкцией [4] регламентированы правила определения расчетных нагрузок.

При расчетах обсадных колонн, спущенных в нефтяную добывающую скважину, наиболее часто применяется схема I (рис.10.2), для разведочных нефтяных скважин обсадные колонны рассчитывают с использованием схемы II, а для газовых скважин – схема III.

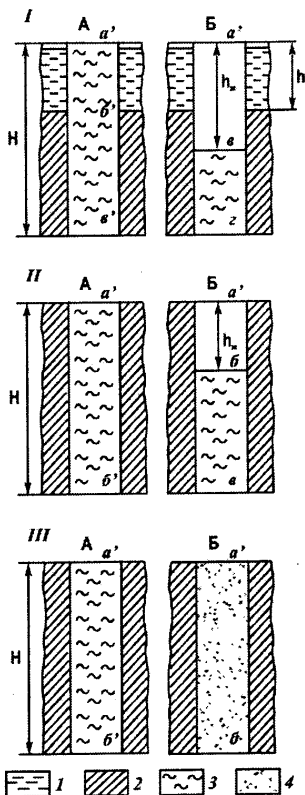


Рис. 10.2. Расчетные схемы при проектировании обсадной колонны для скважин добывающей нефтяной (I), разведочной (II) и добывающей газовой (III): А, Б – в исходном состоянии и на завершающем этапе соответственно; 1 – буровой раствор за колонной; 2 – цементный раствор-камень; 3 – жидкость в колонне; 4 – газ в колонне

Значение внутренних давлений максимально в период ввода скважины в эксплуатацию или при опрессовке колонны (позиции А расчетных схем). Наружные избыточные давления, главным образом, проявляются на стадии окончания эксплуатации скважины (позиции Б расчетных схем). За счет этих давлений может произойти разрыв колонны или ее смятие.

Кроме того, на рис.10.2 точки  $a, b, \beta, z$  – это характерные точки, в которых определяют избыточные наружные давления на стадии окончания эксплуатации, а точки  $a', \beta', \beta'$  – характерные точки, в которых находят внутренние избыточные давления при испытании колонны на герметичность или при вводе в эксплуатацию.

Наружное избыточное давление на колонну определяется как разность между наружным  $p_n$  и внутренним  $p_v$  давлениями

$$p_{н.н} = p_n - p_v \quad (10.6)$$

при их наиболее неблагоприятном сочетании, т.е. в тех условиях, когда одновременно наружное давление достигает максимальной величины, а внутреннее – минимальной.

Прежде чем приступить к расчету наружного давления и построению эпюры его распределения по колонне, необходимо проанализировать положение колонны и особенности геологического разреза в открытом стволе, перекрываемом данной колонной и выделить характерные интервалы и отметки глубины. Таковыми являются отметки высоты подъема цемента за колонной и глубины спуска предыдущей обсадной колонны, интервалы пластов с АВПД, интервалы залегания высокопластичных пород (например, соленосная толща). Затем приступают к расчету наружного давления.

В соответствии с требованиями инструкции, оно рассчитывается по следующим правилам: в незацементированном интервале (в интервале, перекрытом предыдущей обсадной колонной, или в открытом стволе при отсутствии зон АВПД и высокопластичных пород) по плотности жидкости  $\rho_{ж}$  за колонной

$$p_n = \rho_{ж} g z, \quad (10.7)$$

( $z$  - координата глубины по вертикали, м;  $g$  - ускорение силы тяжести, м/с<sup>2</sup>);

при цементировании на момент окончания продавливания цементного раствора наружное давление рассчитывают по высоте столба жидкостей за колонной с учетом их плотностей)

$$p_n = \rho_{ж} g h + \rho_{ц.р} g (z - h) \quad (10.8)$$

( $h$  - глубина до цемента за колонной;  $\rho_{ц.р}$  - плотность цементного раствора), но при этом значение наружного давления в любом случае не может быть ниже давления столба минерализованной воды с плотностью 1100 кг/м<sup>3</sup>;

в зацементированной части колонны после ОЗЦ по плотности минерализованной воды  $\rho_{ж} = 1100$  кг/м<sup>3</sup>;

в интервале, перекрытом предыдущей колонной, в зацементированной зоне наружное давление после ОЗЦ определяется по гидростатическому давлению составного столба жидкости (до цемента по плотности жидкости за колонной и ниже по плотности минерализованной воды или по фактической плотности жидкости затворения цементного раствора)

$$p_n = \rho_{ж} g h + 1100 g (z - h); \quad (10.9)$$

при наличии за колонной интервалов с АВПД наружное давление принимается равным пластовому  $p_n = p_{пл}$ , причем пластовое давление в пластах толщиной до 200 м принимают постоянным:

$$p_{пл} = p_{кр} + p_{под}^2 \quad (10.10)$$

( $p_{кр}$  и  $p_{под}$  - пластовое давление соответственно в кровле и подошве пласта), а в пластах толщиной свыше 200 м распределение давления между кровлей и подошвой принимают по линейному закону. Интервал действия пластового давления распространяют за пределы подошвы и кровли пласта на 50 м;

в интервале залегания склонных к пластическим деформациям горных пород наружное давление рассчитывают по средней плотности горных пород в массиве  $\rho_{г.п.}$ :

$$p_{н} = \rho_{г.п} g z, \quad (10.11)$$

и это давление распространяют на 50 м по обе стороны за пределы интервала.

По давлению в характерных точках и интервалах строится эпюра наружного давления. В промежутках между пластами с АВЦД и зонами высокопластичных пород изменение наружного давления принимается по линейному закону.

При определении наружного избыточного давления внутреннее давление в колонне рассчитывают по давлению столба жидкости в скважине при самом низком положении ее уровня:

$$p_{вз} = p_{из} - \rho_{ж} g (z - h_{ж}), \quad (10.12)$$

где  $h_{ж}$  - уровень жидкости в скважине.

В газовой скважине за внутреннее давление принимают наименьшее устьевое и забойное давления в момент завершения эксплуатации, причем его распределение по колонне между забоем и устьем считают линейным.

В благоприятных геологических условиях (коэффициент аномальности пластового давления  $k_a \leq 1,1$ , отсутствие в разрезе высокопластичных пород) при расчете эксплуатационных колонн в зацементированной зоне должно учитываться разгружающее действие цементного кольца. Наружное избыточное давление в таком случае определяется по формуле

$$p_{н.из} = [\rho_{ц.р} (z - h) + \rho_{б.р} h - \rho_{ж} (z - h_{ж})] g (1 - k), \quad (10.13)$$

где  $h$  - глубина до уровня цемента в скважине за колонной;  $\rho_{ж}$ ,  $\rho_{б.р}$  - плотность соответственно в колонне и бурового раствора за колонной;  $k$  - коэффициент разгрузки.

Значения коэффициента разгрузки  $k$  приведены ниже.

Диаметр обсадной колонны, мм	114,3-177,8	193,7-244,5	273,0-323,7	≥340
Значения коэффициента $k$	0,25	0,30	0,35	0,40

Коэффициент запаса прочности при расчете на наружное избыточное давление:

для интервала продуктивного пласта  $k_3=1\div 1,3$ ;

для остальной части  $k_3=1$ .

При выборе труб критическое давление смятия должно быть скорректировано для всех секций, начиная со второй снизу, по формуле

$$P'_{кр} = P_{кр} \left( 1 - 0,3 \frac{P}{P_T} \right), \quad (10.14)$$

где  $P$  - растягивающая нагрузка от веса расположенных ниже труб (без учета архимедовых сил);  $P_T$  - осевая нагрузка растяжения, при которой напряжения в теле трубы достигают предела текучести.

Осевая нагрузка растяжения от собственного веса рассчитывается по весу расположенных ниже секций без учета архимедовых сил:

$$P_i = m_1 g l_1 + m_2 g l_2 + \dots + m_{i-1} g l_{i-1}, \quad (10.15)$$

где  $P_i$  - нагрузка растяжения на нижнем конце  $i$ -й секции, Н;  $m_1, \dots, m_{i-1}$  - масса 1 м трубы соответствующей секции, кг;  $l_1, \dots, l_{i-1}$  - длина соответствующей секции, м.

Допустимая нагрузка растяжения принимается следующей:

для труб с треугольной резьбой по сдвигающей нагрузке с учетом коэффициента запаса (табл.10.2)

Таблица 10.2

Коэффициент запаса прочности при расчете на растяжение эксплуатационных колонн с треугольной резьбой

Диаметр колонны, мм	Длина колонны, м	Запас прочности в вертикальной скважине
114,3-168,3	≤3000	1,15
	>3000	1,3
177,8-219,1	≤1500	1,3
	>1500	1,45

$$[P] = P_{стр} / k_3; \quad (10.16)$$

для труб с трапецидальной резьбой исполнения А коэффициент запаса  $k_3=1,75$  от нагрузки, при которой напряжения в теле трубы достигают предела текучести  $\sigma_t$ , для труб с трапецидальной резьбой исполнения Б  $k_3=1,8$ .

Внутреннее избыточное давление определяется по разности между внутренним и наружным давлениями для одного и того же момента времени

$$p_{в.и}=p_{в} - p_{н} \quad (10.17)$$

Порядок расчета наружного давления был рассмотрен выше.

За расчетное внутреннее давление принимается его максимальное значение, которое может возникнуть при вскрытии продуктивного пласта с АВПД, при опрессовке обсадной колонны или при проведении мероприятий по повышению нефтегазоотдачи пластов (гидро разрыв, кислотная обработка и пр.).

Внутреннее давление рассчитывают следующим образом:

1) в нефтяной скважине при закрытом устье в момент вскрытия продуктивного пласта

$$p_{вз} = p_{пл} - \rho_{ж}g(H_{пл} - z) \quad (10.18)$$

( $H_{пл}$  - глубина кровли пласта с давлением  $p_{пл}$ ;  $\rho_{ж}$  - плотность нефти или плотность пластового флюида в пластовых условиях, если давление насыщения нефти газом ниже давления на устье);

2) если предусмотрена обработка продуктивного пласта с созданием репрессии на пласт  $\Delta p$  (ее значение задается геологической службой), то при расчете внутреннего давления величина  $\Delta p$  прибавляется к пластовому давлению;

3) при испытании обсадной колонны на герметичность в один прием без пакера внутреннее давление рассчитывается, если  $p_{в.у.}>p_{оп.}$  по формуле

$$p_{вз}=1,1p_{в.у.}+\rho_{ж}gz \quad (10.19)$$

( $p_{в.у.}$  - внутреннее давление на устье) и, если  $p_{в.у.}>p_{оп.}$ , по формуле

$$p_{вз}=p_{оп.}+\rho_{ж}gz \quad (10.20)$$

( $p_{оп.}$  - рекомендуемое минимальное давление опрессовки обсадной колонны (табл.10.3);

4) в хорошо освоенных районах внутреннее давление рассчитывается по фактическому давлению на устье скважины.

Т а б л и ц а 10.3

Рекомендуемые значения минимального давления опрессовки при испытании обсадных колонн на герметичность

Диаметр обсадной колонны, мм	Давление опрессовки, МПа	Диаметр обсадной колонны, мм	Давление опрессовки, МПа
114,3-127,0	15,0	219,1-244,5	9,0
139,7-146,1	12,5	273,1-351,0	7,5
168,3	11,5	377,0-508	6,5
177,8-193,7	9,5		

Внутреннее давление особенно опасно в газовых скважинах. При закрытом превенторе повышение внутреннего давления может привести к разрыву обсадной колонны в ее приустьевой части.

Распределение давления по стволу газовой скважины при закрытом устье рассчитывается по формуле

$$p_{вз} = p_{пл} / e^S, \quad (10.21)$$

где  $p_{пл}$  - пластовое давление в газовом пласте;

$$S = \frac{0,03415 \bar{\rho} (H - z)}{m \tau_{ср}}, \quad (10.22)$$

где  $\bar{\rho}$  - относительная плотность природного газа по воздуху, для первых скважин можно принять  $\bar{\rho}$ ;  $H$  - глубина залегания газового пласта, м;  $m$  - коэффициент сверхсжимаемости газа,  $\tau_{ср}$  - средняя абсолютная температура по скважине,  $K^*$ .

В газонефтяных и газовых скважинах, где при закрытом устье под газом в скважине образуется столб нефти, в интервале, заполненном нефтью, внутреннее давление определяют по пластовому с учетом его снижения за счет давления столба нефти, а в части, заполненной газом, - по давлению на границе с нефтью с учетом его снижения к устью по закону  $p_{в} = p_{н} / e^S$ , где  $p_{н}$  - давление у границы с нефтью.

При глубине  $H \leq 1000$  м и пластовом давлении в газовой залежи не свыше 10 МПа, а также при пластовом давлении не свыше 4 МПа и лю-

\*  $K$  - термодинамическая температура  $K = ^\circ C + 273,15$



бой глубине скважины допускается принимать внутреннее давление по всей скважине равным пластовому.

Внутреннее избыточное давление определяется как разность внутреннего и наружного давлений

$$p_{н.в} = p_v - p_{н.} \quad (10.23)$$

Допустимое значение внутреннего давления определяется по формуле

$$[p_v] = p_{в.кр} / k_3, \quad (10.24)$$

где  $p_{в.кр}$  - внутреннее критическое давление, значения которого находятся по таблице 9.8 справочного пособия [7];  $k_3$  - коэффициент запаса прочности.

Коэффициент запаса прочности при расчете на избыточное внутреннее давление.

Диаметр труб, мм	114,3-219,1	>219,1
Исполнение А	1,15	1,15
Исполнение Б	1,15	1,45

Устьевую часть обсадной колонны приходится также проверять по давлению, которое создается при ее опрессовке. При опрессовке давление должно превышать ожидаемое давление на устье в 1,1 раза или, по крайней мере, быть не ниже рекомендуемого давления опрессовки (см. табл. 10.3).

Порядок расчета эксплуатационной колонны на прочность следующий.

По расчетным данным о наружных и внутренних давлениях по характерным точкам строятся эпюры избыточных давлений наружного и внутреннего. В качестве характерных точек для построения эпюры принимают уровни жидкости в колонне и цементного раствора за колонной, положение башмака предыдущей обсадной колонны, отметки кровли и подошвы зон АВГД и интервалов высокопластичных пород, перекрываемых эксплуатационной колонной. Изменение избыточных давлений между указанными точками, как правило, принимается линейным. Исключения составляют пласты с АВГД толщиной до 200 м, для которых давление принимается постоянным по толщине пласта, и

внутреннее давление в скважине, заполненной газом, рассчитываемое по формуле  $P_z = P_{пл}/e^s$ .

При расчете обсадной колонны наружное и внутреннее избыточные давления в любом ее сечении определяются по соответствующим эпюрам.

Значения критических давлений, растягивающих и сжимающих нагрузок для соединений обсадных труб, допустимые растягивающие нагрузки можно найти в табл. 9-14-9.15 [7].

Действующей инструкцией [4] определен следующий порядок расчета обсадной колонны:

расчет начинают с самой нижней секции, по наружному избыточному давлению, для нее подбираются трубы с  $p_{кр} \geq k_3 p_{н.и1}$  где  $p_{н.и1}$  - наружное избыточное давление на нижней отметке обсадной колонны;

затем нижнюю секцию проверяют на внутреннее избыточное давление, и если коэффициент запаса прочности на внутреннее давление окажется ниже регламентированного, трубы подбираются по внутреннему избыточному давлению, но следует заметить, что, как правило, в нижней части колонны внутреннее давление оказывается в значительной степени уравновешено наружным;

для комплектования 2-й секции выбирают трубы с показателем наружного критического давления  $p_{2кр}$  ниже, чем для первой секции, и с учетом коэффициента запаса прочности  $p_{н.и2} \leq p_{2кр}/k_3$  определяют возможную глубину  $h_2$  спуска 2-й секции;

вычисляют длину 1-й секции  $l_1 = H - h_2$  и определяют ее вес  $P_1 = m_1 g l_1$ , где  $m_1$  - масса 1 м трубы;

с учетом веса 1-й секции критическое давление смятия труб 2-й секции пересчитывается по формуле  $P'_{2кр} = P_{2кр} \left( 1 - 0,3 \frac{P_1}{P_{2т}} \right)$ , где  $P_{2т}$  -

растягивающая нагрузка по табл. 9.7[7], и по величине  $P'_{2кр}$  уточняется допустимая глубина спуска 2-й секции  $h_2$  и соответственно корректируется длина 1-й секции  $l'_1 = H - h'_2$ ;

проводят проверку труб 2-й секции на внутреннее избыточное давление;

подобным образом производят расчет последующих секций обсадной колонны и одновременно подсчитывают суммарный вес секций; когда он превысит допустимую нагрузку растяжения для последующей секции, длину предыдущей секции следует пересчитать по допустимой

нагрузке растяжения, т.е. при  $\sum_{i=1}^m q_i > [P_{m+1}]$  имеем  $l_m = \frac{[P_m] - \sum_{i=1}^{m-1} q_i}{m_m g}$ , где  $[P_m]$  и  $[P_{m+1}]$  - допустимые нагрузки растяжения соответственно для труб  $m$ -й и  $(m+1)$  секций;

одновременно производится проверка секций на внутреннее давление;

длины вышерасположенных секций определяют по расчету на растяжение. Поскольку вес колонны возрастает, для верхних секций подбирают все более прочные трубы.

Расчет продолжают до тех пор, пока суммарная длина всех секций не превысит глубины спуска колонны; в этом случае длина самой верхней секции корректируется по глубине скважины  $l'_n = H - \sum_{i=1}^{n-1} l_i$ .

**Пример 10.2** Расчет эксплуатационной колонны для нефтяной скважины.

*Исходные данные.* Скважина вертикальная добывающая, диаметр обсадной колонны  $d=146,1$  мм, диаметр ствола скважины  $D=190,5$  мм, глубина спуска колонны  $h_{ц}=2300$  м; плотность цементного раствора  $\rho_{ц}=1850$  кг/м<sup>3</sup>; глубина спуска промежуточной колонны  $h_{пр}=2500$  м; интервал продуктивного пласта 3300-3380 м; коэффициент аномальности пластового давления в продуктивном пласте  $k_a=1,35$ ; плотность пластового флюида (в период ввода в эксплуатацию)  $\rho_{пл}=860$  кг/м<sup>3</sup>; плотность жидкости, поступающей в скважину в конце эксплуатации,  $\rho_{фл}=950$  кг/м<sup>3</sup>; снижение уровня в колонне в конце эксплуатации  $h_k=2400$  м.

Сведения о проницаемом пласте: интервал положения пласта 2900-3100 м; коэффициент аномальности проницаемого пласта  $k_a=1,17$ ; индекс давления поглощения проницаемого пласта  $k_{п}=1,6$ ; плотность жидкости в колонне при ее испытании на герметичность  $\rho_{оп.ж}=1420$  кг/м<sup>3</sup>.

**Решение.** Расчет наружного давления.

На глубине 2300 м около цемента:

$$P_{2300} = \rho_{б.р} g h_{ц} = 1420 \cdot 9,8 \cdot 2300 \cdot 10^{-6} = 32,0 \text{ МПа};$$

на глубине 2500 м

$$P_{2500} = P_{2300} + 1100 g (2500 - 2300) \cdot 10^{-6} = 32,0 + 2,2 = 34,2 \text{ МПа};$$

на глубине 2900 м в кровле проницаемого пласта

$$P_{2900} = P_{2500} + 1100 \cdot 9,8 (2900 - 2500) \cdot 10^{-6} = 34,2 + 4,3 = 38,5 \text{ МПа}.$$

В интервале проницаемого пласта с  $k_a=1,17$ :  
давление у кровли

$$P_{кр} = k_a \rho_v g h_{кр} = 1,17 \cdot 1000 \cdot 9,8 \cdot 2900 \cdot 10^{-6} = 33,3 \text{ МПа};$$

давление у подошвы

$$P_{под} = k_a \rho_v g h_{под} = 1,17 \cdot 1000 \cdot 9,8 \cdot 3100 \cdot 10^{-6} = 35,5 \text{ МПа}.$$

Так как толщина проницаемого пласта не превышает 200 м, в интервале 2900-3100 м наружное давление принимается постоянным и равным среднеарифметическому

$$P_{пр} = (33,3 + 35,5) / 2 = 34,4 \text{ МПа}.$$

На глубине 3100 м под проницаемым пластом

$$P_{3100} = P_{2900} + 1100 \cdot 9,8(3100 - 2900) \cdot 10^{-6} = 38,5 + 2,2 = 40,7 \text{ МПа}.$$

Так как давление против проницаемого пласта оказывается ниже давления в цементном камне против подошвы и кровли, при построении эпюры наружного избыточного давления влияние проницаемого пласта можно не учитывать.

На глубине 3300 м над продуктивным пластом

$$P_{3300} = P_{3100} + 1100 \cdot 9,8(3300 - 3100) \cdot 10^{-6} = 40,7 + 2,2 = 42,9 \text{ МПа}.$$

На глубине 3300 м в продуктивном пласте

$$P_{3300} = k_a \rho_e g h_{кр.под} = 1,35 \cdot 1000 \cdot 9,8 \cdot 3300 \cdot 10^{-6} = 43,7 \text{ МПа}.$$

На глубине 3380 м в продуктивном пласте

$$P_{3380} = k_a \rho_e g h_{под.прод} = 1,35 \cdot 1000 \cdot 9,8 \cdot 3380 \cdot 10^{-6} = 44,7 \text{ МПа}.$$

Так как толщина продуктивного пласта менее 200 м, давление в нем принимается постоянным и равным среднеарифметическому  $P_{прод} = (43,7 + 44,7) / 2 = 44,2 \text{ МПа}$ . Это давление распространяется на 50 м выше кровли продуктивного пласта, т.е. до глубины 3250 м.

Давление на отметке 3250 м в цементном камне

$$P_{3250} = P_{2900} + 1100 \cdot 9,8(3250 - 2900) \cdot 10^{-6} = 38,5 + 3,8 = 42,3 \text{ МПа}.$$

По рассчитанным величинам строится эпюра наружного давления на эксплуатационную колонну (рис.10.3).

#### Расчет внутреннего давления в колонне.

Давление на устье:

в период ввода в эксплуатацию

$$P_y = P_{\text{пр.3300}} - \rho_{\text{пл}} g h_{\text{кр.пр}} = 43,7 - 860 \cdot 9,8 \cdot 3300 \cdot 10^{-6} = 43,7 - 27,8 = 15,9 \text{ МПа};$$

при опрессовке колонны  $p_{\text{оп}}=1,1 \cdot 15,9=17,5$  МПа - это давление принимается в качестве расчетного, так как оно превышает минимальное рекомендуемое давление опрессовки  $p_{\text{оп}}=12,5$  МПа для обсадных колонн диаметром 146,1 мм (см.табл 10.3).

Минимальное давление у башмака колонны в период ввода в эксплуатацию

$$P_{3400} = \rho_{\text{пл}} g h = 860 \cdot 9,8 \cdot 3400 \cdot 10^{-6} = 28,7 \text{ МПа}.$$

Давление у башмака колонны  
в период опрессовки

$$P_{3400} = P_{\text{оп}} + \rho_{\text{б.р}} g h = 17,5 + 1420 \cdot 9,8 \cdot 3400 \cdot 10^{-6} = 17,5 + 47,3 = 64,8 \text{ МПа};$$

в конце эксплуатации

$$P'_{3400} = \rho_{\text{ф.л}} g (h - h_k) = 950 \cdot 9,8 (3400 - 2400) \cdot 10^{-6} = 9,3 \text{ МПа}.$$

По рассчитанным величинам строятся эпюры внутреннего давления во время опрессовки колонны и в конце эксплуатации.

Построение эпюры наружного избыточного давления.

Эпюра наружного избыточного давления строится для самых неблагоприятных условий нагружения, т.е. на заключительном этапе эксплуатации, когда вследствие снижения уровня жидкости в колонне внутреннее противодавление становится минимальным. Так как при снижении уровня жидкости в колонне она опорожняется до глубины 2400 м, то в интервале от устья до глубины 2400 м эпюра наружного избыточного давления аналогична эпюре наружного давления:

на глубине 2300 м

$$P_{\text{н.и}} = 32,0 \text{ МПа};$$

на глубине 2400 м

$$P_{\text{н.и}} = 32,0 + 1100 \cdot 9,8 (2400 - 2300) \cdot 10^{-6} = 32,0 + 1,1 = 33,1 \text{ МПа};$$

на глубине 3250 м

$$p_{н.и} = 32,0 + 1100 \cdot 9,8(3250 - 2300) \cdot 10^{-6} - 950 \cdot 9,8(3250 - 2400) \cdot 10^{-6} = 32,0 + 10,2 - 7,9 = 34,3 \text{ МПа};$$

на глубине 3400 м

$$p_{н.и} = 32,0 + 1100 \cdot 9,8(3400 - 2300) - 950 \cdot 10^{-6}(3400 - 2400) \cdot 10^{-6} = 32,0 + 11,9 - 9,3 = 34,6 \text{ МПа}.$$

По разностям наружного и внутреннего давлений в характерных точках строится эпюра наружного избыточного давления (см. рис. 10.3), которая затем используется при расчете эксплуатационной колонны.

Построение эпюры внутреннего избыточного давления.

Для построения эпюры внутреннего избыточного давления исходной является эпюра наружного давления, и для сопоставления подбираются условия нагружения колонны, при которых внутреннее давление будет максимальным. Как видим, в рассматриваемом примере максимальное давление в колонне возникает во время ее опрессовки. Принимается, что внутреннее давление в колонне равномерно увеличивается от 17,5 МПа на устье до 64,8 МПа у башмака.

Приведем некоторые расчетные значения внутреннего избыточного давления в характерных точках:

на устье  $p_{в.и} = 17,5 \text{ МПа}$ ;

на глубине 2300 м

$$p_{в.и} = p_y + 1420 \cdot 9,8 \cdot 2300 \cdot 10^{-6} - 32,0 = 17,5 + 32,0 - 32,0 = 17,5 \text{ МПа};$$

на глубине 3250 м

$$p_{в.и} = p_y + 1420 \cdot 9,8 \cdot 3250 \cdot 10^{-6} - 32,0 - 1100 \cdot 9,8(3250 - 2300) \cdot 10^{-6} = 17,5 + 45,2 - 32,0 - 10,2 = 20,5 \text{ МПа};$$

на глубине 3250 м (под влиянием продуктивного пласта)

$$p_{в.и} = 17,5 + 45,2 - 44,2 = 18,5 \text{ МПа};$$

на глубине 3400 м

$$p_{в.и} = p_y + 1420 \cdot 9,8 \cdot 3400 \cdot 10^{-6} - 44,2 = 17,5 + 47,3 - 44,2 = 20,6 \text{ МПа}.$$

Эпюра внутреннего избыточного давления представлена на рис. 10.3

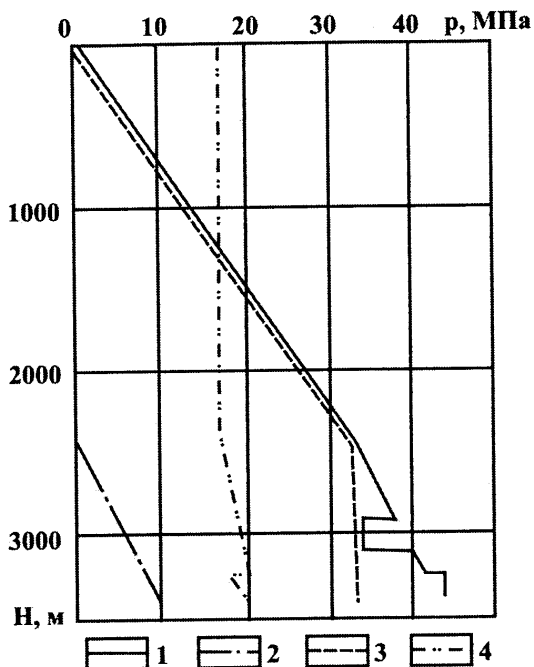


Рис.10.3.

Эпора нагружения эксплуатационной колонны, к примеру, 10.2

1,2,3 – наружное, внутренне и избыточное наружное давление соответственно;  
4 – избыточное внутреннее давление (при опрессовке колонны)

### Выбор типа обсадных труб для комплектования обсадной колонны и герметизирующего материала.

Поскольку некоторые показатели прочности обсадных труб (например, при расчете на растяжение) зависят от типа резьбового соединения труб, прежде чем приступить к расчету производится выбор обсадных труб. В соответствии с табл.9.1[7] для эксплуатационных колонн диаметром до 219,1 мм, работающих в жидкой среде при избыточном внутреннем давлении в пределах 10-30 МПа, рекомендуются обсадные трубы с треугольной резьбой и уплотнением ФУМ или трубы с трапецидальной резьбой типа ОТГМ. Выбираем обсадные трубы с треугольной резьбой. Треугольная резьба может быть короткой и удлиненной. Учитывая, что эксплуатационная колонна проектируется для глубокой скважины, принимаем удлиненную резьбу.

### Проектирование эксплуатационной колонны.

Расчет обсадной колонны ведется от ее нижнего конца. В нижней части наибольшее нагружение колонны возникает от избыточного наружного давления, поэтому оно и принимается, прежде всего, во внимание.

Коэффициент запаса прочности на смятие в интервале продуктивного пласта принимается в пределах  $k_3=1,0-1,3$  в зависимости от устойчивости коллектора. Примем  $k_3=1,2$ . Тогда критическое давление обсадных труб, пригодных для комплектования нижней секции в интервале 3250-3400 м, должно быть  $p_{кр} \geq 1,2 \cdot 34,6 = 41,5$  МПа. Этому давлению соответствуют трубы из стали группы прочности Д с толщиной стенки 10,7 мм,  $p_{кр}=43,7$  МПа (см.табл.9.5 [7]), внутреннее избыточное давление  $p_{в.и}=48,6$  МПа (см.табл.9.8[7]). Оно значительно превышает фактическое внутреннее избыточное давление  $p_{в.и}=20,6$  МПа.

Длина 1-й секции  $l_1=3400-3250=150$ м.

Вес 1-й секции  $P_1=0,360 \cdot 150=54$ кН (см.табл. 9.14)[7].

На отметке 3250 м выше 1-й секции  $p_{в.и}=34,3$ МПа.

При коэффициенте запаса  $k_3=1$  для второй секции выбираем трубы с  $p_{кр}=34,3$  МПа. Этому давлению соответствуют трубы из стали группы прочности Д с толщиной стенки 9,5 мм,  $p_{кр}=37,1$  МПа (см.табл. 9.5 [7]),  $p_{в.и}=43,1$  МПа.

Скорректированное критическое давление для труб 2-й секции

$$p'_{кр} = p_{кр} \left( 1 - 0,3 \frac{P_1}{P_{2т}} \right) = 37,1 \left( 1 - 0,3 \frac{54}{1548} \right) = 36,7 \text{ МПа,}$$

где  $P_{2т}=1548$  кН по табл.9.7 [7].

Так как  $36,7 \text{ МПа} > 34,4 \text{ МПа}$ , трубы из стали группы прочности Д с толщиной стенки 9,5 мм подходят для 2-й секции.

Для 3-й секции принимаем трубы из стали группы прочности Д с толщиной стенки 8,5 мм,  $p_{кр}=31,4$  МПа (см табл.9.5 [7]),  $p_{в.и}=38,6$  МПа (см.табл.9.8 [7]). Эти трубы в соответствии с эпюрой наружного избыточного давления можно применять выше отметки 2250 м.

Длина 2-й секции  $l_2=3250-2250=1000$ м.

Вес 2-й секции  $P_2=0,323 \cdot 1000=323$  кН (см.табл.9.14[7]).



Суммарный вес двух секций  $P_{1-2} = 54 + 323 = 377$  кН.

Скорректированное критическое давление смятия для труб 3-й секции

$$p'_{кр} = p_{кр} \left( 1 - 0,3 \frac{P_{1-2}}{P_{3т}} \right) = 31,4 \left( 1 - 0,3 \frac{377}{1392} \right) = 28,8 \text{ МПа},$$

где  $P_{3т}=1392$ кН по табл.9.7[7]

Скорректированная глубина спуска 3-й секции по эпюре

$$h'_3=2070\text{м}.$$

Скорректированная дина 2-й секции

$$l'_2=3250-2070=1180\text{м}.$$

Вес 2-й секции  $P'_2=0,323 \cdot 1180=381,1$  кН.

Суммарный вес двух секций  $P_{1-2}=54+381,1=435,1$  кН.

Для 4-й секции принимаем трубы из стали группы прочности Д с толщиной стенки 7,7 мм,  $p_{кр}=26,7$  МПа (табл.9.5 [7]),  $p_{в.н}=35,0$  (см.табл.9.5 [7]),  $P_{стр}=794$ кН (см.табл.9.9 [7]).

Секцию 4 можно использовать выше отметки  $h_4=1990$ м.

Длина 3-й секции  $l_3=2070-1900=170$ м.

Вес 3-й секции  $P_3=0,292 \cdot 170=49,6$ кН (см.табл.9.14 [7]).

Суммарный вес трех секций  $P_{1-3}=435,1+49,6=484,7$ кН.

Скорректированное критическое давление смятия для 4-й секции

$$p'_{кр} = p_{кр} \left( 1 - 0,3 \frac{P_{1-3}}{P_{4т}} \right) = 26,7 \left( 1 - 0,3 \frac{484,7}{1274} \right) = 23,6 \text{ МПа},$$

где  $P_{4т}=1274$ кН по табл.9.7[7].

Скорректированная глубина спуска 4-й секции

$$h'_4=1700\text{м}.$$

Скорректированная длина 3-й секции

$$l'_3=2070-1700=370\text{м}.$$

Вес 3-й секции  $P_3=0,292 \cdot 370=108,0$ кН (см.табл.9.14[7]).

Суммарный вес трех секций  $P_{1-3}=435,1+108,0=543,1$ кН.

Страгивающая нагрузка для труб 4-й секции  $P_{стр}=823\text{кН}$ , допустимая нагрузка растяжения  $[P]=P_{стр}/k_3=823/1,3=633,0\text{кН}$ .

Трубы из стали группы прочности Д с толщиной стенки 7,7 мм пригодны для комплектования 4-й секции.

Для 5-й секции примем трубы из стали Д с толщиной стенки 7 мм,  $p_{кр}=22,4\text{МПа}$  (см.табл. 9.5 [7]),  $\rho_{вн}=31,8\text{МПа}$  (см.табл.9.8 [7]).

В соответствии с эпорой наружного избыточного давления 5-я секция может быть спущена на глубину  $h_5=1600\text{м}$ .

Длина 4-й секции  $l_4=1700-1600=100\text{м}$ .

Вес 4-й секции  $P_4=0,245 \cdot 100=24,5\text{кН}$  (см.табл.9.15 [7]).

Суммарный вес четырех секций  $P_{1-4}=543,1+24,5=567,6\text{кН}$ .

Скорректированное критическое давление смятия для труб 5-й секции

$$p'_{кр} = p_{кр} \left( 1 - 0,3 \frac{P_{1-4}}{P_{5м}} \right) = 22,4 \left( 1 - 0,3 \frac{567,6}{1156} \right) = 19,1 \text{ МПа,}$$

где  $P_{5т}=1156\text{кН}$  по табл.9.7. [7].

Скорректированная глубина спуска 5-й секции  $h'_5=1370\text{м}$ .

Скорректированная длина 4-й секции

$l_4=1700-1370=330\text{м}$ .

Скорректированный вес 4-й секции

$P'_4=0,245 \cdot 330=80,9\text{кН}$ .

Суммарный вес четырех секций  $P_{1-4}=543,1+80,9=624,0\text{кН}$ .

Для труб 4-й секции из стали группы прочности Д с толщиной стенки 7,7 мм допускаемая нагрузка растяжения  $[P_4]=823/1,3=633,0$ , для труб 5-й секции из стали группы прочности Д с толщиной стенки 7,0 мм допускаемая нагрузка растяжения  $[P_5]=735/1,3=565,4\text{кН}$ .

На основании сопоставления допустимой нагрузки с весом четырех секций  $P_{1-4}=624,0\text{кН}$  можно установить, что трубы 5-й секции не пригодны для использования, кроме того, начиная с 4-й секции расчет колонны надо вести по нагрузке растяжения.

Скорректированная длина 4-й секции

$$l'_4 = \frac{[P_4] - P_{1-3}}{q_4} = \frac{633,0 - 543,1}{0,267} = 337 \text{ м.}$$

Вес 4-й секции  $P_4=0,267 \cdot 337=90\text{кН}$ .

Суммарный вес четырех секций  $P_{1-4}=543,1+90=633,1\text{кН}$ .

Для 5-й секции трубы из стали Д с 8,5-мм толщиной стенки  $P_{\text{стр}5}=931\text{кН}$  (см. табл.9.9 [7]),  $[P_5]=931/1,3=716,1\text{кН}$ .

Вес 5-й секции  $P_5=0,292\cdot 284=82,9\text{кН}$ .

Для 6-й секции трубы из стали Д с 9,5-мм толщиной стенки  $P_{\text{стр}5}=1059\text{кН}$  (см.табл.9.9 [7]),  $[P_6]=1059/1,3=814,6\text{кН}$ .

Длина 6-й секции  $l_6=(814,6-716,0)/0,232=305\text{м}$ .

Суммарная длина шести секций

$l_{1-6}=150+1180+370+337+284+305=2626\text{м}$ .

Вес 6-й секции  $P_6=0,323\cdot 305=98,5\text{кН}$ .

Суммарный вес шести секций  $P_{1-6}=716,0+98,5=814,5\text{кН}$ .

Для 7-й секции трубы из стали Д с 10,7-мм толщиной стенки  $P_{\text{стр}7}=1216\text{кН}$  (см.табл.9.9[7]),  $[P_7]=1216/1,3=935,3\text{кН}$ .

Длина 7-й секции  $l_7=(935,3-814,5)/0,360=330\text{м}$ .

Вес 7-й секции  $P_7=0,360\cdot 330=118,8\text{кН}$ .

Суммарный вес семи секций  $P_{1-7}=814,5+118,8=933,3\text{кН}$ .

Суммарная длина семи секций  $l_{1-7}=2626+330=2956\text{м}$ .

Для 8-й секции трубы из стали К исполнения Б с толщиной стенки 10,7 мм

$P_{\text{стр}8}=1569\text{кН}$  (см.табл.9.9[7]),  $[P_8]=1569/1,3=1206,9\text{кН}$ .

Длина 8-й секции  $l_8=(1206,9-933,3)/0,360=760\text{м}$ .

Скорректированная длина 8-й секции

$l_8=3400-2956=444\text{м}$ .

Вес 8-й секции  $P_8=0,360\cdot 444=159,8\text{кН}$ .

Суммарный вес восьми секций  $P_{1-8}=933,3+159,8=1093,1\text{кН}$ .

Конструкция колонны приведена в табл.10.4

Т а б л и ц а 10.4

Конструкция эксплуатационной колонны диаметром 146,1 мм из труб по ГОСТ 632-80 с удлиненной треугольной резьбой по данным расчета

Номер секции (снизу вверх)	Интервал установки, м	Длина секции, м	Толщина стенки, мм	Группа прочности стали	Исполнение	Вес секции, кН	Нарастающий вес колонны, кН
1	3400-3250	150	10,7	Д	А	54,0	54,0
2	3250-2070	1180	9,5	Д	А	381,1	435,1
3	2070-1700	370	8,5	Д	А	108,0	543,1
4	1700-1363	337	7,7	Д	А	90,0	633,1
5	1363-1079	284	8,5	Д	А	82,9	716,0
6	1079-774	305	9,5	Д	А	98,5	814,5
7	774-444	330	10,7	Д	А	118,8	933,3
8	444-0	444	10,7	К	Б	159,8	1093,1

**Пример.10.3.** Расчет эксплуатационной колонны для газовой скважины.

*Исходные данные.* Скважина вертикальная добывающая; диаметр обсадной колонны  $d=177,8$ мм; диаметр ствола скважины  $D=215,9$  мм; глубина спуска обсадной колонны  $h=2700$ м; плотность бурового раствора при вскрытии продуктивного пласта  $\rho_{б,р}=1700$ кг/м<sup>3</sup>.

Сведения о цементировании колонны: высота подъема цемента – до устья; плотность цементного раствора  $\rho_{ц,р}=1930$  кг/м<sup>3</sup>; глубина спуска промежуточной колонны  $h_{пр}=2100$ м; интервал продуктивного пласта 2500-2700 м.

Давление в продуктивном пласте при вводе в эксплуатацию  $p_{пл}=43$  МПа; давление в колонне в конце эксплуатации  $p_{кон}=1,0$  МПа.

Относительная плотность природного газа по воздуху  $\bar{\rho}=0,65$ ; коэффициент сжимаемости газа  $m=0,8$ . Температура у забоя 100 °С, у устья при эксплуатации 55 °С.

Испытание колонны на герметичность с водой в один прием без пакера.

Интервал залегания высокопластичных глин 2200-2350 м; средняя плотность горных пород 2500 кг/м<sup>3</sup>.

**Решение.** Построение эпюры наружного давления.

Расчет наружного давления в характерных точках эпоры.

В зацементированном интервале у устья  $p_{н.у}=0$ ,

у кровли пластичных глин на глубине 2200 м

$$p_{н.2200}=1100 \cdot 9,8 \cdot 2200 \cdot 10^{-6}=23,7 \text{ МПа},$$

в интервале залегания пластичных глин в кровле на глубине 2200 м

$$p'_{н.2200}=\rho_{г.п}gh_{кр}=2500 \cdot 9,8 \cdot 2200 \cdot 10^{-6}=53,9 \text{ МПа},$$

в подошве на глубине 2350 м

$$p'_{н.2350}=2500 \cdot 9,8 \cdot 2350 \cdot 10^{-6}=57,6 \text{ МПа}.$$

Так как толщина пласта 150 м < 200 м, принимается

$$p_{ср}=(53,9+57,6)/2 \approx 55,8 \text{ МПа}.$$

В зацементированном интервале:

у подошвы глин на глубине 2350 м

$$p_{н.2350}=1100 \cdot 9,8 \cdot 2350 \cdot 10^{-6}=25,3 \text{ МПа};$$

у кровли газового пласта на глубине 2500 м

$$p_{н.2500}=1100 \cdot 9,8 \cdot 2500 \cdot 10^{-6}=27,0 \text{ МПа}.$$

В продуктивном пласте  $p_{н}=43,0 \text{ МПа}$ .

Построение эпоры внутреннего давления.

Расчет внутреннего давления в колонне в характерных точках эпоры.

При завершении цементирования:

на устье скважины

$$p_{в.у}=(\rho_{ц.р}-\rho_{б.р})gh=(1930-1700)9,8 \cdot 2700 \cdot 10^{-6}=6,1 \text{ МПа}$$

(буровой раствор использован в качестве продавочной жидкости);  
у забоя на глубине 2700 м

$$p_{н.2700}=p_{в.у}+\rho_{б.р}gh=6,1+1700 \cdot 9,8 \cdot 2700 \cdot 10^{-6}=6,1+45,0=51,1 \text{ МПа}.$$

Перед началом эксплуатации:

против интервала продуктивного пласта  $p_{в}=p_{пл}=43 \text{ МПа}$ ;

на устье  $p_{в.у}=p_{пл}/e^S$ ,

где  $S = \frac{0,03415 \rho h}{mT}$ ;  $T$  - средняя абсолютная температура по стволу,

$$T = 273 + \frac{100 + 55}{2} = 350,5\text{К},$$

$$S = \frac{0,03415 \cdot 0,65 \cdot 2700}{0,8 \cdot 350,5} = 0,214;$$

$$\rho_{н.у} = 43,0 / e^{0,214} = 34,7 \text{ МПа}.$$

При опрессовке обсадной колонны с водой:  
у устья

$$p_{оп.у} = 1,1 p_{в.у} = 1,1 \cdot 34,7 = 38,2 \text{ МПа};$$

у забоя

$$p_{оп.з} = p_{оп.у} + \rho_{вг}gh = 38,2 + 1000 \cdot 9,8 \cdot 2700 \cdot 10^{-6} = 38,2 + 26,5 = 64,7 \text{ МПа}.$$

При окончании добычи газа внутреннее давление  $p_{в} = 1,0$  МПа принимается постоянным по всей колонне.

Построение эпюры наружного избыточного давления.

Расчет наружного избыточного давления в характерных точках эпюры для самых неблагоприятных условий нагружения обсадной колонны, когда в конце эксплуатации внутреннее противодействие снижается до 10 МПа:

у устья

$$p_{н.у} = p_{н.у} - p_{в.у} = 0 - 1,0 = -1,0 \text{ МПа};$$

давление в интервале пластичных глин постоянно ( $p_{н.г} = 55,8 - 1,0 = 54,8$  МПа) и распространяется на 50 м выше и ниже интервале глин, т.е. в интервале 2150-2400 м;

в зацементированном интервале на отметке 2150 м

$$p_{н.и} = 1100 \cdot 9,8 \cdot 2150 \cdot 10^{-6} - 1,0 = 23,2 - 1,0 = 22,2 \text{ МПа};$$

в зацементированном интервале на глубине 2400 м

$$p_{н.и} = 1100 \cdot 9,8 \cdot 2400 \cdot 10^{-6} - 1,0 = 23,2 - 1,0 = 22,2 \text{ МПа};$$

в зацементированной части против продуктивного пласта и на 50 м выше его кровли, т.е. в интервале 2450-2700 м,

$$p_{н.и} = 43,0 - 1,0 = 42,0 \text{ МПа}.$$

Построение эпюры внутреннего избыточного давления.

Расчет внутреннего избыточного давления в характерных точках эпюры при опрессовке колонны, когда внутреннее давление максимально:

у устья

$$p_{в.и.у} = p_{оп.у} - p_n = 38,2 - 0 = 38,2 \text{ МПа};$$

на глубине 2200 м против кровли глин

$$p_{в.и.2200} = p_{оп.у} + \rho_{вг} \cdot 2200 \cdot 10^{-6} - p_{н2200} = 38,2 + 1000 \cdot 9,8 \cdot 2200 \cdot 10^{-6} - 23,7 = 38,2 + 21,6 - 23,7 = 36,1 \text{ МПа};$$

на глубине 2200 м против пластичных глин

$$p'_{в.и.2200} = 38,2 + 21,6 - 53,9 = 5,9 \text{ МПа};$$

на глубине 2350 м против пластичных глин

$$p_{в.и.2350} = 38,2 + 1000 \cdot 9,8 \cdot 2350 \cdot 10^{-6} - 57,6 = 38,2 + 23,0 - 57,6 = 3,6 \text{ МПа};$$

на глубине 2350 м у подошвы пластичных глин

$$p_{в.и.2350} = 38,2 + 1000 \cdot 9,8 \cdot 2350 \cdot 10^{-6} - 25,3 = 38,2 + 23,0 - 25,3 = 35,9 \text{ МПа};$$

$$p_{в.и.2500} = 38,2 + 1000 \cdot 9,8 \cdot 2500 \cdot 10^{-6} - 27,0 = 38,2 + 24,5 - 27,0 = 35,7 \text{ МПа};$$

на глубине 2500 м в продуктивном пласте

$$p'_{в.т.2500} = 38,2 + 24,5 - 43,0 = 19,7 \text{ МПа};$$

на глубине 2700 м в продуктивном пласте

$$p_{в.и.2700} = 38,2 + 1000 \cdot 9,8 \cdot 2700 \cdot 10^{-6} - 43,0 = 38,2 + 26,5 - 43,0 = 21,7 \text{ МПа}.$$

Выбор типа обсадных труб для комплектования эксплуатационной колонны.

Тип резьбовых соединений обсадных труб и уплотнительные материалы подбираются по табл.10.2 по внутреннему избыточному давлению, превышающему 30 МПа. Принимаем трубы с трапецеидальной

резьбой типа ОТГГ и уплотнительный материал Р-2МВП, так как температура в скважине не превышает 100 °С.

#### Расчет эксплуатационной колонны на прочность.

Расчет начинается с самой нижней секции. Для нижней секции по табл. 9.5 [7].

подбираются трубы по наибольшему наружному избыточному давлению с учетом коэффициента запаса прочности. Для интервала продуктивного пласта принимаем коэффициент запаса  $k_3=1,3$ . Выбираем трубы ОТГГ из стали группы прочности Е с толщиной стенки 12,7 мм,  $p_{кр}=58,7\text{МПа}>42,0\cdot 1,3=54,6\text{МПа}$  (см.табл.9.5 [7]),  $p_b=68,9\text{МПа}$  (табл.9.8[7]),  $[P_{рас}]=2285\text{кН}$  (см.табл.9.10[7]).

Длина 1-й секции  $l_1=(2700-2500)+50=250\text{м}$ .

Вес 1-й секции  $P_1=0,515\cdot 250=128,75\text{кН}$  (см.табл.9.14 [7]).

Секция 2 располагается в интервале 2400-2450 м. На глубине 2450 м наружное избыточное давление по эюпоре 35,8 МПа. Коэффициент запаса прочности  $k_3=1,0$ . По табл.9.5 [7] выбираем трубы из стали группы прочности Д с толщиной стенки 11,5 мм- $p_{кр}=36,9\text{МПа}$  (см. табл.9.15 [7]),  $p_b=42,9$  (см.табл.9.8[7]),  $[P_{рас}]=1814\text{кН}$  (см.табл.9.10[7]).

Скорректированное критическое давление для труб секции 2 с учетом веса нижней секции

$$p'_{кр} = p_{кр} \left( 1 - 0,3 \frac{P_1}{P_{m2}} \right) = 36,9 \left( 1 - 0,3 \frac{128,75}{2275} \right) = 36,2 \text{ МПа.}$$

Так как  $36,2\text{МПа}>35,8\text{МПа}$ , секцию 2 в интервале 2400-2450 м можно комплектовать трубами из стали Д с толщиной стенки 11,5 мм.

Длина 2-й секции  $l_2=50\text{м}$ , вес  $P_2=0,473\cdot 50=23,65\text{кН}$  (см.табл.9.14 [7]).

Суммарный вес двух секций  $P_{1-2} = 128,75 + 23,65 = 152,4\text{кН}$ .

В интервале 2150-2400 м наружное избыточное давление  $p_{н.и}=54,9\text{МПа}$ . По табл.9.5 [7] для этого интервала годятся трубы из стали группы прочности Л с толщиной стенки 11,5 мм –  $p_{кр}=57,0\text{МПа}>54,9\text{МПа}$ .

Скорректированное значение критического давления для труб секции 3

$$p'_{кр3} = 57,0 \left( 1 - 0,3 \frac{152,4}{3922} \right) = 56,3 \text{ МПа,}$$

где  $P_{т3}=3922\text{кН}$  (см.табл. 9.7 [7]).



Для комплектования секции 3 принимаем трубы из стали группы прочности Л с толщиной стенки 11,5 мм.

Длина секции 3 по протяженности интервала  $l_3=2400-2150=250$  м, вес  $P_3=0,473 \cdot 250=118,25$  кН.

Суммарный вес трех секций  $P_{1,3}=152,4+118,25=270,65$  кН.

На глубине 2150 м избыточное наружное давление 22,2 МПа.

Для секции 4 выбираем трубы из стали группы прочности Д с толщиной стенки 9,2 мм -  $p_{кр}=25,9$  МПа > 22,2 МПа (см. табл. 9.5 [7]).

Скорректированное критическое давление для труб секции 4

$$p'_{кр} = 25,9 \left( 1 - 0,3 \frac{270,65}{1842} \right) = 24,7 \text{ МПа (см. табл. 9.7 [7]).}$$

Из табл. 9.14 [7] следует, что трубы ОТТГ-178 с толщиной стенки менее 9,2 мм не выпускаются, следовательно, до поверхности пока следует оставить трубы из стали группы прочности Д с толщиной стенки 9,2 мм.

Проверка нижнего конца секции 4 на растяжение. Допустимая нагрузка растяжения для труб секции 4 [ $P_{рас}$ ]=1480 кН (табл. 9.10 [7]). Весовая нагрузка от трех секций значительно ниже допустимой.

Проверка верхнего конца секции 4: вес  $P_4=q_4 l_4=0,385 \cdot 2150=827,75$  кН; суммарный вес четырех секций  $P_{1,4}=270,65+827,75=1098,4$  кН; суммарный вес менее допустимой нагрузки растяжения.

Проверка труб секции на внутреннее избыточное давление: коэффициент запаса прочности на внутреннее давление  $k_3=1,15$  (см. стр. 281 [7]);

внутреннее избыточное давление у нижнего конца секции 4

$$P_{в.и.2150}=P_{оп.у}+1000 \cdot 9,8 \cdot 2150 \cdot 10^{-6} \cdot p_{н}=38,2+21,1 \cdot 23,2=36,1 \text{ МПа.}$$

Предельное внутреннее давление для труб ОТТГ-178 из стали группы прочности Д с толщиной стенки 9,2 мм  $p_{в}=34,3$  МПа (см. табл. 9.8 [7]).

С учетом коэффициента запаса прочности для труб исполнения А необходимы трубы с  $p_{в}>1,15 \cdot 36,1=41,5$  МПа.

По табл. 9.8 [7] для комплектования секции 4 по внутреннему давлению выбираем трубы из стали группы прочности Е с толщиной стенки 9,2 мм -  $p_{в}=49,9$  МПа и [ $P_{в}$ ]=49,9/1,15=43,4 МПа. Оно превышает давление на устье 38,2 МПа, создаваемое при опрессовке. Следовательно,

для секции 4 подходят трубы из стали группы прочности Е с толщиной стенки 9,2 мм в интервале 0-2150 м.

Проверка труб секции 4 на растяжение: вес  $P_4=0,385 \cdot 2150=827,75 \text{ кН}$ ; суммарный вес четырех секций  $P_{1-4}=270,65+827,75=1098 \text{ кН}$ ; суммарная нагрузка растяжения для труб секции 4 [ $P_{\text{рас}}$ ]=1676кН (см.табл.9.10[7]), вес обсадной колонны 1098,4 кН значительно меньше допустимой нагрузки.

Рассчитанная конструкция из четырех секций принимается следующей (табл.10.5).

Таблица 10.5

Конструкция эксплуатационной колонны диаметром 177,8 мм из труб ОТГГ

Номер секции (снизу вверх)	Интервал установки, м	Длина секции, м	Толщина стенки, мм	Группа прочности стали	Исполнение	Вес секции, кН	Нарастающий вес колонны, кН
1	2700-2450	250	12,7	Е	А	128,75	128,75
2	2450-2400	50	11,5	Д	А	23,65	152,40
3	2400-2150	250	11,5	Л	А	118,25	270,65
4	2150-0	2150	9,2	Е	А	827,75	1098,4

10.2.2. Проверка обсадных труб по нагрузке в клиновом захвате при спуске обсадной колонны. Предельное значение растягивающей нагрузки в клиновом захвате, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести  $\sigma_t$  определяется из выражения

$$P_{\text{пред}} = \frac{F \sigma_m \chi}{1 + \frac{d_{\text{cp}}}{4l \operatorname{tg}(d + \varphi)}} \quad (10.25)$$

где  $F$  - площадь сечения трубы,  $\text{м}^2$ ;  $\sigma_t$  - предел текучести, Па;  $d_{\text{cp}}$  - средний диаметр трубы, мм;  $l$  - длина плашки клина, мм;  $\alpha=9^{\circ}27'15''$ ;  $\varphi$  - угол трения;  $\chi$  - коэффициент;  $\chi=\gamma m/2\pi$ ;  $\gamma$  - угол охвата,  $\gamma \geq 60^{\circ}$ ;  $m$  - число клиньев.

Допустимая нагрузка растяжения для трубы, находящейся в клине, определяется как  $[P_{\text{доп}}]=P_{\text{пред}}/k_3$ , где  $k_3=1,3$ .

**10.2.3 Принципы расчета промежуточной колонны.** Промежуточная обсадная колонна, как и эксплуатационная, рассчитывается на три вида нагружения (см. под разд. 10.2).

Отличие состоит в том, что через промежуточную колонну осуществляется бурение нижележащих интервалов и от условий в разрезе, вскрываемом скважиной, давление внутри колонны может изменяться в широких пределах, причем за минимальное внутреннее давление принимается такое, которое может возникнуть при поглощении промывочной жидкости или при открытом выбросе. Для первых двух-трех разведочных скважин опорожнение промежуточной колонны вследствие поглощения может быть принято не более чем на 30–40%.

В газовой скважине полное замещение бурового раствора природным газом принимается при объемном содержании в нем  $H_2S$  более 6% и в скважинах большой глубины при отсутствии в разрезе водоносных горизонтов ниже башмака колонны.

Максимальное внутреннее давление в промежуточной колонне для нефтяной скважины, оборудованной ПО, рассчитывается по пластовому давлению с учетом разгрузки от давления столба жидкости в колонне после полного замещения бурового раствора пластовым флюидом. За расчетное внутреннее давление может быть принято гидростатическое давление столба утяжеленного бурового раствора, применяемого при вскрытии нижележащих интервалов, или давление цементного раствора при цементировании последующей колонны.

Для нефтяных скважин максимальное давление на устье при закрытом превенторе рекомендуется увеличивать на  $\Delta\rho$ , т.е. на дополнительное давление, необходимое для ликвидации проявления.

Такой же порядок определения максимального внутреннего давления устанавливается и для газовых скважин, только распределение давления принимается по закону  $p_v=p_{\text{пл}}/e^s$  с учетом полного замещения в скважине бурового раствора пластовым флюидом.

Наружное давление на промежуточную колонну рассчитывается по тем же правилам, что и для эксплуатационной колонны.

Рекомендуемые значения коэффициента запаса прочности при расчете промежуточной колонны:

на наружное избыточное давление –  $k_3=1,0$ ;

на внутреннее избыточное давление значения  $k_3$  те же, что и для эксплуатационной колонны (см. выше);

на растяжение – коэффициента запаса приведены в табл. 10.6.

Т а б л и ц а 10.6

Значения коэффициента запаса прочности при расчете промежуточной колонны на растяжение (для вертикальных скважин)

Диаметр трубы, мм	Длина колонны, м	Величина коэффициента запаса прочности
114,3-168,3	$\geq 3000$	1,15
	$> 3000$	1,30
177,8-244,5	$\leq 1500$	1,30
	$> 1500$	1,45
273,1-323,9	$\leq 1500$	1,45
	$> 1500$	1,60
$> 323,9$	$\leq 1500$	1,60
	$> 1500$	1,75

С учетом возможного повышенного износа промежуточной колонны при последующем бурении нижележащих интервалов рекомендуется у устья устанавливать трубы с максимальной толщиной стенки обшей длиной 20 м. Если бурение из-под колонны будет вестись продолжительное время, на участках наибольшего возможного износа обсадной колонны положено увеличивать толщину стенки обсадных труб на основании опытных данных или расчета по региональным методикам.

Следует отметить, что приведенный выше порядок расчета нагрузок применим и для колонн, комплектуемых импортными трубами, однако при этом коэффициенты запаса прочности будут иными:

на избыточное наружное давление в зоне эксплуатационного объекта  $k_3=1,125 \div 1,25$ ;

на избыточное наружное давление в остальной части  $k_3=1,125$ ;

на внутреннее избыточное давление  $k_3=1,1$ ;

на нагрузку растяжения – по страгивающей нагрузке  $k_3=1,75$ , по нагрузке в теле трубы  $k_3=1,25$ .

#### 10.2.4. Принципы расчета потайной обсадной колонны (хвостовика).

Длина участка потайной колонны внутри предыдущей обсадной колонны должна быть не менее 70 м. На всем протяжении этого интервала потайная колонна должна состоять из труб, аналогичных тем, что находятся у башмака предыдущей колонны.

Расчет потайной колонны ведется по наружному и внутреннему избыточному давлению, причем учитываются их наибольшие величины, возникающие при самых неблагоприятных сочетаниях давлений снаружи и внутри колонны.

Наружное избыточное давление рассчитывается для следующих условий:

в момент окончания продавливания цементного раствора по всей длине потайной колонны

$$P_{н.из} = (\rho_{ц.р} - \rho_{пр.ж})g(z - h_r) \quad (10.26)$$

( $\rho_{ц.р}$  и  $\rho_{пр.ж}$  - плотность соответственно цементного раствора и продавочной жидкости;  $h_r$  - глубина до головы потайной колонны);  
после цементирования потайной колонны.

$$P_{н.из} = P_{uz} - \rho_{в.н}gZ$$

( $P_{uz}$  - наибольшее наружное давление, определенное по плотности жидкости затворения  $\rho_{ж}=1100 \text{ кг/м}^3$  либо по пластовому давлению в зоне АВЦД, либо по геостатическому давлению при наличии высокопластичной породы за колонной;  $\rho_{вн}$  - плотность жидкости внутри потайной колонны);

при возможном поглощении бурового раствора во время бурения ниже потайной колонны

$$P_{н.из} = P_{uz} - \rho_{вн}g(z - H) \quad (10.27)$$

( $H$  - снижение уровня бурового раствора в скважине вследствие поглощения);

при открытом фонтанировании газовых и газонефтяных скважин для определения наружного избыточного давления внутреннее давление рассчитывается по инструкции [4], вместе с тем при недостатке исходных данных допускается расчет наружного избыточного давления по упрощенной формуле

$$P_{н.из} = P_{из} - \frac{0,6 \rho_{пл}}{h_{пл}} z \quad (10.28)$$

( $z$  - глубина до кровли пласта с  $\rho_{пл}$ ).

Внутреннее избыточное давление в потайной колонне может достигать наибольших значений при испытании на герметичность (без установки пакера выше головы потайной колонны)

$$P_{в.из} = 1,1P_y + \rho_{с}gZ - P_{из}, \quad (10.29)$$

где  $P_y$  - ожидаемое давление на устье.

Если испытание на герметичность не проводится, то в процессе бурения ниже потайной колонны с использованием утяжеленного раствора

$$P_{в.из} = \rho_{б.р}gZ - P_{из}. \quad (10.30)$$

Расчет потайной колонны на прочность производится в том же порядке, как и эксплуатационной колонны.

10.2.5. Расчет обсадных колонн для наклонно направленных скважин.  
 Расчет обсадных колонн в этом случае выполняется с учетом проектного профиля скважины, а при существенном отклонении фактического профиля от проектного рассчитанная конструкция обсадной колонны должна быть скорректирована с учетом фактической траектории. При общем удлинении обсадной колонны по профилю скважины не более чем на 50 м по сравнению с вертикальной расчет давлений допускается производить так же, как и для вертикальной скважины, т.е. по длине колонны. В остальных случаях давление рассчитывается по проекции на вертикаль. Если выполняется расчет с учетом внешнего пластового или горного давления, протяженность соответствующего интервала определяется по глубинам за вычетом его удлинения из-за наклона скважины.

При расчете обсадных колонн на прочность влияние искривления профиля скважины учитывается увеличением запаса прочности в зависимости от интенсивности искривления, размера и прочности соединения труб.

Интенсивность искривления принято оценивать в градусах на 10 м; если известен радиус  $R$  интервала искривления, то интенсивность рассчитывается по формуле

$$\alpha_n = 573 / R. \quad (10.31)$$

В случае пространственного искривления скважины расчет интенсивности искривления выполняют по формуле

$$\alpha_n = \frac{573}{l} \sqrt{2(1 - \sin \alpha_1 \sin \alpha_2 \cos \Delta\beta - \cos \alpha_1 \cos \alpha_2)}, \quad (10.32)$$

где  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$  - зенитные углы в пунктах траектории на расстоянии  $l$ ;  
 $\Delta\beta = \beta_2 - \beta_1$  - изменение азимутального угла в тех же пунктах.

Коэффициент запаса прочности на растяжение для обсадных труб с треугольной резьбой для участка с интенсивностью искривления  $\alpha_n$  пересчитывают по формуле

$$k'_3 = \frac{k_3}{1 - k_3 \lambda_1 (\alpha_n - 0,5)}, \quad (10.33)$$

где  $k_3$  - коэффициент запаса для вертикальной скважины;  $\lambda_1$  - коэффициент, учитывающий влияние размера соединения и его прочностных характеристик (табл. 10.8).

Минимальные значения коэффициента запаса для обсадных труб по ГОСТ 632-80 приведены ниже:

Наружный диаметр обсадных труб	114,3-168,3	177,8-244,4	273-323,9	>323,9
Коэффициент запаса $k_3$	1,3	1,45	1,6	1,75

При расчете обсадных колонн из труб с трапециевидальной резьбой и нормальным диаметром муфт (ОТТМ, ОТТГ, ТБО и импортные) учитываются следующие условия:

расчет на прочность соединения при растяжении для труб диаметром до 168,3 мм при интенсивности искривления до  $5^0$  на 10 м и для труб диаметром выше 168,3 мм при интенсивности до  $3^0$  на 10 м ведется, как для вертикальной скважины;

при интенсивности искривления от  $3$  до  $5^0$  на 10 м для труб диаметром свыше 168,3 мм допустимая нагрузка на растяжение уменьшается на 10 %.

С учетом изгиба допустимую нагрузку на растяжение для гладкого тела трубы определяют по формуле

$$[p] = F\sigma_T / k'_{3,гг},$$

где  $F$  - площадь поперечного сечения тела трубы,  $m^2$ ;  $\sigma_T$  - предел текучести материала трубы, Па;  $k'_{3,гг}$  - коэффициент запаса.

Значение коэффициента запаса для изогнутого участка рассчитывается по формуле

$$k'_{3,гг} = \frac{k_{3,гг}}{1 - k_{3,гг} \lambda_2 (\alpha_n - 0,5)}, \quad (10.34)$$

где  $k_{3,гг}$  - коэффициент запаса для вертикальной скважины,  $k_{3,гг}=1,25$ ;  $\lambda_2$  - коэффициент, учитывающий влияние диаметра трубы и ее прочностных характеристик (см. табл. 9.19 [7]).

Интервалы, где происходит набор зенитного угла, увеличивают на 25 м в сторону устья скважины.

В траектории скважины выделяют интервал с максимальной интенсивностью искривления  $\alpha_{n \max}$ . Если этот интервал расположен первым от устья, то расчет обсадной колонны на всем нижележащем участке от начала искривления ведут с коэффициентом запаса  $k'_3$ , полученным исходя из  $\alpha_{n \max}$ , не принимая во внимание интенсивности последующих участков  $\alpha_{n2}$  и  $\alpha_{n3}$ . Если интенсивность искривления макси-

мальна на втором участке, то верхний участок рассчитывают с учетом его интенсивности  $\alpha_{н1}$  а последующие – с учетом  $\alpha_{н2}$  и т.д.

Допустимые длины секций по расчету на растяжение определяют-ся без учета архимедовых сил

$$l_i = \frac{[p_i] - p}{q_i},$$

где  $p$  - общий вес нижележащих секций;  $q_i$  - вес 1 м трубы  $i$ -й секции.

При длине вертикального участка не более 100 м запас прочности на растяжение может быть принят по нижележащему интервалу набора зенитного угла.

Пример 10.4. Расчет эксплуатационной колонны для направляющего участка горизонтальной скважины.

Характеристика профиля. Направляющий участок имеет следующий 4-интервальный профиль:

вертикальный интервал  $h_1=150$ м;

радиус 1-го интервала набора зенитного угла  $R=250$ м, интенсивность  $i=573/250=2,3^0/10$ м;

зенитный угол в конце интервала  $\alpha_1=9,5^0$ ;

протяженность интервала: набора зенитного угла  $l_2=41,5$ м стабилизация зенитного угла  $l_3=2140$ м;

радиус 2-го интервала набора зенитного угла  $r=60$ м, интенсивность  $i=573/60=9,6^0/10$ м;

длина 2-го интервала набора зенитного угла  $l_4=84,5$ ;

зенитный угол в конце интервала набора  $\alpha_2=90^0$ ;

длина эксплуатационной колонны  $L=2416$ м;

глубина скважины (по вертикали)  $h=2350$ м;

отход от забоя  $A=415$ м.

Исходные данные для расчета. Диаметр эксплуатационной колонны  $d=193,7$ мм;

глубина до кровли нефтяного пласта  $h_n=2300$ м.

Характеристики нефтяного пласта: давление в пласте  $p_{пл}=30,5$ МПа ( $k_a=1,35$ ); индекс давления поглощения  $k_n=1,85$ , плотность нефти  $\rho_n=860$ кг/м<sup>3</sup>, плотность обводненной нефти, отбираемой в конце эксплуатации,  $\rho'_{пл}=940$  кг/м<sup>3</sup>.

Снижение уровня в скважине в конце эксплуатации  $h_{рп}=1700$ м; плотность бурового раствора  $\rho_{б,р}=1450$ кг/м<sup>3</sup>.

Сведения о цементировании. Цементирование эксплуатационной колонны до устья; плотность цементного раствора  $\rho_{ц}=1700$ кг/м<sup>3</sup>; преды-



душая колонна спущена на глубину  $h=500$  м, в интервале 590-710 м проницаемый пласт с минерализованной водой с  $k_a=1,3$ .

Построение эпюры наружного давления.

Расчет наружного давления в характерных точках профиля скважины. На глубине 150 м  $p_{н150}=1100 \cdot 9,8 \cdot 150 \cdot 10^{-6}=1,6$  МПа; на глубине 190 м  $p_{н190}=1100 \cdot 9,8 \cdot 190 \cdot 10^{-6}=2,0$  МПа.

На глубине 590 м в кровле водоносного пласта  $p_{н590}=1100 \cdot 9,8 \cdot 590 \cdot 10^{-6}=6,36$  МПа.

В водоносном пласте:

на глубине 590 м

$$p'_{н590}=1,3 \cdot 1000 \cdot 9,8 \cdot 590 \cdot 10^{-6}=7,52 \text{ МПа};$$

на глубине 710 м

$$p'_{н710}=1,3 \cdot 1000 \cdot 9,8 \cdot 710 \cdot 10^{-6}=9,04 \text{ МПа.}$$

В подошве водоносного пласта на глубине 710 м

$$p'_{п710}=1000 \cdot 9,8 \cdot 710 \cdot 10^{-6}=7,65 \text{ МПа.}$$

В кровле продуктивного пласта на глубине 2300 м.

$$p'_{п2300}=1000 \cdot 9,8 \cdot 2300 \cdot 10^{-6}=24,80 \text{ МПа.}$$

В продуктивном пласте  $p_{пл}=30,5$  МПа.

По рассчитанным значениям строится эпюра наружного давления (рис. 10.4)

Построение эпюры внутренних давлений.

Расчет внутреннего давления в эксплуатационной колонне для построения эпюры.

Ожидаемое давление на устье в начале эксплуатации

$$p_{ву}=p_{пл} - \rho_{н} g h_{н}=30,5 - 860 \cdot 9,8 \cdot 2300 \cdot 10^{-6}=30,5 - 19,4=11,1 \text{ МПа}$$

Давление опрессовки на устье  $p_{оп}=1,1 \cdot 11,1=12,2$  МПа. Оно превышает минимальное рекомендуемое давление опрессовки для 193,7-мм колонны  $p'_{оп}=9,5$  МПа (см. табл. 10.3), поэтому принимается  $p_{оп}=12,2$  МПа.

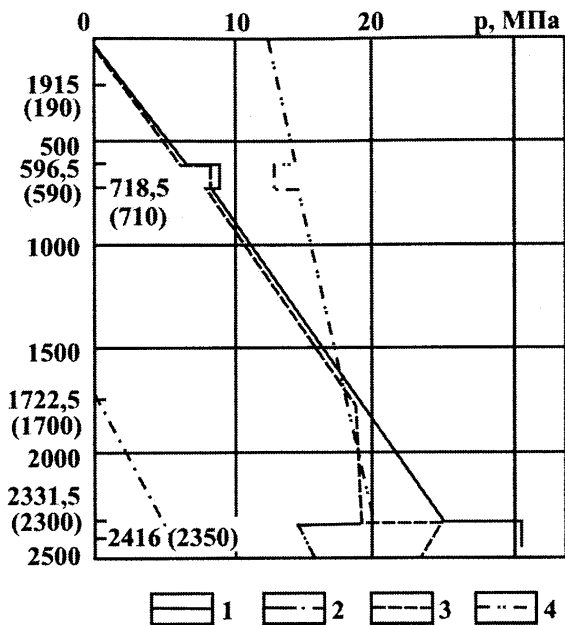


Рис. 10.4.

Эпюра нагружения эксплуатационной колонны направляющего участка горизонтальной скважины, к примеру 10.4. Условные обозначения см. рис.10.3; в скобках указаны отметки по глубине.

Давление при опрессовке колонны:

на глубине 150 м  $p_{в150} = 12,2 + 1450 \cdot 9,8 \cdot 150 \cdot 10^{-6} = 14,3$  МПа;

на глубине 190 м  $p_{в190} = 12,2 + 1450 \cdot 9,8 \cdot 190 \cdot 10^{-6} = 14,9$  МПа;

на глубине 590 м  $p_{в590} = 12,2 + 1450 \cdot 9,8 \cdot 590 \cdot 10^{-6} = 20,6$  МПа;

на глубине 710 м  $p_{в710} = 12,2 + 1450 \cdot 9,8 \cdot 790 \cdot 10^{-6} = 22,3$  МПа;

на глубине 2300 м  $p_{в2300} = 12,2 + 1450 \cdot 9,8 \cdot 2300 \cdot 10^{-6} = 44,9$  МПа;

на глубине 2350 м  $p_{в2350} = 12,2 + 1450 \cdot 9,8 \cdot 2350 \cdot 10^{-6} = 45,6$  МПа.

Давление в конце эксплуатации:

в интервале 0-1700 м  $p_в = 0$ ;

на глубине 2300 м  $p_в = 940 \cdot 9,8(2300 - 1700) = 5,5$  МПа;

на глубине 2350 м  $p_в = 940 \cdot 9,8(2300 - 1700) = 6,0$  МПа.

Давление на устье в конце цементирования  
 $p_{в.у} = (\rho_{ц.р} - \rho_{пр.ж})gh = (1700 - 1450) \cdot 9,8 \cdot 2350 \cdot 10^{-6} = 5,75 \text{ МПа.}$

По данным выполненного расчета строится эпюра внутреннего давления (см. рис.10.4)

Построение эпюры наружного избыточного давления.

Эпюра наружного избыточного давления строится для наиболее неблагоприятных условий нагружения колонны, когда в конце эксплуатации внутреннее давление снижается до минимума.

Расчет избыточного наружного давления в характерных точках эпюры. На глубине 150 м  $p_{н.и150} = p_{н150} = 1,6 \text{ МПа}$ ; на глубине 190 м  $p_{н.и190} = p_{н190} = 2,0 \text{ МПа}$ .

На глубине 590 м в кровле водоносного пласта  $p_{н.и590} = p_{и590} = 6,36 \text{ МПа}$ .

В водоносном пласте:  
на глубине 590 м

$$p'_{н.и590} = p'_{и590} = 7,52 \text{ МПа};$$

на глубине 710 м

$$p'_{н.и710} = p'_{и710} = 9,04 \text{ МПа.}$$

Так как толщина водоносного пласта менее 200 м, в интервале 590-710 м давление принимается постоянным  $p_{н.и} = (7,52 + 9,04) / 2 = 8,28 \text{ МПа}$ .

В подошве водоносного пласта на глубине 710 м

$$p_{н.и710} = p_{и710} = 7,65 \text{ МПа.}$$

В кровле продуктивного пласта на глубине 2300 м

$$p_{н.и2300} = 24,8 - 5,5 = 19,3 \text{ МПа.}$$

В продуктивном пласте:  
на глубине 2300 м

$$p'_{н.и2300} = 30,5 - 5,5 = 25,0 \text{ МПа};$$

на глубине 2350 м

$$p'_{н.и2350} = 30,5 - 6,0 = 24,5 \text{ МПа.}$$

### Построение эпюры внутреннего избыточного давления.

Как показывает расчет, внутреннее давление в нефтяной скважине достигает наибольших значений при опрессовке обсадной колонны.

Расчет внутреннего избыточного давления в характерных точках эпюры.

На устье скважины при опрессовке  $p_{в.н} = 12,2$  МПа.

На глубине 150 и 190 м  $p_{в.н150} = 14,3 - 1,6 = 12,7$  МПа и  $p_{в.н190} = 14,9 - 2,0 = 12,9$  МПа соответственно.

В кровле водоносного пласта на глубине 590 м

$$p_{в.н590} = 20,6 - 6,36 = 14,24 \text{ МПа.}$$

В водоносном пласте на глубине 590 и 710 м  $p'_{в.н590} = 20,6 - 7,52 = 13,08$  МПа и  $p'_{в.н710} = 22,3 - 9,04 = 13,26$  МПа соответственно.

На глубине 710 м в подошве водоносного пласта

$$p_{в.н710} = 22,3 - 7,65 = 14,65 \text{ МПа.}$$

На глубине 2300 м в кровле продуктивного пласта

$$p_{в.н2300} = 44,9 - 24,8 = 20,1 \text{ МПа.}$$

В продуктивном пласте на глубине 2300 и 2350 м  $p_{в.н2300} = 44,9 - 30,4 = 14,4$  МПа и  $p'_{в.н2350} = 45,6 - 30,5 = 15,1$  МПа соответственно.

### Выбор типа обсадных труб для комплектования эксплуатационной колонны.

По табл.9.1[7] для жидкой среды выбираем трубы ОТТГ со смазкой Р-2. Эти трубы рекомендуются к использованию при внутреннем избыточном давлении до 25 МПа и интенсивности искривления до  $10^0/10$  м. Выше кровли продуктивного пласта, где интенсивность искривления не превышает  $5^0/10$  м, возможно использование труб ОТТМ.

### Расчет эксплуатационной колонны для направляющего участка.

Для нижней секции в интервале продуктивного пласта с учетом коэффициента запаса прочности  $k_3 = 1,2$  нужны трубы с критическим давлением смятия  $p_{кр} \geq 1,2 \cdot 25,0 = 30$  МПа.

По табл.9.5[7] выбираем трубы ОТТГ из стали группы прочности Д с толщиной стенки 10,9 мм с  $p_{кр} = 29,8$  МПа, коэффициент запаса  $k_3 = 29,8/25,0 = 1,19$ .

Длина 1-й секции  $l_1 = 2416 - 2331,5 + 50 = 134,5 \sim 135$  м.

Вес 1-й секции  $p_1=0,498 \cdot 135=67,23 \text{ кН}$  (см.табл. 9.14 [7]).

Нагрузка на верхнем конце секции с учетом искривления ствола с интенсивностью  $i=9,6^0/10\text{м}$ .

$$P_{\text{в.к}}=67,23+1820=1887,23 \text{ кН (см.табл. 9.23[7]).}$$

Так как в табл.9.23[7] отсутствуют данные для труб диаметром 193,7 мм, дополнительная нагрузка  $p_{\text{доп}}=1820 \text{ кН}$  принята для труб диаметром 168,3 мм с максимальной толщиной стенки 12,1 мм

Скорректированное критическое давление с учетом нагрузки растяжения

$$P'_{\text{кр}} = P_{\text{кр}} \left( 1 - 0,3 \frac{P_1}{P_{\tau 1}} \right) = 29,8 \left( 1 - 0,3 \frac{67,23}{2372} \right) = 29,8(1 - 0,028) = 29,0 \text{ МПа.}$$

Поскольку  $P'_{\text{кр}} < 30,0 \text{ МПа}$ , для 1-й секции принимаем трубы из стали группы прочности Д с толщиной стенки 12,7 мм и  $P_{\text{кр}}=37,5 \text{ МПа}$  (см.табл.9.5[7]).

Вес 1-й секции  $p_1=0,571 \cdot 135=77,1 \text{ кН}$ .

Нагрузка на верхнем конце секции с учетом искривления ствола  $P_{\text{в.к}}=77,1+1820=1897,1 \text{ кН}$ . Допустимая нагрузка растяжения  $[P_1]=2187 \text{ кН}$  (см.табл. 9.10[7]).

Для секции 2 выбираем трубы из стали группы прочности Д с толщиной стенки 9,5 мм,  $P_{\text{кр}}=23,4 \text{ МПа} > 19,3 \text{ МПа}$ .

Как следует из табл. 9.14[7], трубы ОТТГ – 193,8 с толщиной стенки менее 9,5 мм не выпускаются, поэтому трубами 2-й секции обсадную колонну можно комплектовать до поверхности.

В соответствии с правилами при интенсивности искривления до  $3^0/10 \text{ м}$  расчет обсадных труб диаметром свыше 168,3 мм ведется, как для вертикальной скважины.

Определим суммарный вес двух секций:

$$P_{1-2}=77,1+0,440(2416-135)=77,1+1003,6=1080,7 \text{ кН.}$$

Допускаемая нагрузка растяжения для 193,7-мм труб типа ОТТГ из стали группы прочности Д с толщиной стенки 9,5 мм  $[P_2]=1677 \text{ кН}$  (см.табл. 9.10).

Вес двух секций значительно ниже допустимой нагрузки растяжения, поэтому принимаем колонну из двух секций (табл. 10.7).

Избыточное давление  $P_{\text{в.н}}=32,5 \text{ МПа}$  (см.табл. 9.8[7]) при давлении опрессовки 12,2 МПа. Трубы секции имеют большой запас прочности.

Таблица 10.7

Конструкция эксплуатационной колонны диаметром 193,7 мм для направляющего участка.

Номер секции (снизу вверх)	Интервал установки	Длина секции, м	Толщина стенки, мм	Группа прочности стали	Исполнение	Вес секции, кН	Нарастающий вес колонны, кН
1	2416-2281	135,0	12,7	Д	А	77,1	77,1
2	2281-0	2281,0	9,5	Д	А	1003,6	1080,7

10.2.6. Расчет обсадной колонны для горизонтальной скважины. Так как горизонтальная скважина представляет собой разновидность наклонно направленной и различие состоит только в том, что ее конечный интервал проходит в горизонтальном направлении или под небольшим углом к нему, поэтому особенности расчета обсадной колонны и выбора обсадных труб в основном относятся к этому конечному интервалу.

Наружное избыточное давление определяется по разности

$$P_{н.из} = P_{нз} - P_{вз},$$

где  $P_{нз}$  и  $P_{вз}$  - соответственно наружное и внутреннее давления, рассчитанные по глубине.

Если при расчете обсадной колонны руководствуются ее длиной в наклонном стволе, то приведение глубины по стволу к вертикальной производится расчетным путем по зенитному углу или графическим методом по построенному в масштабе профилю.

Наружное давление на колонну определяется по тем же правилам, что и для вертикальной скважины, а избыточное наружное давление в зацементированной части колонны рассчитывается по разности наружного гидростатического давления бурового и цементного растворов (по интервалам за колонной) и внутреннего давления с учетом коэффициента разгрузки колонны:

$$P_{н.из} = (P_{нз} - P_{вз})(1 - k), \quad (10.35)$$

где  $k$  - коэффициент разгрузки.

Значение коэффициента  $k$  принимается в зависимости от диаметра обсадной колонны:

Диаметр обсадной

колонны, мм

Коэффициент  $k$

114-178

194-245

273-324

340-508

0,25

0,30

0,35

0,40

При расчете эксплуатационной колонны на участке ниже башмака предыдущей включая горизонтальный участок наружное избыточное давление определяется по пластовому давлению, причем перфорация обсадных труб не учитывается и перфорированные трубы рассматриваются как целые.

Внутреннее избыточное давление рассчитывается по максимальному внутреннему давлению, которое может возникнуть в колонне. По инструкции [5] рекомендуется за исходное внутреннее давление принимать давление, возникающее в колонне при ее опрессовке, т.е.  $p_{в}=1,1p_{г}+\rho_{пл}gz$ , а наружное давление рассчитывается по гидростатическому давлению столба цементного и бурового растворов за колонной (по интервалам):

$$p_{н}=[\rho_{цп}(H-h_{ж})+\rho_{б.р}h_{ж}]g, \quad (10.36)$$

где  $h_{ж}$  - уровень жидкости за колонной.

Внутреннее избыточное давление также определяется с учетом разгрузки:

$$p_{в.из}=(p_{вз}-p_{из})(1-k), \quad (10.37)$$

(значения коэффициента  $k$  аналогичны приведенным выше для расчета наружного избыточного давления).

Распределение внутреннего избыточного давления по обсадной колонне в ее зацементированной части принимается линейным от уровня подъема цемента за колонной до башмака колонны.

По полученным значениям давления в характерных точках строятся эпюры наружного и внутреннего избыточных давлений. Они используются, при подборе подходящих труб, по марке стали и толщине стенки и определении длин секций.

Трубы подбираются на основе сопоставления расчетных нагрузок с предельно допускаемыми.

Допускаемое наружное избыточное давление определяется по критическому давлению смятия:  $[p_{н}]=p_{кр}/k_{з1}$ , где  $k_{з1}$  - коэффициент запаса прочности. Значение коэффициента запаса прочности в пределах горизонтального участка  $k_{з1}=1,3\div 1,5$ . В зависимости от интенсивности искривления значения коэффициента запаса прочности:

Интенсивность искривления, градус на 10 м	<3	3-5	5-10
$k_{з1}$	1,0	1,05	1,10

В интервале искривления допустимое наружное давление распространяется на 25 м за пределы интервала.

Допускаемое внутреннее давление  $[p_{в.}] = p_{т}/k_{32}$ , где  $p_{т}$  - внутреннее давление в трубе, при котором напряжение в опасной точке сечения трубы достигает предела текучести;  $k_{32}$  - коэффициент запаса прочности; его величина зависит от диаметра трубы и качества изготовления (табл.10.8)

Т а б л и ц а 10.8

Значения коэффициента запаса на внутреннее давление.

Диаметр колонны, мм	Коэффициент запаса прочности	
	Исполнение А	Исполнение Б
114-219	1,15	1,15
>219	1,15	1,45

Расчетная нагрузка растяжения определяется по суммарному весу секций, расположенных ниже рассматриваемого сечения, без учета архимедовых сил по формуле (10.15)

В горизонтальных скважинах в соответствии с инструкцией [5] при длине горизонтального участка не свыше 600 м допускается определять растягивающую нагрузку по весу колонны в воздухе.

Допускаемая нагрузка растяжения для труб с треугольной резьбой устанавливается по страгивающей нагрузке, которая пересчитывается с учетом искривления скважины:

$$p_{ст.н} = p_{ст}(1 - C\alpha_0), \quad (10.38)$$

где  $p_{ст}$  - страгивающая нагрузка (см.табл.9.9 [7]);  $C$  - коэффициент снижения прочности резьбового соединения (см.табл. 9.22[7]);  $\alpha_0$  - угол искривления на 10 м.

Угол искривления (градус/10 м):

для плоского профиля

$$\alpha_0 = 573/R; \quad (10.39)$$

для пространственного профиля

$$\alpha_0 = \left[ \Delta\alpha^2 + (\Delta\varphi \sin \alpha_{ср})^2 \right]^{0.5}, \quad (10.40)$$

где  $\Delta\alpha = |\alpha_1 - \alpha_2|$  - изменение зенитного угла, приведенное к длине интервала 10 м;  $\alpha_{ср} = (\alpha_1 + \alpha_2)/2$ ;  $\Delta\varphi = |\varphi_1 - \varphi_2|$  - изменение азимутального угла, приведены к 10 м.  $\alpha_1, \varphi_1$ , и  $\alpha_2, \varphi_2$ , - углы в конце и начале интервала соответственно.

Допускаемая нагрузка



$$[p]=p_{ст.н}/k_3,$$

где  $k_3$  - коэффициент запаса, для 114-168 - мм труб  $k_3=1,15$ , для труб диаметром свыше 168 мм  $k_3=1,30$ .

При расчете допускаемой нагрузки непосредственно по  $p_{ст}$  коэффициент запаса может быть рассчитан по формуле

$$k_3=k_{зап}/(1 - C\alpha_0). \quad (10.41)$$

Во всех случаях, в том числе для вертикального участка наклонно направленной скважины, его значения не могут быть ниже приведенных:

Диаметр мм	труб,	114-168	178-245	273-324	>324
$k_{з.н}$		1,30	1,45	1,60	1,75

Прочность труб с трапецеидальной резьбой и импортных на растяжение с учетом изгиба

$$p_{р.н}=p_p - p_n, \quad (10.42)$$

где  $p_p$  - разрушающая нагрузка для резьбового соединения, кН;  $p_n$  - дополнительная нагрузка растяжения вследствие изгиба колонны, кН,  $p_n=2,32Dq\alpha_0$ ;  $q$  - вес 1 м обсадной трубы, кН.

Значения  $p_n$  для некоторых ходовых размеров труб приведены в табл.9.23.[7].

С использованием величины  $p_{р.н}$  допускаемая нагрузка растяжения рассчитывается по формуле  $[p]=p_{р.н}/k_3$ , где значение коэффициента запаса принимается по рекомендуемому для вертикальных скважин.

Расчет обсадной колонны для горизонтальной скважины проводится аналогично описанному выше для наклонно направленной скважины. Следует только учитывать, что в случае расчета колонны по пластovому или горному давлению, протяженность интервала в наклонном стволе должна быть скорректирована с учетом удлинения, т.е. необходим уточненный расчет расположения данного интервала.

Для правильного обоснованного выбора обсадных труб по типу резьбы и уплотнительным материалам, применяемым в резьбовом соединении, в описании конструкции скважины должны быть приведены условия, в которых будет находиться колонна: положение интервалов набора зенитного угла и их протяженность, интенсивность искривления, протяженность горизонтального участка, интервалы цементирован-

ния, сведения о пластовых флюидах, пластовых давлениях и температуре.

В горизонтальном стволе рекомендуются использовать обсадные трубы с трапециoidalной резьбой, причем длина секций этих труб должна устанавливаться с таким расчетом, чтобы верхняя труба находилась в обсаженном стволе (с захождением внутрь на 50 м) и по возможности в прямолинейном интервале. В нижней части колонны рекомендуется применять трубы одной толщины стенки и с увеличенной фаской по концам труб в муфте. Для горизонтального участка рекомендуются трубы наиболее низкой группы прочности и с повышенной толщиной стенки.

Тип резьбового соединения и герметизирующие средства должны соответствовать:

виду флюида, находящегося в колонне (если в колонне две среды, то длина интервала с газовой средой увеличивается на 100-150 м от расчетной границы сред);

максимальному внутреннему избыточному давлению (трубы с треугольной резьбой и уплотнением соединений лентой ФУМ могут применяться в газовой среде при давлении до 15 МПа и в жидкой – при давлении до 25 МПа при интенсивности искривления не более  $2^0$  на 10 м);

максимальной температуре, под воздействием которой колонна находится в процессе строительства и эксплуатации скважины (при температуре свыше  $200^0\text{C}$  рекомендуются резьбовые соединения с уплотнением металл – металл).

Типы резьбовых соединений и уплотняющие материалы выбирают по табл.9.24 и 9.25. [7].

### **10.3. Расчет усилия натяжения обсадной колонны**

На разных стадиях использования скважины с системе разработки месторождения условия работы обсадной колонны в скважине изменяются, а следовательно, изменяются и условия ее нагружения. Особенно они проявляются в верхней незацементированной части обсадной колонны. Нарушение первоначального температурного режима в скважине влечет разогрев или охлаждение колонны, что в незацементированной части колонны с закрепленными концами ведет к перераспределению осевых нагрузок. Аналогичным образом изменение давления внутри колонны вызывает появление дополнительных нагрузок в колонне.

Дополнительные нагрузки в совокупности с первоначальными могут превысить допустимые и повлечь нежелательную деформацию, и даже нарушение обсадной колонны в верхней незацементированной части.

Один из способов предупреждения негативных последствий перераспределения нагрузок в колонне – предварительное натяжение верхней части колонны. Значение усилия натяжения должно быть заранее определено с учетом прогнозируемого изменения условий в скважине.

В соответствии с инструкцией [4], минимальное значение усилия натяжения устанавливается по наибольшей величине из двух сопоставляемых:

$$P_n = P,$$

$$P_n = P + \alpha E F \Delta t \cdot 10^{-3} + 0,31 p d^2 \cdot 10^3 - 0,655 l (D^2 \rho_n - d^2 \rho_n) \cdot 10^{-2}, \quad (10.43)$$

где  $P_n$  - усилие натяжения колонны, кН;  $P$  - вес незацементированной части колонны, кН;  $\alpha$  - коэффициент линейного расширения стали,  $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$  1/градус;  $F$  - средневзвешенная площадь поперечного сечения труб в незацементированной части,  $m^2$ ,

$$F = \frac{F_1 l_1 + F_2 l_2 + \dots + F_n l_n}{l_1 + l_2 + \dots + l_n}, \quad (10.44)$$

$l$  и  $F$  - длины секций и соответствующие площади сечений;  $\Delta t$  - средняя величина изменения температуры в незацементированной части колонны, со знаками «плюс» при нагреве и «минус» при охлаждении;  $p$  - внутреннее давление в колонне при эксплуатации или при нагнетании, МПа;  $D$  и  $d$  - соответственно наружный и внутренний диаметры колонны, м, величина  $d$  рассчитывается по средневзвешенной площади сечения трубы  $F$ ,

$$d = D \sqrt{1 - (4F / \pi D^2)}; \quad (10.45)$$

$\rho_n$  и  $\rho_v$  - плотность жидкости за колонной и внутри ее в период эксплуатации,  $kg/m^3$ .

Усилие натяжения колонны определяется, исходя из условия, что в процессе выполнения различных работ в скважине суммарная нагрузка не превысит допускаемой осевой нагрузки растяжения. Расчет ведется по следующим формулам (в кН):

$$\text{для верхнего конца колонны} \\ P_n \leq [P]; \quad (10.46)$$

для некоторого сечения в незацементированной части колонны

$$P_n - P_0 \leq [P]$$

$$P_n - P_0 - P_1 + P_2 - P_3 \leq [P], \quad (10.47)$$

где  $P_n$  - усилие натяжения;  $[P]$  - допустимая нагрузка на растяжение;  $P_0$  - вес колонны от устья до рассматриваемого сечения;  $P_1$  - осевое усилие в результате изменения температурного режима;  $P_2$  - осевое усилие, возникающее под действием внутреннего давления в колонне в процессе эксплуатации;  $P_3$  - осевое усилие, возникающее от действия гидростатического давления жидкостей, находящихся внутри колонны и вне ее.

Определение величин  $P_1$ ,  $P_2$  и  $P_3$ :

$$P_1 = \alpha E F \Delta t \cdot 10^{-3} \quad (10.48)$$

( $\alpha$  - коэффициент линейного расширения материала обсадной трубы 1/градус, для стали  $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 1/\text{градус}$ ;  $E$  - модуль продольной упругости. Па, для стали  $E = 2,1 \cdot 10^{11}$  Па;  $F$  - площадь – средневзвешенная по рассматриваемой части колонны – поперечного сечения трубы, м<sup>2</sup>;  $\Delta t$  - средняя температура нагрева (охлаждения) в рассматриваемой части колонны, градус,

$$\Delta t = \frac{(t_3 - t_1) + (t_4 - t_2)}{2}, \quad (10.49)$$

$t_1, t_2$  - первоначальная температура у верхнего и нижнего концов рассматриваемого участка колонны, °С;  $t_3, t_4$  - температура в тех же точках при эксплуатации, °С, рис.10.5);

$$P_2 = 0,47 p_{в.у} d^2 \cdot 10^3 \quad (10.50)$$

( $p_{в.у}$  - внутреннее давление на устье при эксплуатации;  $d$  - внутренний – средневзвешенный – диаметр колонны, м);

$$P_3 = 0,235 l (D^2 \Delta \rho_n - d^2 \Delta \rho_v) \cdot 10^{-2} \quad (10.51)$$

( $l$  - расстояние от устья до рассматриваемого сечения колонны, м;  $D, d$  - соответственно наружный и внутренний – средневзвешенный по площади сечения труб – диаметры колонны, м;  $\Delta \rho_n$  - изменение плотности раствора за колонной после спуска и цементированья колонны, кг/м<sup>3</sup>;  $\Delta \rho_v$  - изменение плотности жидкости в колонне, кг/м<sup>3</sup>).

Если на данной скважине предусмотрено значительное изменение режима ее работы (например, использование добывающей скважины в качестве нагнетательной), то усилие натяжения обсадной колонны должно быть пересчитано на новые условия работы.

**Пример 10.5.** Выполнить расчет натяжения обсадной колонны для условий ее нагружения, рассмотренных в примере 10.2

Исходные данные: диаметр обсадной колонны  $d=146,1$ мм; глубина спуска колонны  $h=3400$ м; глубина до уровня цемента за колонной  $h_{\text{ц}}=2300$ м; плотность промывочной жидкости за колонной и продавочной жидкости в колонне  $\rho_{\text{ж}}=1420$ кг/м<sup>3</sup>; пластовое давление на глубине 3300 м  $p_{\text{пл}}=43,7$  МПа; плотность нефти при фонтанной эксплуатации  $\rho_{\text{н}}=860$  кг/м<sup>3</sup>; плотность пластового флюида в конце эксплуатации  $\rho'_{\text{пл}}=950$ кг/м<sup>3</sup>; снижение уровня жидкости в колонне в конце эксплуатации  $h_{\text{к}}=2400$ м; внутреннее давление на устье в период ввода в эксплуатацию  $p_{\text{у}}=15,9$ МПа; температура: на глубине 3400 м –  $t_{\text{г,н}}=115^{\circ}\text{C}$ ; температура у устья исходная –  $t_{\text{г,н}}=20^{\circ}\text{C}$ ; при эксплуатации  $t_{\text{г,л}}=60^{\circ}\text{C}$ .

**Решение.** Определение площади сечения обсадных труб.

Для труб с толщиной стенки 9,5; 8,5; 7,7 и 10,7 мм соответственно

$$F_{9,5} = \frac{\pi(d_n^2 - d_o^2)}{4} = \frac{3,14(14,61^2 - 12,71^2)}{4} = 40,75 \text{ см}^2;$$

$$F_{8,5} = \frac{3,14(14,61^2 - 12,91^2)}{4} = 36,72 \text{ см}^2;$$

$$F_{7,7} = \frac{3,14(14,61^2 - 13,07^2)}{4} = 33,46 \text{ см}^2;$$

$$F_{10,7} = \frac{3,14(14,61^2 - 12,47^2)}{4} = 45,49 \text{ см}^2.$$

Среднее значение площади сечения труб

$$F_{\text{ср}} = \frac{40,75 \cdot 535 + 36,72 \cdot 654 + 33,36 \cdot 337 + 45,49 \cdot 774}{535 + 654 + 337 + 774} = 40,13 \text{ см}^2.$$

Средний внутренний диаметр обсадной колонны

$$d_{\text{вн}} = D \sqrt{1 - \frac{4F_{\text{ср}}}{\pi D^2}} = 14,61 \sqrt{1 - \frac{4 \cdot 40,13}{3,14 \cdot 14,61^2}} = 12,74 \text{ см}.$$

Определение средней температуры нагрева колонны (см.рис.10.5)

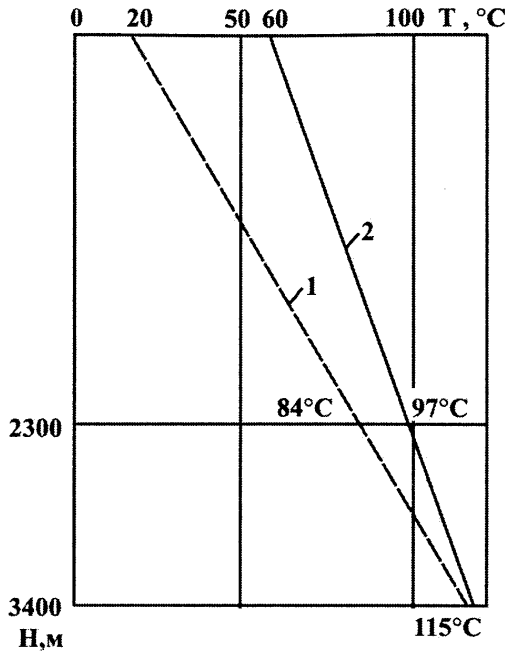


Рис.10.5.  
Распределение температур по глубине:  
1 – в исходном положении; 2 – при добыче нефти.

$$t_2 = 20 + \frac{(115 - 20) \cdot 2300}{3400} = 84^\circ \text{C};$$

$$t_4 = 60 + \frac{(115 - 60) \cdot 2300}{3400} = 97^\circ \text{C};$$

$$\Delta t = \frac{(60 - 20) + (97 - 84)}{2} = 26,5^\circ \text{C}.$$

Определение минимального усилия натяжения:

$$P_n = p + \alpha E F \Delta t \cdot 10^{-3} + 0,31 p_y d_{\text{вн}}^2 \cdot 10^3 - 0,6551 (d_{\text{н}}^2 \rho_n - d_{\text{вн}}^2 \rho_{\text{в}}) \cdot 10^{-2} =$$

$$= 732,3 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 40,13 \cdot 10^{-4} \cdot 26,5 \cdot 10^{-3} + 0,31 \cdot 15,9 \cdot 12,74^2 \cdot 10^{-4} \cdot 10^3 -$$

$$- 0,655 \cdot 2300(14,61^2 \cdot 1420 - 12,74^2 \cdot 860) \cdot 10^{-2} = 732,3 + 1268,0 + 80,0 - 246,3 = 834,0 \text{ кН.}$$

Минимальное усилие натяжения превышает вес незацементированной части обсадной колонны 834,0 > 732,3 кН, поэтому принимается исходная величина  $P_n = 834,0 \text{ кН}$ .

Проверка прочности колонны, находящейся под действием усилия натяжения  $P_n$  в процессе эксплуатации.

Так как изменение температурного режима работы колонны уже учтено при определении усилия натяжения, при расчете нагрузок в колонне  $p_1$  (усилие, возникающее в результате температурных изменений) не учитывается.

Усилие растяжения, возникающее в результате внутреннего давления при эксплуатации

$$p_2 = 0,47 \cdot 15,9 \cdot 12,74^2 \cdot 10^{-4} \cdot 10^3 = 121,3 \text{ кН.}$$

Усилие растяжения, возникающее в результате изменения плотности жидкости в колонне

$$p_3 = 0,235 l (d_n^2 \rho_n - d_n^2 \Delta \rho_n) \cdot 10^{-2},$$

где  $\Delta \rho_n$  - изменение плотности жидкости в затрубном пространстве,  $\Delta \rho_n = 0$ ;  $\Delta \rho_n$  - изменение плотности жидкости в колонне,  $\Delta \rho_n = 1420 - 860 = 560 \text{ кг/м}^3$ ;  $p_3 = 0,235 \cdot 2300(0 - 12,74^2 \cdot 560) \cdot 10^{-6} = -49 \text{ кН}$ .

Проверка по первому условию

$$k_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_n + p_2 - p_3} = \frac{1569}{834 + 121,3 - 49} = 1,73 > 1,3.$$

Проверка по второму условию

$$k_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_n} = \frac{1569}{834} = 1,88 > 1,3.$$

Верхняя секция при натяжении колонны с усилием  $P_n = 834 \text{ кН}$  удовлетворяет требованиям по запасу прочности.

Проверим на растяжение наиболее слабую третью секцию из труб группы прочности Д с толщиной стенки 7,7 мм с  $p_{стр}=823\text{кН}$  (см.табл. 9.9[7]).

Нагрузка на растяжение

$$P=P_n - P_{4.7} + P_2 - P_3 = 834 - (82,9+98,5+118,8+159,8)+121,3 - 49=446,3\text{кН}.$$

Проверка по второму условию  $P_n - P_{4.7} + P_2 - P_3 \leq [P]$ :

$$k_3=1,3; [P]=823/1,3=633\text{кН}, \text{условие соблюдено.}$$

Подобным образом проверяются все секции незацементированной части обсадной колонны. Результаты расчета сведены в табл.10.9.

Таблица 10.9.

Конструкция обсадной колонны в интервале 0-2300 м

Номер секции (снизу вверх)	Интервал установки, м	Длина секции, м	Толщина стенки, мм	Группа прочности стали	Исполнение	Вес секции, кН	Нарастающий вес колонны, кН
1	2300-2070	230	9,5	Д	А	74,3	74,3
2	2070-1700	370	8,5	Д	А	108,0	182,3
3	1700-1363	337	7,7	Д	А	90,0	272,3
4	1363-1079	284	8,5	Д	А	82,9	355,2
5	1079-774	305	9,5	Д	А	98,5	453,7
6	774-444	330	10,7	Д	А	118,8	572,5
7	444-0	444	10,7	К	Б	159,8	732,3

#### 10.4. Особенности расчета обсадных колонн для специфических условий в скважине

Расчет обсадных колонн для специфических условий работы (в сероводородной среде, в присутствии углекислого газа, в морских скважинах) выполняется в соответствии с положениями и нормами инструкции [4].

В частности, расчет обсадных колонн, находящихся под воздействием сероводородной среды, но нагрузкам, вызывающим в теле трубы напряжения растяжения (такие нагрузки, как внутреннее давление, нагрузка растяжения от собственного веса обсадной колонны), ведется с использованием увеличенного коэффициента запаса прочности



$$k_{3S}=k_3/k_S, \quad (10.52)$$

где  $k_3$  - значение коэффициента запаса прочности для нормальных условий;  $k_S$  - коэффициент снижения несущей способности в сероводородной среде,  $k_S \leq 1$ .

С учетом дополнительного воздействия повышенных температур

$$k_{3S}=k_3/k_S k_t, \quad (10.53)$$

где  $k_t$  - коэффициент, учитывающий снижение механической прочности стали под воздействием сероводорода при повышенных температурах.

Значения коэффициентов  $k_S$  и  $k_t$  задаются в зависимости от марки стали по техническим условиям изготовителя и рассчитываются по методикам, согласованным с Госгортехнадзором.

Расчет обсадных колонн, находящихся в сероводородной среде под нагрузкой, вызывающей сжимающие напряжения в теле трубы (например, наружное избыточное давление), выполняется при  $k_S=1,0$ .

По зарубежным данным [3] при бурении геотермальных скважин, в условиях сероводородной агрессии при содержании  $H_2S$  до 25-35% применяются трубы из стали марки С-95. В качестве меры профилактики в условиях коррозионного воздействия горячего флюида и кислотообразующих газов предусматривают использование обсадных труб из сталей специальных марок, устойчивых к агрессивному воздействию  $H_2S$  и минерализованных вод.

#### Список литературы

1. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н. и др. Буровое оборудование. Буровой инструмент. 2003. т.2. М., Недра.
2. Башкатов Д.Н., Панков А.В., Коломиец А.М. Прогрессивная технология бурения гидрогеологических скважин. М., Недра, 1992.
3. Бурение скважин на термальные воды/Г.П.Новиков, Г.М.Гульянц, Ю.Н.Агеев, А.И.Вареца. М., Недра, 1986.
4. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. Госгортехнадзор России, №10-13/127 от 12.03.97. М., 1997.
5. Инструкция по расчету обсадных колонн для горизонтальных скважин. Госгортехнадзор России, №10-03/667 jп 06/09/2000. М., 2000.

6. Иогансен К.Б. Спутник буровика. М., Недра, 1990.
7. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые. Под ред. А.Г.Калинина. М., Недра, 2001.
8. Матвеев Г.М. Типовые задачи по структурному бурению М.Ю, Недра, 1973.
9. Соловьев Е.М. Задачник по заканчиванию скважин. М., Недра, 1989.
10. Справочник по бурению скважин на воду. Под ред. Д.Н.Башкатова М., Недра, 1979.
11. Трубы нефтяного сортамента. Справочник/ Под общ.ред А.Е.Сарояна. 3-е изд., перераб. и доп. М., Недра, 1987.

## 11. Расчеты, связанные с цементированием обсадных колонн, технологическим и ликвидационным тампонированием

### 11.1. Выбор тампонажного материала

Тампонажные цементы на основе портландцементного клинкера по вещественному составу в зависимости от содержания и вида добавок подразделяют на тампонажные портландцемент бездобавочный, тампонажный портландцемент с минеральными добавками и тампонажный портландцемент со специальными добавками, регулирующими свойства цемента. Перед названием такого цемента добавляется наименование добавки.

По температуре применения ( $^{\circ}\text{C}$ ) тампонажные цементы подразделяются следующим образом:

- для низких температур – ниже 15;
- для нормальных температур – от 15 до 50;
- для умеренных температур – от 50 до 100;
- для повышенных температур – от 100 до 150;
- для высоких температур – от 150 до 250;
- для сверхвысоких температур – выше 250;
- для циклически меняющихся температур.

Цементы по средней плотности тампонажного цементного теста ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ) подразделяются следующим образом:

- легкие – ниже 1400;
- облегченные – от 1400 до 1650;
- нормальные – от 1650 до 1950;
- утяжеленные – от 1950 до 2300;
- тяжелые – свыше 2300.

По устойчивости тампонажного камня к воздействию агрессивных пластовых вод выделяют следующие виды тампонажных цементов:

- цементы, к которым не предъявляют требований по устойчивости тампонажного камня к агрессивности пластовых вод;
- устойчивые к сульфатным пластовым водам;
- устойчивые к кислым (углекислым, сероводородным) пластовым водам;
- устойчивые к магниезиальным пластовым водам;
- устойчивые к полиминеральным пластовым водам.

По объемным деформациям тампонажного камня при твердении в водной среде в 3-суточном возрасте цементы подразделяют на следующие:

- цементы, к которым требования не предъявляют;
- безусадочные с расширением не более 0,1 %;
- расширяющиеся с расширением более 0,1 %.

Начало схватывания тампонажных цементов должно наступать ранее:

- 2 ч для низких и нормальных температур;
- 1 ч 45 мин для умеренных и повышенных температур.

Конец схватывания тампонажных цементов для низких и нормальных температур должен наступать не позднее:

- 10 ч для тампонажных портландцементов Д0 и Д20;
- 18 ч для облегченного и песчанистого.

Конец схватывания тампонажных цементов для умеренных и повышенных температур должен наступать не позднее:

- 5 ч для тампонажных портландцементов Д0 и Д20;
- 8 ч для облегченного;
- 6 ч для утяжеленного и песчанистого.

Для цементирования скважин следует применять тампонажные материалы (табл.11.1), удовлетворяющие требованиям соответствующих стандартов [1,2,4].

Тампонажные растворы для различных условий бурения состоят из тампонажного цемента, среды затворения, реагентов ускорителей и замедлителей сроков схватывания, реагентов-понижителей, показателя фильтрации и специальных добавок во избежание разрыва пород и поглощения, а также с целью лучшего вытеснения бурового раствора из кольцевого пространства.

При бурении на твердые, жидкие и газообразные полезные ископаемые применяются тампонажные растворы [3, 5, 7, 9,10] на основе вяжущих веществ (цементный, азрированный, нефтецементный, нефтеэмульсионный, гипсовый, известковый, расширяющийся, гипсоцементный растворы); сухие быстрохватывающиеся тампонажные смеси; тампонажные растворы на основе коагулирующих веществ (гинистый, соляробентонитовый), комбинированные тампонажные растворы на основе неорганических веществ (глиноцементный, соляробентонитовый); тампонажные составы на основе органических веществ (синтетические смолы, гипанохлоркальциевая тампонажная смесь, латексные и битумные составы и др); комбинированные органоминеральные тампонажные смеси (полимерце-

ментный, вязкоупругий глинистый составы, гипано-цементная смесь, отверждаемый глинистый состав).

Таблица 11.1

Тампонажные цементы

Цемент	Марка	Стандарт
Портландцемент для скважин: холодных горячих	ПЦХ ПЦГ	ГОСТ 1581-85
Утяжеленный портландцемент для скважин: холодных горячих	УПЦХ УПЦГ	
Песчанистый портландцемент для скважин: холодных горячих	ППЦХ ППЦГ	
Цемент	Марка	Стандарт
Солестойкий портландцемент для скважин: холодных горячих	СПЦХ СПЦГ	
Низкогигроскопичный портландцемент для скважин холодных горячих	НПЦХ НПЦГ	
Облегченный портландцемент для скважин: холодных горячих	ОПЦХ ОПЦГ	ТУ 21-20-36-78
Шлакопесчаный совместного помола	ШПЦС-120 ШПЦС-200	ОСТ 30-017-80
Утяжеленный шлаковый	УШПЦ1-120 УШПЦ2-120 УШПЦ1-200 УШПЦ2-200	ОСТ 39-014-80
Утяжеленный для горячих скважин	УПГ-1	ТУ 39-01-08-535-80
Облегченный для скважин: холодных горячих	ОЦХ ОЦГ	ТУ 39-01-08-Р46-75 ТУ 39-01-08-469-80
Цементно-глинистые составы	ЦГС	-
Тампонажный быстротвердеющий расширяющийся	ЦТБР	ТУ 21-32-61-74
Цементно-смоляная композиция	ЦСК	-

Если в разрезе проектируемой скважины встречается несколько температурных зон, в раствор добавляют химические реагенты, чтобы верхняя пачка тампонажного раствора по срокам схватывания и твердения существенно не отличалась от нижней пачки раствора, т.е. время ОЗЦ должно быть одинаково по всему интервалу цементирования.

В этом случае для выполнения требований по успешной доставке тампонажного раствора в затрубное пространство скважины в заданные сроки и для предупреждения осложнений, связанных с седиментационными, контракционными и другими эффектами взаимодействия тампонажных растворов с породами, необходимо регулировать сроки схватывания растворов, которые без химических добавок интенсивно реагируют на изменение температурных условий

Среду затворения выбирают по табл.11.2 в зависимости от наличия солевых отложений в разрезе скважины или от степени минерализации пластовых вод.

Таблица 11.2

Выбор среды затворения		
Отложения	Среда затворения	Концентрация соли, %
Галит	Насыщенный раствор хлорида натрия, $\rho=1190 \text{ кг/м}^3$	35
Бишофит	Насыщенный раствор хлорида магния, $\rho=1270 \text{ кг/м}^3$	36
Сульфаты	Техническая вода	-
Минерализованная вода	То же	-

Для предотвращения преждевременного загустевания тампонажного раствора и обводнения продуктивных горизонтов необходимо снизить показатель фильтрации тампонажного раствора.

Предпочтительность выбора того или иного тампонажного раствора диктуется конкретными условиями бурения скважины. При этом учитывают следующие факторы: сохранение изоляционных свойств камня при наивысшей температуре; пластовое давление, давление гидроразрыва, наличие соленосных отложений, устойчивость против коррозии агрессивными компонентами и пр.

## 11.2 Проектирование подготовки ствола скважины

Для обеспечения качественного цементирования существенное значение имеет правильная подготовка ствола скважины для спуска обсадной колонны до намеченной глубины.

Так, при шаблонировании ствола жесткой компоновкой (особенно при использовании трехшарошечных расширителей) во избежание возникновения гидроразрыва пород и поглощения бурового раствора (что осложнит процесс последующего цементирования) следует ограничивать скорость спуска буровой колонны.

После спуска обсадной колонны буровой раствор должен быть вновь обработан и скважина промыта с максимально возможной подачей насосов, но не выше допустимой.

Процесс подготовки ствола к креплению может быть полностью исключен, если диаметр долота и компоновку низа буровой колонны для проходки скважины выбирать в зависимости от заданной допустимой интенсивности пространственного искривления ствола, диаметра и жесткости спускаемой колонны и средневзвешенного угла наклона незакрепленного интервала (рис.11.1 [1,4]).

Диаметр долота при бурении под обсадную колонну выбирается из условия ее успешного спуска до забоя по методике ВНИИКРнефти:

$$D = 3,36 \cdot 10^4 \frac{m}{EI} \left( \sin \alpha - \frac{\cos \alpha}{f} \right) + 0,1745 i_0 + d, \quad (11.1)$$

где  $m$  - масса 1 м обсадной трубы в жидкости, кг;  $EI$  - жесткость труб обсадной колонны, Н·м<sup>2</sup>;  $\alpha$  - средневзвешенный угол наклона незакрепленного интервала скважины, градус;  $i_0$  - интенсивность пространственного искривления скважины в том же интервале, градус/10 м;  $d$  - диаметр обсадной колонны, м

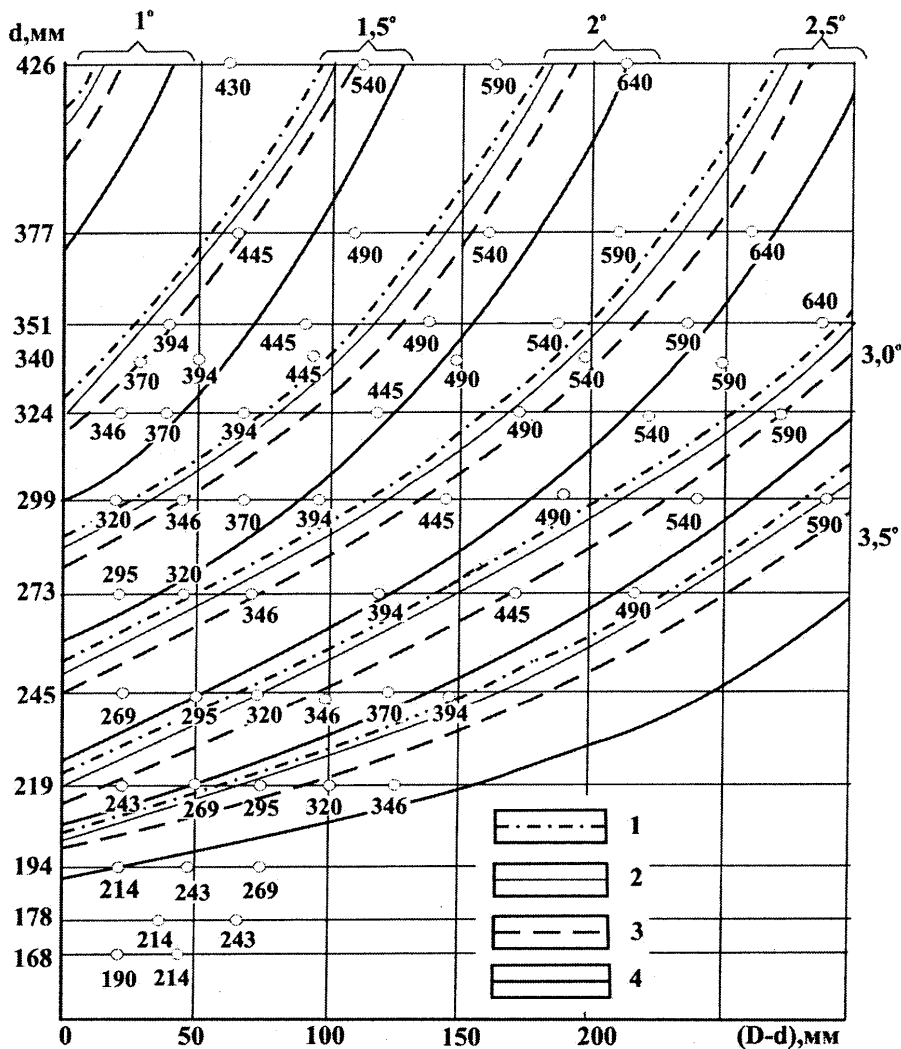


Рис.11.1.

График для определения диаметра скважин под обсадную колонну  
(с учетом кривизны ствола):

1- $\sin \alpha_{cp}=0,05$ ; 2- $\sin \alpha_{cp}=0,1$ ; 3- $\sin \alpha_{cp}=0,2$ ; 4- $\sin \alpha_{cp}=0,4$ .



Жесткость обсадных труб можно найти из табл.11.3

Таблица 11.3

Жесткость обсадных колонн			
Диаметр труб, мм	Жесткость, $10^3 \text{ Н}\cdot\text{м}^2$	Диаметр труб, мм	Жесткость, $10^3 \text{ Н}\cdot\text{м}^2$
140	1580	299	20 380
146	1865	324	27 000
168	3215	340	30 700
178	3820	351	34 700
194	5480	377	44 000
219	7650	407	57 000
245	10 400	426	64 800
273	15 000	478	93 200

**Пример 11.1.** Протяженность интервала крепления 2000 м, отклонение от вертикали 600 м. Определить диаметр долота, которым обеспечивается проходимость 377-мм обсадной колонны по стволу скважины.

**Решение.** Для указанного случая имеем следующее:  $EI=44 \cdot 10^6 \text{ Н}\cdot\text{м}^2$ ;  $m=83,1 \text{ кг/м}$ ;  $\sin \alpha=600/2000=0,3$ ;  $\alpha=17,5^\circ$ ;  $\cos \alpha=0,9537$ ;  $f=0,3$ .

Отсюда

$$D = 3,26 \cdot 10^4 \frac{83,1}{44 \cdot 10^6} \left( 0,3 - \frac{0,9537}{0,3} \right) + 0,1745 \cdot 1,5 + 0,377 = 0,462 \text{ м.}$$

Следовательно, для бурения необходимо принять долото диаметром 490 мм. В том же случае, но при отклонении ствола в интервале крепления от вертикали на 300 м ( $\sin \alpha=0,15$ ) достаточно будет применить для бурения долото диаметром 445 мм;

$$D = 3,26 \cdot 10^4 \frac{83,1}{44 \cdot 10^6} \left( 0,15 - \frac{0,9894}{0,3} \right) + 0,1745 \cdot 1,5 + 0,377 = 0,443 \text{ м.}$$

Расчеты необходимого диаметра долота можно выполнять оперативно, используя рис 11.1

**Пример 11.2.** Определить диаметр долота для следующих условий: протяженность интервала крепления 2000 м. Отклонение от вертикали 400 м ( $\sin \alpha=0,2$ ); средняя интенсивность искривления  $2,5^\circ/10 \text{ м}$ .

**Решение.** Определим по номограмме (см.рис.11.1) диаметр долота, которым обеспечивается проходимость 273-мм колонны по стволу скважины. От точки на оси ординат, соответствующей диаметру обсадной колонны, проводим горизонтальную линию пересечения с линией, соот-

ветствующей  $\sin \alpha=0,2$  в области средней интенсивности искривления  $2,5^\circ/10$  м. Точка пересечения указывает, что диаметр долота должен быть не менее 346 мм.

### 11.3 Определение конфигурации и объема ствола скважины

При бурении скважин, особенно наклонно направленных и горизонтальных, в результате взаимодействия со стенками ствола элементов буровой колонны при продольном и поперечном перемещениях, вибрации, а также упругой деформации бурового инструмента от сжимающих нагрузок и крутящих моментов в необсаженной части ствола скважины образуются выработки в виде желобов и каверн (уширения). Если ширина образовавшейся выработки  $\alpha < 1,3d_3$  (где  $d_3$  - диаметр УБТ или бурового замка), то ее считают желобом, а если  $\alpha > 1,3d_3$  - каверной или уширением. Под физико-химическим воздействием бурового раствора размеры ствола, в том числе и размеры желоба и каверны, могут существенно изменяться.

Для качественного выполнения ряда процессов при бурении и креплении скважин требуется точное знание конфигурации и размеров поперечного сечения ствола. На основе этих данных определяют количество тампонажных материалов и буферной жидкости для цементирования обсадных колонн и установки цементных мостов, жидкости для установки жидкостных ванн (нефть, вода, кислота, щелочь) и т.д.

Установлено, что определение поперечного сечения ствола по результатам кавернометрии приводит к значительным ошибкам в расчетах требуемого количества указанных материалов [1]. Объясняется это тем, что вследствие конструктивных особенностей и заложенного принципа действия каверномера получаемое поперечное сечение ствола скважины всегда имеет вид окружности. В действительности оно в зависимости от технико-технологических условий проводки скважин и физико-механических свойств горных пород может иметь различную форму. В связи с этим более совершенным считается определение конфигурации и объема ствола скважин по данным профилометрии. Профиломер позволяет за один рейс одновременно записать три кривые, две из которых характеризуют изменение двух поперечных размеров ствола во взаимно перпендикулярных плоскостях (профилеграмма), а третья – усредненный диаметр скважины (кавернограмма).

На рис.11.2 приведены возможные варианты профилограмм. При наличии желоба или каверны поперечное сечение ствола скважины характе-

ризуется тремя параметрами: диаметром ствола (долота)  $D$ , шириной желоба или каверны  $a$  и наибольшим размером поперечного сечения ствола  $b$  ( $a$  и  $b$  определяются профилометрией).

Если кривые профилограммы  $a$  и  $b$  совпадают с линией номинального диаметра ствола  $D$ , то поперечное сечение скважины представляет собой окружность с диаметром, равным диаметру долота, т.е.  $D_c=D$  (рис.11.1, 1).

Если кривые профилограммы  $a$  и  $b$  сходятся и расположены правее линии номинального диаметра ствола  $D$ , то диаметр его поперечного сечения оказывается больше диаметра долота (каверна с поперечным сечением в виде окружности, рис 11.2,2) Размер каверны при этом увеличивается с ростом смещения кривых  $a$  и  $b$  от линии  $D$  вправо, а  $D_c = a = b > D$ .

Когда кривые профилограмм  $a$  и  $b$  расходятся и находятся правее линии  $D$ , то поперечное сечение ствола представляет собой овал (каверна в виде овала. рис.11.2,3); при этом чем больше расходятся кривые  $a$  и  $b$  относительно друг друга, тем более вытянутую форму имеет каверна этого вида.

Если кривая профилограммы  $a$  сходится с линией  $D$ , а кривая  $b$  находится правее нее, то поперечное сечение ствола характеризуется наличием каверны шириной  $a=D$  (рис.11.2).

При расположении кривых профилограмм  $a$  и  $b$  по разные стороны от линии  $D$  поперечное сечение ствола характеризуется наличием каверны, если ширина  $\alpha > 1,3d_3$  (рис.11.2,5), либо наличием желоба (желобной выработки), если ширина  $\alpha < 1,3d_3$  (рис.11.2, 8, 9). При этом чем больше расходятся кривые  $a$  и  $b$ , тем значительнее глубина желобной выработки или каверны в стенках ствола скважины.

В случаях, когда обе кривые профилограммы расположены влево от линии  $D$ , поперечное сечение ствола характеризуется сужением и представляется в виде окружности с диаметром  $D_c=D$ . При этом кривые профилограммы сходятся (рис.11.2, 6) либо расходятся (рис.11.2, 7).

После расшифровки профилограмму рабивают на участки, которые представлены желобными выработками, кавернами, сужениями и номинальным размером ствола. Далее определяют площадь и объем каждого участка ствола, а затем общий объем заколонного пространства в интервале цементирования обсадной колонны.

Площадь поперечного сечения ствола каждого участка следует определять с учетом всех параметров, характеризующих данное сечение. Поскольку поперечное сечение стволов с желобом или каверной характеризуется тремя параметрами  $D$ ,  $a$  и  $b$ , то площадь поперечного сечения их следует определить с учетом этих трех параметров.

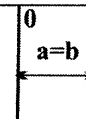
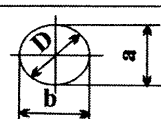
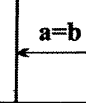
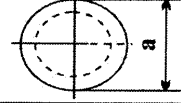
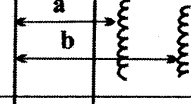
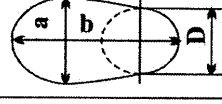
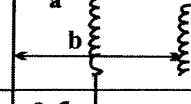
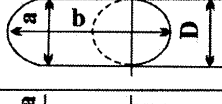
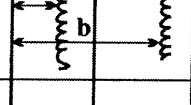
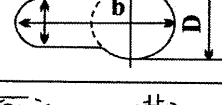
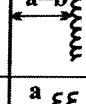
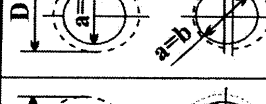
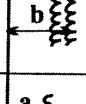
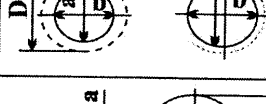
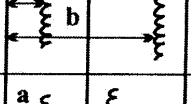
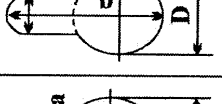
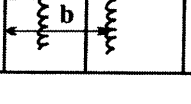
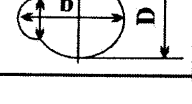
Характеристика ствола	Профилеграмма	Поперечное сечение ствола	Вариант
Номинал			1
Каверна			2
			3
			4
			5
			6
Сужение			7
			8
Желоб			9

Рис.11.2. Виды поперечных сечений ствола скважины по данным профилометрии

Площадь поперечного сечения и объемы стволов с желобами и кавернами определяют по следующим формулам:

при  $a > D$  (см.рис 11.2,3)

$$F = \frac{\pi}{8} \left( D^2 + a^2 \right) + \frac{D+a}{2} \left( b - \frac{D+a}{2} \right); \quad (11.2)$$

при  $a = D$  (см.рис.11.2,4)

$$F = \frac{\pi D^2}{4} + D(b - D). \quad (11.3)$$

При  $a < D$  площадь поперечного сечения ствола с каверной или желобом определяется в зависимости от их глубины  $\delta = b - D$ .

Если глубина каверны и желоба

$$\delta > \delta_x = 0,5 \left( \sqrt{D^2 - a^2} - D + a \right) \text{ при } a > d_3, \quad (11.4)$$

или глубина желоба

$$\delta > \delta'_x = 0,5 \left( \sqrt{D^2 - d_3^2} - D + d_3 \right) \text{ при } a \leq d_3, \quad (11.5)$$

то площадь поперечного сечения ствола с каверной (см.рис.11.2,5) и желобом (см.рис.11.2, 8)

$$F = \frac{\pi}{4} \left( D^2 + \frac{a^2}{2} \right) + \frac{a}{4} \left( 4b - 2D - 2a - \sqrt{D^2 - a^2} \right) - \frac{DC_1}{4}, \quad (11.6)$$

где

$$C_1 = \sqrt{a^2 + \frac{4}{3} \left( D - \sqrt{D^2 - a^2} \right)^2}. \quad (11.7)$$

Если глубина желоба

$$\delta < \delta'_x = 0,5 \left( \sqrt{D^2 - d_3^2} - D + d_3 \right), \quad (11.8)$$

то площадь поперечного сечения ствола (см.рис. 11.2,9)

$$F = \frac{\pi D^2}{4} + \frac{a}{4}(2b - D - d_s) - \frac{1}{4}(C_1 D - C_2 d_s), \quad (11.9)$$

где

$$C_2 = \sqrt{a^2 + \frac{4}{3} \left( 2b - D - \sqrt{D^2 - a^2} \right)^2}. \quad (11.10)$$

Площадь поперечного сечения ствола скважины для возможных случаев образования желобов и каверн (уширений) с достаточной для практических целей точностью может быть также определена по обобщенной упрощенной формуле

$$F = \frac{\pi D^2}{4} + a(b - D). \quad (11.11)$$

Если поперечное сечение ствола представляет окружность или характеризуется сужением (см.рис.11.2, 1, 2, 6, 7), то его площадь определяется по формуле

$$F = \pi D_c^2 / 4. \quad (11.12)$$

Для случаев поперечного сечения ствола в виде окружности с номинальным диаметром ствола (см.рис.11.2, 1) или с сужением ствола (см. рис.11.2, 6, 7) диаметр ствола принимается равным диаметру долота ( $D_c = D$ ). Если ствол скважины характеризуется каверной с поперечным сечением в виде окружности (см.рис.11.2, 2), то  $D_c = a = b$ .

Тогда объем ствола скважины с различными поперечными сечениями  $F_i$  и интервалами  $l_i$  находят из выражения

$$V = F_1 l_1 + F_2 l_2 + \dots + F_n l_n. \quad (11.13)$$

Ниже приведены примеры по определению площади поперечного сечения и объема ствола скважины для конкретных случаев и форм поперечного сечения скважины (рис.11.3) по точным и упрощенной формулам в сопоставлении с методикой [4].

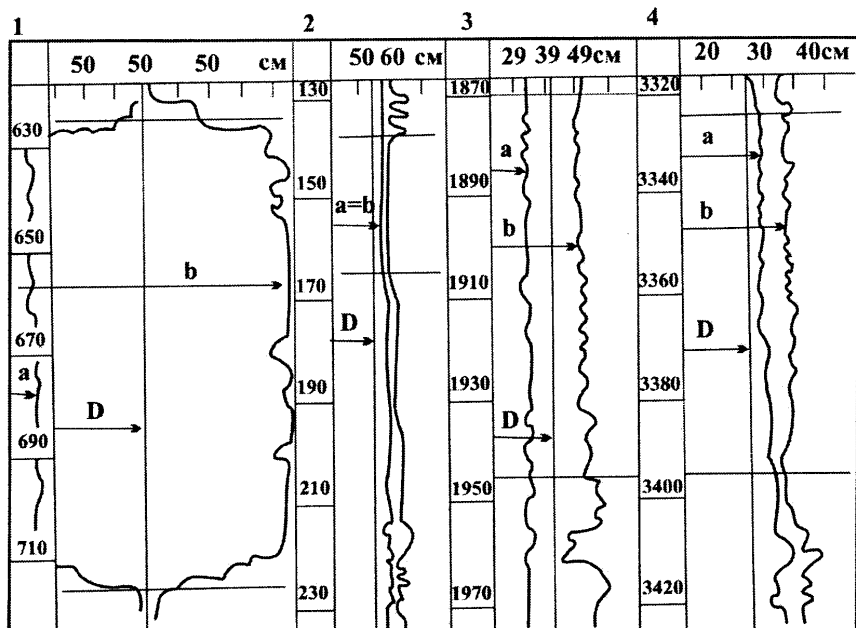


Рис.11.3.  
Примеры (1-4) профилеграмм по скважинам

**Пример.11.3** Определить площадь поперечного сечения  $F$  и объем ствола скважины  $V$  в интервале 625-715 м, представленном желобной выработкой (рис.11.3, 1) при  $b=615$  мм,  $a=234$  мм,  $D=394$  мм и  $l=90$  м.

**Решение.** Ввиду того, что  $a > d_3$ , по формуле (11.4),

$$\delta_k = 0,5 \left( \sqrt{394^2 - 234^2} - 394 + 234 \right) = 78 \text{ мм},$$

$$\delta = b - D = 615 - 394 = 221 \text{ мм}.$$

Так как  $\delta > \delta_k$ , поэтому пользуемся формулами (11.7) и (11.6)

$$C_1 = \sqrt{234^2 + \frac{4}{3} \left( 394 - \sqrt{394^2 - 234^2} \right)^2} = 250 \text{ мм},$$

$$F = 0,785 \left( 394^2 + \frac{234^2}{2} \right) + \frac{234}{4} \left( 4 \cdot 615 - 2 \cdot 394 - 2 \cdot 234 - \sqrt{394^2 - 234^2} \right) -$$

$$- \frac{394 \cdot 250}{4} = 0,1706 \text{ м}^2,$$

откуда  $V=Fl=0,1706 \cdot 90=15,4 \text{ м}^3$ .

По упрощенной формуле (11.11)

$$F = 0,785 \cdot 394^2 + 234(615 - 394) = 0,1736 \text{ м}^2,$$

тогда  $V=0,1736 \cdot 90=15,6 \text{ м}^3$ .

Погрешность при использовании упрощенной обобщенной формулы (11.11) по сравнению с точной (11.6) составляет всего лишь 1,3 %.

По методике [4] для этого интервала  $V=18 \text{ м}^3$ , причем погрешность составляет 16,9 %.

Если в данном примере принять  $a=180 \text{ мм}$ , то по указанной методике объем ствола останется прежним, т.е.  $V=18 \text{ м}^3$ . В действительности при этом площадь и объем ствола снизятся и составят  $F=0,1594 \text{ м}^2$  и  $V=14,3 \text{ м}^3$ . Следовательно, погрешность в определении объема ствола по этой методике составит 25,9 %.

Для этого случая по обобщенной упрощенной формуле (11.11)  $F=0,1616 \text{ м}^2$ ,  $V=4,5 \text{ м}^3$ , т.е. погрешность по сравнению с точной формулой (11.6) составляет 1,4 %.

**Пример 11.4.** Определить площадь поперечного сечения и объем ствола в интервале 3325-3395 м, характеризующемся наличием каверны (рис. 11.3, 4) при  $a=295 \text{ мм}$ ,  $b=335 \text{ мм}$ ,  $D=269 \text{ мм}$ ,  $l=70 \text{ м}$ .

**Решение.** По формуле (11.2)

$$F = \frac{3,14}{8} \left( 269^2 + 295^2 \right) + \frac{269 + 295}{2} \left( 335 - \frac{269 + 295}{2} \right) = 0,0775 \text{ м}^2,$$

откуда  $V=0,0775 \cdot 70=5,4 \text{ м}^3$ .

По методике [4] для этого случая  $V=6,3 \text{ м}^3$ , т.е. результат завышен на 16,7 %. Если для данного примера принять  $D=214 \text{ мм}$ , то по этой методике объем ствола останется прежним ( $V=6,3 \text{ м}^3$ ), т.е. будет завышен на 24 %, так как площадь поперечного сечения и объем ствола снизятся:  $F=0,07262 \text{ м}^2$  и  $V=5,08 \text{ м}^3$ .



По упрощенной формуле (11.11) при  $D=269$  мм значения  $F=0,07627$  м<sup>2</sup> и  $V=5,3$  м<sup>3</sup>, а при  $D=214$  мм имеем  $F=0,07164$  м<sup>2</sup> и  $V=5,02$  м<sup>3</sup>, т.е. погрешность относительно точного метода составляет соответственно 1,8 и 1,2 %.

## 11.4 Расчет одноступенчатого цементирования

Одноступенчатый способ цементирования наиболее распространен. При этом способе в заданный интервал подается тампонажный раствор за один прием.

Если возникает необходимость делить интервал цементирования на две части, то используют двухступенчатое цементирование. При этом на границе раздела устанавливают специальную разделительную муфту. Способ применяют в следующих случаях: поглощение тампонажного раствора в нижних пластах или при большой высоте его подъема за колонной, когда расчетные давления при прокачивании тампонажного раствора больше давления, развиваемого цементировочными агрегатами; наличие резко отличающейся температуры в нижней и верхней зонах интервала подъема тампонажного раствора; невозможность доставки на буровую нужного количества тампонажной техники; возможность возникновения больших давлений в процессе продавливания тампонажного раствора.

Манжетное цементирование применяют, когда нет необходимости цементировать эксплуатационную колонну в зоне продуктивного горизонта. При расчете одноступенчатого цементирования определяют: количество сухого тампонажного материала; количество воды для затворения; объем продавочной жидкости; максимальное давление в конце процесса цементирования; необходимое число смесительных машин и цементировочных агрегатов; время, необходимое для проведения всего процесса цементирования.

Для повышения качества цементирования необходимо предусмотреть использование при цементировании буферной жидкости, которая выполняет следующие функции:

отделяет тампонажный раствор от промывочной жидкости и предотвращает образование густых трудно прокачиваемых смесей;

увеличивает полноту замещения промывочной жидкости тампонажным раствором;

способствует разрушению фильтрационных глинистых корок на стенках скважины;

способствует лучшему сцеплению тампонажного раствора с горными породами, слагающими стенки скважины.

В качестве буферной жидкости широко используются воды и водные растворы солей ( $NaCl$ ,  $CaCl$  и т.д.), щелочей ( $NaOH$ ) и ПАВ (сульфонол).

Виды буферных жидкостей приведены в табл. 11.4.

Известно, что эффективность вытеснения промывочной жидкости водными растворами (буферной жидкостью) возрастает с увеличением плотности этих растворов.

Таблица 11.4

Виды буферных жидкостей	
Вид	Область применения
Вода	В устойчивых породах, не подверженных набуханию при кратковременном воздействии потока воды
Нефть и нефтепродукты	При бурении с промывкой нефтеэмульсионными растворами или когда ствол скважины цементируется нефтеэмульсионными тампонажными растворами
Утяжеленные (на солевой и полимерной основах)	Когда применение больших объемов легких жидкостей связано с опасностью выброса или обвалами и осыпями; при наличии сильно кавернозных зон в стволе скважины.
Водные растворы солей	В разрезах с наличием соляных куполов
Растворы кислот	Для удаления фильтрационной корки и остатков бурового раствора со стенок скважины в интервале продуктивного пласта.
Аэрирование	При наличии в разрезе зон поглощений, затрудняющих цементирование при больших коэффициентах уширения ствола
Эрозионные (водопесчаные)	При наличии в стволе больших каверн, стенки которых сложены глинистыми породами
Незамерзающие	В зонах многолетнемерзлых пород
С низкой водоотдачей	На месторождениях с низкими градиентами пластовых давлений; при наличии в разрезе поглощающих пластов или малопрочных пропластков, склонных к осыпям и обвалам
Вязкоупругий разделитель	В суженных и расширенных частях ствола скважины для обеспечения вытеснения бурового раствора (имеет ограниченное применение из-за ряда недостатков).

В случае применения буферной жидкости с меньшей плотностью, чем у бурового раствора ( $\rho_6 > \rho_p$ ), объем этой жидкости выбирается из условия, чтобы гидростатическое давление столба в заколонном пространстве несколько превышало пластовое. Из этого условия находят, что вы-

сота столба буферной жидкости в заколонном пространстве описывается соотношением:

$$h_6 \leq \frac{(\rho_p - k_a \rho_b) z_{пл}}{\rho_p - \rho_b}, \quad (11.14)$$

где  $\rho_p, \rho_b, \rho_6$  - плотность соответственно бурового раствора, пресной воды и буферной жидкости;  $k_a$  - коэффициент аномальности,

$$k_a = \frac{\rho_{пл}}{\rho_b g z_{пл}} = \frac{\rho_{пл}}{0,01 g z_{пл}}, \quad (11.15)$$

$z_{пл}$  - расстояние от поверхности до продуктивного горизонта;

$\rho_{пл}$  - пластовое давление, МПа.

Если расчетное значение высоты столба буферной жидкости по формуле (11.14) будет больше расстояния от устья скважины до уровня цементного раствора в заколонном пространстве, то необходимо плотность буферной жидкости выбирать из соотношения

$$\rho_p < \rho_6 < \rho_{ц.р.} \quad (11.16)$$

Плотность цементного раствора  $\rho_{ц.р.}$  выбирается на 200-250 кг/м<sup>3</sup> больше плотности бурового раствора  $\rho_p$ . Плотность буферной жидкости регулируется путем изменения концентрации водорастворимых солей.

Высота столба буферной жидкости в заколонном пространстве  $h_6$  обычно принимается равной 150-220 м, что оказывается вполне достаточным для обеспечения хорошего качества цементирования.

Расчетная схема одноступенчатого цементирования показана на рис.11.4.

Высота столба бурового раствора за колонной:

$$h_p = H - (H_{ц} + h_6). \quad (11.17)$$

Требуемый объем цементного раствора:

$$V_{ц} = \frac{\pi}{4} [K_1 (D^2 - d_1^2) H_{ц} + d_2^2 h], \quad (11.18)$$

где  $K_1$  - коэффициент заполнения каверн,  $K_1=1,15$ ;  $d_1$  - наружный диаметр обсадных труб;  $d_2$  - внутренний диаметр обсадных труб.

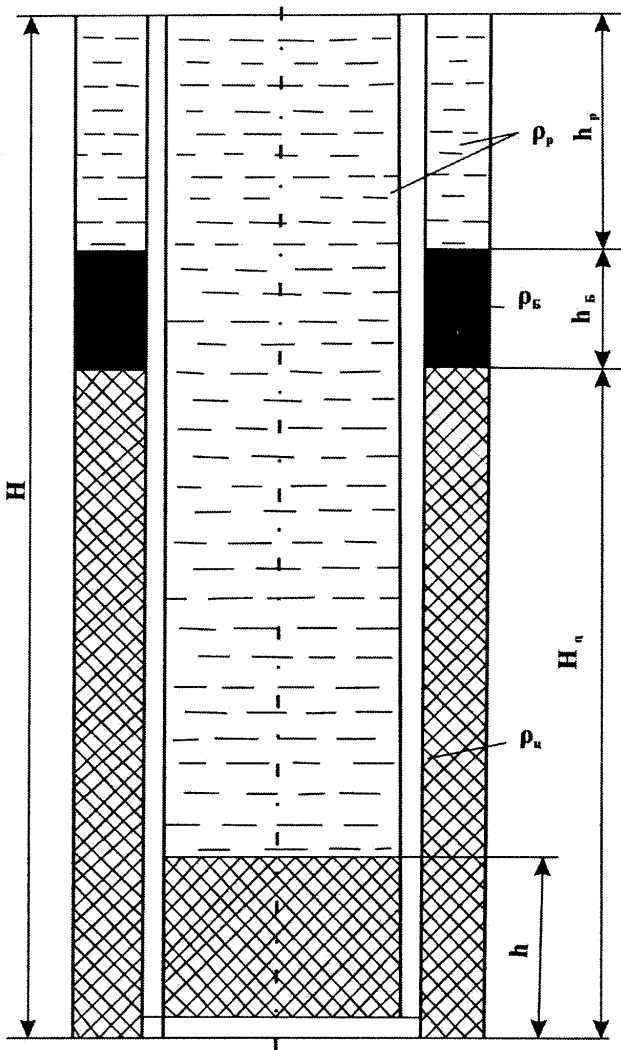


Рис. 11.4.  
 Схема цементирования обсадной колонны.

Требуемая масса сухого цемента

$$G_{\text{ц}} = V_{\text{ц}} \rho_{\text{ц}} \frac{1}{1+m} K_2, \quad (11.19)$$

где  $m$  – водоцементное отношение;  $K_2$  – коэффициент, учитывающий потери.

При цементировании скважин используются цементные растворы с  $m=0,4\div 0,5$ . Водоцементное отношение для получения цементного раствора заданной плотности определяется из выражения

$$m = \frac{\rho_{\text{в}}(\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{ц,р}})}{\rho_{\text{ц}}(\rho_{\text{ц,р}} - \rho_{\text{в}})}. \quad (11.20)$$

Количество воды для приготовления расчетного объема цементного раствора

$$V_{\text{в}} = q_{\text{в}} G_{\text{ц}}. \quad (11.21)$$

Требуемый объем продавочного раствора

$$V_{\text{пр}} = \Delta \frac{\pi d_2^2}{4} (H-h) + V_{\text{м}}, \quad (11.22)$$

где  $\Delta$  – коэффициент сжимаемости бурового раствора,  $\Delta=1,04$ ;  $V_{\text{м}}$  – вместимость манифольда.

Если обсадная колонна составлена из труб с различной толщиной стенок, то объем продавочной жидкости находят как сумму объемов интервалов обсадных труб с одинаковой толщиной стенок.

Максимальное давление перед посадкой верхней пробки на упорное кольцо.

$$P_{\text{max}} = P_1 + P_2, \quad (11.23)$$

где  $P_1$  – давление, создаваемое за счет плотности жидкости в затрубном пространстве и в трубах

$$P_1 = 0,01[h_p \rho_p + h_6 \rho_6 + H_u \rho_u - h \rho_u - (H - h) \rho_p]; \quad (11.24)$$

$P_2$  - давление, необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений, находится по формуле Шищенко-Бакланова

$$P_2 = 0,001H + 1,6 \text{ МПа (при глубине скважины до 1500 м);} \quad (11.25)$$

$$P_2 = 0,001H + 0,8 \text{ МПа (при глубине скважины более 1500 м).}$$

Далее находят число цементировочных агрегатов из условия обеспечения определенной скорости течения цементного раствора в кольцевом пространстве  $v_b$ :

если в скважине возможно поглощение, то скорость восходящего потока  $v_b$  принимается равной скорости течения бурового раствора в кольцевом пространстве за УБТ в процессе последнего рейса;

если поглощение отсутствует, то  $v_b$  за кондукторами и промежуточными колоннами берется равной не менее 1,5 м/с, а для эксплуатационных колонн не менее 1,8-2,0 м/с.

Требуемая подача цементировочных агрегатов

$$Q = F_3 v_b, \quad (11.26)$$

где  $F_3$  - площадь затрубного пространства,  $m^2$

$$F_3 = \frac{V_u - V_{uc}}{H_u}. \quad (11.27)$$

Подача и давление, развиваемые цементировочными агрегатами, приводятся в табл.11.5

Т а б л и ц а 11.5

Подача и давление, развиваемые цементировочными агрегатами

Тип агрегата	Скорость	Диаметр втулки, мм				
		100	110	115(120)	125	140
ЦА-320М	I	1,4/40	-/-	1,7/32	2,3/24	-/-
	II	2,5/32	-/-	3,2/26	4,3/19	-/-
	III	4,8/16	-/-	6,0/14	8,7/10,7	-/-
	IV	8,6/9	-/-	10,7/8	14,5/6	-/-
ЗЦА-400А	I	-/-	6,6/40	-/-	8,8/30	11,2/23
	II	-/-	9,5/27	-/-	12,6/21	16,1/16
	III	-/-	14,1/18	-/-	18,6/14	23,8/11
	IV	-/-	19,5/13	-/-	23,4/10	33,0/8

Подача и давление, развиваемые цементировочными агрегатами

Тип агрегата	Скорость	Диаметр втулки, мм				
		100	110	115(120)	125	140
4АН-700	I	6,0/70	-/-	9,4/7	-/-	-/-
	II	8,3/51	-/-	12,3/34	-/-	-/-
	III	11,6/36	-/-	17,3/24	-/-	-/-
	IV	14,6/29	-/-	22,0/19	-/-	-/-
Примечание. В числителе – подача Q в дм <sup>3</sup> /с, в знаменателе – давление p в МПа.						

Тогда число требуемых цементировочных агрегатов

$$n_{ц.а} = \frac{Q}{Q_i} + 1, \tag{11.28}$$

где  $Q_i$  - производительность цементировочного агрегата на  $i$ -й скорости (так как продавливание, как правило, начинается на максимально возможной скорости), дм<sup>3</sup>/с.

Находят необходимое число цементосмесительных машин

$$m_{ц.с.м} = \frac{Q_{ц}}{V_{бун} \rho_n}, \tag{11.29}$$

где  $\rho_n$  - насыпная масса цемента, т/м<sup>3</sup>;  $V_{бун}$  - вместимость бункера цементосмесительной машины 2СМН-20, техническая характеристика которой приводится ниже

Транспортная грузоподъемность, т	8-9
Вместимость бункера, м <sup>3</sup>	14,5
Производительность при изготовлении цементного раствора, л/с	20
Плотность приготавливаемого раствора, г/см <sup>3</sup>	
цементного	1,7-2,1
цементно-песчаного	1,9-2,3
цементно-бentonитового	1,4-1,6
глинистого	1,02-1,4
утяжеленного глинистого	1,35-2,3
Давление жидкости в линии к смесителю, МПа	0,8-1,5
Смесительное устройство.	Вакуумно-гидравлическое

Определяется продолжительность цементирования по формуле

$$t_u = \frac{1}{60} \left( \frac{V_6}{n_1 Q_{IV}} + \frac{V_u}{n_2 Q_{IV}} + \frac{0,98 V_{np}}{(n-1) Q_{III}} + \frac{0,02 V_{np}}{Q_{III}} \right) + 10. \quad (11.30)$$

**Пример 11.5.** Провести расчет одноступенчатого цементирования при следующих условиях: обсадная колонна диаметром 273 мм спущена на глубину  $H=2000$  м; диаметр скважины  $D_{скв}=320$  мм; высота подъема цементного раствора за колонной  $H_u=1500$  м; плотность бурового раствора  $\rho_p=1350$  кг/м<sup>3</sup>; плотность цементного раствора  $\rho_{ц.р}=1860$  кг/м<sup>3</sup>; упорное кольцо установлено на высоте 20 м от башмака колонны, т.е. высота цементного стакана  $h=20$  м; объем цементного стакана  $V_{ц.с}=1,04$  м<sup>3</sup>. Пластовое давление продуктивного горизонта  $p_{пл}=25$  МПа; расстояние от продуктивного горизонта  $z_{пл}=1900$  м.

**Решение.** Определяем высоту столба буферной жидкости по формуле (11.14), предварительно найдя коэффициент аномальности по формуле (11.15):

$$k_a = 25 / (0,01 \cdot 1900) = 1,32.$$

В качестве буферной жидкости принимаем водный раствор солей  $NaCl$  плотностью 1080 кг/м<sup>3</sup>, тогда

$$h_6 = \frac{(1,35 - 1,32 \cdot 1,0) 1900}{1,35 - 1,08} = 211,0 \text{ м.}$$

Принимаем  $h_6=210$  м.

Определяем высоту столба бурового раствора за колонной (см. формулу 11.17)

$$h_p = 2000 - (1500 + 210) = 290 \text{ м.}$$

Находим требуемый объем цементного раствора по формуле (11.18)

$$V_{ц} = 0,8 [1,15(0,320^2 - 0,273^2) \cdot 1500 + 0,255^2 \cdot 20] = 38,4 \text{ м}^3.$$

Требуемая масса сухого цемента по уравнению (11.19)

$$G_{ц} = 38,4 \cdot 1860 \cdot 1 / (1 + 0,5) 1,05 = 50\,000 \text{ кг} = 50 \text{ т.}$$



Количество воды для приготовления расчетного объема цементного раствора по формуле (11.21)

$$V_{\text{в}} = 0,5 \cdot 50 = 25 \text{ м}^3.$$

Требуемый объем продавочного раствора; приняв вместимость ма-нифольда,  $V_{\text{м}}=0,8 \text{ м}^3$ .

$$V_{\text{пр}} = 1,04 \cdot 0,8 \cdot 0,255^2 (2000 - 20) + 0,8 = 108,0 \text{ м}^3.$$

Определяем максимальное давление перед посадкой верхней пробки на упорное кольцо (см. формулы 11.24 и 11.25)

$$p_1 = 0,01 [290 \cdot 1350 + 210 \cdot 1080 + 1500 \cdot 1860 - (2000 - 20) \cdot 1350 - 20 \cdot 1860] = 7,0 \text{ МПа};$$

$$p_2 = 0,001 \cdot 2000 + 0,8 = 2,8 \text{ МПа}.$$

где  $p_1$  – давление, создаваемое за счет разности плотности жидкости в затрубном пространстве и в трубах;  $p_2$  – давление, необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений.

Окончательно  $p_{\text{max}}=7,0+2,8=9,8 \text{ МПа}$ .

Принимаем  $v_{\text{в}}=1,8 \text{ м/с}$  и находим требуемую подачу цементировочных агрегатов для обеспечения этой скорости: [см. формулы (11.26) и (11.27)]

$$\text{Тогда } Q=0,024 \cdot 1,8=0,044 \text{ м}^3/\text{с}=44 \text{ дм}^3/\text{с}.$$

Для цементировочного агрегата ЦА-320М производительность на III скорости  $Q_{\text{III}}=8,7 \text{ дм}^3/\text{с}$  при диаметре втулки 125 мм, а давление  $p_{\text{III}}=10,7 \text{ МПа}$ , т.е. заданный режим (по давлению) обеспечится при использовании этого цементировочного агрегата.

Число требуемых цементировочных агрегатов по формуле (11.28)

$$n = \frac{44}{8,7} + 1 = 6,05.$$

Принимаем шесть агрегатов ЦА-320 М.

Находим необходимое число цементосмесительных машин. [формула (11.29)]

$$m_{ц.с.м} = 50 / (14,5 \cdot 1,21) = 2,5).$$

Принимаем  $m_{ц.с.м}=3$ .

Определяем число цементировочных агрегатов при закачке буферной жидкости объемом

$$V_6 = 0,8(0,32^2 - 0,273^2) \cdot 210 = 5,04 \text{ м}^3.$$

Вместимость одного мерного бака ЦА-320М составляет  $6,4 \text{ м}^3$ . Поэтому для закачки буферной жидкости принимаем один цементировочный агрегат ( $n_1=1$ ).

Число цементировочных агрегатов при закачке цементного раствора  $n_2=2m=2 \cdot 3=6$ .

Так как  $V_u < V_{пр}$ , то гидравлические сопротивления будут меньше расчетных ( $p_{max}=9,8 \text{ МПа}$ ).

Тогда для обеспечения производительности  $44 \text{ дм}^3/\text{с}$  можно взять  $Q_{IV}=13,3 \text{ дм}^3/\text{с}$ . Суммарная производительность смесительных машин обеспечит полученную подачу агрегатов.

Предусматриваем закачивание  $0,98$  объема продавочного раствора с помощью  $n-1=6-1=5$  агрегатов (ЦА-320М) при подаче  $Q_{III}=8,7 \text{ дм}^3/\text{с}$ . Оставшиеся  $0,02$  объема продавочного раствора будут закачиваться одним агрегатом при  $Q_{III}=8,7 \text{ дм}^3/\text{с}$ , что необходимо для ловли момента «стоп» - момента посадки верхней разделительной пробки на упорное кольцо.

Продолжительность цементирования по формуле (11.30)

$$t_u = \frac{1}{60} \left( \frac{5,04 \cdot 10^3}{1 \cdot 13,3} + \frac{38,4 \cdot 10^3}{6 \cdot 13,3} + \frac{0,98 \cdot 10,8 \cdot 10^3}{(6-1) \cdot 8,7} + \frac{0,02 \cdot 10,8 \cdot 10^3}{8,7} \right) + 10 = 69 \text{ мин}$$

Выбираем тампонажный цементный раствор для цементирования обсадной колонны, характеризующийся началом загустевания:

$$t_3 = \frac{t_u}{0,75} = \frac{69,0}{0,75} = 92,0 \text{ мин.}$$

Принимаем тампонажный раствор на основе портландцемента по ГОСТ 1581-78 со следующими показателями: растекаемость (при водоцементном отношении  $m=0,5$ )  $18 \text{ см}$ ; начало схватывания – не ранее  $2 \text{ ч}$ ; конец схватывания – не позднее  $10 \text{ ч}$ .

**Пример 11.6.**[13] Провести расчет одноступенчатого цементирования при следующих условиях: диаметр обсадной колонны (хвостовика) – 114 мм; хвостовик спущен на глубину 3460 м на 89 мм бурильных трубах; диаметр предыдущей обсадной колонны – 178 мм; диаметр скважины (долота) – 151 мм; высота цементного раствора за колонной – 860 м; плотность цементного раствора – 1860 кг/м<sup>3</sup>; плотность бурового раствора – 900 кг/м<sup>3</sup>; плотность буферной жидкости – 1080 кг/м<sup>3</sup>; высота цементного стакана – 10 м; пластовое давление – 15 МПа; расстояние до продуктивного горизонта – 3030 м.

**Решение.** Выбираем высоту буферной жидкости в затрубном пространстве  $h_6=150$ м.

Определим высоту бурового раствора в затрубном пространстве

$$h_p = H - (H_{ц.р} + h_6)$$

$$h_p = 3460 - (860 + 150) = 2450 \text{ м.}$$

Определим требуемый объем цементного раствора по следующей формуле:

$$V_{ц} = \frac{\pi}{4} [k_1(D_1^2 - d_1^2)l + (D_2^2 - d_1^2)h_6 + d_2^2h], \quad (11.31)$$

где  $k_1$  - коэффициент, учитывающий заполнение каверн,  $k_1=1,15$ ;  $l$  - длина хвостовика,  $l=760$  м;  $D_1$  - диаметр скважины под хвостовик,  $D_1=151$  мм;  $D_2$  - внутренний диаметр предыдущей колонны  $D_2=164$  мм;  $d_1$  - наружный диаметр хвостовика,  $d_1=114$  мм;  $d_2$  - внутренний диаметр нижней секции хвостовика (см. табл.9.5 [13]),  $d_2=102$  мм;  $h$  - высота цементного стакана,  $h=10$  м.

Отсюда

$$\begin{aligned} V_{ц} &= \frac{\pi}{4} [1,15(0,151^2 - 0,114^2) \cdot 760 + (0,164^2 - 0,114^2) \cdot 150 + 0,102^2 \cdot 10] = \\ &= 8,007 \text{ м}^3 \end{aligned}$$

Определим требуемую массу сухого цемента.

$$G_{ц} = 8,007 \cdot 1860 \frac{1}{1 + 0,5} \cdot 1,05 = 10425 \text{ кг} = 10,4 \text{ т.}$$

Определим объем воды для приготовления цементного раствора

$$V_{\text{в}} = 0,5 \cdot 10,4 = 5,2 \text{ м}^3.$$

Определим требуемый объем продавочной жидкости

$$V_{\text{пр}} = \frac{\Delta p}{4} [d_{\text{б.тв}}^2 l_{\text{б.т}} + d_2^2 (H_{\text{ц.р}} - h)] + V, \quad (11.32)$$

где  $d_{\text{б.тв}}=71$  мм с замками ЗУ;  $l_{\text{б.т}}=3460-860=2600$  м.

$$\text{Тогда } V_{\text{пр}} = 1,04 \cdot 0,8 [0,071^2 \cdot 2600 + 0,102^2 (860 - 10)] + 0,8 = 19 \text{ м}^3.$$

Проверим бурильные трубы на растягивающие нагрузки:

$$Q_{\text{р}} = \left[ l_{\text{б.т}} q_{\text{б.т}} \left( 1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{м}}} \right) + Q_{\text{хв}} \left( 1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{м}}} \right) \right] k_3, \quad (11.33)$$

где  $q_{\text{б}}$  - вес 1 м бурильных труб,  $q_{\text{б}}=195$  Н;  $\rho_{\text{м}}=7850$  кг/м<sup>3</sup>;  $Q_{\text{хв}}=141\,000$  Н - вес хвостовика;  $k_3$  - коэффициент запаса прочности, учитывающий работу бурильных труб в клиновом захвате,  $k_3=1,1$ .

Получаем:

$$Q_{\text{р}} = \left[ 2600 \cdot 195 \left( 1 - \frac{0,9}{7,85} \right) + 141\,000 \left( 1 - \frac{0,9}{7,85} \right) \right] \cdot 1,1 = 631\,077 \text{ Н} = 0,631 \text{ МН}.$$

Для стали группы прочности Д  $[Q_{\text{р}}]=0,86$  МН (см. приложение 2, стр.262 А.Е.Сароян «Теория и практика работы бурильной колонны», 1990).

Условие  $[Q_{\text{р}}] > Q_{\text{р}}$  ( $0,86 \text{ МН} > 0,631 \text{ МН}$ ) выполнено, следовательно, на этих трубах можно спускать хвостовик.

Определим максимальное давление перед посадкой верхней пробки на упорное кольцо:

$$p_1 = 0,01(900 \cdot 2450 + 1080 \cdot 150 + 1860 \cdot 860 - 10 \cdot 1860 - 900 \cdot 3450) = 8,43 \text{ МПа}$$

$$p_2 = 0,001 \cdot 3460 + 0,8 = 4,26 \text{ МПа},$$

$$p_{\text{max}} = 8,43 + 4,26 = 12,69 \text{ МПа},$$

Определим число цементировочных агрегатов  $n$  для закачки продавочной жидкости:

$$F_3 = \frac{\pi}{4}(D_2^2 - D_1^2); \quad F_3 = \frac{3,14}{4}(0,164^2 - 0,114^2) = 0,0109 \text{ м}^2,$$

где 0,164 м – внутренний диаметр предыдущей колонны ( $D_2=173$  мм);  $D_1$  – наружный диаметр «хвостовика»,  $D_1=0,114$  м.

Отсюда  $Q=1,8 \cdot 0,0109=0,0196=19,6$  дм<sup>3</sup>/с.

Выбираем цементировочный агрегат ЦА-320М. При диаметре втулок 115 мм на IV скорости  $Q_{IV}=10,7$  дм<sup>3</sup>/с;  $p=8,7$  МПа.

Число агрегатов

$$n = \frac{19,6}{10,7} + 1 = 2,8 = 3.$$

Определим требуемое число цементосмесительных машин  $m$ . Выбираем машину 2СМН-20, у которой  $V_{\text{бунк}}=14,5$  м<sup>3</sup>.

Тогда  $m = 10 \cdot 425 / (14,5 \cdot 1210) = 1$ , где 1210 кг/м<sup>3</sup> – насыпная масса цемента  $\rho_u$ .

Определим число цементировочных агрегатов для закачки буферной жидкости:

$$V_6 = \frac{\pi}{4}(D_2^2 - D_{6.т}^2)h_6, \quad (11.34)$$

где  $D_2$  – внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, м;  $D_{6.т}$  – диаметр бурильных труб, на которых спущен хвостовик, м;  $V_6$  – прокачиваемый объем буферной жидкости,

$$V_6 = \frac{\pi}{4}(0,164^2 - 0,089^2) \cdot 150 = 2,24 \text{ м}^3.$$

Вместимость одного мерного бака ЦА-320М составляет 6,4 м<sup>3</sup>, поэтому для закачки буферной жидкости выбираем один агрегат.

Определим число агрегатов для закачки цементного раствора  $n=2m=2 \cdot 1=2$ .

Предусматриваем закачивание 0,98 % объема продавочного раствора с помощью двух ( $n-1=3-1=2$ ) агрегатов (ЦА-320М) при подаче  $Q_{IV}=10,7$  дм<sup>3</sup>/с. Оставшиеся 0,02 % объема продавочного раствора будут закачи-

ваться одним агрегатом при подаче  $Q_{III}=7 \text{ дм}^3/\text{с}$ , что необходимо для ловли момента посадки верхней пробки на упорное кольцо «стоп».

Определим продолжительность цементирования по формуле (11.30)

$$t_{ц} = \frac{1}{60} \left( \frac{2,24 \cdot 10^3}{1 \cdot 10,7} + \frac{8,007 \cdot 10^3}{2 \cdot 10,7} + \frac{0,98 \cdot 19 \cdot 10^3}{(3-1) \cdot 10,7} + \frac{0,02 \cdot 19 \cdot 10^3}{7} \right) + 10 = 35 \text{ мин.}$$

Выбираем цементный раствор для цементирования хвостовика, характеризующийся началом загустевания  $t_3=t_{ц}/0,75=35/0,75=47 \text{ мин}$ .

Принимаем цементный раствор на основе портландцемента + 20 % глиноземистого цемента + вода + понизители плотности со следующими характеристиками: растекаемость  $P=14 \text{ см}$ ; начало схватывания  $K_{схв}=1,5 \text{ ч}$ , конец схватывания  $K_{схв} = 3 \text{ ч}$ , ожидание затвердения цемента (ОЗЦ)=8 ч.

Буровой раствор не утяжеленный, на основе дистиллятных нефтепродуктов, стабилизированный натриевым мылом окисленного петролатума (2÷5 %), окисленного битума (15-25 %), битума (10-20%), 0,7-1,5 % едкого натра, 1-5 % воды, остальное до 100 % - нефтяная основа. Таким раствором вскрываем продуктивный пласт с  $\rho_p=900 \text{ кг/м}^3$ .

Пример 11.7. Для приготовления цементного раствора используется цемент плотностью  $\rho_{ц}=3150 \text{ кг/м}^3$  и пресная вода. Определить водоцементное отношение для получения цементного раствора плотностью  $\rho_{ц,р}=1870 \text{ кг/м}^3$  и количество сухого цемента для приготовления  $1 \text{ м}^3$  цементного раствора.

Решение. Подставляем исходные данные в уравнение (11.20)

$$m = \frac{1000 \cdot (3150 - 1870)}{3150 \cdot (1870 - 1000)} = 0,466.$$

Количество сухого цемента для приготовления  $1 \text{ м}^3$  цементного раствора при водоцементном отношении  $m=0,466$  находим по формуле

$$q_{ц} = \frac{\rho_{ц} \cdot \rho_{в}}{\rho_{в} + m\rho_{ц}} = \frac{3150 \cdot 1000}{1000 + 0,466 \cdot 3150} = 1276 \text{ кг/м}^3.$$

Количество сухого цемента при заданных  $m$  и плотности цементного раствора  $\rho_{ц,р}$  из уравнения

$$q_{ц} = \rho_{ц,р} / (1+m) = 1870 / (1+0,466) = 1276 \text{ кг/м}^3$$

## 11.5. Расчет установки цементного моста в открытом стволе скважины

По методике ВНИИКрнефти расчет заключается в определении (рис.11.5) объемов тампонажного раствора для цементирования моста и порций буферной жидкости, прокачиваемой перед тампонажным раствором и вслед за ним, а также объема продавочной жидкости.

Объем тампонажного раствора

$$V_{цр} = S_c h_m + k_1 V_m. \quad (11.35)$$

Объемы прокачиваемых порций буферной жидкости: перед тампонажным раствором

$$V'_{буф} = k_2 V_T + k_3 S_k h_m; \quad (11.36)$$

вслед за тампонажным раствором

$$V''_{буф} = k_2 V_T. \quad (11.37)$$

Объем продавочной жидкости

$$V_{пр} = k_4 V_T - S_T h_m. \quad (11.38)$$

Здесь  $S_c, S_k, S_T$ , - соответственно площади поперечного сечения скважины на участке установки цементного моста, кольцевого пространства между стенками скважины и колонной труб, по которой прокачивают указанные жидкости в том же участке и внутреннего проходного канала колонны,  $m^2$ ;  $h_m$  - высота моста, м;  $k_1, k_2, k_3, k_4$  - эмпирические коэффициенты (табл.11.6);  $V_T$  - внутренний объем колонны труб,  $m^3$ .

Таблица 11.6

Буферная жидкость	$k_1$	$k_2$	$k_3$	$k_4$
Трубы с внутрь высаженными концами				
Вода	0,05	0,02	0,4	0,97
Отсутствует	0,1	-	-	0,94
Гладкопроходные трубы				
Вода	0,025	0,02	0,4	0,98
Отсутствует	0,055	-	-	0,97

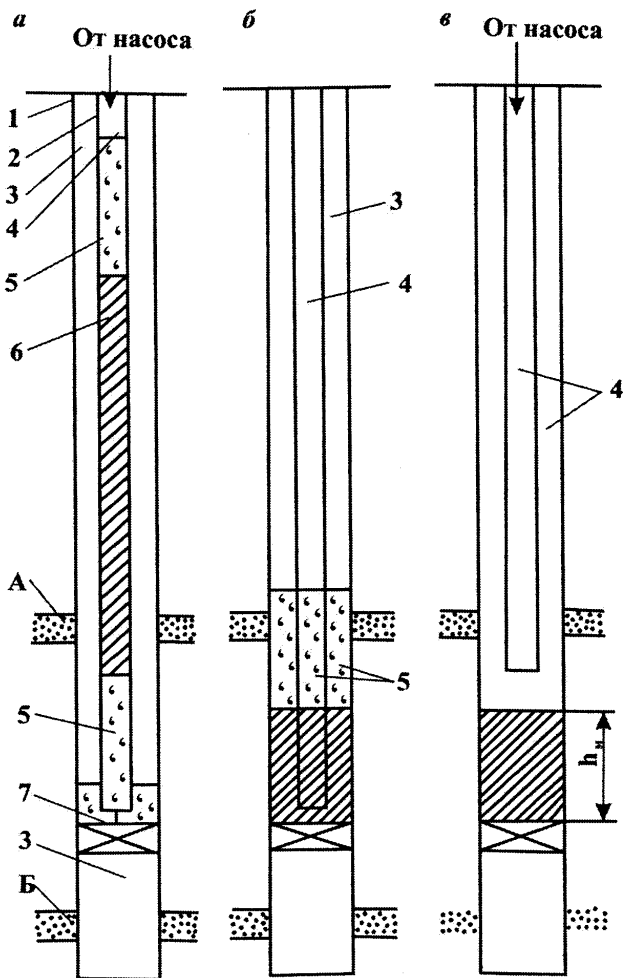


Рис. 11.5. Схема установки цементного моста:

*a* - начало закачки продавочной жидкости в бурильные трубы; *б* - конец закачки продавочной жидкости; *в* - промывка скважины после приподнятия бурильных труб выше кровли цементного моста; 1 - ствол скважины; 2 - бурильная колонна; 3 - буровой раствор; 4 - продавочная жидкость; 5 - буферная жидкость; 6 - цементный раствор; 7 - пакер; А и Б - перспективные горизонты.



Продавочная жидкость закачивается до момента выравнивания уровней столбов тампонажного раствора в кольцевом пространстве и колонне труб (а также уровней столбов буферных жидкостей). После этого колонна приподнимается на 20-30 м выше верхней границы моста.

При использовании устройства УЦМ-140 объем тампонажного раствора, транспортируемого в заданный участок скважины по колонне НТК между двумя разделительными пробками,

$$V_{\text{цр}} = k_p S_c h_m, \quad (11.39)$$

где  $k_p$  - коэффициент резерва,  $k_p = 1,05 \div 1,1$ .

## 11.6 Технологическое тампониование

Технологическое тампониование выполняется в процессе сооружения скважины. В назначение и функции его при бурении скважин, кроме закрепления обсадных колонн и стенок скважины, создания мостов водит изоляция интервалов залегания полезного ископаемого (при геологоразведочном бурении), ликвидация поглощений и водопроявлений.

Расчеты объемов тампонажного раствора (тампонажной смеси) при тампониовании поглощающих зон, наименования рецептур и конкретные составы быстросхватывающихся смесей даны в разделе 17 настоящего пособия.

## 11.7. Ликвидационное тампониование

Ликвидационное тампониование, как одна из мер по охране недр проводится с целью: предотвращения загрязнения и засорения водоносных горизонтов и залежей полезных ископаемых через скважину; смешения вод различного качества после окончания бурения геологоразведочных скважин. Если скважина вскрыла зоны поглощений и водогазопроявлений, то ствол скважины полностью или частично заполняется тампонажной смесью.

Ликвидация нефтяных и газовых скважин без эксплуатационной колонны в зависимости от горно-геологических условий вскрытого разреза производится путем установки цементных мостов в интервалах залегания высоконапорных минерализованных вод с коэффициентом аномальности  $K_a \geq 1,1$  и слобопродуктивных, не имеющих промышленного значения залежей углеводородов. Высота цементного моста должна быть на 20 м ни-

же кровли каждого такого горизонта. Над кровлей верхнего пласта с минерализованной водой, а также на границе залегания пластов с пресными и минерализованными водами (если они не перекрыты промежуточной колонной) устанавливается цементный мост высотой 50 м.

Цементный мост устанавливается также: в башмаке последней промежуточной колонны с перекрытием его не менее, чем на 50 м; интервалах перфорации и смятия эксплуатационной колонны на 20 м ниже и не 100 м выше этих интервалов.

Изоляционно-ликвидационные работы в скважинах, строящихся на месторождениях и подземных хранилищах, в продукции которых содержатся агрессивные и токсичные компоненты, в концентрациях, представляющих опасность для жизни людей, должны проводиться в соответствии в инструкции («Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудовании их устьев и стволов». М, 2001. РД 08-347-00 Госгортехнадзор России).

Для приготовления смесей используются следующие материалы: цемент, глина, песок, суглинки, отходы бурения, ускорители схватывания и добавки для регулирования свойств тампонажных смесей. Тип цемента выбирается с учетом минерализации и агрессивности подземных вод, температуры окружающей среды (ТОС) в скважине.

При выборе рецептуры тампонажных составов необходимо в первую очередь учитывать агрессивность подземных вод.

Рекомендации по выбору тампонажного материала (смеси, состава) и метода тампонирувания даны в табл. 11.7.

Т а б л и ц а 11.7

Рекомендуемые области применения различных материалов для ликвидационного тампонирувания

Характеристика объекта ликвидационного тампонирувания	Рекомендуемый тип тампонажного материала и метод тампонирувания
Агрессивные сульфатные и мягкие подземные воды; ТОС < 10 °С	Пушчолановый сульфатостойкий портландцемент с ускорителем схватывания
Агрессивные магниезиальные подземные воды; ТОС до 100 °С	Шлакопортландцемент
Агрессивные воды отсутствуют; ТОС свыше 100 °С	Портландцемент тампонажный с активными добавками (кварцевый песок)
Сероводородная агрессия при ТОС до 250 °С	Шлакопесчаный цемент
Агрессивные сульфатные подземные воды то же при наличии соленосных пород	Сульфатостойкий портландцемент то же с ускорителем схватывания

Характеристика объекта ликвидации онного тампонирувания	Рекомендуемый тип тампонажного мате- риала и метод тампонирувания
Соленосные отложения	Магнезиальный цемент (на основе каусти- ческого магнезитового порошка), затво- ряемый на насыщенном растворе $MgCl_2$
Небольшая глубина скважины при наличии малых водопритоков	Глина с песком (до 6%) в виде шариков, забрасываемая (после просушки) в сква- жину
Скважины с большим водопритоком самоизливающиеся с напором до 1,5 м	Ствол скважины в пределах водоносного горизонта заполняется промытым песком или гравием; в подошве и кровле геологич- еского объекта устанавливаются цемент- ные мосты с гидроизолирующей глиняной перемычкой из шариков в пределах мощ- ности водоупоров; скважина до устья за- полняется густым отработанным глини- стым раствором с вводом наполнителей (шлама песка, местных глин и т.п.)

Общее количество исходных материалов для ликвидационного тампонирувания определяется, исходя из общего объема раствора  $V_{тр}$ , требующегося для тампонирувания скважин (в  $m^3$ ),

$$V_{тр} = \frac{\pi}{4} \cdot \left( K_3 + K_n \frac{H}{l_{ц}} \right) D_c^2 H, \quad (11.40)$$

где  $K_3$  - коэффициент запаса объема, величина которого принимается в зависимости от состояния стенок скважины; при наличии каверн размером до 1,5 номинального диаметра скважины  $K_3=1,1$  при наличии каверн до 2 номинальных диаметров скважины  $K_3=1,2$ ;  $K_n$  - коэффициент потерь раствора при одном цикле закачки (на разбавление смеси продавочной жидкости, в заливочных трубах, при приготовлении раствора и т.д.),  $K_n=0,08 \div 1,15$ , причем большая величина берется для скважин диаметром менее 76 мм;  $H$  - глубина скважины, м;  $l_{ц}$  - величина разового интервала тампонирувания, м; ( $H/l_{ц}$  - число циклов тампонирувания);  $D_c$  - диаметр скважины по данным кавернометрии, м.

Объем тампонажного раствора на установку цементного моста, устанавливаемого в стволе скважины

$$V_{т.р} = k \frac{\pi}{4} D_c^2 \cdot h_{ц.м.}, \quad (11.41)$$

где  $k=1,2 \div 1,3$  – коэффициент, учитывающий дополнительный расход раствора на заполнение расширений в скважине;  $h_{ц.м.}$  – высота цементного моста.

Если в скважине предусматривается установить несколько цементных мостов, то их высота суммируется.

Количество цемента на приготовление тампонажного раствора для создания цементных мостов рассчитывается по формуле

$$Q_{ц} = k_1 \frac{\rho_{ц} \rho_{в}}{\rho_{в} + m \rho_{ц}} \cdot V_{т.р}, \quad (11.42)$$

где  $k_1=1,05 \div 1,1$  – коэффициент, учитывающий потери цемента при приготовлении раствора;  $\rho_{ц}=3050-3200$  кг/м<sup>3</sup> – плотность цемента;  $\rho_{в}$  – плотность воды;  $m=0,4 \div 0,6$ .

Зная общий объем тампонажного раствора принятой рецептуры, можно определить требуемое количество каждого компонента. Например, при использовании цементно-суглинистого раствора, компоненты которого находятся в соотношении цемент: суглинок: вода=1:0,5:0,6, с 3% хлористого кальция получим необходимое количество исходных материалов (в т): цемента  $V_{т.р}$ , суглинка  $0,5V_{т.р}$ , воды  $0,6V_{т.р}$ , хлористого кальция  $0,03V_{т.р}$ .

Если ликвидационное тампонирование проектируется проводить в скважине, имеющей два диаметра, то объем тампонажного раствора

$$V_{т.р} = k \frac{\pi}{4} D_{ср}^2 H, \quad (11.43)$$

где  $H$  – высота тампонирования, м;  $D_{ср}$  – средний диаметр скважины

$$D_{ср} = \frac{D_1 h_1 + D_2 h_2}{h_1 + h_2}, \quad (11.44)$$

где  $D_1$  и  $D_2$  – соответственно диаметры нижнего и верхнего интервалов тампонирования;  $h_1$  и  $h_2$  – высоты нижнего и верхнего интервалов;  $H = h_1 + h_2$ .

Если для проведения ликвидационного тампонирования предусмотрен глиноцементный раствор, то плотность тампонажной смеси рассчитывается по формуле

$$\rho_{\tau} = \frac{n_1 \rho_{ц} + n_2 \rho_{гг}}{n_1 + n_2}, \quad (11.45)$$

где  $n_1$  - количество частей цемента;  $n_2$  - количество частей глины; величины  $k$ ,  $\rho_{ц}$  и  $\rho_{в}$  приведены выше.

Количество цемента для приготовления тампонажной смеси

$$Q_{ц} = Q_{\tau} \frac{n_1}{n}, \quad (11.46)$$

где  $n = n_1 + n_2$  - общее количество частей в тампонажной смеси.

Количество глины для приготовления тампонажной смеси

$$Q_{гг} = Q_{\tau} - Q_{ц}. \quad (11.47)$$

Количество продавочной жидкости, нагнетаемой за один цикл, в общем случае (в м<sup>3</sup>)

$$v_{пр} = \frac{\pi}{4} d^2 h_{б.т}, \quad (11.48)$$

где  $d$  - внутренний диаметр заливочных труб, м;  $h_{б.т}$  - глубина погружения нижнего конца заливочных (бурильных) труб, м.

Если плотность продавочной жидкости при близких реологических параметрах с тампонажным раствором значительно меньше плотности тампонажного раствора, возможно ее вытеснение через верхний конец заливочных труб при отсоединении вертлуга-сальника. В этом случае объем продавочной жидкости на каждый цикл тампонирования приблизительно определяется по формуле

$$v_{пр} = \frac{\pi}{4} d^2 h, \quad (11.49)$$

где  $h$  – расчетная глубина уровня тампонажного раствора после завершения очередного цикла закачки, м.

Пример 11.8. Определить количество цемента и ускорителя схватывания на установку цементного моста в стволе скважины  $D_c=93$  мм на высоту 15 м.

Решение. По формуле (11.41)

$$V_{\text{цр}} = 1,2 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot 0,093^2 \cdot 15 = 0,122 \text{ м}^3.$$

Количество цемента по формуле (11.42)

$$Q_{\text{ц}} = 1,1 \frac{3200 \cdot 1000}{1000 + 0,5 \cdot 3200} \cdot 0,122 = 165,2 \text{ кг.}$$

Количество ускорителя схватывания при  $K_y=0,03$

$$Q_y = K_y \cdot Q_{\text{ц}} = 0,03 \cdot 165,2 \approx 5,0 \text{ кг.}$$

Пример 11.9. Проектом на ликвидационное тампонирование скважины, имеющей два интервала - нижний высотой  $h_1=240$  м диаметром  $D_1=76$  мм и верхний высотой  $h_2=160$  м диаметром  $D_2=93$  мм, в качестве тампонажной смеси предусмотрен глиноцементный раствор (в соотношении 1 часть цемента две части глины). Рассчитать количество цемента и глины для приготовления тампонажной смеси. Водотампонажное отношение принять равным  $m=0,5$ , а плотность глины  $\rho_{\text{гл}}=2000$  кг/м<sup>3</sup>.

Решение. Найдем средний диаметр скважины [см. выражение (11.44)]

$$D_{\text{ср}} = \frac{0,076 \cdot 240 + 0,093 \cdot 160}{240 + 160} = 0,083 \text{ м;}$$

$$H = h_1 + h_2 = 240 + 160 = 400 \text{ м.}$$

Тогда по формуле (11.43)

$$V_{\text{цр}} = 1,2 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot 0,083^2 \cdot 400 = 2,6 \text{ м}^3.$$

Плотность тампонажной смеси по формуле (11.45)

$$\rho_{\tau} = \frac{1 \cdot 3200 + 2 \cdot 2000}{1 + 2} = 2400 \text{ кг/м}^3.$$

Количество тампонажной смеси составит

$$Q_{\tau} = k_1 \frac{\rho_{\tau} \rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{в}} + m \rho_{\tau}} V_{\text{гн.р}} = 1,1 \frac{2400 \cdot 1000}{1000 + 0,5 \cdot 2400} \cdot 2,6 = 3120 \text{ кг.}$$

Количество цемента для приготовления тампонажной смеси

$$Q_{\text{ц}} = Q_{\tau} \frac{n_1}{n} = 3120 \frac{1}{3} = 1040 \text{ кг.}$$

Количество глины

$$Q_{\text{гл}} = 3120 - 1040 = 2080 \text{ кг.}$$

### Список литературы

1. Булатов А.И. Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. М., Недра, 1991.
2. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промысловые и тампонажные растворы. Учебное пособие. М., Недра, 1999.
3. Булатов А.И., Сухенко Н.И. Тампонажные работы при проводке скважин в условиях поглощения бурового раствора. М. ВНИИОЭНГ, 1982.
4. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению. Кн 4. М., Недра, 1996
5. Боголюбовский К.А., Соловьев Н.В., Букалов А.А. Практикум по курсу промысловые жидкости и тампонажные смеси с основами гидравлики. Учебное пособие М., МГРИ, 1991.
6. Вагин Н.А. и др. Новые технологии и технические средства для сооружения и ликвидации гидрогеологических скважин (нормативные документы) МПР РФ, Геоинформмарк 1999.
7. Волков А.С.; Тевзадзе Р.Н. Тампонирование геологоразведочных скважин. М., Недра, 1986.
8. Ганджумян Р.А. Практические расчеты в разведочном бурении. 2-е изд. перераб и доп. М., Недра, 1986.

9. Ивачев Л.М. Борьба с поглощениями промывочной жидкости при бурении геологоразведочных скважин., М., Недра, 1982.

10. Ивачев Л.М. Промывка, тампонирование геологоразведочных скважин. – М.: Недра, 1989.

11. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. 3-е изд., перераб и доп. М., Недра, 1990.

12. Калинин А.Г., Ошкордин О.В., Питерский В.М., Соловьев Н.В. Разведочное бурение: Учеб. для вузов. – М., ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000.

13. Калинин А.Г.; Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые. /под.ред. А.Г.Калинина М., Недра, 2001.

14. Руденко А.П. Тампонирование и крепление скважин при алмазном бурении. Л.:Недра, 1978.

15. Рудометов Ю.Г., Измайлова Р.А. Временная инструкция по проведению ликвидационного тампонирования геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые ВИТР. С-Петербург, 1993.

16. Соловьев Н.В. Промывочные жидкости и тампонажные смеси. Учебно-методическое пособие. М., МГГА, 2000.

17. Соловьев Н.В., Демин Н.В., Ганджумян Р.А. Охрана окружающей среды при бурении скважин. Учебное пособие. М., МГГУ 2005.



## 12. Основы расчета и проектирования бурового оборудования

### 12.1 Талевые системы

Талевая система предназначена для подъема и поддержания на весу тяжелого бурового инструмента. Она представляет собой (рис.12.1) полиспастный механизм, который состоит из кронблока 1, установленного на вышке или мачте, талевого блока 2 и талевого каната 3, являющегося гибкой связью между буровой лебедкой 4 и подъемным крюком, подвешенным к талевому блоку. Под оснасткой талевой системы понимается навеска каната на шкивы кронблока и талевого блока в определенной последовательности, которая исключала бы перекрещивание каната и трение его ветвей друг о друга.

При небольших нагрузках на крюке спускоподъемные операции выполняют на прямом канате (рис.12.1, а). В геологоразведочном бурении применяют талевые системы трех типов: с креплением свободного конца каната к основанию буровой установки или якорю (талевая система с неподвижным концом каната), (рис.12.1, б, в), к кронблоку мачты или вышки (рис.12.1, з), к талевому блоку (рис.12.1, д).

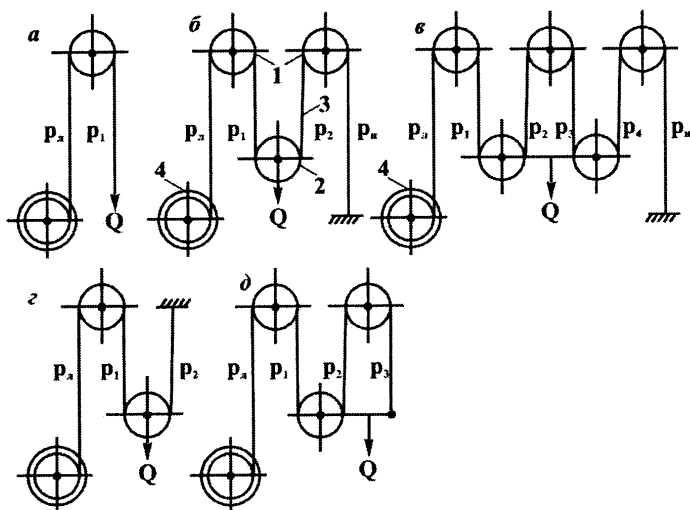


Рис. 12.1.  
Схемы талевых систем

Талевая система с неподвижным концом каната (симметричная талевая система) обеспечивает более равномерное распределение нагрузки на опоры вышки или мачты, а также позволяет устанавливать на неподвижной ветви талевого каната указатель веса инструмента и нагрузки на породоразрушающий инструмент.

При подвижном крюке ветви талевого каната равномерно нагружены силой

$$P = \frac{Q}{u_{г.с.}}, \quad (12.1)$$

где  $Q$  – нагрузка на крюке (весом талевого блока можно пренебречь, так как при геологоразведочном бурении он незначительный);  $u_{г.с.}$  – число струн талевой системы, то есть число подвижных ветвей каната за исключением ветви, наматываемой на барабан лебедки.

В процессе бурения вследствие трения и изгиба каната усилия в ветвях полиспаста  $P_1, P_2, \dots, P_n$  распределяются неравномерно.

Поэтому нагрузка на крюке

$$Q = \frac{P_n \eta \cdot (1 - \eta^{u_{м.с.}})}{(1 - \eta)}. \quad (12.2)$$

Натяжение ведущей ветви

$$P_n = \frac{Q(1 - \eta)}{\eta(1 - \eta^{u_{м.с.}})}. \quad (12.3)$$

Усилие в неподвижной ветви каната

$$P_n = \frac{Q[\eta^{u_{м.с.}}(1 - \eta)]}{(1 - \eta^{u_{м.с.}})}. \quad (12.4)$$

В выражениях (12.1)-(12.3)  $\eta$  – к.п.д. одного шкива; для шкивов на подшипниках качения  $\eta=0,98$ .

Коэффициент полезного действия талевой системы

$$\eta_{т.с} = \frac{\eta(1 - \eta^{u_{т.с}})}{u_{т.с}(1 - \eta)} \quad (12.5)$$

При определении числа струн талевого оснастки исходят из наибольшей нагрузки на крюк  $Q$ . Ее определяют при подъеме наиболее тяжелого бурильного инструмента или наиболее тяжелой колонны обсадных труб.

$$u_{т.с} = \frac{Q}{P_{л} \lambda_1 \eta_c} \quad (12.6)$$

где  $P_{л}$  – натяжение ведущей ветви каната, соответствующее номинальной грузоподъемности лебедки;  $\lambda_1$  – коэффициент длительной перегрузки двигателя; для электродвигателей  $\lambda_1=1,3$ ; для двигателей внутреннего сгорания  $\lambda_1=1,10 \div 1,15$ .

В геологоразведочном бурении применяются в основном следующие оснастки талевого системы: 0х1; 1х2 и 2х3 (см.рис. 12.1 а,б,в). Коэффициент полезного действия для них составит:

$u_{т.с}$	1	2	3	4
$\eta_{т.с}$	0,96-0,97	0,95-0,93	0,92-0,90	0,90-0,88

При практических расчетах при эксплуатации буровых установок на нефть и газ можно воспользоваться выражением

$$\eta_{т.с} = 1 - 0,02u_{т.с} \quad (12.7)$$

При небольших нагрузках и незагруженном крюке величина  $\eta_{т.с}$  значительно меньше, чем при полной нагрузке.

Полученное по формуле (12.6) значение округляется до целого числа в большую сторону.

Общее число ветвей талевого каната

$$u'_{т.с} = u_{т.с} + 2; \quad (12.8)$$

при симметричной оснастке

$$u'_{т.с} = u_{т.с} + 1. \quad (12.9)$$

Глубину скважины до которой спускоподъемные операции можно проводить на прямом канате (оснастка 0х1) рассчитывают по формуле

$$L_{0x1} = \frac{P_n \eta_{т.с.}}{\kappa_{пр} g q \left(1 - \frac{\rho}{\rho_m}\right) \cdot (\cos \Theta_{ср} + \mu \sin \Theta_{ср})} \quad (12.10)$$

где  $\kappa_{пр}$  – коэффициент, учитывающий влияние всех тех факторов, которые вызывают дополнительные сопротивления при подъеме бурового инструмента из скважины;  $q$  – масса 1 м бурильной колонны в сборе;  $\rho$  – плотность очистного агента, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_m$  – плотность материала труб, кг/м<sup>3</sup> (для стали  $\rho_m=7,85 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup>, для сплава Д16Т  $\rho_m=2,8 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup>);  $\Theta_{ср}=(\Theta_n+\Theta_k)/2$ ;  $\Theta_n$  и  $\Theta_k$  – начальный и конечный зенитные углы скважины;  $\mu$  – коэффициент трения бурильных труб о породу, значения которого могут быть ориентировочно приняты по следующим данным:

Сухая скважина.....	0,3-0,4
Вода.....	0,2-0,4
Эмульсия.....	0,12-0,2

В случае применения легкосплавных бурильных труб коэффициент трения  $\mu$  следует уменьшить приблизительно на 10%.

Ниже приведены опытные значения коэффициента  $\kappa_{пр}$  для различных геолого-технических условий бурения:

вертикально заданной скважины, пробуренные в крепких породах при небольшой кривизне скважины.....	1,2;
скважина диаметром $D \geq 76$ мм, пробуренные в крепких породах при средней интенсивности искривления $J_\Theta=0,02$ град/м.....	1,3;
скважины, пройденные в мягких породах, склонных к набуханию.....	1,4;
скважины, пробуренные в крепких породах под углом 80-75 градусов к горизонту, при $J_\Theta=0,03 \div 0,04$ .....	1,6;
сильно искривленные скважины малого диаметра.....	2,0.

**Пример 12.1.** Определить натяжение в ведущей ( $P_n$ ) и неподвижной ( $P_{н}$ ) ветвях талевого каната при подъеме инструмента весом  $Q=500$ кН и к.п.д. талевого системы, если оснастка 4х5, т.е.  $\eta_{т.с.}=8$ .

**Решение.** При подъеме бурового инструмента натяжение ведущей ветви, определяется из выражения (12.3).

$$P_n = 500 \frac{1 - 0,98}{0,98(1 - 0,98^8)} = 68 \text{ кН.}$$

В неподвижной ветви [см. формулу (12.4)]

$$P_n = 500 \frac{0,98^8(1-0,98)}{1-0,98^8} = 56,6 \text{ кН.}$$

Коэффициент полезного действия талевой системы [см. формулу (12.5)]

$$\eta_{т.с.} = \frac{0,98(1-0,98^8)}{8(1-0,98)} = 0,92.$$

Пример 12.2. На подъемном крюке подвешена бурильная колонна весом  $Q=1,5$  МН; вес подвижной части талевой системы  $Q_{т.с.}=0,08$  МН.

Найти: а) натяжение ведущего конца каната при оснастке 5х6; б) величину выигрыша в силе при данной оснастке.

Решение: находим к.п.д. талевой системы из выражения (12.7)  
 $\eta_{т.с.}=1-0,02 \cdot 10=0,80.$

Тогда максимальное натяжение ведущей струны составит

$$P_n = \frac{Q + Q_{т.с.}}{u_{т.с.} \cdot \eta_{т.с.}} = \frac{1,5 + 0,08}{10 \cdot 0,8} = 0,197 \text{ МН.}$$

Следовательно при 10-ти струнной оснастке мы выигрываем в силе

$$\frac{Q_{\Sigma}}{P_n} = \frac{Q + Q_{т.с.}}{0,197} = \frac{1,5 + 0,08}{0,197} \approx 8,$$

т.е почти в 8 раз.

Пример 12.3. Определить глубину скважины до которой спуско-подъемные операции следует производить на прямом канате, т.е. применять оснастку 0х1 для следующих условий: глубина скважины  $L=800$  м; буровой станок СКБ-5 с приводом от электродвигателя; бурильные трубы СБТН-54; промывочная жидкость – техническая вода; скважина вертикальная диаметром  $D=76$  мм.

Решение. По справочным данным (см. табл. 8.1) натяжение ведущей ветви каната (грузоподъемность лебедки)  $P_n=35000$  Н;  $q=6,26$  кг/м. Приняв  $k_{пр}=1,3$  находим

$$Q = k_{пр} \cdot g \cdot L \cdot q \left(1 - \frac{\rho}{\rho_m}\right) = 1,3 \cdot 9,81 \cdot 800 \cdot 6,26 \cdot \left(1 - \frac{1000}{7850}\right) = 55756 \text{ Н,}$$

т.е.  $Q > P_n.$

Приняв  $\lambda_1=1,3$ ;  $\eta_{т.с.}=0,93$ , определяем необходимую оснастку талевой системы [см. формулу 12.6]

$$u_{т.с.} = \frac{55756}{35000 \cdot 1,3 \cdot 0,93} = 1,3 \cong 2,$$

т.е. должна быть применена оснастка талевой системы 1х2.

Глубину, до которой спускоподъемные операции следует производить на прямом канате, т.е. применять талевую оснастку 0х1, определяем из выражения (12.10)

$$L_{0x1} = \frac{35000 \cdot 0,93}{1,3 \cdot 9,81 \cdot 6,26 \cdot \left(1 - \frac{1000}{7850}\right)} = 467 \text{ м},$$

т.е. с глубины 460 м должна быть применена оснастка талевой системы 1х2.

## 12.2 Канаты талевых систем

Стальные канаты, являясь частью талевой системы буровой установки, осуществляют гибкую связь между буровой лебедкой и подъемным крюком. Они должны быть достаточно гибкими и иметь высокую механическую прочность. На буровых работах применяют канаты двойной свивки, состоящие из шести прядей, свитых вокруг органического или металлического сердечника.

Различают канаты с одинаковым или различным диаметром проволок в прядях типа ЛК-0 (рис. 12.2,а) и типа ТЛК-0 (рис. 12.2,г) диаметр проволок в слоях одинаков, в пряди типа ЛК-Р (рис. 18.2,д) наружный слой имеет проволоки разного диаметра, в пряди типа ЛК-РО (рис. 12.2, б) расположены слои с проволоками одинакового диаметра и с проволоками разных диаметров.

Характеристики стальных канатов, наиболее часто применяемых при геологоразведочном и глубоком бурении на нефть и газ приведены соответственно в табл. 12.1 и 12.2

Таблица 12.1

## Характеристика стальных канатов ЛК-Р, ЛК-0 и ТЛК-0

Диаметр каната, мм	Площадь сечения всех проволок, мм <sup>2</sup>	Маркировочная группа по временному сопротивлению разрыву, МПа				
		1370	1570	1660	1766	1960
		Расчетное разрывное усилие каната в целом (кН) не менее				
Канат двойной свивки типа ЛК-Р конструкции 6х19+1 ос (ГОСТ 2688-80)						
8,3	26,15	-	-	37,75	38,95	42,45
12	53,88	-	73,25	77,8	80,2	87,5
15	86,28	102,5	117	124,5	128,5	140
18	124,73	148	169,5	180	185,5	202,5
22,5	188,78	224,5	256,5	272,5	281	306,5
Канат двойной свивки типа ЛК-0 конструкции 6х19+1 ос (ГОСТ 3077-80)						
8,8	29,55	-	40,15	42,65	44	45,55
12	54,07	-	73,5	78,1	80,5	87,85
15	86,95	-	118	125,5	129,5	141
17,5	117,58	139,5	159,5	169,5	175	191
22	177,85	211,5	241,5	256,5	264,5	289
25,5	243,76	290	331,5	352	363	396
Канат двойной свивки типа ТЛК-0 конструкции 6х37+1 ос (ГОСТ 3079-80)						
13,5	66,56	-	90,5	96,15	99,1	108
15,5	85,54	-	116	123,5	127	139
19,5	135,54	161	184	195,5	201,5	220
21,5	167,64	199	227,5	242	249,5	272
25	225,39	268	306,5	325,5	335,5	366

Таблица 12.2

## Характеристика стальных канатов ЛК-РО (ГОСТ 16853-79)

Диаметр каната, мм	Площадь сечения, мм <sup>2</sup>	Разрывное усилие каната в целом в кН при временном сопротивлении проволоки, МПа	
		1766	1960
22	204	320	355
25	300,6	460	510
28	370,3	520	578
32	464,99	711	789
35	564,23	863	958
38	671,6	1027	1140
41,3	712	1120	1240

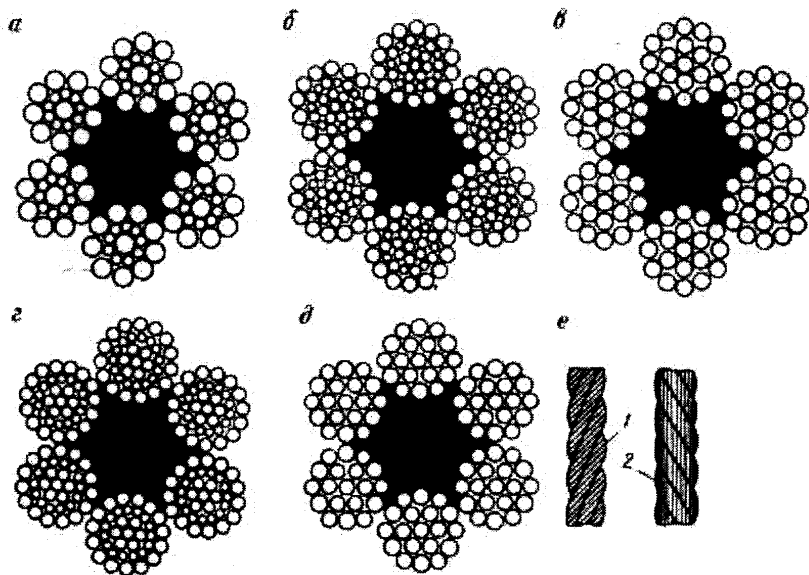


Рис.12.2. Стальные канаты:

*a* – типа ЛК-0 конструкции  $6 \times 19(1+9+9)+1$ ос; *б* – типа ЛК-РО конструкции  $6 \times 36(1+7+7/7+14)+1$ ос; *в* – типа ТК конструкции  $6 \times 19(1+6+12)+1$ ос; *г* – типа ТЛК-0 конструкции  $6 \times 37(1+6+15+15)+1$ ос; *д* – типа ЛК-Р конструкции  $6 \times 19(1+6+6/6)+1$ ос; *е* – свивка канатов; 1 – правая односторонняя; 2 – левая крестовая

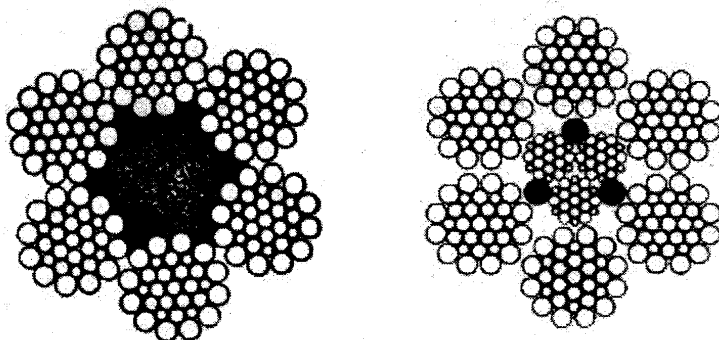


Рис.12.3 Стальные канаты, изготавливаемые по ТУ14-4-1767-94



Канаты при работе подвергаются сложной нагрузке: растяжению, изгибу, вибрации, контактными напряжениями, поэтому они должны иметь высокую прочность. Надежность и долговечность каната во многом определяется соотношением диаметра барабана лебедки (шкива)  $D_6$  и диаметром каната  $d_k$ .

В соответствии с принятыми нормами для установок геологоразведочного бурения  $D_6 \geq 18 d_k$ , а для установок с большим объемом спускоподъемных операций  $D_6 = (32-42)d_k$ .

При  $D_6/d_k > 25$  рекомендуются более жесткие канаты, с большим диаметром проволок в пряди, а при  $D_6/d_k < 25$  рекомендуются гибкие канаты.

Для геологоразведочных буровых установок, согласно правилам Госгортехнадзора, диаметр талевого каната выбирают в соответствии с расчетом на статическую прочность по формуле:

$$P_p = \kappa_{3,п} P, \quad (12.11)$$

где  $P_p$  – Разрывное усилие каната, кН;  $\kappa_{3,п} \geq 2,5$  – коэффициент запаса прочности, ( $\kappa_{3,п} \geq 3$  – при выполнении спускоподъемных операций с бурильными колоннами нефтяного сортамента);  $P$  – максимальное усилие, развиваемое лебедкой на минимальной скорости (максимальное натяжение струны каната) кН:

$$P = \frac{N\lambda\eta}{v_{\min}}, \quad (12.12)$$

где  $N$  – номинальная мощность двигателя, Вт;  $\lambda$  – коэффициент перегрузки двигателя, для асинхронных электродвигателей  $\lambda = 1,8 \div 2,2$ , для двигателей внутреннего сгорания  $\lambda = 1,1$ ;  $\eta = \eta_{3i}\eta_6$  – к.п.д. передачи от двигателя до барабана лебедки;  $\eta_{3i} = 0,98$  – к.п.д. зубчатой передачи;  $i$  – число передач в кинематической цепи;  $\eta_6 = 0,97$  – к.п.д. барабана;  $v_{\min}$  – минимальная скорость навивки каната на барабан, м/с.

Суммарное напряжение  $\sigma_z$  (МПа) в выбранном канате рассчитывают по формуле

$$\sigma_z = \sigma_p + \sigma_{из} = \frac{Q}{S} + cE \frac{\delta_n}{D_{ш}}, \quad (12.12a)$$

где  $\sigma_p$  и  $\sigma_{из}$  – предел прочности материала соответственно при растяжении и изгибе, МПа;  $S$  – площадь всех проволок в канате, см<sup>2</sup>;  $c = 0,35 \div 0,75$  – коэффициент, учитывающий напряжение кручения в проволоках, трение между отдельными проволоками и условия работы каната;  $E = 2,1 \cdot 10^{11}$  Па – модуль продольной упругости материала каната;  $Q$  – вес бурового снаряда, Н;  $\delta_n$  – диаметр проволоки каната, мм;  $D_{ш}$  – диаметр шкива, мм.

Для упрощения расчета  $P$  при бурении на нефть и газ используется также соотношение

$$P = P_{тб} k_n, \quad (12.13)$$

где  $P_{тб}$  – нагрузка на талевый блок;  $k_n$  – коэффициент, зависящий от оснастки, значения которого для различной талевой оснастки приведены ниже.

Оснастка талевой системы	2x3	3x4	4x5	5x6	6x7
Число рабочих струн	4	6	8	10	12
$k_n$	0,262	0,177	0,137	0,112	0,094

Для применения в качестве талевых на буровых установках нефтегазодобывающих предприятий рекомендуются следующие конструкции канатов:

6x31(1+6+6/6+12)+1о.с., ГОСТ 16853-88 (с органическим сердечником);  
 6x31(1+6+6/6+12)+7x7(1+6)+1м.с., ГОСТ 16853-88 (с металлическим сердечником);

6x31(1+6+6/6+12)+1о.с., ТУ 14-4-1767-94 (с органическим сердечником);

6x31(1+6+6/6+12)+3x19(1+6+6/6)+3о.с., ТУ 14-4-1767-94 (с комбинированным сердечником).

Отличительной особенностью канатов, изготавливаемых по техническим условиям ТУ 14-4-1767-94, (рис.12.3) является более рациональное соотношение диаметров проволок в наружных прядях канатов с органическим (рис.12.3,а) и комбинированным (рис.12.3, б) сердечниками.

При бурении скважин до глубины 3000 м рекомендуются к применению канаты всех четырех конструкций с предпочтительным применением канатов с органическим сердечником. При бурении скважин более 3000 м рекомендуется применение канатов с металлическими и комбинированными сердечниками, при этом более предпочтительны канаты с металлическим сердечником и органическим наполнителем, изготавливаемые по ТУ 14-4-1767-94.

Талевые канаты должны соответствовать паспортным данным талевого блока, кронблока и буровой лебедки.

Диаметр шкива по канавке принимают в зависимости от диаметра каната. Для установок геологоразведочного бурения  $D \geq 18d_k$ , для тяжелых установок с большим объемом спускоподъемных работ  $D = (32 \div 42)d_k$ .

Шкивы талевых блоков и кронблоков имеют одинаковую конструкцию. Профиль канавки шкива показан на рис.12.4. Глубина канавки  $H=1,75d_k$ , ее радиус  $R_k=0,5d_k+(0,02\div 0,07)d_k$

(12.14)

что исключает заклинивание и вызванный этим износ каната.

Боковые поверхности канавки должны быть касательными к дуге  $5/6 \pi$ , ограничивающей дно канавки.

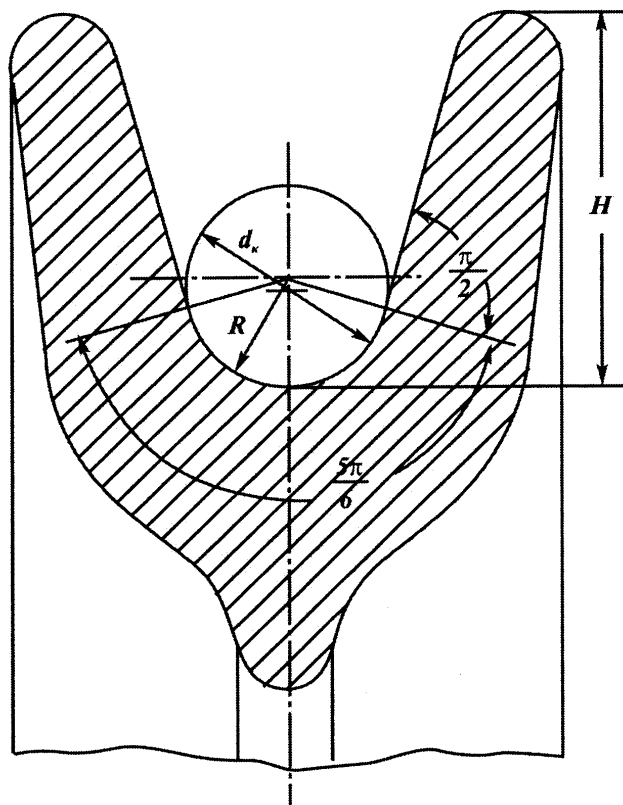


Рис. 12.4.

Профиль канавки шкива

Диаметр шкива является одним из главных факторов, определяющих долговечность каната. С увеличением диаметра шкива уменьшается скольжение и износ проволок при изгибе каната, значение напряжения изгиба  $\sigma_n$  проволок и величина контактного давления  $p$  между канатом и шкивом

$$\begin{aligned} \sigma_n &= E_k \delta / D_{ш}, \\ p &= 2P / d_k D_{ш}, \end{aligned} \quad (12.15)$$

где  $E_k = 1,3 \cdot 10^{11}$  Па модуль упругости каната;  $\delta$  – диаметр проволок, м;  $D_{ш}$  – диаметр шкива, м;  $P$  – натяжение каната, кН;  $d_k$  – номинальный диаметр каната.

Пример 12.4. Выбрать талевый канат для следующих условий: грузоподъемность лебедки станки ЗИФ-1200МР,  $P_n = 53955$  Н; диаметр барабана лебедки  $D_6 = 0,43$  м;

Решение. Примем  $\kappa_{з.п.} = 3$ , тогда допустимое разрывное усилие талевого каната по формуле (12.11)

$$P_p = 3 \cdot 53955 = 161864 \text{ Н} \approx 162 \text{ кН}.$$

Пользуясь табл.12.1, выбираем талевый канат конструкции 6х19(1+6+12)+1о.с. типа ТК-0 диаметром 19,5 мм с разрывным усилием  $P_p = 173$  кН, изготовленный из стали  $\sigma_{в.р.} = 1570$  МПа: диаметр проволоки центральной  $\delta_n = 1,3$  мм, а в слоях 1,2 мм.

Пример 12.5. Выбрать талевый канат для буровой установки с двигателем мощностью  $N = 22$  кВт и перегрузочной способностью  $\lambda = 2$ ; минимальная скорость навивки каната на барабан  $V_{\min} = 0,5$  м/с.

Решение: Приняв к.п.д. передачи от двигателя до барабана лебедки  $\eta = 0,9$  найдем максимальное усилие развиваемое лебедкой [см. формулу (12.12)]

$$P_{л(\max)} = (22 \cdot 10^3 \cdot 2 \cdot 0,9) / 0,5 = 79,2 \text{ кН}.$$

Находим  $P_p$ , приняв  $\kappa_{з.п.} = 2,5$

$$P_p \geq 2,5 \cdot 79,2 \geq 190 \text{ кН}.$$

Выбираем канат диаметром 21 мм двойной сивки типа ТК конструкции 6х19(1+6+12)+1о.с. с разрывным усилием  $P_p = 202,5$  кН.

### 12.3. Буровые вышки и мачты

При бурении скважин на твердые жидкие и газообразные полезные ископаемые применяются буровые вышки и мачты различных типов и конструкций. Их технические характеристики можно найти в [1,9,11,13,18,25 и 34]. Тип и конструкцию вышки (мачты) для геолого-разведочного бурения следует выбирать в зависимости от глубины скважины, угла ее заложения, принятого типа бурового станка с учетом конкретных местных условий и экономической целесообразности.

При выборе высоты вышки необходимо учитывать: проектную глубину скважины и ориентировочную продолжительность бурения, которая зависит от физико-механических свойств горных пород; способы бурения и применяемые технические средства (оборудование и инструмент для спуско-подъемных операций). Чем больше глубина скважины и продолжительность бурения, тем больше должна быть высота вышки.

Высота вышки (в м) может быть определена из выражения

$$H=K(l_{св}+l_{п.к}), \quad (12.16)$$

где  $K=1,2 \div 1,5$  – коэффициент, учитывающий возможные переподъемы во избежание затягивания бурового снаряда в кронблок:  $l_{св}$  – длина свечи бурильных труб, выбираемая в зависимости от проектной глубины скважины;  $l_{п.к}$  – длина подъемного комплекта (элеватора или сальника-вертлюга, талевого блока, крюка).

При ориентировочном расчете высоты мачты или вышки можно определить по формуле:

$$H=k_n \cdot l_c, \text{ м.} \quad (12.17)$$

Рекомендуемые значения  $l_c$  приведены в табл.12.3.

Таблица 12.3

Проектная глубина скважины, м	Рекомендуемые значения $l_c$							
	<50	50-100	100-300	300-500	500-800	800-1200	1200-2000	2000-3500
Рекомендуемая длина свечи $l_c$ , м	4,5	6	9	12-13,5	13,5-15	18-24	24	28

С увеличением длины свечи сокращается время на проведение СПО, но это приводит к увеличению высоты, массы и стоимости вышек и мачт, а также удорожает и усложняет монтажно-демонтажные работы и транспортировку.

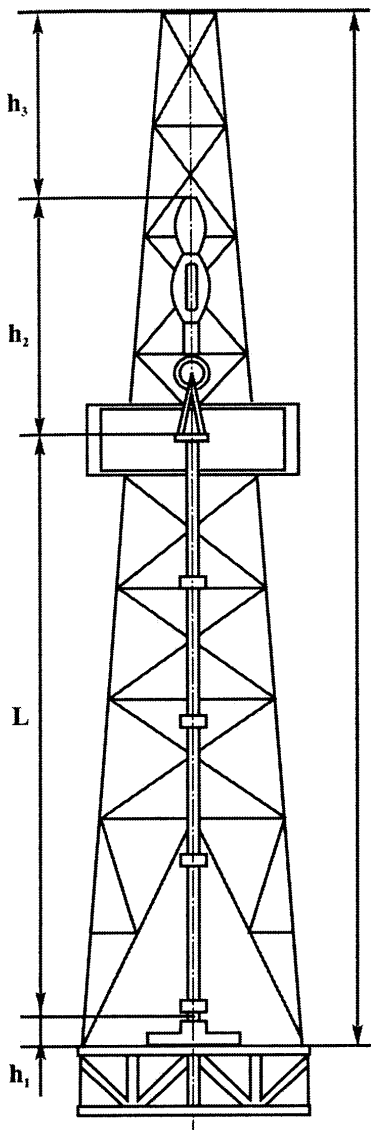


Рис.12.5.

Схема определения высоты вышки.

При глубоком бурении на нефть и газ высота вышки  $H$  (рис.12.5) определяется необходимым расстоянием между уровнем пола буровой и рамой кронблока для перемещения талевого блока при СПО [18]

$$H = h_1 + h_2 + h_3 + l_c, \text{ м} \quad (12.18)$$

где  $h_1$  – расстояние по вертикали от опоры ног вышки до торца замка подвешенной свечи;  $h_2$  – длина штропов крюка и талевого блока;  $h_3$  – запас на переподъем – расстояние между верхним концом талевого блока и нижним поверхностью кронблока (6-10 м);  $l_c$  – длина свечи.

**H**

Грузоподъемность вышки (мачты) подбирают в соответствии с нагрузкой, действующей на кронблочную раму. Величина нагрузки на кронблочную раму зависит от максимально возможной нагрузки на крюке, схемы талевого оснастки и способа закрепления неподвижного конца талевого каната.

Грузоподъемность характеризует способность мачт и вышек воспринимать нагрузки, возникающие в процессе бурения. Различают номинальную и максимальную грузоподъемность силы.

Номинальная грузоподъемность сила  $Q_{\text{ном}}$  соответствует статической нагрузке на крюке от наибольшего веса обсадной или бурильной колонны.

При геологоразведочном бурении  $Q_{\text{ном}}$  от веса бурильных труб при подъеме вычисляется по следующей формуле

$$Q_{\text{ном}} = \alpha q l_{\text{б.т.}} \left( 1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{м}}} \right) \cos \Theta_{\text{ср}} (1 + f \operatorname{tg} \Theta_{\text{ср}}), \quad (12.19)$$

где  $\alpha$  – коэффициент, учитывающий вес соединений бурильных труб ( $\alpha=1,05$  – для ниппельного соединения,  $\alpha=1,1$  – для муфтово-замкового соединения);  $q$  – вес 1м гладкой части бурильных труб, Н/м;  $\rho_{\text{м}}$  – плотность материала труб (стальных –  $\rho_{\text{м}}=7850$  кг/м<sup>3</sup>, легкосплавных –  $\rho_{\text{м}}=2800$  кг/м<sup>3</sup>);  $\rho_{\text{ж}}$  – плотность промывочной жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $\Theta_{\text{ср}}=(\theta_{\text{н}}+\theta_{\text{к}})/2$  – средний зенитный угол скважины, град.;  $\theta_{\text{н}}$  и  $\theta_{\text{к}}$  – начальный и конечный зенитные углы скважины, град.;  $f$  – коэффициент трения бурильных труб о стенки скважины ( $f=0,3 \div 0,35$ ).

Максимальная грузоподъемная сила  $Q_{\text{max}}$  равна номинальной  $Q_{\text{ном}}$ , увеличенной на коэффициент, учитывающий силы сопротивления подъему бурильной или обсадной колонны

$$Q_{\text{max}} = k_{\text{гр}} Q_{\text{ном}}, \text{ Н}, \quad (12.20)$$

для скважины глубиной до 100 м  $k_{\text{гр}}=2,0$ ; для последующих –  $k_{\text{гр}}=1,6$ .

Нагрузки на кронблочную раму буровой вышки (мачты) в зависимости от способа крепления свободного конца каната талевого системы определяют из выражений:

- при оснастке талевого системы с неподвижным концом каната

$$Q_0 = Q_{\text{max}} \left( 1 + \frac{2}{u_{\text{т.с}} \eta_{\text{с}}} \right), \text{ Н}, \quad (12.21)$$

- при оснастке без неподвижной ветви, когда свободный конец закреплен на подвижном блоке или кронблоке

$$Q_0 = Q_{\text{max}} \left( 1 + \frac{1}{u_{\text{т.с}} \eta_{\text{с}}} \right), \text{ Н}. \quad (12.22)$$

Из сравнения формул (12.21) и (12.22) видно, что при одинаковой нагрузке на крюке на кронблок (вышки, мачты) действует меньшая нагрузка при талевого оснастке без неподвижного конца каната. Однако, в этом случае вышка нагружена менее симметрично, поэтому при буре-

нии глубоких скважин следует принимать оснастку с неподвижной ветвью каната.

Максимально допустимая кратковременная перегрузка на мачту рассчитывается по формуле

$$Q_M = P_{\text{лн}}(u_{\text{т.с}} + 2)\lambda\eta_{\text{с}}, \text{Н} \quad (12.23)$$

где  $\lambda = 1,7 \div 2,2$  – кратковременная перегрузка электродвигателя (указывается в паспорте на электродвигатель),  $\lambda = 1,1$  для ДВС.

В процессе работы на вышку (мачту) действуют вертикальные и горизонтальные нагрузки. Вертикальная нагрузка  $P_v$  в основании вышки (в кН)

$$P_v = Q_{\text{кр}} + Q_M + P_x + P_n \quad (12.24)$$

где  $Q_M$  – нагрузка от собственного веса вышки, кН;  $P_x$  и  $P_n$  – нагрузки от вертикальных составляющих ходового и неподвижного концов талевого каната (в кН), сумма которых упрощенно рассчитывается по формуле

$$P_x + P_n = Q_{\text{кр}} / m_{\text{ш}} \quad (12.25)$$

( $m_{\text{ш}}$  – число канатных шкивов талевого блока).

Усилие (в кН), направленное по оси ноги, наклоненной под углом  $\gamma$  к горизонтали четырехной вышки

$$P_1 = Q_0 / 4 \sin \gamma. \quad (12.26)$$

Наибольшая нагрузка (в кН) на каждую ногу будет действовать в нижней части вышки:

$$P_n = (Q_0 + Q_M) / 4 \sin \gamma, \quad (12.27)$$

где  $Q_M$  – нагрузка от собственного веса вышки;  $\gamma = 75 \div 80^\circ$  – угол между осью ноги вышки и плоскостью его нижнего основания.

Горизонтальная нагрузка (в кН), действующая на вышку,

$$P_r = P_{\text{св}} + P_{\text{вет}}, \quad (12.28)$$

где  $P_{\text{св}}$  – горизонтальная составляющая нагрузки от веса свечей, кН;  $P_{\text{вет}}$  – нагрузка от давления ветра на вышку, кН.

Перечисленные нагрузки определяют по формулам

$$P_{\text{св}} \approx 0,025gM_{\text{св}}, \quad (12.29)$$

$$P_{\text{вет}} = q_n SK_0 = q_0 CS_n K_{\text{об}}(1 + \xi K_n). \quad (12.30)$$



Здесь  $g$  – ускорение свободного падения,  $\text{м/с}^2$ ;  $M_{\text{св}}$  – масса свечей, кг;  $q_n = q_0 C$  – нормативная ветровая нагрузка на поверхность вышки, кН;  $q_0$  – нормативный скоростной напор ветра (в Па), принимаемый в соответствии с данными гидрометеорологической службы в разведываемой местности (для высоты над поверхностью земли до 10 м в зависимости от географического расположения составляет 265; 344; 442; 540; 686; 835 и 981 Па; для высот более 10 м применяются поправочные коэффициенты: 1,35 – для высоты 20 м; 1,8 – для 40 м; 2,2 – для 100 м; 3,0 – для 350 м и более; для горных местностей поправочные коэффициенты принимаются в соответствии с данными гидрометеорологической службы, но не менее указанных значений);  $C$  – аэродинамический коэффициент, выбираемый по строительным нормам (для трубных вышек  $C=1$ , для вышек из проката  $C=1,4$ );  $S=S_n K_{об}$  – площадь вышки, обдуваемая ветром;  $S_n$  – полная площадь проекции вышки на плоскость, перпендикулярную к направлению ветра и ограниченную наружными контурами вышки;  $K_{об}$  – коэффициент, учитывающий заполнение обдуваемой площади части вышки (для обшитых частей вышки  $K_{об}=1$ , для необшитых  $K_{об}=0,15 \div 0,2$ );  $\xi$  – коэффициент динамичности, зависящий от периода  $T$  (в с) и характера собственных колебаний вышки (определяется из графика на рис.12.6);  $K_n$  – коэффициент пульсации скоростного напора ветра в зависимости от высоты над поверхностью земли (20, 40, 60 и 80 м) составляет: для сооружений 0,35; 0,32; 0,28 и 0,25, для тросов и проводов 0,25; 0,22; 0,20 и 0,18.

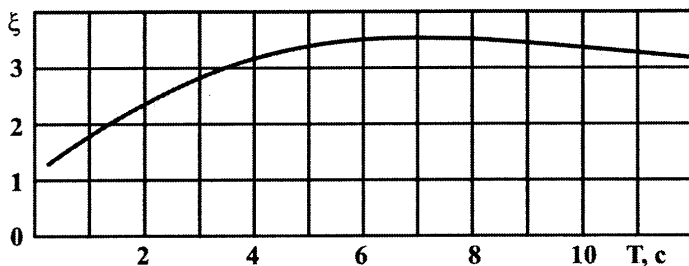


Рис.12.6.  
График для определения коэффициента динамичности

Точка приложения ветровой нагрузки (расстояние от нижнего основания до центра тяжести обшитой буровой вышки) определяется по формулам (в м):

для четырехной вышки

$$h_{\text{шт}} = \frac{1}{3} H \frac{b + 2b_1}{b + b_1}; \quad (12.31)$$

для треноги

$$h_{\text{шт}} = \frac{1}{3} H, \quad (12.32)$$

где  $H$  – полная высота вышки, м;  $b$  и  $b_1$  – стороны нижнего и верхнего оснований вышки по осям ног.

При бурении скважин на нефть и газ на вышку действуют следующие нагрузки:

- постоянные от веса вышки и веса смонтированного на ней оборудования;
- эксплуатационные, изменяющиеся по величине в процессе бурения.

Грузоподъемность и прочность вышки зависят от сочетания вертикальных и горизонтальных усилий.

Вертикальные сжимающие усилия создаются нагрузкой на крюке, весом вышки и ее оборудования, натяжением ведущей и неподвижной ветвей талевого каната.

Горизонтальные нагрузки, опрокидывающие вышку, являются горизонтальными составляющими от усилий в ведущей и неподвижной ветвях талевого каната, от веса наклонно установленных за пальцем свечей бурильной колонны и от действия ветра.

Вертикальная нагрузка на подкронблочную раму вышки: при не подвижном крюке

$$P'_в = P_к + Q_{\text{т.с.}} + \frac{2P_к}{u_{\text{т.с.}}}; \quad (12.33)$$

при подвижном крюке

$$P''_в = P_к + Q_{\text{т.с.}} + \frac{2P_к}{u_{\text{т.с.}} \eta_{\text{т.с.}}}; \quad (12.34)$$

где  $P_к$  – допустимая нагрузка на крюк,  $H$ ;  $Q_{\text{т.с.}}$  – вес талевой системы (крюк, талевый блок, канат и кронблок),  $H$ .

Горизонтальная составляющая силы, действующей на кронблок от натяжения ведущей и ведомой струн талевого каната:

при неподвижном крюке

$$P'_r = \frac{P_k}{u_{т.с.}} (tg\beta \pm tgy); \quad (12.35)$$

при движении крюка

$$P_r = \frac{P_k}{u_{т.с.}} \left( tg\beta - \frac{P_k \eta_{т.с.}}{u_{т.с.}} \right); \quad (12.36)$$

где  $\beta$  и  $\gamma$  – углы, соответственно, между ведущей и неподвижной струнами каната и вертикальной осью вышки.

Если струны закреплены противоположно друг другу, то берется знак «минус», если с одной стороны вышки у лебедки, то – «плюс».

Горизонтальные усилия на кронблок от составляющей натяжения ведущей и неподвижной струн каната не должна быть более 15 кН.

Горизонтальная сила от действия силы тяжести свечей, установленных за пальцем

$$P_{тс} = kG_{св} tg \frac{\alpha}{2}, \quad (12.37)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий отношение расстояния от подсвечника до пальца к длине свечи;  $G_{св}$  – вес свечей, установленных за пальцем, Н;  $\alpha$  – угол наклона свечей к вертикали, обычно  $\alpha=2 \div 4^\circ$ .

Как отмечалось выше, горизонтальная ветровая нагрузка, действующая на вышку, зависит от природно – климатических условий, в которых эксплуатируется буровая установка. На эту нагрузку влияет динамическое давление ветра, называемое ветровым (скоростным) напором.

По многолетним наблюдениям  $q_0$  изменяется в пределах от 270 до 1000 Па. Для расчета буровых вышек значения  $q_0$  принимаются независимо от места эксплуатации:  $q_0=700$  Па – для нерабочего состояния;  $q_0=250$  Па – для рабочего состояния;  $q_0=150$  Па – для монтажно - транспортного состояния.

Равнодействующие от ветрового давления для каждой секции вышки (мачты) определяются по формуле

$$P_i = q_0 c_i \beta S_i C_w \quad (12.38)$$

где  $c_i$  – коэффициент возрастания напора в зависимости от высоты над поверхностью земли: на высоте  $<10$  м  $c_i=1,0$ ;  $20$  м -  $c_i=1,25$ ;  $40$  м -  $1,55$ ;  $100$  м -  $2,1$ ;  $\beta$  – динамический коэффициент, учитывающий период собственных колебаний вышки (мачты), для большинства вышек и мачт при  $T < 0,5$  с,  $\beta$  принимаются равным 1; при  $T > 0,5$  с,  $\beta=2$ ;  $C_a$  – аэродинамический коэффициент, для трубных вышек  $C_a=1$ ; для профильного проката  $C_a=1,4$ ;  $S_i$  – проекция панели (секции) на вертикальную плоскость, проходящую по оси вышки

$$S_i = F_i \varphi, \quad (12.39)$$

где  $F_i$  – общая площадь панели;  $\varphi=0,15 \div 0,2$  – коэффициент заполнения панели, для обшитой вышки  $\varphi=1$ .

При расчете ветровой нагрузки на пакет свечей, установленных на подсвечник, пакет разбивают на участки высотой не более 10 м. Для каждого участка, не затененного обшивкой, ветровая нагрузка определяется по формуле

$$W_c = 1,4 \cdot P_0 \cdot n \cdot \beta \cdot f_i \cdot m, \quad H, \quad (12.40)$$

где 1,4 – аэродинамический коэффициент пакета свечей;  $f_i$  – площадь участка пакета свечей, не затененная обшивкой, м<sup>2</sup>.

Ветровую нагрузку прикладывают в геометрических центрах открытых частей участков пакета.

Для определения площади участков пакета свечей, не затененных обшивкой, определяют количество свечей, необходимых для бурения скважины конечной глубины

$$z = \frac{L}{l_c}, \quad (12.41)$$

где  $l_c$  – длина свечи, м.

Зная количество свечей, определяем ширину пакета свечей:

$$b_c = k \cdot d_m \cdot n_1, \quad \text{м}, \quad (12.42)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий запас для каждой трубы,  $k=1,15 \div 1,25$ ;  $d_T$  – диаметр бурильной трубы, м;  $n_1$  – число свечей в ряду.

Тогда площадь участка пакета свечей, не затененного обшивкой, равна:

$$f_i = b_c \cdot h_1, \quad \text{м}^2, \quad (12.43)$$

где  $h_1$  – высота участка открытой части пакета свечей, м

На грузоподъемность и устойчивость вышки влияет также прочность основания вышки. Площадь  $S$  нижнего основания фундаментной тумбы под ноги вышки (в  $\text{м}^2$ )

$$S = (P_{\phi} + gM_{\phi}) / [\sigma_{сж}]_{гр}, \quad (12.44)$$

$$P_{\phi} = (Q_0 + gM_w) / 4,$$

где  $P_{\phi}$  – усилие, передаваемое буровой вышкой на каждую фундаментную тумбу, кН;  $M_{\phi} = 2000 \div 3000$  кг масса бетонной тумбы;  $[\sigma_{сж}]_{гр}$  – допускаемая удельная нагрузка на грунт. Па.

Значения  $[\sigma_{сж}]_{гр}$  в МПа для различных грунтов приведены ниже.

Щебень.....	0,4-0,6
Гравий и галька.....	0,5-0,6
Суглинок	
в твердом состоянии.....	0,25-0,4
в пластичном состоянии.....	0,1-0,25
Глина	
в твердом состоянии.....	0,3-0,6
в пластичном состоянии.....	0,1-0,25
Песок	
сухой.....	0,2-0,3
влажный.....	0,15-0,25
насыщенный водой.....	0,08-0,25
гравелистый.....	0,35-0,45

Сторона нижнего основания тумбы (в м)

$$B = \sqrt{S}. \quad (12.45)$$

Для безопасной перевозки вышки без разборки надо иметь следующие данные, получаемые расчетным путем:  
тяговое усилие (в кН), необходимое для перемещения вышки

$$P = 9,81 M_w k (\sin \alpha_m + f_r \cos \alpha_m), \quad (12.46)$$

где  $M_w$  – масса перевозимой вышки, кг;  $k$  – коэффициент, учитывающий возможное врезание саней в грунт,  $k = 1,3 \div 1,4$ ;  $\alpha_r$  – максимальный угол

подъема по трассе перемещения вышки;  $f_{\text{п}}=0,2 \div 0,5$  – коэффициент трения полозьев вышки о поверхность (для травяного покрова  $f_{\text{п}}=0,3$ );

число тракторов для перевозки вышки

$$n_{\text{тр}} = P v_{\text{тр}} / N_{\text{тр}} \eta_{\text{тр}} \quad (12.47)$$

где  $v_{\text{тр}}=1 \div 3$  м/с – скорость перемещения трактора;  $N_{\text{тр}}$  – мощность двигателя трактора, Вт;  $\eta_{\text{тр}}=0,7 \div 0,8$  – к.п.д. трактора.

Под влиянием ветровой нагрузки вышка стремится опрокинуться. Для ее устойчивости необходимо, чтобы опрокидывающий момент  $Wh_w$

(см.рис.12.7) [26] не превышая восстанавливающего момента  $\frac{1}{2} c G_b$ ,

т.е. чтобы выполнялось условие [8,21,26]

$$\frac{1}{2} c G_b \geq Wh_w, \quad (12.48)$$

где  $c$  – размер стороны основания вышки (см. рис. 12.7);  $G_b$  – вес вышки;  $W$  – направление полной ветровой нагрузки на вышку (мачту), принимаемое нормальным к наветренной плоскости вышки  $h_w$  – точка приложения нагрузки  $W$ .

Если опрокидывающий момент больше восстанавливающего, вышку необходимо укреплять растяжками, расположенными в диагональных плоскостях вышки. Такое расположение растяжек обеспечивает устойчивость вышки при любом направлении ветра. Усилие, действующее на растяжной канат (растяжку), можно определить из условия равновесия вышки относительно ребра опрокидывания

$$T = \left( Wh_w - \frac{1}{2} c G_b \right) / 2h_p \cos \gamma \cos \alpha, \quad (12.49)$$

где  $h_p$  – расстояние от основания вышки до плоскости крепления растяжек к вышке;  $\alpha, \gamma$  – углы наклона растяжек.

**Пример 12.6.** Подобрать буровую вышку и ее талевую систему для скважины глубиной 1100 м, если известно, что нагрузка на крюке  $Q_{\text{кр}}=81,4$  кН; для бурения скважины используется буровой станок ЗИФ-1200МР.

**Решение.** Приняв  $k=1,25$ , а длину свечи  $l_c=18,6$  м определим ориентировочную высоту вышки по формуле (12.17)

$$H_b = 1,25 \cdot 18,6 = 23,25 \text{ м}$$

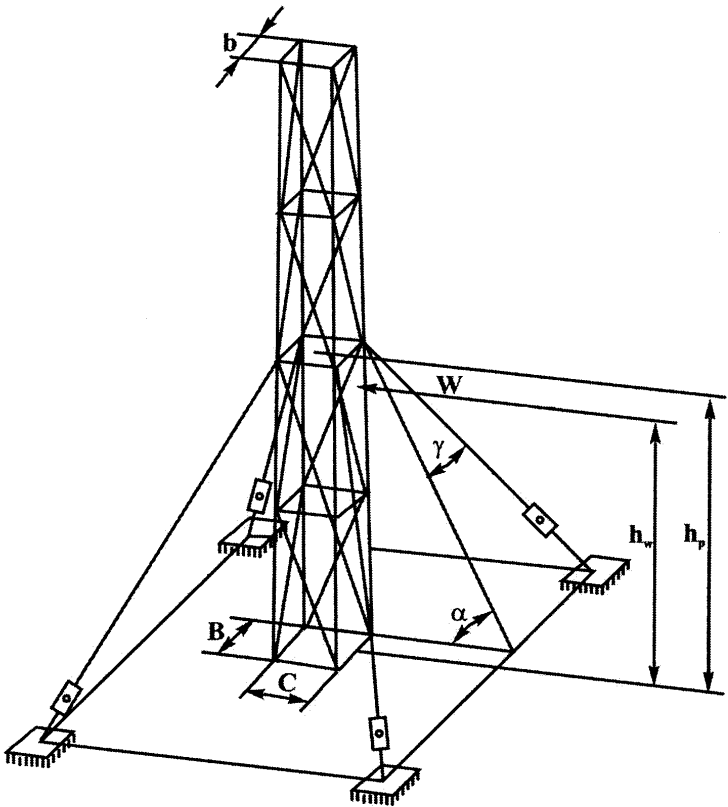


Рис.12.7.  
Пространственная схема вышки с растяжками.

По табл.8.1 грузоподъемность лебедки станка ЗИФ-1200MP  
 $P_{л}=5500\text{кг}=5500\cdot 9,81=53955\text{ Н}$ .

Приняв  $\eta_{т.с.}=0,9$ , по формуле (12.6)

$$u_{т.с.} = \frac{81400}{53955 \cdot 0,9} = 1,67.$$

Принимаем симметричную талевую оснастку с  $u_{т.с.}=2$ . общее количество ветвей каната  $u_{т.с(\Sigma)}=u_{т.с.}\cdot 2=2\cdot 2=4$ .

По формуле (12.21) определим общую нагрузку на верхнюю часть вышки

$$Q_0 = 81400 \left( 1 + \frac{2}{2 \cdot 0,9} \right) \cong 172 \cdot 10^3, \text{ Н.}$$

Выбирается буровая вышка ВРМ-24/30 (см. стр 173 §4 справочника [31] с номинальной грузоподъемностью 300 кН.

**Пример 12.7.**[18] Определить минимальный запас на переподъем кронблока буровой установки БУ-2500Э, при подъеме бурильной колонны из труб с номинальной длиной  $l_{б.т.}=9$  м; длина кронблока ТБК-4-140БР  $l_{крб}=3,29$  м; длина штроп ШБН-125  $l_{ш}=1,89$  м; допуск на длину бурильных труб  $\Delta l=+0,3$  м; длина муфты замка  $l_{зам}=0,39$  м; полезная высота вышки  $H=42$  м.

**Решение:** запас на переподъем

$$h_3 = H - l_{c(max)} - h_3,$$

где  $l_{c(max)}$  – длина свечи из трех труб

$$l_{c(max)} = 3 \cdot (l_{б.т.} + \Delta l) = 3 \cdot (9 + 0,3) = 27,9 \text{ м.}$$

Длина подвижной части галевой системы

$$h_2 = l_{ш} - l_{зам} + l_{крб} = 1,89 - 0,39 + 3,29 = 4,79 \text{ м.}$$

Тогда  $h_3 = 42 - 27,9 - 4,79 = 9,31 \text{ м.}$

Из решения видно, что запас на переподъем находится в допустимых пределах (6-10 м).

**Пример 12.8.** Сделать проверочный расчет мачты МРУГУ-18/20 для следующих условий бурения: глубина скважины 600 м; угол заложения скважины  $\beta=85^\circ$ ; конечный диаметр бурения 59 мм; диаметр бурильных труб 50 мм ( $q_{б.т.}=60,4$  Н/м); интенсивность искривления  $J_6=0,02$  град/м; промывочная жидкость – эмульсионный раствор с эмульсией ЭЛ-4, буровой станок ЗИФ-650М ( $P_n=35$  кН).

**Решение:** Определяем конечный зенитный угол скважины  $\theta_k = \theta_0 + J_6 L = 5 + 0,02 \cdot 600 = 17^\circ$ .



Тогда средний зенитный угол составит

$$\theta_{\text{cp}} = \frac{\theta_0 + \theta_{\kappa}}{2} = \frac{5 + 17}{2} = 11^{\circ}.$$

Приняв  $k_{\text{np}}=1,5$ , определяем нагрузку на крюке

$$Q_{\text{кр}} = 1,5 \cdot 1,1 \cdot 60,4 \cdot 600 \cdot \left(1 - \frac{1000}{1850}\right) \cos 11 \cdot (1 + 0,35 \cdot \operatorname{tg} 11) = 54620 \text{ Н}.$$

Определяем число подвижных струн талевой системы [см. формулу (12.6)]

$$u_{\text{т.с}} = \frac{54620}{35000 \cdot 0,95} = 1,64.$$

Принимаем  $u_{\text{т.с.}}=2$ . при талевой оснастке с неподвижным концом каната нагрузка на кронблочную раму мачты по формуле (12.21) составит:

$$Q_0 = 54620 \left(1 + \frac{2}{2 \cdot 0,95}\right) = 111971 \text{ Н} \approx 112 \text{ кН}.$$

Выбор мачты произведен правильно, т.к. действующие нагрузки не превышают номинальной грузоподъемности мачты МРУГУ-18/20-200 кН (см. стр 174 §5 справочника [31])

**Пример 12.9.** Подсчитать нагрузки, действующие на трубную буровую вышку высотой 18м, при следующих условиях эксплуатации: высота над уровнем земли 20 м; по данным гидрометеорологической службы, нормативный скоростной напор ветра (на высоте до 10 м) достигает 442 Па; вышка полностью обшита, в ней расположены свечи длиной 13,5м, масса которых составляет  $M_{\text{св}}=2700$  кг; наибольшая нагрузка на крюке  $Q_{\text{кр}}=34,3$  кН; оснастка талевой системы 2:3; период собственных колебаний вышки (время одного цикла)  $T=1,5$  с;  $Q_{\text{м}}=68,7$  кН.

**Решение.** Вертикальная нагрузка в основании вышки по формуле (12.24)

$$P_{\text{в}}=34,3+68,7+17,15=120,15 \text{ кН};$$

$$P_x + P_H = 34,3/2 = 17,15 \text{ кН.}$$

Принимая угол между осью ноги вышки и плоскостью его нижнего основания  $\gamma = 77^\circ$ , по формуле (12.26) получаем  
 $P_1 = 53/4 \cdot \sin 77^\circ = 53/4 \cdot 0,974 = 13,3 \text{ кН,}$

где по уравнению (12.21)  
 $Q_0 = 34,3(1 + 2/4 \cdot 0,9) = 53 \text{ кН.}$

Максимальная нагрузка на каждую ногу из выражения (12.27)

$$P_H = (53 + 53,5)/4 \cdot 0,974 \approx 27 \text{ кН.}$$

Горизонтальная составляющая нагрузка от веса свечей по формуле (12.29)

$$P_{св} \approx 0,025 \cdot 9,81 \cdot 2700 = 0,66 \text{ кН.}$$

Нормативный скоростной напор ветра с учетом поправочного коэффициента 1,35 для высоты 20 м составит:

$$q_0 = 442 \cdot 1,35 = 596 \text{ Па} = 0,596 \text{ кПа.}$$

Площадь проекции вышки, обдуваемая ветром

$$S_n = \frac{6+2}{2} \cdot 18 = 72 \text{ м}^2,$$

где 6 и 2 – стороны нижнего и верхнего оснований вышки.

Из графика (12.6) при  $T = 1,5$  с находим  $\xi = 2$ .

Тогда при  $C = 1$ ;  $K_{об} = 1$ ;  $\xi = 2$  и  $K_n = 0,35$  по формуле (12.30) получаем

$$P_{вет} = 0,596 \cdot 1 \cdot 72 \cdot 1(1 + 2 \cdot 0,35) = 117 \text{ кН.}$$

Горизонтальная нагрузка из выражения (12.28).

$$P_r = 0,66 + 117 = 117,66 \text{ кН.}$$

Расстояние от нижнего основания до центра тяжести обшитой буровой вышки из уравнения (12.31)

$$h_{ц.т.} = \frac{1}{3} \cdot 18 \cdot \frac{6 + 2 \cdot 2}{6 + 2} = 7,5 \text{ м.}$$

**Пример 12.10.** Определить вертикальную нагрузку, действующую на подкронблочную раму вышки ВМ-45х200У во время СПО для следующих условий: глубина скважины 2700 м; диаметр бурильных труб  $d_{б.т.}=127$  мм;  $l_{б.т.}=2500$  м; средний вес 1 м трубы  $q_{б.т.}=260$  Н/м;  $l_{убт.}=200$  м,  $d_{убт.}=178$  мм;  $q_{убт.}=1560$  Н/м; плотность бурового раствора  $\rho=128$  кг/м<sup>3</sup>; оснастка талевого системы 4х5; вес подвижной части талевого системы  $Q_{т.с.}=10$  кН.

**Решение:** Определяется вертикальная нагрузка на подкронблочную раму вышки при движении крюка (весаами штропов и элеватора можно пренебречь)

$$P_k = (260 \cdot 2500 + 1560 \cdot 200) \cdot \left(1 - \frac{1280}{7850}\right) = 805,2 \text{ кН} = 0,80 \text{ МН};$$

к.п.д. талевого системы

$$\eta_{т.с.} = 1 - 0,02 \cdot 8 = 0,84.$$

Вертикальная нагрузка на подкронблочную раму вышки при движении:

$$P'_в = 800 + 10 + \frac{2 \cdot 800}{8 \cdot 0,84} = 1048 \text{ кН} = 1,05 \text{ МН}.$$

## 12.4. Буровые лебедки

Буровые лебедки предназначены для спуска, наращивания и подъема бурильного инструмента и спуска обсадных труб. При использовании буровых установок с роторным вращателем их применяют для регулирования подачи бурового инструмента на забой, передачи вращения ротору, свинчивания и развинчивания труб; вспомогательных работ по подтаскиванию в буровую инструмента, труб и др., а также подъема собранной вышки в вертикальное положение.

Основными параметрами лебедок являются скорости навивки каната на барабан, тяговое усилие (грузоподъемность), размеры и канатомкость барабана.

Значения скоростей навивки каната на барабан определяется скоростями подъема крюка  $V_k$  и числом подвижных струн  $n_{т.с.}$  талевого системы

$$V = V_{к} \mu_{т.с.}, \quad (12.50)$$

Минимальную (первую) скорость подъема крюка находят из выражения

$$V_{к1} = \frac{N \eta \lambda_1}{Q}, \quad (12.51)$$

где  $N$  – мощность двигателя станка, кВт;  $\eta = \eta_{п} \cdot \eta_{с}$  – к.п.д. передач от двигателя до барабана лебедки и к.п.д. талевой системы;  $\lambda_1$  – коэффициент длительной перегрузки двигателя; для электродвигателей  $\lambda_1 = 1,3$ , а при использовании ДВС  $\lambda_1 = 1$ , при этом отбираемая мощность не должна превышать 0,7-0,8 номинальной мощности двигателя;  $Q$  – нагрузка на крюк при установившемся движении, кН.

В табл.12.4 и 12.5 приведены параметры «буровых лебедок ОАО «Уралмаш» и ВЗБТ.

Т а б л и ц а 12.4  
П а р а м е т р ы б у р о в ы х л е б е д о к О А О « У р а л м а ш »

Показатели	Буровые лебедки							
	ЛБУ 22- 720	ЛБУ 22- 670	ЛБУ3 7- 1100	ЛБУ 2000 ПС	ЛБУ 300 0 М1	ЛБ У 120 0	ЛБУ- 1200 (Д-1)	ЛБУ- 1200 (Д-2)
Максимальное усилие в канате, кН	220	220	370	365	460	273	289	289
Расчетная мощность на входном валу, кВт	720	670	1100	1475	220 0	710	690	690
Диаметр талевой каната, мм	28	28	35	35	38	32	32	32
Примечание: Ширина тормозной колодки у всех лебедок – 230 мм.								

Таблица 12.5

## Параметры буровых лебедок ОАО ВЗБТ

Показатели	Буровая лебедка					
	Б7.02.00. 000	СБ.02/ ЛБ-750	Б1.02.30.00 0	Б12.02.02.00 0	Б12.02.02 000-01	М12.02.02 000
Буровые установки, в которых применены буровые лебедки	БУ1600/1 00 ДГУ БУ1600/1 00 ЭУ	БУ2900/1 7 ДГУМ1	БУ2900/ 175 ЭП-М БУ2900/ 175 ДЭП-2	БУ2900/ 175 ЭПБМ1	БУ2900/ 200 ЭПК	БУ1600/ 100 ДММ
Расчетная мощность на входном валу подъемного агрегата кВт	300	550	550	550	550	300
Максимальное усилие в канате, кН	145	225	225	225	250	145
Диаметр талевого каната, мм	25	28	28	28	28	32
Примечание. Ширина тормозной колодки у всех лебедок соответственно составляет 1180 и 230мм.						

Номинальная мощность, необходимая для привода лебедки

$$N_n = \frac{Q_k V_{kmin}}{\eta_{m.c.} \cdot \eta_n} \quad \text{или} \quad N_n = \frac{N_{бл.}}{\eta_n}, \quad (12.52)$$

где  $Q_k$  – нагрузка на крюке от наибольшего веса бурильной колонны, МН;  $V_{\min}=0,3\div 0,5$  – минимальная скорость подъема крюка, м/с;  $N_{б.л.}$  – мощность на барабане лебедки;  $\eta_{т.с.}$  – к.п.д. талевой системы;  $\eta_{л}=0,85\div 0,9$  – к.п.д. лебедки.

Лебедки буровых установок и станков делают многоступенчатыми, что дает возможность поднимать длинную тяжелую бурильную колонну с малой скоростью, а легкую колонну с большой. Этим достигается сокращение времени на спускоподъемные операции, подъем бурового инструмента производится с более полным использованием мощности двигателя станка и располагаемого диапазона частот вращения барабана лебедки. Для определения рационального режима подъема бурового инструмента следует рассчитать длину инструмента, который может быть принят при разных частотах вращения барабана лебедки

$$L_i = \frac{N\eta}{q_0 V_{ki}}, \quad (12.53)$$

где  $N$  – номинальная мощность двигателя;  $\eta = \eta_{л} \cdot \eta_{т.с.}$  – к.п.д. передач от двигателя до крюка;  $\eta_{л}$  – к.п.д. от двигателя до барабана лебедки,  $\eta_{л}=0,9$ ;  $\eta_{т.с.}$  – к.п.д. талевой системы;  $q_0 = Q/L$ , где  $Q$  – нагрузка на крюке,  $L$  общая длина бурового инструмента.

Длина бурового инструмента (количество свечей), поднимаемого на каждой скорости работы лебедки при условии полного использования возможностей буровой лебедки и мощности двигателя станка рассчитывается следующим образом.

Длина инструмента, который может быть поднят на первой скорости работы лебедки

$$l_1 = L - L_2; \quad n'_{св} = \frac{l_1}{l_{св}}; \quad (12.54)$$

на второй скорости работы лебедки

$$l_2 = L_2 - L_3; \quad n''_{св} = \frac{l_2}{l_{св}}; \quad (12.55)$$

на третьей скорости работы лебедки

$$l_3 = L_3 - L_4; \quad n'''_{св} = \frac{l_3}{l_{св}}; \quad (12.56)$$

и т.д.

Для буровых установок геологоразведочного бурения максимальные скорости подъема регламентированы: при длине свечи 4,7 м максимальная скорость 1,6 м/с, при большей длине свечи – 2,0 м/с. В установках глубокого бурения скважин на нефть и газ максимальная ско-

рость крюка ограничивается предельно допустимой скоростью навивки на барабан, величина которой не должна превышать 20 м/с.

Основные размеры барабана лебедки [12, 18,21] – диаметр и длина его бочки. Диаметр барабана  $D_6$  определяется в зависимости от диаметра каната  $d_k$

$$D_6 = (18 \div 25)d_k. \quad (12.57)$$

Для лебедок большой мощности с большим числом спусков и подъемов колонн

$$D_6 \geq 20d_k. \quad (12.58)$$

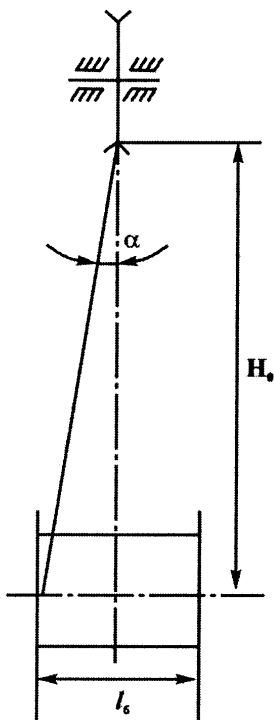


Рис.12.8.

Отклонение каната при навивке на барабан

Длина барабана лебедки ( $l_6$ ) выбирается при условии плотной укладки каната и минимальном износе. По мере отхода каната от средней линии к реборде (рис.12.8) возрастает горизонтальная составляющая его натяжения и соответственно плотность укладки. И, наоборот, при отходе каната от реборды плотность его укладки уменьшается.

Длина барабана

$$l_6 = 2H_0 \cdot \operatorname{tg} \alpha, \quad (12.59)$$

где  $H_0$  – расстояние от оси барабана до кронблока;  $\alpha$  – угол отклонения каната (угол девиации), который рекомендуется принимать в пределах  $45' - 1^\circ$ .

При бурении нефтяных и газовых скважин ориентировочно длину барабана выбирают в зависимости от его диаметра в пределах

$$l_6 = (1,5 \div 2,2)D_6. \quad (12.60)$$

Расчетная канатоемкость барабана определяется длиной каната, навитого на барабан при верхнем положении талевого блока

$$L_k = u_{т.с.} \cdot H + \pi D_6 n_3 \quad (12.61)$$

где  $u_{т.с.}$  – число подвижных струн талевого системы;  $H$  – расстояние от пола буровой вышки до оси кронблока, м;  $n_3$  – число запасных (не смазываемых при спускоподъемных операциях) витков каната на барабане. В соответствии с правилами безопасности число витков при нижнем положении крюка должно быть не менее трех ( $n_3 \geq 3$ ).

Число витков каната в одном слое навивки

$$n_b = \frac{l_6}{ad_k}, \quad (12.62)$$

где  $a = 1,05 \div 1,1$  – коэффициент, учитывающий зазоры между витками и поперечную деформацию каната.

Длина каната по слоям навивки (рис.12.9)

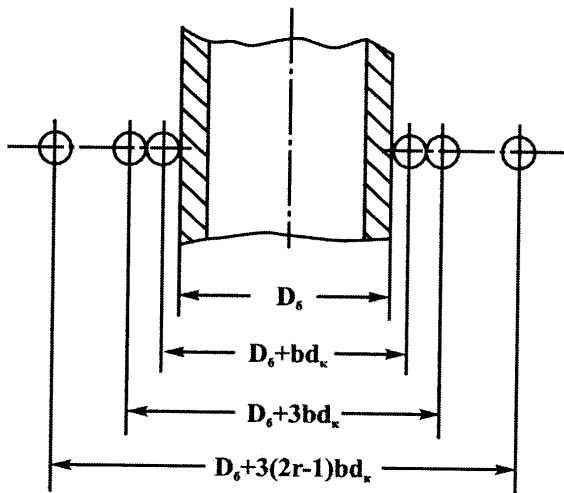


Рис.12.9.  
Расположение слоев каната на барабане.

$$l_{k1} = \pi n_b (D_6 + bd_k);$$

$$l_{k2} = \pi n_b (D_6 + 3bd_k);$$

$$l_{kz} = \pi n_b [D_6 + (2z-1)bd_k]. \quad (12.63)$$



Общая длина каната на барабане при  $z$  слоях навивки

$$L_{кз} = \pi n_B (D_6 z + z^2 b d_k), \quad (12.64)$$

где  $z \leq 3$  – рекомендуемое число слоев навивки каната на барабане (в верхнем рабочем положении талевого блока), так как при большем числе слоев возрастает износ каната;  $b = 0,90 \div 0,93$  – коэффициент, учитывающий уменьшение расстояния между слоями вследствие деформации каната при навивке.

Общая длина каната для оснастки талевой системы буровой установки при бурении на нефть и газ

$$L_{кз} \approx \left[ \frac{\pi D_{ш}}{2} + H_0 \right] (u_{т.с.} + 2) + l_0, \quad (12.65)$$

где  $D_{ш}$  – диаметр шкива талевой системы, м;  $l_0$  – длина каната, не сматываемая на барабан при нижнем положении крюка, т.е. запасная длина

$$l_0 = n_3 \pi (D_6 + d_k). \quad (12.66)$$

Здесь согласно РД 39-22-617-81 «Единые нормы техники безопасности на разработку основных видов нефтегазодобывающего оборудования» (МНП, 1982)  $n_3 \geq 5$  число запасных витков каната на барабане (обычно  $l_0 = 10 \div 15$  м).

Расчетная канатоемкость определяет минимально допустимый диаметр реборд барабана. Фактическая предельная канатоемкость барабана лебедки обычно значительно выше рабочей, полученной по формуле (4.10), поскольку окончательно диаметр реборд устанавливается в зависимости от размера тормозных шайб.

Диаметр тормозных шайб  $D_{т.ш.}$  выбирают в пределах

$$D_{т.ш.} = (1,8 \div 2,5) D_6. \quad (12.67)$$

После того, как определены основные размеры барабана, производится расчет напряжения сжатия в стенке барабана лебедки. При навивке каната в стенках бочки барабана возникают напряжения сжатия, изгиба и кручения. В связи с тем, что осевой и полярный моменты сопротивления барабана больше, напряжениями изгиба и кручения, возникающими в стенке барабана можно пренебречь. Под действием сжимающих усилий каната оболочку рассматривают как трубу, нагруженную внешним равномерным давлением. [21].

Виток каната, навитый на барабан, сжимает оболочку, уменьшая ее диаметр в зоне, прилегающей к витку. Диаметр барабана при навивке следующего витка еще более уменьшается, в результате чего натяжение каната в нем снижается. Каждый последующий виток изменяет натяжение в ранее навитых витках, поэтому при расчете напряжения в стенке барабана вводят коэффициент  $a_z$ , учитывающий уменьшение среднего давления оболочку.

$$\sigma_{сж} = a_z \left( \frac{P}{\delta \cdot t} \right), \quad (12.68)$$

где  $P$  – расчетное натяжение каната;  $\delta$  – толщина стенки барабана;  $t = (1,05 \div 1,1) d_k$  – шаг навивки каната на барабан.

Последовательность расчета приводится в следующем примере.

**Пример 12.11.** Определить напряжение сжатия в стенке бочки барабана, если известно: расчетное натяжение каната  $P = 2 \cdot 10^4 \text{ Н}$ ; число слоев навивки  $z = 3$ ;  $d_k = 1,5 \cdot 10^{-2} \text{ м}$ ; суммарное сечение проволок  $\sum f_i = 10^{-4} \text{ м}^2$ ; модуль упругости каната  $E_k = 1,3 \cdot 10^{11} \text{ Па}$ ; модуль упругости при поперечном сжатии  $E_n = 2,5 \cdot 10^8 \text{ Па}$ ; радиус оболочки барабана  $r = 0,15 \text{ м}$ ; материал оболочки – стальное литье; модуль упругости  $E = 2 \cdot 10^{11} \text{ Па}$ .

**Решение.** Определяется отношение жесткостей каната и оболочки из выражения

$$\beta_k = \frac{E_k \sum f_i}{E \psi d_k t}, \quad (12.69)$$

где  $\psi = \frac{\delta}{d_k}$ . Для барабана стального литья  $\psi = 0,8 \div 1,0$ ; для сварных из листовой стали  $\psi = 0,4 \div 0,5$ ; для чугунных  $\psi = 1 \div 1,5$ ; примем  $\psi = 0,9$  и  $t = 1,05 d_k$ , по формуле (12.69) находим

$$\beta_k = \frac{1,3 \cdot 10^{11} \cdot 10^{-4}}{2 \cdot 10^{11} \cdot 0,9 \cdot 1,5 \cdot 1,0^{-2} \cdot 1,05 \cdot 1,5 \cdot 10^{-2}} = 0,31.$$

Определяется безразмерный параметр

$$\zeta = \frac{E d_k^2 \psi}{r^2 E_n} = \frac{2 \cdot 10^{11} \cdot 2,25 \cdot 10^{-4} \cdot 0,9}{0,0225 \cdot 2,5 \cdot 10^8} = 8. \quad (12.70)$$

Теперь можно определить коэффициент  $a_z$  по слоям навивки: для первого слоя

$$a_1 = \frac{1}{1 + 0,5\beta_k} = \frac{1}{1 + 0,5 \cdot 0,31} = 0,87; \quad (12.71)$$

для второго слоя

$$a_2 = \frac{1}{1 + \beta_k(1,5 + 0,5\mu_2)}. \quad (12.72)$$

где  $\mu_2 = \zeta(2 + \beta_k) = 8(2 + 0,31) = 18,48$ .

Тогда

$$a_2 = \frac{1}{1 + 0,3(1,5 + 0,5 \cdot 18,48)} = 0,23;$$

для третьего слоя

$$\mu_3 = \zeta(2 + 2\beta_k) = 8(2 + 2 \cdot 0,31) = 21; \quad (12.73)$$

$$a_3 = \frac{1}{1 + \beta_k(2,5 + \mu_3)} = \frac{1}{1 + 0,31(2,5 + 21)} = 0,12. \quad (12.74)$$

Далее находим

$$a_z = \sum a_i = a_{z=3} = a_1 + a_2 + a_3 = 0,87 + 0,23 + 0,12 = 1,22. \quad (12.75)$$

Напряжение сжатия в стенках барабана по формуле (12.68), приведенной выше

$$\sigma_{сж} = \frac{a_{z=3}P}{\delta t} = \frac{1,22 \cdot 2 \cdot 10^4}{0,9 \cdot 1,5 \cdot 10^{-2} \cdot 1,05 \cdot 1,5 \cdot 10^{-2}} = 116,2 \text{ МПа},$$

где  $\delta = \psi d_k = 0,9 \cdot 1,5 \cdot 10^{-2}$ .

Допускаемое напряжение для стального литья  $[\sigma_{сж}] = 120$  МПа. Следовательно  $\sigma_{сж} < [\sigma_{сж}]$  для сварных из листовой стали  $[\sigma_{сж}] = 160$  МПа; а для серого чугуна  $[\sigma_{сж}] = 100$  МПа.

Для торможения барабана (подъемного вала) при спускоподъемных операциях, а также при подаче инструмента на забой в процессе бурения служат тормозные устройства буровых лебедок.

В планетарных лебедках тормоза подъема служат для подъема инструмента, а тормоза спуска – регулирования скорости движения спускаемой колонны, полного ее торможения и удержания в подвешенном состоянии. В качестве тормозов подъема и спуска применяют фрикционные, колодочные и ленточные тормоза.

Тормоза спуска работают в более тяжелых условиях. Для облегчения их работы, для бурения скважин на нефть и газ, тормозные устройства оснащают регулирующими тормозами, ограничивающими скорость спуска буровой колонны.

В лебедках буровых станков для геологоразведочного бурения наибольшее распространение получили двухколодочные тормоза.

Расчет тормоза спуска [см.рис (12.10) и (12.11)]. Тормозной момент при спуске колонны:

$$M_c = k_c \frac{Q_n \eta^{u_{т.с.}} (1 - \eta)}{1 - \eta^{u_{т.с.}}} \cdot \frac{D}{2}, \quad (12.76)$$

где  $k_c = 1,5 \div 2,0$  – коэффициент запаса тормозного момента;  $Q_n$  – вес бурового инструмента номинальной длины;  $\eta$  – к.п.д. шкива;  $u_{т.с.}$  – число струн талевой системы.

Эквивалентный радиус

$$R_3 = \frac{4R \cos \beta_1}{\pi - 2\beta_1 + \sin 2\beta_1}, \quad (12.77)$$

где  $R$  – радиус тормозного шкива, м;  $\beta_1$  – в радианах. Сила  $P$ , сжимающая колодки

$$P = M_p \frac{c^2 - \mu_1^2 (R_3 - l)^2}{2cR_3 \mu_1 (a + c)}, \quad (12.78)$$

где  $M_p$  – расчетное значение тормозного момента, определяемое по формуле (12.76);  $a$  и  $c$  в м;  $\mu_1$  – коэффициент трения скольжения между обкладкой и тормозным шкивом.

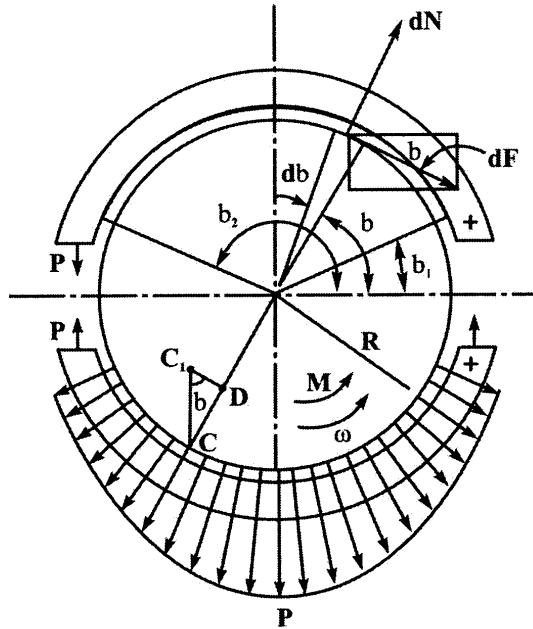


Рис.12.10.

К расчету силы трения на элементарной площадке тормозного шкива.  
 Равнодействующая нормальных давлений на колодки

$$N_1 = \frac{P(a+c)}{c - \mu_1(R_s - l)}. \quad (12.79)$$

Нагрузки, действующие на колодку 1, находят из следующих выражений

$$T_x = N_1 \cdot \mu_1, \quad (12.80)$$

$$T_y = N_1 - T_x, \quad (12.81)$$

$$T_1 = \sqrt{T_x^2 + T_y^2}, \quad (12.82)$$

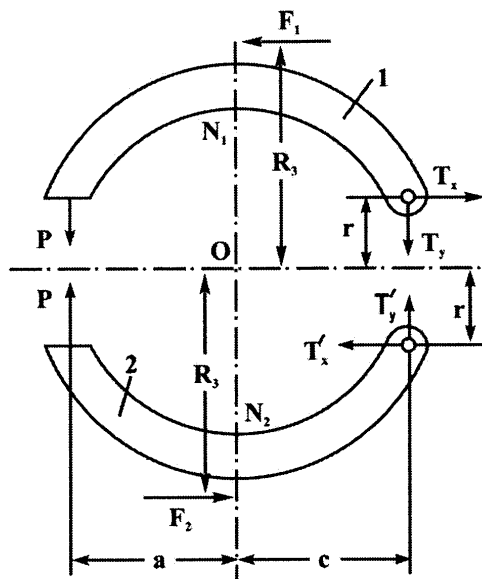


Рис.12.11.

Схема сил, действующих на тормозные колодки.

Максимальное давление  $p_0$  между обкладкой и шкивом

$$p_0 = \frac{2N_1}{bR(\pi - 2\beta_1 + \sin 2\beta_1)}, \quad (12.83)$$

где  $b$  – ширина обкладки.

Среднее давление на обкладке.

$$p_{cp} = \frac{2p_0 \cos \beta_1}{\pi - 2\beta_1}. \quad (12.84)$$

Величина среднего допустимого давления между обкладкой и шкивом зависит от материала фрикционной пары и назначения тормоза. Для тормозов спуска, работающих в более тяжелых условиях, допускаемые давления меньше, чем для тормозов подъема. Коэффициенты трения и допускаемые давления для некоторых фрикционных материалов, применяемых в тормозах буровых лебедок, приведены в табл.12.10.

Наиболее распространены обкладки из вальцованных материалов, а в тяжелонагруженных тормозах – из ретинакса. Обкладки из тканых материалов имеют меньшую износостойкость, особенно при напряженных режимах работы.

Расчет ленточного тормоза (рис.12.12 [18]. Натяжение набегающего на барабан лебедки ведущей ветви каната при торможении (в МН)

$$P_{em} = \frac{G_k + G_{m.c.}}{u_{m.c.}} \eta_{m.c.} k_d, \quad (12.85)$$

где  $\eta_{т.с.}=0,83$  – к.п.д. талевой системы;  $k_d=1,1$  – коэффициент динамичности.

Вращающий момент на барабане

$$M_b = P_{em} \frac{D_{бр}}{2}. \quad (12.86)$$

Окружное тормозное усилие (в кН) определяется по формуле

$$F_T = \frac{M_b 2}{D_m}. \quad (12.87)$$

Натяжение  $S_n$  (в кН) набегающих концов лент с достаточной для практических расчетов точностью определяется по известной формуле Эйлера, устанавливающей соотношение между усилиями на концах гибкой нити

$$S_n = k_m F_m \frac{e^{\mu\alpha}}{e^{\mu\alpha} - 1}, \quad (12.88)$$

где  $k=1,2$  – коэффициент запаса;  $\mu$  – коэффициент трения колодок;  $\alpha$  – угол обхвата тормозного шкива. Значения  $\mu$  для различных материалов фрикционной пары приведены в табл.12.6

Натяжение сбегających концов лент

$$S_c = \frac{S_n}{e^{\mu\alpha}}. \quad (12.89)$$

Таблица 12.6

Материалы фрикционной пары		Коэффициент трения $\mu$ при		Давление, кПа		
фрикционный	металлический	отсутствии смазки	случайном попадании смазки	для тормоза подъема	для тормоза спуска	предельно допустимое
Тканая тормозная лента типа А	Чугун	0,35-0,40	0,32-	588,4	294,2	1176,9
	Сталь	0,35-0,40	0,35-0,30-0,35			
Вальцованная лента типа Б	Чугун	0,42-0,48	0,35-0,4	784,6	392,3	-
	Сталь	0,42-0,48	0,35-0,4			
Ретинакс	Чугун	0,3-0,38	-	1176,8	784,6	588,4

Максимальное давление колодок на тормозной шкив

$$P_{max} = \frac{S_n}{b_m \cdot D_m} \quad (12.90)$$

Минимальное давление колодок на тормозной шкив

$$P_{min} = \frac{S_c}{b_m D_m} \quad (12.91)$$

Среднее давление колодок на шкив

$$P_{cp} = \frac{(P_{max} + P_{min})}{2} \quad (12.92)$$

Средняя удельная нагрузка

$$\sigma_{cp} = \frac{(\sigma_{max} + \sigma_{min})}{2} \quad (12.93)$$

Момент на коленчатом валу тормозной лебедки определяется из выражения

$$M_k = S_c r \quad (12.94)$$

( $r=0,03$  м – радиус рычажка коленчатого вала тормоза)

Необходимое для торможения усилие на тормозной рукоятке рычага



$$P_p = \frac{M_k - G_p L}{a\eta}, \quad (12.95)$$

где  $G_p$  – вес тормозного рычага (тормозной рукоятки);  $L$  – расстояние от центра тяжести тормозной рукоятки до оси вала (см.рис.12.12)  $a=l \cos\psi$ ,  $l$  – длина рукоятки тормоза;  $\eta=0,8$  – к.п.д., учитывающий трение в опорах, амортизаторе и др.

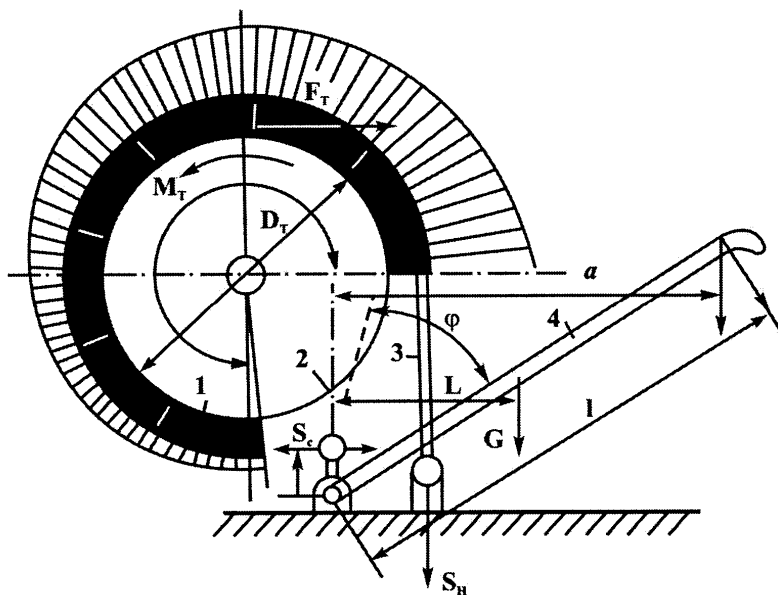


Рис.12.12. Расчетная схема ленточного тормоза:  
1-колодка; 2-шкив; 3-лента тормоза; 4-рычаг;  
 $\alpha$ -угол охвата колодок;  $\varphi$ -угол поворота тормозного рычага

Для расчета тормозной ленты определим натяжение растяжения в сечении ленты по формуле

$$\sigma_n = \frac{S_H}{2f}, \quad (12.96)$$

где  $f$  – площадь сечения ленты ( $m^2$ ), определяемая из выражения

$$f = \delta b - z \delta d. \quad (12.97)$$

Здесь  $\delta$  – толщина ленты;  $b$  – ширина тормозной ленты;  $z$  – число отверстий;  $d$  – диаметр отверстия.

Напряжение среза в заклепках

$$\sigma_3 = \frac{S_{n1}}{2n\delta d_3}, \quad (12.98)$$

где  $S_{n1}=S_n/2$  – натяжение набегающего конца одной ленты;  $n$  – число заклепок;  $d$  – диаметр заклепок.

Пример 12.12. Найти частоты вращения подъемного вала лебедки ЛБУ-1100. Коробка перемены передач (рис.12.13) получает мощность от силового привода установки на ведущий вал с помощью четырехрядной цепной передачи. На этом валу на шпонках закреплены две цепные звездочки  $z=27$ , передающие две частоты вращения ведомому валу коробки через цепные колеса  $z=52$  и  $z=34$ , находящиеся на валу на подшипниках качения и включаемые с помощью двухсторонней зубчатой муфты.

Третье цепное колесо  $z=34$  закреплено на ведущем валу на подшипниках и включается зубчатой муфтой, а затем передает вращение на ведомый вал через цепное колесо  $z=27$ , установленное на валу на шпонке. Таким образом, ведомый вал получает от ведущего три частоты вращения. При помощи двух цепных передач  $21 \times 81$  и  $39 \times 40$  число частот вращения подъемного вала увеличивается до шести. Барабан от цепных колес  $z=81$  и  $z=40$  включается с помощью шинно-пневматических муфт 7 и 12.

Вращение на ротор 8 от КПП 5 передается включением цепных передач  $39 \times 40$  и  $40 \times 33$ . Ротор включается шинно-пневматической муфтой МШ 500 9.

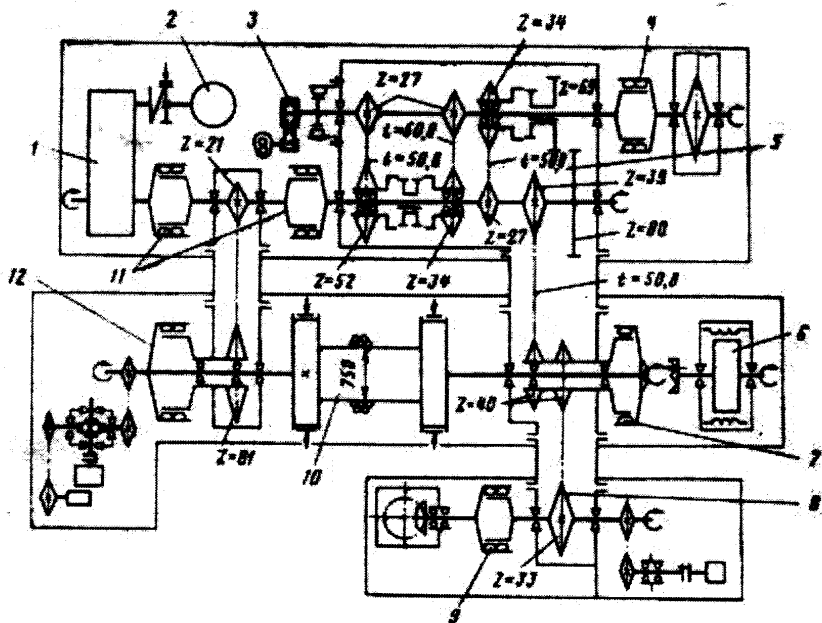


Рис.12.13. Кинематическая схема подъемного агрегата с лебедкой типа ЛБУ-1100:  
 1,2 – редуктор и электродвигатель механизма подачи РПД; 3 – масляный насос;  
 4,7,9,11 и 12 – шинно-пневматические муфты; 5-КПП;  
 6-регулирующий электродинамический тормоз; 8-трансмиссия привода ротора;  
 10-барабанный вал.

Если принять частоту вращения ведущего вала КПП равной  $340 \text{ мин}^{-1}$ , то для определения частоты вращения подъемного вала лебедки надо сделать следующие вычисления:

$$n_{61} = \frac{340 \cdot 27 \cdot 21}{58 \cdot 81} = 45; \quad n_{64} = \frac{340 \cdot 27 \cdot 39}{52 \cdot 41} = 168;$$

$$n_{62} = \frac{340 \cdot 27 \cdot 21}{34 \cdot 81} = 70; \quad n_{65} = \frac{340 \cdot 27 \cdot 39}{34 \cdot 41} = 257;$$

$$n_{63} = \frac{340 \cdot 34 \cdot 21}{27 \cdot 81} = 111; \quad n_{66} = \frac{340 \cdot 34 \cdot 39}{27 \cdot 41} = 407.$$

Из приведенных вычислений видно, что шестая частота вращения лебедки почти в 10 раз выше первой. Такое высокое соотношение позволяет более эффективно использовать установленную мощность при подъеме. Низкая же первая частота вращения дает возможность ликвидировать аварии в случае прихвата колонны в скважине.

**Пример 12.13.** Определить число свечей, поднимаемых на различных скоростях лебедки станка СКБ-4 (с приводом от электродвигателя), для следующих условий: глубина скважины  $L=544\text{м}$ ; длина колонковой трубы  $l_{\text{к.т.}}=4\text{м}$ ; бурильные трубы диаметром 42мм с ниппельным соединением; длина свечи  $l=13,5\text{м}$ ; оснастка талевой системы  $1 \times 2$  ( $u_{\text{т.с.}}=2$ ); значения скоростей навивки каната на барабан лебедки ( $v_{H(I)}=0,9 \text{ м/с}$ ;  $v_{H(II)}=1,75\text{м/с}$ ;  $v_{H(III)}=2,75 \text{ м/с}$ ;  $v_{H(IV)}=4,0 \text{ м/с}$ ) и мощность электродвигателя  $N=22\text{кВт}$ .

Определим  $q_0$ , которое составит

$$q_0 = \frac{Q_{\text{сп}}}{L} = \frac{26005}{544} = 47,8 \text{ Н/м},$$

где  $Q_{\text{сп}}=1,2 \cdot 9,81 \cdot 544 \cdot 4,43 \cdot 1,05[1-(1000/7850)]=26005\text{Н}$ .

на I скорости работы лебедки

$$V_{\kappa(I)} = \frac{0,9}{2} = 0,45 \text{ м/с}; L_1 = \frac{22000 \cdot 0,9 \cdot 0,93}{47,8 \cdot 0,45} = 856 \text{ м};$$

на II скорости работы лебедки

$$V_{\kappa(II)} = \frac{1,75}{2} = 0,875 \text{ м/с}; L_2 = \frac{22000 \cdot 0,9 \cdot 0,93}{47,8 \cdot 0,875} = 440 \text{ м};$$

на III скорости работы лебедки

$$V_{\kappa(III)} = \frac{2,75}{2} = 1,375 \text{ м/с}; L_3 = \frac{22000 \cdot 0,9 \cdot 0,93}{47,8 \cdot 1,375} = 280 \text{ м};$$

на IV скорости работы лебедки

$$V_{\kappa(IV)} = \frac{4,0}{2} = 2 \text{ м/с}; L_4 = \frac{22000 \cdot 0,9 \cdot 0,93}{47,8 \cdot 2} = 192 \text{ м.}$$

Тогда количество свечей, поднимаемых на каждой скорости из выражений (12.54)-(12.56) составит

$$l_1 = 544 - 440 = 104 \text{ м}; n_{\text{свI}} = \frac{104}{13,5} = 8 \text{ свечей};$$

$$l_2 = 440 - 280 = 160 \text{ м}; n_{\text{свII}} = \frac{160}{13,5} = 12 \text{ свечей};$$

$$l_3 = 280 - 192 = 88 \text{ м}; n_{\text{свIII}} = \frac{88}{13,5} = 6 \text{ свечей};$$

$$l_4 = 192 \text{ м}; n_{\text{свIV}} = \frac{192}{13,5} = 14 \text{ свечей.}$$

Число свечей в бурильной колонне

$$n_c = \frac{540}{13,5} = 40.$$

На IV скорости поднимается также колонковая труба.

Пример.12.14. Зная частоту вращения подъемного вала  $n_i$  (из примера 12.12.) и расчетный диаметр барабана лебедки  $D_p = 0,84 \text{ м}$ , определить скорости подъема крюка; оснастка талевого системы 4х5.

Решение. Скорость подъема крюка определяется по формуле

$$V_{\kappa.с} = \frac{\pi D_p n_{\text{бi}}}{60 u_{\text{м.с}}}.$$

Представляя  $u_{\text{т.с.}} = 8$  и значения  $n_{\text{бi}}$  из примера 4.1 получим

$$V_{\kappa I} = \frac{3,14 \cdot 0,84 \cdot 45}{60 \cdot 8} = 0,25 \text{ м/с};$$

$$V_{кII} = \frac{3,14 \cdot 0,84 \cdot 70}{60 \cdot 8} = 0,38 \text{ м/с};$$

аналогично получим

$$V_{кIII} = 0,61 \text{ м/с}; V_{кIV} = 0,92 \text{ м/с}; V_{кV} = 1,41 \text{ м/с}; V_{кVI} = 2,24 \text{ м/с}.$$

**Пример.12.15.** Зная мощность на подъемном валу лебедки ЛБУ-1100  $N_n = 800 \text{ кВт}$ ; вес подвижной части талевой системы  $Q_{т.с} = 100 \text{ кН}$ ; к.п.д. талевой системы  $\eta_{т.с} = 0,84$  и к.п.д. лебедки  $\eta_n = 0,8$ , а также значения скорости подъемного крюка из предыдущего примера, определить нагрузки на крюке на различных скоростях подъема.

**Решение.** Подъемная сила (в кН) на крюке при различных скоростях его подъема

$$P_{ki} = \frac{N_n \eta_{т.с} \eta_n}{V_{ki}} - Q_{т.с} = \frac{800 \cdot 0,84 \cdot 0,9}{V_{ki}} - 100 = \frac{605}{V_{ki}} - 100,$$

Вес колонны (в кН), который может быть поднят на различных скоростях:

$$P_{к1} = \frac{605}{0,25} - 100 = 2300;$$

$$P_{к4} = \frac{605}{0,92} - 100 = 558;$$

$$P_{к2} = \frac{605}{0,38} - 100 = 1492;$$

$$P_{к5} = \frac{605}{1,41} - 100 = 320;$$

$$P_{к3} = \frac{605}{0,61} - 100 = 892;$$

$$P_{к6} = \frac{605}{2,24} - 100 = 170.$$

**Пример 12.16.** Произвести расчет размеров и канатоемкости барабана лебедки для следующих условий: расстояние от оси барабана до кронблока  $H_0 = 13,5 \text{ м}$ ; высота вышки  $H_b = 15 \text{ м}$ ; число подвижных струн талевой системы  $u_{т.с} = 2$ ; канат диаметром  $d_k = 17,5 \text{ мм}$ .

**Решение.** Определяется диаметр барабана лебедки в зависимости от диаметра каната  $d_k$  [см. формулу (12.57)]  
 $D_6 = 18 \cdot 17,5 = 315 \text{ мм}.$

Определяется длина барабана. Примем угол отклонения каната равным  $\alpha=1^\circ$

Тогда по формуле (12.59)

$$l_0=2 \cdot 13,8 \cdot \operatorname{tg} 1^\circ=27,6 \cdot 0,0175=0,483 \text{ м.}$$

Определяется расчетная канатоемкость барабана (длина каната, наматываемая на барабан лебедки)

$$l_{\text{к.б.}}=2 \cdot 15+3,14 \cdot 0,315 \cdot 3=32,9 \text{ м.}$$

Принимая коэффициент, учитывающий зазоры между витками и поперечную деформацию каната  $a=1,1$  по формуле (12.62) определяется число витков каната в одном слое навивки.

$$n_s = \frac{0,483}{1,1 \cdot 0,0175} = 25 \text{ м.}$$

Определяется общая длина каната на барабане. Примем  $z=3$ ;  $b=0,93$ , тогда по формуле (12.64)

$$l_{\text{к}\Sigma}=3,14 \cdot 25(0,315 \cdot 3+3^2 \cdot 0,93 \cdot 0,0175)=74,2 \text{ м.}$$

Пример. 12.17. Рассчитать тормоз спуска при следующих данных: вес инструмента  $Q_{\text{ном}}=20000$  Н; диаметр навивки каната на барабан  $D=0,28$  м; число струн талевой системы  $m=2$ . Обкладки колодок из вальцованной ленты, симметричны;  $\beta_1=\pi/6$ ;  $a=c=0,28$  м;  $\mu_1=0,4$ ;  $l=0,07$  м;  $b=0,08$ ;  $R=0,25$  м. Коэффициент запаса тормозного момента  $k_c=1,5$

Решение. По формуле (12.76) определяем тормозной момент

$$M_c = 1,5 \frac{20000 \cdot 0,98^2 (1 - 0,98)}{1 - 0,98^2} \cdot 0,14 = 2,02 \cdot 10^3 \text{ Н}\cdot\text{м.}$$

Из уравнения (12.77) находим эквивалентный радиус

$$R_s = \frac{4 \cdot 0,25 \cdot \cos \frac{\pi}{6}}{\pi - \frac{\pi}{3} + \sin \frac{\pi}{3}} = 0,293 \text{ м.}$$

Сила  $P$ , сжимающая колодки, по формуле (12.78) равна

$$P = 2,02 \cdot 10^3 \frac{0,28^2 - 0,4^2 (0,293 - 0,07)^2}{2 \cdot 0,28 \cdot 0,293 \cdot 0,4 \cdot 0,56} = 3870 \text{ Н.}$$

Нагрузки, действующие на колодку 1, находим из выражений (12.79) и (12.80)-(12.82)

$$N_1 = \frac{3870(0,28 + 0,28)}{0,28 - 0,4(0,293 - 0,07)} = 11347 \text{ Н;}$$

$$T_x = 11347 \cdot 0,4 = 4539 \text{ Н;}$$

$$T_y = 11347 - 4539 = 6808 \text{ Н;}$$

$$T_1 = \sqrt{4539^2 + 6808^2} = 8182 \text{ Н.}$$

Давление между обкладкой и шкивом находим по формулам (12.83) и (12.84):

$$p_0 = \frac{2 \cdot 11347}{0,08 \cdot 0,25 \left( \pi - \frac{\pi}{3} + \sin \frac{\pi}{3} \right)} = 383,4 \text{ кПа;}$$

$$p_{\text{ср}} = \frac{2 \cdot 383,4 \cdot \cos \frac{\pi}{6}}{\pi - \frac{\pi}{3}} = 317,1 \text{ кПа} < [p].$$

Давление на колодке 2 не определяем, так как  $N_2 < N_1$ .

**Пример 12.18.**[18] Определить усилия натяжения набегающего и сбегавшего концов тормозной ленты и проверить давление колодок на барабан. Исходные данные для расчета: максимальная нагрузка на крюке  $G_k = 1,7 \text{ МН}$ ; диаметр барабана лебедки ЛБУ-1100  $D_6 = 0,75 \text{ м}$ ; расчетный диаметр барабана лебедки с навитым канатом по третьему слою, при котором момент на барабане будет наибольшим  $D_{6,р} = 0,98 \text{ м}$ ; оснастка талевого системы 4х5; вес подвижной части талевого системы



$G_{т.с.}=0,1$  МН; диаметр тормозного шкива  $D_т=1,45$  м;  $\delta=0,006$  м – толщина тормозной ленты; ширина тормозной ленты  $b_т=0,23$  м; материал колодок – ретинакс; максимальная удельная нагрузка (давление) колодок на тормозной шкив  $\sigma_{\max}=0,8$  МПа; минимальная удельная нагрузка колодок на тормозной шкив  $\sigma_{\min}=0,5$  МПа;  $z=3$  – число отверстий;  $d=0,014$  м – диаметр отверстия;  $d_3=0,014$  м – диаметр заклепок;  $n=12$  – число заклепок.

Решение. Подставим исходные данные в выражение (12.85) будет иметь

$$P_{в.т.} = \frac{1,7 + 0,1}{8} \cdot 0,83 \cdot 1,1 = 0,205 \text{ МН.}$$

Вращающий момент на барабане из уравнения 12.86

$$M_6 = 0,205 \frac{0,98}{2} \cdot 10^3 = 100 \text{ кН}\cdot\text{м.}$$

Натяжение набегающих концов по формуле (12.88)

$$S_n = 1,2 \cdot 138 \frac{2,718^{0,35 \cdot 4,71}}{2,718^{0,35 \cdot 4,71} - 1} = 205 \text{ кН} = 0,205 \text{ МН,}$$

где  $\alpha=270:\pi/180=4,71$  и окружное тормозное усилие

$$F_m = \frac{100 \cdot 2}{1,45} = 138 \text{ кН.}$$

Натяжение сбегающих концов лент

$$S_c = \frac{205}{2,718^{0,35 \cdot 4,71}} = 40 \text{ кН.}$$

Максимальное давление колодок на тормозной шкив

$$P_{\max} = \frac{205}{0,23 \cdot 1,45} = 0,61 \text{ МПа.}$$

Полученное давление допустимо поскольку

$$\sigma_{\min} < P_{\max} < \sigma_{\max}$$

Минимальное давление колодок на тормозной шкив

$$P_{\min} = \frac{40}{0,23 \cdot 1,45} = 0,128 \text{ МПа.}$$

Среднее давление колодок на тормозной шкив

$$P_{cp} = \frac{(0,61 + 0,128)}{2} = 0,36 \text{ МПа.}$$

Средняя удельная нагрузка

$$\sigma_{cp} = \frac{(0,8 + 0,5)}{2} = 0,65 \text{ МПа.}$$

Следовательно  $P_{cp} < \sigma_{cp}$ , что допустимо.

Момент на коленчатом валу тормоза лебедки определяется из выражения (12.94)

$$M_k = 40 \cdot 0,03 = 1,2 \text{ кН}\cdot\text{м.}$$

Приняв вес тормозного рычага  $G_p = 500 \text{ Н}$ ;  $L \approx 0,35 \text{ м}$ ;  $R = 1,6 \text{ м}$ ;  $\eta = 0,8$ ; при  $\psi = 60^\circ$  и  $l = 1,4 \text{ м}$  по формуле

$$P_p = \frac{1,2 - 0,5 \cdot 0,35}{1,4 \cdot 0,8} = 0,915 \text{ кН,}$$

при  $\psi = 30^\circ$  и  $l = 0,8 \text{ м}$

$$P_p = \frac{1,2 - 0,5 \cdot 0,35}{0,8 \cdot 0,8} = 1,6 \text{ кН.}$$

Площадь сечения ленты по формуле (12.97)

$$f = 0,006 \cdot 0,23 - 3 \cdot 0,006 \cdot 0,014 = 0,001 \text{ м}^2.$$

Тогда

$$\sigma_n = \frac{205}{2 \cdot 0,001} = 102,5 \text{ МПа.}$$

Напряжение среза в заклепках

$$\sigma_3 = \frac{102,5}{2 \cdot 12 \cdot 0,006 \cdot 0,014} = 50,8 \text{ МПа,}$$

что значительно ниже допустимого.

## 12.5 Вращатели

12.5.1 Шпиндельные вращатели. Шпиндельные вращатели получили широкое распространение в станках колонкового бурения скважин на твердые полезные ископаемые. Основными элементами такого вращателя являются шпиндель с проходным отверстием и зажимными патронами, приводная втулка от которой шпиндель получает вращение, и редуктор состоящий из конической пары шестерен, связывающий вращатель с коробкой передач и обеспечивающий отбор мощности на вращение.

При углублении скважины зажимные патроны испытывают осевые нагрузки под действием веса бурового снаряда или механизма подачи и крутящего момента на вращателе. При ликвидации осложнений в скважине на зажимные патроны обычно действует только осевая нагрузка, создаваемая гидроцилиндрами механизма подачи. Поэтому расчет патронов рекомендуется производить по наибольшей силе, определяемой по формулам

$$F_1 = K_c \sqrt{(Q_{ном} - P_{при})^2 + \left(\frac{2M_{сп}}{d}\right)^2}; \quad (12.99)$$

$$F_2 \geq Q_{\max}, \quad (12.100)$$

где  $F_1$  – сила от воздействия на кулачки патрона осевой нагрузки и крутящего момента, Н;  $K_c$  – коэффициент запаса страгивающей силы (принимают 1,3...2; чем выше грузоподъемная сила подъемной установки, тем меньше значение  $K_c$ );  $Q_{ном}$  – номинальная грузоподъемная сила буровой установки, Н;  $P_{при}$  – осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент, Н;  $M_{сп}$  – момент на вращателе при бурении скважины, Н·м;  $d$  – диаметр бурильной трубы, зажимаемой кулачками патрона, м;  $F_2$  – страгивающая сила от воздействия на кулачки патрона усилия гидроцилиндров механизма подачи при их работе в качестве домкратов, Н;  $Q_{\max}$  – максимальная грузоподъемная сила установки, Н.

Среднее удельное давление на бурильной трубе

$$p = F_1 / \pi dl = \frac{K_c \sqrt{(Q_{ном} - P)^2 + \left(\frac{2M_{сп}}{d}\right)^2}}{\pi dl}, \quad (12.101)$$

где  $l$  – длина плашек зажимного патрона, м.

Параметры шпиндельных вращателей определяют исходя из требований, предъявляемых технологиями бурения:

диаметр проходного отверстия шпинделя определяется максимальным диаметром применяемых бурильных труб с учетом зазора 3-5 мм для обеспечения свободного прохода их через шпиндель;

длина хода шпинделя влияет на время, затрачиваемое на его переключение. Этот параметр обычно выбирают в пределах 400-600мм (большее значение в станках для бурения более глубоких скважин);

частотная характеристика оценивается диапазоном изменения частот вращения и диапазоном регулирования, числом частот в диапазоне и значениями промежуточных частот;

диапазон регулирования частоты вращения, определяемый с отношением

$$R = \frac{n_{max}}{n_{min}}, \quad (12.102)$$

где  $n_{max}$  и  $n_{min}$  – максимальное и минимальное значение частоты вращения. Их выбирают такими, чтобы возможно полнее удовлетворять требованиям основного технологического процесса при бурении – процессу разрушения горных пород.

Основой для расчета минимальной  $n_{min}$  и максимальной  $n_{max}$  значений частот вращения служат нижнее  $\omega_{min}$  и верхнее  $\omega_{max}$ , значения рациональных окружных скоростей породоразрушающих инструментов, а также их диаметры, определяемые типовой конструкцией скважин:

$$n_{min} = 60 \omega_{min} / (\pi \cdot D_{max}); \quad (12.103)$$

$$n_{max} = 60 \omega_{max} / (\pi \cdot D_{min}), \quad (12.104)$$

где  $D_{max}$  и  $D_{min}$  соответственно максимальный и минимальный диаметры породоразрушающего инструмента.

Для реализации  $n_{max}$  необходимо ее сравнение с  $n_{1Э}$  полученной из энергетических соображений, рассчитываемой из уравнения баланса мощности при длине бурового снаряда, равной номинальной глубине скважины.

При определении  $n_{min}$  учитываются вес типоразмеры породоразрушающих инструментов, применяемых при бурении скважины типовой конструкции (исключением может быть породоразрушающий инструмент для бурения под направляющую трубу).

Для наиболее распространенных типов породоразрушающих инструментов  $\omega_{\min}$  (в м/с), используемых при бурении разрушенных, абразивных или весьма твердых пород, имеют следующие значения:

твердосплавные коронки и лопатные долота.....	0,5-0,6
алмазные коронки и шарошечные долота.....	0,4-0,5
твердосплавные коронки со среднечастотными гидроударниками...	0,10-0,12

При определении  $n_{\min}$  следует принять, что перекрываемая первой обсадной колонной часть разреза представлена мягкими породами, содержащими твердые прослойки, включения гравия, гальки и т.п.

Значения  $\omega_{\max}$  (в м/с):

алмазные коронки при бурении монолитных малоабразивных пород.....	3-5
твердосплавные коронки.....	1,5-2
твердосплавные коронки при использовании среднечастотных гидроударников.....	06-0,8
шарошечные долота.....	1,2-1,4

Максимальную частоту вращения  $n_{\max}$ , определенную в соответствии с требованиями технологии алмазного бурения, целесообразно рекомендовать для реализации, если она не превосходит значения  $n_b$ , найденного по формуле:

$$n_g = n_n [1 + 1,6(N_{xw}/N)^{1,7}], \quad (12.105)$$

где  $n_b$  – максимальная частота вращения бурового снаряда номинальной длины (на конечной глубине скважины),  $\text{мин}^{-1}$ ;  $N_{xw}$  – мощность на холостое вращение бурового снаряда номинальной длины при частоте вращения  $n_n$ , кВт;  $N$  – номинальная мощность двигателя бурового станка, кВт.

Рекомендуемое число частот вращения  $8 \leq k \leq 12$ . Каждая из ступеней определяется зависимостью:

$$q = k \sqrt{\frac{n_{\max}}{n_{\min}}}. \quad (12.106)$$

Для расчета усилий, передаваемых зажимным патроном ведущей трубе при бурении, рассмотрим схему верхнего пружинно-гидравлического постоянно замкнутого патрона (рис.12.14).

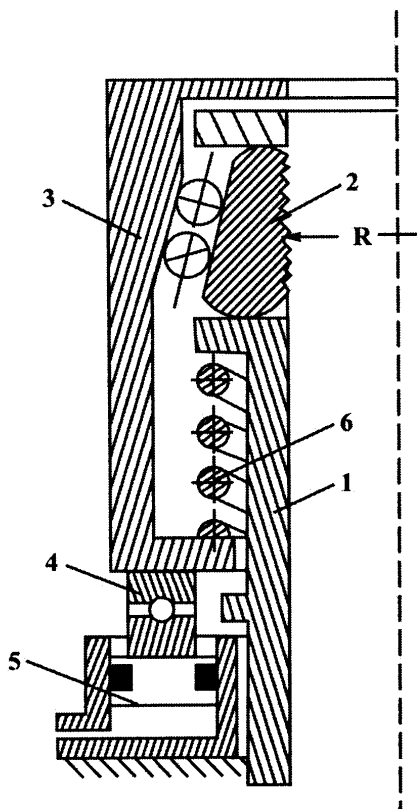


Рис.12.14.  
Схема гидропатрона

Кулачки 2 опираются на уступы шпинделя 1 и могут перемещаться в радиальном направлении при осевом смещении обоймы 3. Число кулачков зависит от размера проходного отверстия патрона. В патронах с небольшим проходным сечением применяют два кулачка. Осевое смещение обоймы, опирающейся на подшипник 4, происходит при движении поршня 5 и сжатии или растяжении рабочих пружин 6. Осевое усилие  $P$  от рабочих пружин 6 передается на обойму и за счет наличия наклонных под углом  $\alpha$  поверхностей каната с кулачком трансформируется в радиальное усилие  $R$  (рис.12.15).

Усилие, действующее и гидромеханическом патроне (в кН) определяется из выражения

$$P = \frac{Rtg\alpha}{1 - ftg\alpha}, \quad (12.107)$$

где  $R$  – сила прижатия кулачка к ведущей трубе;  $f=0,10 \div 0,15$  – коэффициент трения скольжения

$$R = \frac{P_{сц}}{\mu_c}. \quad (12.108)$$

Здесь  $P_{сц}$  – сила сцепления между кулачками и ведущей трубой;  $\mu_c=0,20 \div 0,45$ , коэффициент сцепления между зубьями кулачка и трубой,

а для кулачка с твердосплавными ставками  $\mu_c=0,9$  [21]. Если зажимной патрон имеет два кулачка, то сила притяжения каждого кулачка

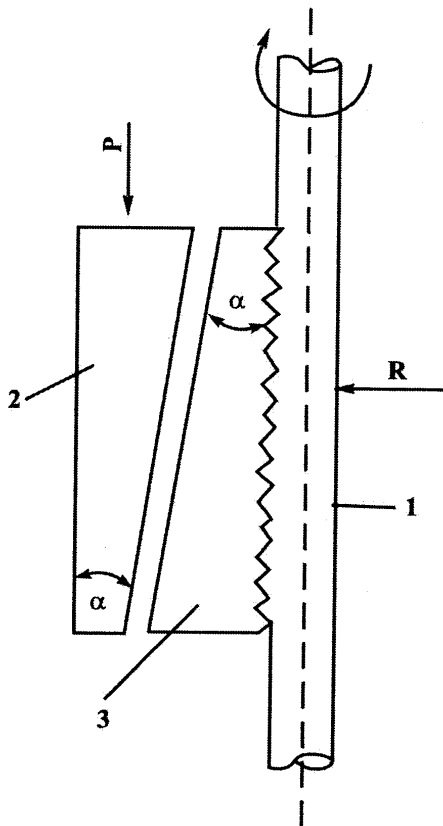


Рис.12.15.  
Схема сил, действующих на обойму и кулачок

$$R_1 = \frac{P_{сн}}{2\mu_c}, \tag{12.109}$$

где  $P_{сн}$  – полное усилие, передаваемое ведущей трубе

$$P_{сш} = \sqrt{P_0^2 + P_{II}^2}. \quad (12.110)$$

Здесь  $P_0$  – окружное усилие, направленное нормально к осевому усилию механизма подачи ( $P_{II}$ ).

$$P_o = \frac{2M_{кр.(max)}}{d_{в.т.}}, \quad (12.111)$$

где  $M_{кр.(max)}$  – максимальное значение крутящего момента ( $M_{кр}$ ) при максимальной частоте вращения;  $d_{в.т.}$  – наружный диаметр ведущей трубы.

Осевое усилие (максимальное усилие механизма подачи)

$$P_n = G - P_{при}, \quad (12.112)$$

где  $G$  – вес бурильной колонны,  $P_{при}$  – осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент

$$M_{кр.(max)} = \frac{N - N_{ст}}{\omega}, \quad (12.113)$$

где  $N$  – номинальная мощность двигателя;  $N_{ст}$  – мощность, затрачиваемая на привод станка.

Роторные вращатели предназначены для: передачи вращающего момента через ведущую трубу бурильной колонне, поддержания на весу бурильной колонны в процессе спускоподъемных операций и обсадных труб при спуске их в скважину (бурильные и обсадные трубы устанавливаются на столе ротора на элеваторе или клиньях); отвинчивания и свинчивания труб в процессе спускоподъемных операций, ловильных и аварийных работах; восприятия реактивного крутящего момента при бурении забойными двигателями.

Роторные вращатели (роторы) широко распространены при бурении вертикальных и слабонаклонных разведочных и эксплуатационных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые, структурно-поисковых, сейсмических и геотехнологических скважин.

К основным параметрам ротора относятся: диаметр проходного отверстия в столе ротора; допускаемая статическая нагрузка на стол; частота вращения стола ротора; мощность ротора; максимальный вращающий момент.



Диаметр проходного отверстия в столе ротора ( $D_{\text{по}}$ ) должен быть достаточным для спуска долот и обсадных труб, используемых при бурении и креплении

$$D_{\text{по}} = D_{\text{дн}} + \delta, \quad (12.114)$$

где  $D_{\text{дн}}$  – диаметр долота при бурении под направление скважины, зависящей от конструкции скважины (в глубоких скважинах диаметр направления возрастает из-за увеличения числа промежуточных колонн);  $\delta$  – диаметральный зазор, необходимый для свободного прохода долота ( $\delta = 30 + 50 \text{ мм}$ ).

Роторы, применяемые для бурения скважин на море, имеют более широкое проходное отверстие, поскольку в этом случае  $D_{\text{по}}$  выбирается по диаметру водоотделяющей колонны, связывающей подводное устьевое оборудование с буровым судном. Проходное отверстие вкладышей стола ротора должно быть достаточным для прохода бурильной колонны при спускоподъемных операциях. Поскольку наибольший диаметр бурильных замков равен 203 мм, отверстие вкладышей стола ротора всех типоразмеров принятого равным 225 мм.

Допускаемая статическая нагрузка [ $P_{\text{ст}}$ ] на стол ротора должна быть достаточной для удержания в неподвижном состоянии наиболее тяжелой обсадной или бурильной колонны, но одновременно не превышать статическую грузоподъемность подшипника [4]

$$M_{\text{max}} \leq [P_{\text{ст}}] \leq G_0, \quad (12.115)$$

где  $M_{\text{max}}$  – масса наиболее тяжелой обсадной колонны (в большинстве случаев наиболее тяжелыми оказываются промежуточные колонны);  $G_0$  – статическая грузоподъемность подшипника основной опоры стола ротора, которая выбирается по величине  $D_{\text{по}}$ .

Параметры роторов буровых установок ОАО «Уралмаш» и ВЗБТ приводится в табл. 12.7 и 12.8. Характеристика подшипников опор качения отечественных роторов приведена в табл. 12.9.

Выбор частоты вращения стола ротора осуществляется в соответствии с требованиями, предъявляемыми технологией бурения. Наибольшая частота вращения ограничивается критической частотой вращения буровых долот  $n_{\text{max}} \leq 250 \text{ мин}^{-1}$ . Опыт показывает, что при дальнейшем увеличении  $n$  ухудшаются показатели работы долот. Кроме того, с ростом  $n$  увеличиваются центробежные силы, вызывающие продольный изгиб бурильной колонны, приводящий к усталостному разрушению в резьбовых соединениях. Наименьшая  $n_{p(\text{min})} = 15 - 20 \text{ мин}^{-1}$  используется при бурении глубокозалегающих абразивных и весьма твер-

дых пород, забурировании и калибровке ствола скважины, периодическом проворачивании бурильной колонны с целью устранения прихвата при бурении с забойными двигателями, ликвидации аварий.

В предварительных расчетах  $n_p$  в зависимости от текущей ( $L$ ) и конечной глубины бурения ( $L_p$ ) можно вычислить по эмпирической зависимости Уралмашзавода [4]

$$n_p = 200 - 150 \frac{L}{L_k} \quad (12.116)$$

Таблица 12.7  
Параметры роторов буровых установок ОАО «Уралмаш» [1]

Показатели	Тип ротора		
	P-700	P-950	P-1260
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	700	950	1260
Допускаемая статическая нагрузка на стол, кН	5000	6300	8000
Максимальная частота вращения стола ротора, мин <sup>-1</sup>	350	350	350
Статический крутящий момент на столе ротора, кН·м	80	120	180
Подшипники приводного вала	7538	7538	3634
Основная опора	1687/770х	1687/1060х	1687/1400х
Вспомогательная опора	1687/770х	1688/1060х	11689/1400х

Таблица 12.8  
Параметры роторов буровых установок ОАО ВЗБТ [1]

Показатели	Ротор	
	P-560	P-360
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	560	360
Допускаемая статическая нагрузка, кН	2500	1250
Максимальная частота вращения стола ротора, мин <sup>-1</sup>	250	200
Максимальный момент на столе ротора, кН·м	35	12,3
Подшипники приводного вала	3624	3620
Основная опора	91682/670	9168288
Вспомогательная опора	31688/630	7168284

Таблица 12.9

Характеристика подшипников опор качения роторов [17]

Опора качения	Условное обозначение подшипника	Тип ротора	Грузоподъемность МН	
			статическая	динамическая
Основная-шарикоподшипники упорно-радиальные	91682/750х	У7-560-6	4,1	4,44
	1681/670х	У7-760	7,00	9,5
	1687/770х	Р-560	8,42	10,3
	1687/1060	Р-700	9,00	10,6
	1687/1400	Р-950	9,67	9,80
			Р-1260	12,5
Основная-роликподшипники упорно-радиальные конические	-	Р-450-IIIЗ	7,70	5,19
		Р-700-III2	11,5	7,32
Вспомогательная-шарикоподшипники упорно-радиальные	1681/670х	Р560-III8	7,40	3,30
	71682/800	У7-520-3	6,88	4,96
	1681/850	УР-760	7,40	3,72
	32634	Р-560	4,30	6,80
	1688/770х	Р-700	4,73	7,20
	1688/1060	Р-950	5,22	7,10
	1689/1400х	Р-1260	6,82	7,90

Мощность ротора должна быть достаточной для вращения бурильной колонны, долота и разрушения горной породы забоя скважины  $N_d$

$$N_p = \frac{N_{хв} + N_{\phi}}{\eta_p}, \quad (12.117)$$

где  $\eta_p=0,90-0,95$  к.п.д. ротора, который учитывает потери в трущихся деталях ротора. Для определения мощности на холостое вращение бурильной колонны ( $N_{хв}$ ) можно воспользоваться формулой (8.6) из раздела 8.

Мощность  $N_d$ , расходуемую на разрушение породы шарошечным долотом, можно определить, используя формулу (8.12), колонковым долотом – (8.13), которые приведены в разделе 8.

Максимальный вращающий момент  $M_{вр(max)}$  определяется по мощности и минимальной частоте вращения стола ротора

$$M_{вр(max)} = \frac{N_p \eta_p}{n_{min}}, \quad (12.118)$$

где  $N_p$  – мощность ротора, кВт;  $\eta_p$  – к.п.д. ротора;  $n_{\min}$  – минимальная частота вращения стола ротора.

Для определения долговечности подшипника главной опоры ротора рассчитывают [18] действующие в зацеплении усилия (рис.12.16): окружное усилие  $P$ , радиальное  $Q$  и осевое  $N$ .

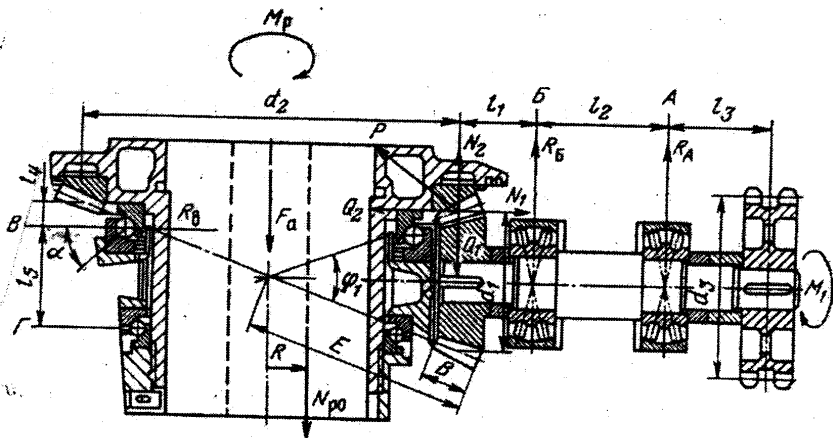


Рис.12.16.  
Расчетная схема ротора

Расчетный момент, действующий на стол ротора

$$M_p = \frac{N_p}{\omega}, \quad (12.119)$$

где  $\omega$  – угловая скорость вращения стола ротора, рад/с.

Окружное усилие  $P$ , действующее в зубчатом зацеплении

$$P = \frac{2M_p}{d_2}, \quad (12.120)$$

где  $d_2$  – диаметр конического колеса, м.

Осевое усилие шестерни  $N_1$  равно радиальному усилию на колесо  $Q_2$

$$N_1 = Q_2 = \frac{P}{\operatorname{tg}\beta} (\operatorname{tg}\alpha \cdot \sin\varphi_1 \pm \sin\beta \cdot \cos\varphi_1). \quad (12.121)$$

Радиальное усилие  $Q_1$ , равное осевому  $N_2$

$$Q_1 = N_2 = \frac{P}{\operatorname{tg}\beta} (\operatorname{tg}\alpha \cdot \cos\varphi_1 \pm \sin\beta \cdot \sin\varphi_1), \quad (12.122)$$

где  $\varphi_1$  – угол начального конуса шестерни, градусы

$$\operatorname{tg} \frac{\varphi_1}{2} = \frac{1}{u_p}, \quad (12.123)$$

где  $u_p = d_2/d_1$  – передаточное отношение ротора  $d_1$  – диаметр конической шестерни,  $\alpha = 20^\circ$ ;  $\beta = 10 \div 30^\circ$  – угол наклона зубьев конической пары.

В формуле (12.121) знак «+» берется, когда направление наклона зубьев и вращения создает осевое усилие, направленное от вершины к основанию конической шестерни; знак «-» - при противоположном направлении этого усилия.

Расчетная эквивалентная нагрузка на главную опору  $B$  ротора

$$P_{\Pi} = (xF_p + yF_a)k_T k_6 k_{\Sigma} k_K \quad (12.124)$$

где  $F_p$  и  $F_a$  – постоянные по величине и направлению радиальная и осевая нагрузки;  $x$  и  $y$  коэффициенты радиальной и осевой динамических нагрузок, при отношении  $F_a/F_p = 1$  (при других значениях отношения см.ГОСТ 18855-82) и угле контакта шаров  $\gamma > 40^\circ$  принимают  $x = 0,35$  и  $y = 0,57$ ;  $k_T$  – температурный коэффициент, при температуре менее  $100^\circ\text{C}$   $k_T = 1$ ;  $k_6 = 1,8 \div 2,5$  – коэффициент безопасности для роторов;  $k_{\Sigma} = 0,6 \div 0,8$  – коэффициент эквивалентности,  $k_K$  – кинематический коэффициент, при вращении внутреннего кольца подшипника принимается  $k_K = 1$ .

Радиальная нагрузка  $F_p$  для расчета долговечности подшипника главной опоры  $B$  стола ротора принимается равной окружному усилию  $P$ , так как их плоскости действия почти совпадают  $F_p = P$ .

Осевая нагрузка, действующая на опору  $B$  стола ротора,

$$F_a = G + N_m + N_2 \quad (12.125)$$

где  $G$  – вес стола ротора в сборе;  $N_2$  – осевое усилие, создаваемое в зацеплении;  $N_r$  – осевое усилие от трения ведущей трубы о вкладыши ротора при движении бурильной колонны вниз

$$N_m = M_p f_c / R \quad (12.126)$$

где  $f_c=0,2\div 0,3$  – коэффициент трения ведущей трубы о зажимы ротора;  $R=0,1\text{м}$  – радиус приложения нагрузки между ведущей трубой и зажимами ротора.

**Пример 12.19.** Рассчитать частоты вращения для станка колонкового бурения при следующих условиях: глубина скважины 800м; глубина спуска обсадных труб (в м): диаметром 127/117-50; диаметром 89/79-90; диаметром 73/63-175; типоразмер бурильных труб ССК-59; диаметр коронки (в мм) 59/35; осевая нагрузка (в кН) 16 кН; мощность двигателя станка 30 кВт; максимальная частота вращения бурового снаряда номинальной длины  $n_{\text{в}}=726 \text{ мин}^{-1}$ .

**Решение.** Для заданной конструкции скважины, бурение на указанных интервалах предусматривается осуществлять, в интервале 0-50м – лопастным долотом диаметром 132мм; 50-90м – лопастным долотом диаметром 93мм; 90-175м – шарошечным долотом диаметром 76мм и в интервале 175-800м алмазной коронкой диаметром 59 мм.

Примем для лопастных долот в интервалах 0-50м и 50-90м,  $\omega_{\text{min}}=0,6 \text{ м/с}$ ; для шарошечного долота в интервале 90-175м,  $\omega_{\text{min}}=0,4 \text{ м/с}$  и для алмазной коронки  $\omega_{\text{min}}=0,5 \text{ м/с}$ .

Тогда по формуле (12.103)

$$0-50, n_{\text{min}}=60\cdot 0,6/(3,14\cdot 0,132)=87 \text{ мин}^{-1};$$

$$50-90, n_{\text{min}}=60\cdot 0,6/(3,14\cdot 0,093)=123 \text{ мин}^{-1};$$

$$90-175, n_{\text{min}}=60\cdot 0,4/(3,14\cdot 0,076)=100 \text{ мин}^{-1};$$

$$175-800, n_{\text{min}}=60\cdot 0,5/(3,14\cdot 0,059)=126 \text{ мин}^{-1}.$$

Выбираем  $n_{\text{min}}=87 \text{ мин}^{-1}$ .

Для определения максимальной частоты вращения по формуле (12.104) примем следующие значения  $\omega_{\text{max}}$ :

в интервалах 0-50м и 50-90м,  $\omega_{\text{max}}=1,5 \text{ м/с}$ ; в интервале 90-175м,  $\omega_{\text{max}}=1,6 \text{ м/с}$  и в интервале 175-800м (бурение алмазной коронкой),  $\omega_{\text{max}}=4 \text{ м/с}$ .

Тогда:

$$0-50, n_{\text{max}}=60\cdot 1,5/(3,14\cdot 0,132)=217 \text{ мин}^{-1};$$

$$50-90, n_{\text{max}}=60\cdot 1,5/(3,14\cdot 0,093)=308 \text{ мин}^{-1};$$

$$90-175, n_{\text{max}}=60\cdot 1,6/(3,14\cdot 0,076)=402 \text{ мин}^{-1};$$

$$175-800, n_{\text{max}}=60\cdot 4/(3,14\cdot 0,059)=1294 \text{ мин}^{-1}.$$

С учетом технических возможностей бурового станка СКБ-5 принимаем  $n_{\text{max}}=1500 \text{ мин}^{-1}$ .

По формуле (12.105) находим:

$$n_{\text{max}(3)}=726(1+1,6\cdot (13,58/30)^{1,7})=1028 \text{ мин}^{-1}$$

Так как  $n_{\max}=1294 > n_{\max(\ominus)}=1028$ , принимаем  $n_{\max(\ominus)}=1028 \text{ мин}^{-1}$ .

Примем число передач  $K=8$ .

Каждая из ступеней согласно уравнению (12.106):  $q=1,423$

$$q = \sqrt[7]{\frac{1028}{87}}$$

Тогда:  $n_1=87 \text{ мин}^{-1}$ ;  $n_2=87 \cdot 1,423=124 \text{ мин}^{-1}$ ;  $n_3=124 \cdot 1,423=176 \text{ мин}^{-1}$ ;  
 $n_4=176 \cdot 1,423=250 \text{ мин}^{-1}$ ;  $n_5=250 \cdot 1,423=356 \text{ мин}^{-1}$ ;  $n_6=356 \cdot 1,423=507 \text{ мин}^{-1}$ ;  
 $n_7=507 \cdot 1,423=721 \text{ мин}^{-1}$ ;  $n_8=721 \cdot 1,423=1026 \text{ мин}^{-1}$ .

**Пример 12.20.** Определить окружное, осевое и полное усилие, передаваемые ведущей трубе для следующих условий: глубина скважины 800м.; бурильные трубы ССК-59 (наружный диаметр 55мм., масса 1м, труб – 5,94 кг/м); диаметр коронки 59/35 мм; промывочная жидкость – вода, не обладающая смазочными свойствами; осевая нагрузка на коронку  $P_{\text{а.к.}}=15 \text{ кН}$ ; мощность приводного двигателя  $N_{\text{дв.}}=45 \text{ кВт}$ ; зажимной патрон имеет два кулачка с твердосплавными вставками,  $\alpha=10^\circ$ ; потери мощности в станке  $N_{\text{ст.}}=7,56 \text{ кВт}$ ; частота вращения бурового снаряда  $n=766 \text{ мин}^{-1}$ .

**Решение** Максимальное значение  $M_{\text{кр}}$  по формуле (12.113)

$$M_{\text{кр}} = \frac{(45 - 7,56) \cdot 10^3}{80,2} = 466,8 \text{ Н}\cdot\text{м}.$$

Здесь  $\omega=3,14 \cdot 766/30=80,2 \text{ с}^{-1}$

По формуле (12.111)

$$P_o = 2 \cdot 466,8/0,055 = 15,8 \text{ кН}.$$

Согласно выражению (12.112)

$$P_n = 43,12 - 15 = 28,12 \text{ кН}.$$

Здесь вес бурового снаряда

$$G = k \cdot N \cdot g \cdot q \left( 1 - \frac{\rho_{\text{пж}}}{\rho_{\text{м}}} \right) = 1,05 \cdot 800 \cdot 9,81 \cdot 5,94 \left( 1 - \frac{1000}{7850} \right) = 43,12 \text{ кН}.$$

По формуле (12.110)

$$P_{\text{си}} = \sqrt{15,8^2 + 28,12^2} = 32,25 \text{ кН}.$$

Сила прижатия кулачков по формуле (12.108)

$$R_1 = \frac{32,25}{0,9} = 35,8 \text{ кН}.$$

По уравнению (12.107), приняв  $f=0,10$

$$P = \frac{35,8 \cdot \operatorname{tg} 10^\circ}{1 - 0,10 \operatorname{tg} 10^\circ} = 6,42 \text{ кН.}$$

**Пример 12.21.** Определить потребляемую мощность для привода ротора при глубине скважины 3500 м, если известно, что нагрузка на долото  $D=0,394$  м при бурении в породах средней твердости,  $P_d=150$  кН; при бурении используется изношенное долото;  $\rho_{\text{пк}}=1500$  кг/м<sup>3</sup>;  $d_{\text{бр}}=0,127$  м;  $n=150$  мин<sup>-1</sup>;  $u_p=3,61$ .

**Решение.** Для расчета  $N_{\text{хв}}$  воспользуемся формулой (см. раздел 8)  
 $N_{\text{хв}}=13,5 \cdot 10^{-8} \cdot 3500 \cdot 0,127^2 \cdot 150^{1,5} \cdot 0,394^{0,5} \cdot 1,5 \cdot 10^4 = 131,8$  кВт.

Мощность на вращение долота по формуле (8.12)  
 $N_d=2,6 \cdot 1,5 \cdot 10^{-5} \cdot 150 \cdot 394^{0,4} \cdot 150^{1,3} = 43,1$  кВт,

где  $c = 2,6 \cdot 1,5$  для пород средней твердости и изношенных долот. Тогда по формуле (12.117)

$$N_p = \frac{131,8 + 43,1}{0,9} = 194,3 \text{ кВт.}$$

Расчет показывает, что без учета диаметра проходного отверстия с столе ротора может быть использован ротор Р-460 ВЗБТ.

**Пример 12.22.** Найти расчетное осевое усилие, действующее на главную опору стола, и долговечность главной опоры ротора Р-560 при глубине скважины 4000 м, если известно, что на вращение бурильной колонны с частотой  $n=50$  мин<sup>-1</sup> необходима мощность  $N_p=300$  кВт. Вес бурильной колонны  $Q_{\text{б.к.}}=1,6$  МН, вес стола ротора с вкладышами  $G=20$  кН; диаметр конического колеса  $d_2=0,975$  м, угол наклона зубьев  $\beta=30^\circ$ , угол зацепления  $\alpha=20^\circ$ ; шариковая опора с подшипником № 91682/750х со статической грузоподъемностью  $C_{\text{oa}}=4,1$  МН и динамической грузоподъемностью  $C_a=0,444$  МН.

**Решение.** Расчетный крутящий момент на столе ротора  
 $M_p=300/5,25=57$  кНм,  
 где  $\omega=3,14 \cdot 50/30=5,25$  с<sup>-1</sup>.

Усилие, действующее в зацеплении по формуле (12.120)  
 $P=2 \cdot 57/0,975=117$  кН.

Расчетная радиальная нагрузка на опору  $B$   
 $F_p=P=117$  кН.



Осевое усилие на опору  $B$  при  $R_1=0,3\text{м}$  и  $R_2=0,1\text{м}$ , создаваемое трением ведущей трубы, из выражения

$$N_r = 57 \cdot 0,3/0,1 = 171 \text{ кН.}$$

Осевое усилие на колесо по формуле (12.122)

$$N_2 = \frac{117}{\text{tg}30} (\text{tg}20\cos31 + \sin30\sin31) = \frac{117}{0,577} (0,364 \cdot 0,857 + 0,5 \cdot 0,515) = 116 \text{ кН,}$$

где  $\text{tg} \frac{\varphi_1}{2} = \frac{1}{u_p} = \frac{1}{3,61} = 0,277$ ;  $\frac{\varphi_1}{2} = 15^\circ 30'$ , а  $2 \cdot \varphi_1 = 2 \cdot 15^\circ 30' = 31^\circ$ .

Расчетное осевое усилие на опору  $B$  по формуле (12.125)

$$F_a = 20 + 171 + 116 = 307.$$

Расчетная нагрузка на главную опору  $B$  ротора из уравнения (12.124) при  $k_6=2$  и  $k_3=0,6$

$$P_{II} = (0,35 \cdot 117 + 0,57 \cdot 307) 2 \cdot 0,6 = 260 \text{ кН} = 0,26 \text{ МН.}$$

Долговечность подшипника главной опоры

$$L_B = \frac{10^6}{60 \cdot n} \left( \frac{C_a}{P_{II}} \right)^3 = \frac{10^6}{60 \cdot 50} \left( \frac{0,444}{0,26} \right)^3 = 1649 \text{ ч.}$$

Коэффициент запаса статической грузоподъемности

$$k_3 = \frac{C_{0a}}{Q_{6к}} = \frac{4,1}{1,6} = 2,56.$$

По существующим нормам долговечность главной опоры ротора должна быть не менее 3000ч, а запас прочности опоры по статической нагрузке не менее 2,5. Расчет показывает, что ротор обеспечивает достаточный запас при принятой нагрузке, но не обеспечивает необходимой долговечности.

## 12.6 Вертлюг

Вертлюг является промежуточным звеном между поступательно перемещающимся талевым блоком с крюком, буровым рукавом и вращающейся буровой колонной.

Параметры вертлюга должны отвечать требованиям и промывки скважин и одновременно соответствовать аналогичным параметрам подъемного механизма и буровых насосов:

- допускаемая статическая нагрузка вертлюга должна быть не менее допускаемой нагрузки на крюке буровой установки;
- динамическая нагрузка на вертлюг  $G_{б.к.}$ , соответствующая весу буровой колонны при частоте вращения  $100 \text{ мин}^{-1}$  и ресурсе 3000 ч, определяется по формуле

$$G_{б.к.} = \frac{C}{1,9}; \quad (12.127)$$

- максимальное давление прокачиваемой жидкости должно быть не менее наибольшего давления насосов, используемых в буровой установке соответствующего класса;
- диаметр проходного отверстия ствола вертлюга на основе опыта конструирования и эксплуатации вертлюгов принимается равным 75мм;
- частота вращения ствола вертлюга совпадает с частотой вращения стола ротора и изменяется в пределах  $15-20 \text{ мин}^{-1}$ ;
- высота штопа должна быть достаточной для соединения вертлюга с крюком талевого механизма.

Главная опора вертлюга рассчитывается по динамической грузоподъемности подшипника при действии приведенной нагрузки (условно постоянной нагрузки, обеспечивающей ту же долговечность, какую имеет подшипник при действии переменных во времени нагрузок).

Эквивалентная расчетная нагрузка  $P_3$ , действующая на опору вертлюга определяется из выражения

$$P_3 = P_{вд} \cdot k_t \cdot k_\epsilon \cdot k_k \cdot k_3, \quad (12.128)$$

где  $P_{вд}$  – постоянная по величине и направлению динамическая нагрузка, действующая на ствол вертлюга, кН;  $k_t$  – температурный коэффициент ( $k_t=1$  при  $t=100^\circ\text{C}$ );  $k_\epsilon=1,4 \div 1,8$  – коэффициент безопасности;  $k_k=1$  – кинематический коэффициент для упорных подшипников;  $k_3=0,6 \div 0,7$  – коэффициент эквивалентности нагрузки.

В процессе бурения скважин величина  $P_{вд}$  определяется из выражения

$$P_{вд} = (q_{б.т} \cdot l_{б.т} + q_y l_y) \left( 1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_{м}} \right) - P_d + P_p \frac{\pi d_b^2}{4}, \quad (12.129)$$

где  $q_{б.т}$  – вес 1м бурильных труб с учетом высаженной части и замков, Н/м;  $l_{б.т}$  – длина бурильных труб одинакового веса, м;  $q_y$  – вес 1м УБТ;  $l_y$  – длина УБТ;  $\rho_{ж}$  и  $\rho_{м}$  – соответственно плотности бурового раствора и материала труб;  $P_d$  – расчетная нагрузка на долото, кН;  $P_p$  – расчетное давление бурового раствора;  $d_b$  – диаметр напорного отверстия сальника вертлюга, м.

Суммарное число оборотов, которое может сделать подшипник главной опоры за весь срок службы при нагрузке

$$n_{\Sigma} = \left( \frac{C_a}{P_s} \right)^{\lambda} \cdot 10^6, \quad (12.130)$$

где  $C_a$  – динамическая грузоподъемность, МН;  $\lambda$  – степенной показатель, для шарикоподшипников  $\lambda=3$ , для роликоподшипников  $\lambda=3,33$ .

Суммарное число оборотов, которое сделает бурильная колонна за время бурения заданной скважины

$$L_k = \frac{60Ln}{\bar{v}_m}, \quad (12.131)$$

где  $L$  – глубина скважины, м  $n$  – частота вращения бурильной колонны;  $\bar{v}_m$  – средняя механическая скорость бурения.

Число скважин, которое может быть пробурено в аналогичных условиях с использованием одного вертлюга

$$Z = \frac{n_{\Sigma}}{L_k}. \quad (12.132)$$

**Пример 12.23** [18]. Определить сколько скважин глубиной  $L=4000$  м можно пробурить с использованием вертлюга УВ-250МА до исчерпания ресурса главной опоры для следующих условий: бурильная колонна состоит из 114 мм труб, вес 1м бурильных труб  $q_{б.т}=300$  Н/м;  $l_y=300$  м;  $q_y=1780$  Н/м;  $\rho_{ж}=1100$  кг/м<sup>3</sup>;  $P_d=200$  кН;  $P_p=18$  МПа;  $d_b=0,1$  м;  $n=100$  мин<sup>-1</sup>;  $\bar{v}_m=10$  м/ч;  $C_a=3,51$  МН.

**Решение.** Расчетная динамическая нагрузка на опору по уравнению (12.129) составит:

$$P_{в.д.} = (0,3 \cdot 3700 + 1,78 \cdot 300) \left( 1 - \frac{1000}{7850} \right) - 200 + 18 \cdot 10^3 \frac{3,14 \cdot 0,1^2}{4} = 1355 \text{ кН или } 1,35 \text{ МН.}$$

Приняв  $k_T=1$ ;  $k_6=1,7$ ;  $k_k=1$  и  $k_3=0,7$ , расчетная эквивалентная нагрузка, действующая на главную опору, по формуле (12.128).

$$P_3 = 1355 \cdot 1 \cdot 1,7 \cdot 1 \cdot 0,7 = 1612 \text{ кН} = 1,61 \text{ МН.}$$

Суммарное число оборотов, которое может сделать подшипник главной опоры за весь срок службы [см. формулу (12.130)]

$$n_{\Sigma} = \left( \frac{3,51}{1,61} \right)^{3,33} \cdot 10^6 = 13,5 \cdot 10^6 \text{ оборотов.}$$

Суммарное число оборотов, которое сделает буровая колонна за время бурения заданной скважины по формуле (12.131)

$$L_k = \frac{60 \cdot 4000 \cdot 100}{10} = 2,4 \cdot 10^6 \text{ оборотов.}$$

Число скважин в аналогичных условиях, которое может быть пробурено с использованием одного вертлюга УВ-250 МА

$$Z = \frac{13,5 \cdot 10^6}{2,4 \cdot 10^6} \approx 5,6 \text{ скважин.}$$

## 12.7. Очистные устройства циркуляционной системы

При бурении скважин на твердые полезные ископаемые для отделения крупных частиц шлама широко используют гравитационные методы очистки. Для удаления более мелких частиц применяются гидроциклоны. Гравитационные методы очистки основаны на осаждении частиц разбуренной породы под действием собственного веса в желобах и отстойниках.

Длина желобной системы  $l$  (в м) устанавливается исходя из выражения

$$l = W / B \beta 60, \quad (12.133)$$

где  $W$  – объем выбуренной породы, м<sup>3</sup>/ч;  $B$  – ширина желоба, м;  $\beta = 5 \cdot 10^{-4}$  – коэффициент очистной способности желобной системы, м/мин.

Объем выбуренной породы

$$W = \frac{\pi}{4} D_c^2 v_m, \quad (12.134)$$

где  $D_c$  – диаметр скважины, м;  $v_m$  – механическая скорость бурения, м/ч.

Ширина желобной системы (в м)

$$B = Q / h v_c, \quad (12.135)$$

где  $Q$  – подача насоса, м<sup>3</sup>/с;  $h$  – глубина потока в желобе, м;  $v_c$  – средняя объемная скорость потока в желобе, м/с.

Уклон желобов может быть определен из соотношения

$$i = m \theta (B + 2h) / B h \gamma, \quad (12.136)$$

где  $m$  – коэффициент формы желоба,  $m=2$ ;  $\theta$  – статическое напряжение сдвига промывочного раствора;  $\gamma$  – удельный вес раствора.

Гидроциклоны – центробежные сепараторы, в которых твердая фаза отделяется под действием центробежных сил, значительно превосходящих силу тяжести. Под действием центробежных сил из жидкости могут удаляться практически частицы любой величины. Размер отделяемых частиц зависит от размеров гидроциклона, давления, скорости подачи промывочной жидкости и плотности частиц.

Гидроциклоны являются наиболее распространенными устройствами и в нефтяной промышленности. Эффективность их основывается на значительном повышении центробежной силы над силой тяжести, действующей на частицу.

Технологические и конструктивные параметры гидроциклонов рассчитываются по формулам, полученным различными авторами на основе определенных допущений. Отсутствие однозначных зависимостей обусловлено многообразием факторов, влияющих на показатели работы гидроциклонов [28].

Эффективность очистки промывочной жидкости в гидроциклоне оценивается степенью очистки

$$S = P_1 / P_2, \quad (12.137)$$

где  $P_1$  и  $P_2$  – содержание шлама («песка») соответственно на входе в гидроциклон и выходе из него, %.

Оптимальный диаметр (в см) песковой насадки (Л.М.Ивачев.1975)

$$d_{\text{opt}} = \sqrt{P_1 Q / 78,5v}, \quad (12.138)$$

где  $Q$  – пропускная способность гидроциклона, л/с;  $v$  – линейная скорость истечения шлама через песковую насадку, см/с.

Режим работы гидроциклона, его конструктивные размеры и размеры эффективно удаляемых граничных зерен выбуренной породы определяются из следующих эмпирических соотношений, полученных А.И.Поваровым:

$$Q = K_D K_\alpha d_n d_c \sqrt{gH}; \quad (12.139)$$

$$\delta = 1,5 \sqrt{\frac{d_c D_r a}{d_n K_D \sqrt{10H} (\rho_n - \rho_{ж})}}. \quad (12.140)$$

В приведенных формулах:  $Q$  – пропускная способность гидроциклона,  $\text{дм}^3/\text{мин}$ ;  $\delta$  – размер выводимых частиц,  $\text{мкм}$ ;  $D_r$ ,  $d_n$ ,  $d_c$ ,  $d_n$  – диаметры соответственно гидроциклона, питающего отверстия, сливного отверстия, песковой насадки,  $\text{см}$ ;  $H$  – давление на входе в гидроциклон,  $\text{МПа}$ ;  $a$  – содержание твердых частиц, %;  $\rho_n$ ,  $\rho_{ж}$  – плотности соответственно твердой и жидкой фаз,  $\text{г}/\text{см}^3$ .

Коэффициент  $K_D$  и  $K_\alpha$  вычисляются по формулам

$$K_D = (0,08D + 2) / (0,1D + 1), \quad (12.141)$$

$$K_\alpha = 0,79 + 0,044 / (0,039 + \text{tg} \frac{\alpha}{2}), \quad (12.142)$$

где  $\alpha$  – угол при вершине конуса гидроциклона.

Для расчета пропускной способности гидроциклонов, используемых в песко- и илоотделителях, наиболее приемлема эмпирическая формула М.Ш.Вартапетова [28]

$$Q_c = k_1 d_n d_c D_2 \sqrt{P_b}, \quad (12.143)$$

где  $k_1$  – опытный коэффициент,  $k_1 = 0,12$ ;  $P_b$  – давление на входе в гидроциклон,  $\text{МПа}$ ; остальные обозначения те же, что в формуле (18.141).

Диаметр граничного зерна (в мкм) с достаточной для практических расчетов точностью определяется по формуле А.И.Поварова [28]

$$\delta = k_2 \frac{d_c \sqrt{D_2 T_n}}{d_m \sqrt[4]{P_B} \sqrt{\rho_n - \rho_{ж}}}, \quad (12.144)$$

где  $k_2 \approx 0,5$  – опытный коэффициент;  $T_n$  – содержание песка в исходном продукте, %;  $P_B$  – давление на входе в гидроциклон, МПа.

По опытным данным приняты следующие соотношения диаметров питающей ( $d_n$ ), шламовой ( $d_m$ ) и сливной насадок:

$$\begin{aligned} d_n &= (0,125-0,25)D_r; \\ d_c &= (0,25-0,50)D_r; \\ d_m &= (0,15-0,45)d_c. \end{aligned} \quad (12,145)$$

На качество очистки влияют также высота цилиндрической части ( $h_1$ ) и конической части гидроциклона ( $h_2$ ). Их оптимальные соотношения:

$$\begin{aligned} h_1 &= (1-1,2)D_2; \\ h_2 &= D_2 / 2 \operatorname{tg} \frac{\alpha}{2}. \end{aligned} \quad (12.146)$$

Угол конуса выбирается в зависимости от диаметра гидроциклона и составляет  $15-20^\circ$  [28].

Число параллельно действующих гидроциклонов устанавливаемых в песко- и илоотделителях определяется из соотношения

$$n_2 \geq Q/Q_2 \quad (18.147)$$

где  $Q$  и  $Q_2$  – пропускная способность песко- и илоотделителя и гидроциклонов,  $\text{дм}^3/\text{с}$ .

При бурении скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые для очистки бурового раствора от крупных частиц выбуренной породы используют вибрационные сита.

Главным элементом вибросит является сетка. Очистная и пропускная способность вибросит, величина потерь раствора со шламом и срок службы зависят главным образом от размеров ячейки применяемой сетки: чем меньше размеры ячеек сетки, тем больше удаляется выбуренной породы [6,28].

Пропускная способность сеток в значительной мере зависит от их живого сечения. Живое сечение сетки определяется отношением пло-

шади ячеек в свету ко всей площади сетки. Для сеток с квадратными отверстиями живое сечение (в %) [28]

$$L = \frac{1}{(1 + a/l)^2} 100 = \frac{l^2}{(l + a)^2} 100, \quad (12.148)$$

где  $a$  – диаметр проволоки, мм;  $l$  – размер стороны квадратного отверстия, мм.

Для сеток с прямоугольными отверстиями размером  $l \times b$  живое сечение (в %)

$$L = \frac{lb}{(b + a)(l + a)} 100. \quad (12.149)$$

Живое сечение сеток с прямоугольными отверстиями при одних и тех же значениях  $l$  и  $a$  всегда больше, чем живое сечение сетки с квадратными отверстиями.

Сетки характеризуются также коэффициентом плотности  $K=100-L$ . В зависимости от коэффициента  $K$  (в %) различаются следующие сетки:

малой плотности.....	25
нормальной плотности.....	25-50
большой плотности.....	50-70
особо большой плотности.....	75

Просеивающая способность сеток возрастает с увеличением их живого сечения (с уменьшением толщины проволоки), а прочности и срок службы тем больше, чем выше коэффициент плотности.

## 12.8. Оборудование для промывки (продувки) скважин

12.8.1 Буровые насосы. Буровые насосы предназначены для подачи в скважину бурового раствора с целью очистки забоя и ствола от выбуренной породы (шлама) и выноса на дневную поверхность, охлаждения породоразрушающего инструмента и привода в действие гидравлических забойных двигателей.

При бурении геологоразведочных скважин получили применение трехплунжерные насосы одинарного действия (разработанные СКБ «Геотехника») и двухцилиндровые поршневые насосы двойного действия с горизонтальным расположением цилиндров (ВНИИнефтемаша).



При бурении скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые широко применяются поршневые буровые насосы (ОАО «Уралмаш» и ВЗБТ).

Плунжерные насосы (табл.12.11) компактны, позволяют постоянно контролировать состояние уплотнений и регулировать их по мере износа, что позволяет сохранить стабильность подачи промывочной жидкости при высоких давлениях. Кроме того, исключаются неконтролируемые перетоки между прослоями, свойственные поршневым насосам.

Технические характеристики поршневых буровых насосов типа НБ, используемых при бурении геологоразведочных, гидрогеологических и геотехнологических скважин приведены в табл.12.10.

Завод «Уралмаш» выпускает буровые насосы двух типов: двухпоршневой насос двустороннего действия-дуплекс УНБ-600А и трехпоршневые насосы одностороннего действия-триплекс УНБТ-950А, УНБТ-1180А1 и УНБТ-750 (табл.12.12). ВЗБТ выпускает трехпоршневые насосы одностороннего действия НБТ-475, НБТ-600-1 и НБТ-235 (табл.12.13)

Таблица 12.10

Техническая характеристика поршневых насосов типа НБ

Тип насоса	Полезная мощность кВт	Диаметр втулок	Идеальная подача			Наибольшее давление на выходе из насоса			Длина хода поршня, мм
			105	95	75	105	95	70	
НБ-32	25	80	4,9	-	-	4	-	-	160
		90	6,4	-	-	4	-	-	
		100	8,1	-	-	3,2	-	-	
		110	9,9	-	-	2,6	-	-	
НБ-50	40	90	6,4	-	-	6,3	-	-	160
		100	8,1	-	-	5	-	-	
		110	9,9	-	-	4,1	-	-	
		120	11,9	-	-	3,4	-	-	
НБ-80	63	80	6,1	-	-	10	-	-	200
		90	8	-	-	8	-	-	
		100	10,1	-	-	6,3	-	-	
		110	12,4	-	-	5,2	-	-	
НБ-125	100	90	-	8,8	6,5	-	1	16	250
		100	-	11,2	8,2	-	3	13	
		110	-	13,7	10,1	-	1	10	
		125	-	18,1	13,4	-	0	8	
			-	-	-	-	8	6	

Таблица 12.11

## Техническая характеристика плунжерных насосов

Параметры	НБ-25/1,6	НБ-80/6,3	НБ-160/6,3	НБ-320/10,0
Подача, $\text{дм}^3/\text{мин}$ с плунжером диаметром, мм	-	30	-	-
30	-	-	-	25,40,70
40	25	-	8,10,22,40,65	32,55,88
45	-	80	-	-
50	-	-	20,25,50,95,162	-
70	-	-	-	125,180,320
80	-	-	-	-
Давление, МПа с плунжером диаметром, мм	-	6,3	-	-
30	-	-	-	10
40	-	-	-	6,3
45	1,6	-	6,3	-
50	-	3,2	-	-
70	-	-	4,5	-
80	-	-	-	3
Количество плунжеров	1	3	3	3
Число ступеней регулирования	-	4	5	6

продолжение таблицы 12.11

## Техническая характеристика плунжерных насосов

Параметры	НБ-25/1,6	НБ-80/6,3	НБ-160/6,3	НБ-320/10,0
Максимальная гидравлическая мощность, кВт	0,86	4,1	14,9	15,6
Мощность электродвигателя, кВт	3,3	2,1/3,0	11,0	37,0
* При постановке шаровых клапанов, входящих в комплект поставки, насос НБ-160/6,3 может быть использован для закачки цементных и глиноцементных тампонажных растворов				

Поршневые насосы более удобны в эксплуатации, т.к. обеспечивают оперативное дистанционное управление пуском и остановкой, что особенно важно при частых наращиваниях инструмента в процессе разбуривания осадочных пород.

Выбор типа и числа буровых насосов производится на основании расчетов расхода и гидравлических потерь давления в циркуляционной системе для бурения заданной скважины. Если расчетные данные ниже

параметров комплектующего насоса буровой установки, то он пригоден для бурения проектируемой скважины. Если расчетные данные выше, то насос следует подбирать по его параметрам.

Таблица 12.12

Параметры буровых насосов ОАО «Уралмаш»			
Показатели	Насосы		
	УНБ-600А	УНБТ-950А, УНБТ-1180А1	УНБТ-750
Мощность насоса, кВт	600	950/1180	750
Число цилиндров	2	3	3
Максимальное число ходов поршня в минуту	65	125	160
Максимальная частота вращения входного вала, мин <sup>-1</sup>	320	556	687
Длина хода поршня, мм	400	290	250
Максимальное давление на выходе, МПа	25	32	35
Максимальная идеальная подача, л/с	51,9	46	50,7

Таблица 12.13

Параметры буровых насосов ОАО «ВЗБТ»			
Показатели	Насос		
	НБТ-475	НБТ-600-1	НБТ-235
Мощность, кВт	475	600	235
Число цилиндров	3	3	3
Номинальное число ходов поршня в минуту	145	145	160
Частота вращения входного вала, мин <sup>-1</sup>	457	453	1454
Длина хода поршня, мм	250	250	160
Максимальное давление на выходе, МПа	25	25	25,40 кр
Максимальная идеальная подача, л/с	45,65	45,6	26,74

Расчет гидравлической мощности насоса приводится в разделе 8.

Теоретическая подача поршневого двухцилиндрового насоса двойного действия

$$Q_m = 2 \frac{(2F - f) \cdot S \cdot n}{60}, \text{ м}^3/\text{с}; \quad (12.150)$$

плунжерного насоса

$$Q_m = \frac{FSnm}{60}, \text{ м}^3/\text{с}. \quad (12.151)$$

В приведенных формулах:  $F$  – площадь поперечного сечения поршня (или плунжера),  $\text{м}^2$ ;  $f$  – площадь сечения штока,  $\text{м}^2$ ;  $n$  – число двойных ходов (частота вращения коленчатого вала насоса),  $\text{мин}^{-1}$ ;  $S$  – ход поршня или плунжера,  $\text{м}$ ;  $m$  – число плунжеров.

Действительная (фактическая) подача насоса

$$Q_{\phi} = Q_m \cdot \eta_0 \quad (12.152)$$

где  $\eta_0 = 0,85-0,95$  – объемный к.п.д. насоса, учитывающий утечки жидкости через зазоры в уплотнителях клапанов, поршней, штоков, наличие воздуха или газа в скважине и др.

Максимальное усилие, действующее на поршень при сжатии, определяется по формуле [18.21]:

$$P_c = k P_{n(\max)} \frac{F}{\eta_{yz}}, \quad (12.153)$$

где  $k = 1,15-1,2$  – коэффициент запаса, учитывающий вероятность превышения давления в случае несработки предохранительного клапана насоса;  $P_{n(\max)}$  – максимальное возможное давление насоса, МПа;  $F$  – площадь поршня ( $\text{м}^2$ ), при которой развивается максимальное давление;  $\eta_{yz} = 0,96-0,98$  – коэффициент уплотнения штока и поршня.

Напряжения сжатия в теле штока определяется из уравнения:

$$\sigma_{сж} = \frac{4P_{c1}}{\pi d^2}, \quad (12.154)$$

где  $d$  – диаметр штока.

Запас прочности на сжатие по пределу текучести:

$$n_{ш} = \frac{\sigma_m}{\sigma_{сж}}. \quad (12.155)$$

После расчета на сжатие и растяжение штоки бурового насоса рассчитывают на продольную устойчивость по критическим напряжениям. С этой целью определяется гибкость штока:

$$\lambda = \frac{l}{i}, \quad (12.156)$$

где  $l$  – длина штока;  $i$  – радиус инерции сечения штока

$$i = \frac{d}{4}, \quad (12.157)$$

где  $d$  - диаметр штока. м

Обычно  $\lambda \geq 105$ . При гибкости  $\lambda < 105$  критическое напряжение (МПа) определяют по следующей формуле:

$$\sigma_{кр} = 335 - 0,62\lambda, \quad (12.158)$$

Коэффициент запаса прочности:

$$n_3 = \frac{\sigma_{кр} f}{P_{сж}}, \quad (12.159)$$

который должен быть больше 2.

Диаметр поршней определяются из следующих выражений:

для насоса одностороннего действия

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 60 Q_m}{\eta_0 \cdot k S n \pi}}; \quad (12.160)$$

для насоса двухстороннего действия

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 60 Q_m}{\eta_0 \cdot k S n \pi} + \frac{2d^2}{k}}, \quad (12.161)$$

где  $\eta_0 = 0,98 - 0,96$  – коэффициент наполнения или объемной подачи для исправного насоса;  $k$  – число камер насоса;  $S$  – длина хода поршня (задаются на основании существующих конструкций из справочной литературы);  $n$  и  $d$  в формулах (12.150) и (12.154).

Примем для поршневого насоса двухстороннего действия число камер  $k=4$ , формула (12.154) будет иметь вид:

$$D = \sqrt{\frac{19 Q_m}{\eta_0 S n} + \frac{d^2}{2}}. \quad (12.162)$$

Для трехпоршневых насосов (при  $k=3$ ) одностороннего действия

$$D = \sqrt{\frac{19Q_m}{\eta_0 S n}}. \quad (12.163)$$

При расчете диаметра плунжера

$$D = \sqrt[3]{\frac{24Q_m}{\pi \cdot k_s \cdot n \cdot z \cdot \eta_0}} = \sqrt[3]{\frac{76,4Q_m}{k_s \cdot n \cdot z \cdot \eta_0}}. \quad (12.164)$$

Расчетное значение  $D$  округляют до ближайшего по ряду диаметров плунжеров, после чего уточняют ход плунжера.

В формуле (12.157):  $z$  – число цилиндров насоса;  $\eta_0=0,85-0,95$  – объемный к.п.д. насоса.

Значения  $k_s$  выбирают в зависимости от частоты вращения коренного вала насоса

$n, \text{ мин}^{-1}$	40-80	80-150	150-350	>350
$k_s$	2,5-2	2,0-1,2	1,2-0,5	0,5-0,2

Скорость движения поршня насоса определяется подачей промысловочной жидкости и меняется от нуля (в начале) до максимума (в середине хода). Для сглаживания неравномерности подачи в нагнетательных линиях насосов низкого давления применяют нагнетательные компенсаторы (рис.12.17).

Простейшие компенсаторы со «свободным воздухом» (рис.12.17, а). При максимальной скорости хода поршня часть жидкости поступает в компенсатор, сжимая воздух, а при минимальной сжатый воздух выталкивает эту жидкость в магистраль, сглаживая неравномерность подачи. Чем больше объем воздуха в компенсаторе, тем меньше колебания уровня жидкости и давления в нем, тем равномернее подача жидкости. Поскольку воздушные компенсаторы имеют большие габариты, при высоких давлениях их не применяют.

Более компактны диафрагмовые тупиковые компенсаторы цилиндрические с перфорированной трубкой (рис.12.17, б) и шаровые (рис.12.17, в) или проточные (рис.12.17).

В диафрагмовом компенсаторе его объем разделен на две части, в одну из которых нагнетается сжатый азот и воздух.

Клапанный компенсатор (рис.12.17, д) с предварительной накачкой газа более прост по конструкции, чем диафрагмовый.

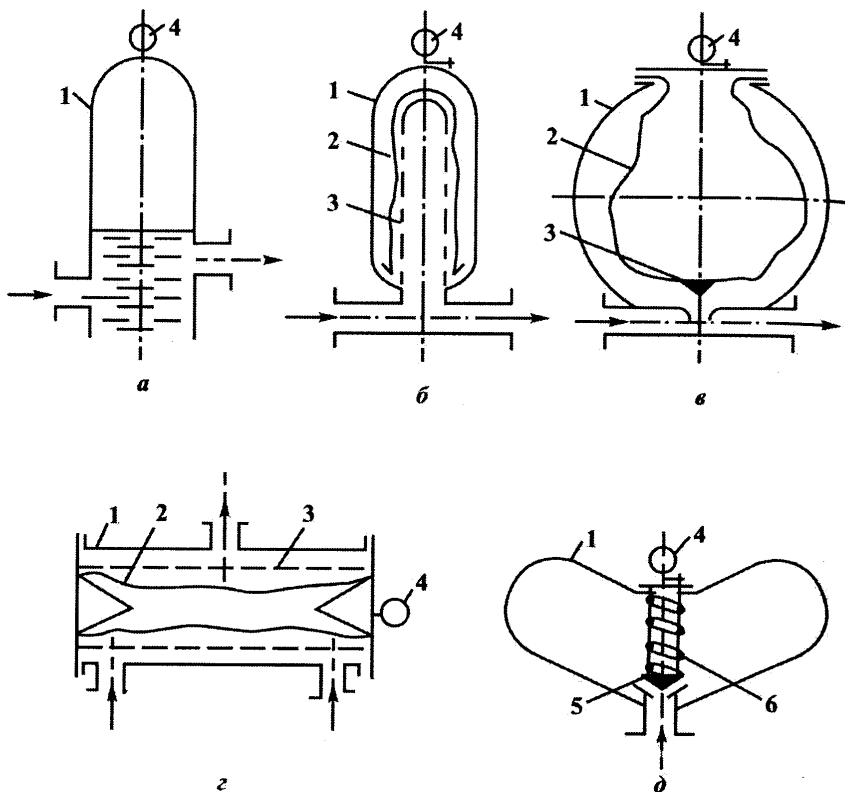


Рис.12.17 Схемы компенсаторов буровых насосов

*а* – со свободным воздухом; *б* – диафрагмовый тупиковый; *в* – диафрагмовый шаровой; *г* – диафрагмовый проточный; *д* – клапанный тупиковый. 1 – корпус; 2 – диафрагма; 3 – перфорированная труба; 4 – манометр; 5 – клапан; 6 – пружина.

Если давление в нагнетательной линии меньше, чем давление сжатого газа, то диафрагма прижимается к перфорированной трубе. Степень неравномерности давления в компенсаторе считается достаточной при  $K \leq 0,02$ ;

$$K = \frac{P_{\max} - P_{\min}}{P_{\text{ср}}}, \quad (12.165)$$

где  $P_{\max}$ ,  $P_{\text{ср}}$ ,  $P_{\min}$  – соответственно наибольшее и среднее, наименьшее давления в компенсаторе за один оборот кривошипного вала, Па. Зна-

чения их определим из следующих выражений, считая процесс изменения объема воздуха в компенсаторе изотермическим:

$$p_{max}V_{max} = p_{min}V_{min} = p_{cp}V_{cp}. \quad (12.166)$$

Поставим значения давлений в выражение (12.165), получим:

$$K = \frac{2(V_{max} - V_{min})}{V_{max} + V_{min}} = \frac{V_{max} - V_{min}}{V_{cp}}, \quad (12.167)$$

где  $V_{max} - V_{min}$  – объем жидкости, аккумулируемый пневмокомпенсатором, м<sup>3</sup>.

Объем воздуха в компенсаторе (при среднем давлении):

$$V_{cp} = \frac{V_{max} - V_{min}}{K}. \quad (12.168)$$

Компенсаторы насосов высокого давления имеют разделительную диафрагму, что исключает растворение воздуха в жидкости. Полость воздушной камеры компенсаторов для уменьшения их объема заполняют воздухом или газом под давлением. Объем воздушной камеры определяют из выражения:

$$V = \frac{K_1 K_2 F S p_{max}}{K p_n}, \quad (12.169)$$

где  $K_1$  – коэффициент избыточной подачи;  $K_2$  – опытный коэффициент ( $K_2=1,5\dots2$ );  $F$  – площадь поперечного сечения поршня (плунжера), м<sup>2</sup>;  $S$  – ход поршня (плунжера), м;  $p_n$  – давление газа, принимается равным  $(0,2\dots0,8)p_{max}$ , Па.

Размеры компенсатора выбираются из расчета заполнения воздухом  $\frac{2}{3}$  среднего объема воздушной подушки.

Трехплунжерные и трехцилиндровые поршневые насосы одностороннего действия обеспечивают более равномерную подачу и давление в напорном трубопроводе.

Установкой компенсатора на всасывающей линии почти полностью исключают потери напора на преодоление сопротивления жидкости на данном участке, что способствует увеличению напора и коэффициента наполнения насоса.

Для разобщения и соединения рабочей камеры цилиндра поршневого насоса попеременно с всасывающим и напорным трубопроводами служат клапаны.



В современных поршневых насосах широкое распространение получили самодействующие клапаны, которые открываются под действием протекающей через них жидкости, а закрываются под действием пружины и веса тарелки клапана и пружины.

Наиболее распространены кольцевые и тарельчатые самодействующие клапаны.

Кольцевые клапаны (одно- и двухкольцевые) обладают большой пропускной способностью, поэтому применяются в поршневых насосах с большой подачей.

Тарельчатые клапаны (с плоской тарелкой и конической посадочной поверхностью) применяются в насосах высокого давления, а также в насосах для перекачки жидкости с содержанием твердой фазы (глинистые растворы, естественные промывочные жидкости и др.).

К конструкциям клапанов поршневых насосов предъявляют следующие основные требования: обеспечение герметичности в закрытом пространстве, своевременное открытие и закрытие отверстия седла, через которое протекает жидкость, минимальные гидравлические потери при истечении жидкости через клапан, достаточная прочность и износоустойчивость деталей клапана.

Основные размеры клапанов зависят от подачи и числа двойных ходов поршня насоса, а высота его подъема определяется скоростью потока жидкости в клапанной щели. Если размеры клапана и его гидравлическое сопротивление рассчитаны неправильно, то при его закрытии появляется характерный стук, который принимают за критерий правильности выбора [17] размеров клапана для заданных условий работы.

Для соблюдения этого условия – безударной посадки тарелки на седло согласно экспериментальным данным максимальная высота подъема тарелки (в мм):

$$h_{\max} \leq \frac{(800 \div 1000)}{n_{\text{в}}}, \quad (12.170)$$

где  $n_{\text{в}}$  – частота вращения вала насоса,  $\text{мин}^{-1}$

Меньшие значения  $h_{\max}$  – принимают при перекачке воды, а больше – при перекачивании вязких промывочных жидкостей.

Минимальная высота подъема тарелки клапана должна быть больше [10] диаметра твердых частиц, содержащихся в промывочной жидкости и для насосов геологоразведочного бурения  $h_{\min} \geq 2,5$  мм.

Экспериментально установлено [17], что при диаметре поршня 130-180 мм высота подъема нагнетательного клапана составила 13-28

мм, а всасывающего 10-25мм. Окончательные размеры клапанов, нагрузка на них и высота всасывания должны быть проверены при испытаниях насосов.

Диаметр конического клапана определяют из выражения:

$$d_k = \frac{FR\omega}{\pi h_{max} \sin \alpha \mu_k \sqrt{2 \frac{\Delta P}{\rho}}}, \quad (12.171)$$

где  $F$ - площадь сечения поршня;  $R$  – радиус кривошипа;  $\omega$  – угловая скорость коренного вала насоса;  $\alpha=45-60^\circ$  – угол наклона образующей посадочной поверхности тарелки к оси клапана;  $\mu_k$  – коэффициент расхода через клапанную щель;  $\Delta P \approx 10-20$  кПа – перепад давления в щели клапана;  $\rho$  – плотность промывочной жидкости.

Коэффициент расхода определяется по графику (рис.12.18), представленного зависимостью от безразмерного параметра  $A$ , равного отношению площади выходного сечения щели клапана ( $lh$ ) к площади поперечного сечения седла клапана (1-длина щели)

$$A = \frac{4d_k h_{max} \sin \alpha}{d_c^2}. \quad (12.172)$$

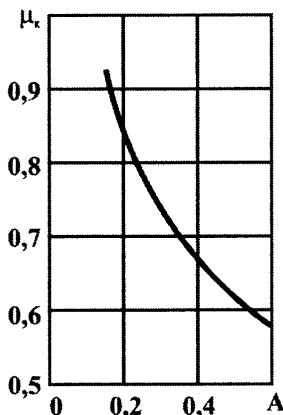


Рис.12.18.  
Зависимость коэффициента расхода  $\mu_k$  от параметра  $A$ .

$$\text{Диаметр отверстия седла клапана } d_c \approx \frac{d_k}{(1,2 \div 1,4)}.$$

Возможная высота всасывания насоса:

$$h_b = \frac{1}{\rho g} (p_a - p_n - p_{\text{н}} - p_{\text{к}} - p_{\text{г}}), \quad (12.173)$$

где  $\rho$  – плотность промывочной жидкости,  $\text{кг/м}^3$ ;  $g$  – ускорение свободного падения,  $\text{м/с}^2$ ;  $p_a$  – атмосферное давление, Па;  $p_n$  – давление паров жидкости, Па;  $p_{\text{н}}$  – потери давления на преодоление инерционных сопротивлений жидкости во всасывающей линии, Па;  $p_{\text{к}}$  – потери давления в открываемом напором клапане, Па;  $p_{\text{г}}$  – давление, вызванное гидравлическими сопротивлениями всасывающей линии.

Ниже приведены зависимость атмосферного давления  $p_a$  от высоты местности над уровнем моря:

высота местности над уровнем моря, м.....	0	400	800	1500	2000	3000
среднее атмосферное давление, кПа.....	100,9	95,5	91,5	83,7	78,7	70,6

Теоретический напор зависит от высоты местности над уровнем моря [21]

высота над уровнем моря, м	0	100	200	500	800	1000	1500	2000	3000
теоретический напор, м	10,38	10,2	10,1	9,7	9,4	9,2	8,6	8,1	6,9

При всасывании теплой воды в цилиндре насоса выделяются пары, создающие во всасывающей трубе парциальное давление  $p_{\text{п}}$ , которое зависит от температуры:

Температура воды, °С	0	10	20	30	40	50	80	100
Парциальное давление паров воды, кПа	0,6	1,25	2,36	4,29	7,5	25	48,24	108,3

Потери напора  $p_n$  на преодоление инерционных сопротивлений жидкости во всасывающей линии зависят от степени действия насоса и скорости вращения коленчатого вала, причем с увеличением частоты вращения коленчатого вала (числа ходов поршня, плунжера) эти потери увеличиваются.

Потери давления  $p_k$  во всасывающем клапане определяются разностью давлений, действующих на нижнюю и верхнюю омываемые поверхности тарелки.

Потери давления, вызванные гидравлическим сопротивлением всасывающей линии  $p_r$ , определяются длиной всасывающего трубопровода и количеством различных местных сопротивлений (сужений, крутых поворотов и т.п.).

Напор, развиваемый поршневыми насосами (при расположении на уровне моря), приведен в табл. 12.14

Т а б л и ц а 12.14

Напор, развиваемый поршневыми насосами, м

Число двойных ходов, мин <sup>-1</sup>	Температура воды, °С					
	0	20	40	50	60	70
50	7,0	6,5	5,5	4,0	2,5	0
60	6,5	6,0	5,0	3,5	2,0	0
90	5,5	5,0	4,0	2,5	1,0	0
120	4,5	4,0	3,0	1,5	0,5	0

**Пример 12.24.** Выбрать тип и количество буровых насосов для бурения различных интервалов скважины глубиной 3300м для условий, приведенных в табл.12.15

Т а б л и ц а 12.15

Наименование обсадной колонны	Диаметр обсадной колонны, мм	Глубина спуска, м	Диаметр долота, мм	Подача насоса ( $Q_n$ ), м <sup>3</sup> /с	Давление насоса в нагнетательной линии ( $P_n$ ), МПа
Кондуктор	323,9	420	444,5	0,058	16,0
Промежуточная	244,5	2100	295,3	0,04	17,8
Открытый ствол	-	-	215,9	0,025	16,5

**Решение:** Полезная (гидравлическая) мощность насосов, необходимая для бурения (прокачки промывочной жидкости) по интервалам:

под кондуктор  
 $N_{н(к)}=Q_n P_n=0,058 \cdot 16 \cdot 10^6=928 \cdot 10^3 \text{Вт}=928 \text{кВт};$

под промежуточную колонну  
 $N_{н(п)}=0,04 \cdot 17,8 \cdot 10^6=712 \text{кВт};$

при бурении открытого ствола  
 $N_{н(о.с.)}=0,025 \cdot 16,5 \cdot 10^6=412,5 \text{кВт}.$

Для заданных условий по табл. 12.12 можно выбрать насос УНБТ – 750 с наибольшей объемной подачей 50,7 л/с и наибольшим давлением 35 МПа, мощностью 750 кВт.

При бурении под кондуктор полезная мощность, развиваемая двумя насосами  
 $N_n=2N_{н(к)}=2 \cdot 700=1400 \text{кВт}.$

Запас полезной мощности насосов  
 $1400-928=472 \text{ кВт}.$

Пример 12.25. Определить  $Q_t$  и  $Q_f$  насоса при следующих условиях: тип насоса – поршневой двухцилиндровый двойного действия; диаметр цилиндра (поршня)  $D=130$  мм; число двойных ходов штока в мин.  $N=70$ ; диаметр штока  $d=50$  мм.

Решение: Площадь поперечного сечения поршня  
 $F = \frac{\pi D^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,13^2}{4} = 0,0132 \text{ м}^2.$

Площадь сечения штока  
 $f=0,785 \cdot 0,05^2=0,00196 \text{ м}^2.$

Тогда по формуле (12.150)  
 $Q_m = 2 \frac{(2 \cdot 0,0132 - 0,00196) \cdot 0,25 \cdot 70}{60} = 0,0142 \text{ м}^3/\text{с}$  или 14,2 л/с.

По формуле (12.152), приняв  $\eta_0=0,9$

$Q_f=Q_t \cdot \eta_0=0,0142 \cdot 0,9 \approx 0,013 \text{ м}^3/\text{с}$  или 13 л/с.

Пример 12.26. Определить диаметр поршня для следующих условий: подача насоса  $Q=0,011 \text{ м}^3/\text{с}$ ; коэффициент подачи  $\eta_0=0,9$ ; длина 420

хода поршня  $S=250\text{мм}$ ; частота ходов поршня  $n=99$ ; диаметр штока  $d=50\text{ мм}$ .

Решение: По формуле (12.162)

$$D = \sqrt{\frac{19 \cdot 0,011}{0,9 \cdot 0,25 \cdot 95} + \frac{0,05^2}{2}} = 105 \text{ мм.}$$

Принимаем ближайшее значение поршня  $D=100\text{мм}$ .

Проверяем какое давление может развить насос:

$$P_n = P_{\max(n)} \left( \frac{D_{\min}}{D_p} \right)^2 = 13 \left( \frac{0,09}{0,1} \right)^2 = 10,5 \text{ МПа,}$$

где  $P_{\max(n)}$  – максимальное давление насоса – прототипа;  $D_p$  – расчетный диаметр.

Пример 12.27. Определить максимальное усилие, действующее на шток поршня при сжатии, для следующих условий: буровой насос – двухпоршневого двойного действия НБ-125; давление, развиваемое при диаметре поршня 90 мм  $P_n'=13\text{ МПа}$ , при диаметре поршня 125 мм  $P_n''=6\text{ МПа}$ .

Решение. Определим площади поршня:  
при наименьшем диаметре

$$F_1 = \frac{3,14 \cdot 0,09^2}{4} = 0,0063 \text{ м}^2;$$

при наибольшем диаметре

$$F_2 = \frac{3,14 \cdot 0,125^2}{4} = 0,0122 \text{ м}^2.$$

Тогда, приняв  $k=1,15$  и  $\eta_{yt}=0,96$ , найдем усилия, действующие на шток поршня

$$P_{c1} = 1,15 \cdot 13 \frac{0,0063}{0,96} = 0,098 \text{ МПа;}$$

$$P_c 1,15 \cdot 6 \frac{0,0122}{0,96} = 0,087 \text{ МПа.}$$

Максимальное усилие действует при использовании поршня  $D=90\text{мм}$ .

Пример 12.28. Определить коэффициент запаса прочности штока двухпоршневого насоса НБ-125 по условиям примера 12.27., если известно, что материал штока – сталь марки 40 X<sub>с</sub>;  $\sigma_T=600\text{МПа}$ .

Решение: По формуле (12.159) напряжение сжатия в теле штока.

$$\sigma_{сж} = \frac{4 \cdot 0,098}{3614 \cdot 0,05^2} \cong 50 \text{ МПа.}$$

Запас прочности на сжатие по пределу текучести:

$$n_{ш} = \frac{600}{50} = 12, \text{ что } \gg 5.$$

12.8.2. Компрессорное оборудование. Компрессорная установка состоит из компрессора, его привода, вспомогательного оборудования, а также трубопроводов, необходимых для подачи по ним сжатого воздуха к потребителям, воды для охлаждения рубашек цилиндров компрессоров и охлаждения сжатого воздуха в холодильниках.

Компрессор должен обеспечивать: требуемый расход и давление сжатого воздуха, быть легко монтируемым, надежным в эксплуатации и экономичным.

Тип компрессора выбирают на основании выполненных аэродинамических расчетов по расходу и давлению воздуха, необходимых для осуществления циркуляции (см.раздел 15). Технические данные основных типов передвижных компрессорных установок, рекомендуемых к применению при бурении с продувкой воздухом или очисткой забоя с помощью ГЖС можно найти в таблицах справочных пособий ([13] табл. v.18 и [20] табл. 7.34).

12.8.3. Противовыбросовое оборудование. Противовыбросовое оборудование предназначено для герметизации устья скважины с целью предотвращения открытых выбросов жидкости и газожидкостной смеси и

фонтанов при бурении, испытании, опробовании и освоения скважины. Оно выбирается исходя из следующих условий

$$P_{прв} > (P_y)_{max};$$

$$d_{п.о.(прв)} > D, \quad (12.174)$$

где  $P_{прв}$  – рабочее давление превентеров (см.табл. 11.14 и 11.16 [19] или 5.14 [20] и др);  $(P_y)_{max}$  – максимально ожидаемое давление на устье скважины при газонефтеводопроявлении;  $d_{п.о.(прв)}$  – диаметр проходного отверстия в превенторе;  $D$  – диаметр долота, которым предстоит бурить ствол скважины после установки этого оборудования, с учетом наибольшего наружного диаметра обсадной колонны, которой нужно крепить пробуренный интервал. В зависимости от ожидаемой интенсивности нефтегазопроявлений в скважине рекомендуются схемы монтажа оборудования [19,20] для герметизации устья скважины.

#### Список литературы

1. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н. и др. Буровое оборудование – 2000. – Т.1. – М.; Недра.
2. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н. и др. Буровое оборудование Буровой инструмент– 2003. – Т.2. – М.; Недра.
3. Аваков В.А. Расчеты бурового оборудования. - М.; Недра, 1973.
4. Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы. Учебник для вузов. М.; Недра.. 1988.
5. Биргер И.А.Шорр Б.Ф., Иосилевич Г.Б. Расчет на прочность деталей машин. Справочник – 4-е изд.перераб. и доп. - М.; Машиностроение, 1993.
6. Браун М.Х. Оценка эксплуатационной характеристики сеток для вибростит: - «Нефть, газ и нефтехимия за рубежом». 1986, №10, с.15-20.
7. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование. Коллектив авторов под общей редакцией А.М.Гусмана и К.П.Порожского. Екатеринбург. УГГГА, 2002.
8. Воздвиженский Б.И., Васильев М.Г. Буровая механика. - М.; Госгеоиздат, 1954.



9. Волков А.С. Машинист буровой установки: Учеб. и справ. пособие. – М.; ВИЭМС МПР РФ, 2003.
10. Волков А.С., Ермакова В.И. Буровые геологоразведочные насосы. – М.; Недра, 1978.
11. Ганджумян Р.А. Практические расчеты в разведочном бурении. 2-е изд. перераб. и доп. – М.; Недра. 1986.
12. Ганджумян Р.А. Буровые машины и механизмы. Учебно-методическое пособие по контрольным работам для системы дистанционного образования. – М.; МГГА, 2000.
13. Гланц А.А., Алексеев В.В. Справочник механика геологоразведочных работ. – М.; Недра. 1987.
14. Гульянц Г.М. Справочное пособие по противовыбросовому оборудованию скважин. – М.; Недра, 1983.
15. Дудля Н.А. Буровые машины и механизмы. К., Донецк, «Вища шк.», 1985.
16. Дудля Н.А. Проектирование буровых машин и механизмов. Учебник – К., «Вища шк.», 1990.
17. Ильский А.Л., Миронов Ю.В., Чернобыльский А.Г. Расчет и конструирование бурового оборудования. – М.; Недра, 1985.
18. Ильский А.Л., Шмидт А.П. Буровые машины и механизмы. – М.; Недра, 1989.
19. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. – 3-е изд. перераб. и доп. – М.; Недра, 1990.
20. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г. Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие – М.; ООО «Недра-Бизнесцентр»; 2001.
21. Кирсанов А.Н., Зиненко В.П., Кардыш В.Г. Буровые машины и механизмы. – М.; Недра, 1981.
22. Кирсанов А.Н., Назаров А.П. Основы проектирования бурового оборудования. Методические указания по курсовому проектированию. – М.; МГГГА, 1993.
23. Николич А.С. Поршневые буровые насосы. – М.; Недра, 1973.
24. Палашкин Е.А. Справочник механика по глубокому бурению – 2-е изд. перераб. и доп. – М.; Недра, 1981.
25. Поляков Г.Д., Булгаков Е.С. Вышки и мачты в разведочном бурении. Конструирование и расчет. Куйбышевское книжное издательство 1975.
26. Поляков Г.Д., Булгаков Е.С., Шумов Л.А. Проектирование, расчет и эксплуатация буровых установок. – М.; Недра, 1983.

27. Ребрик Б.М. Механика в разведочном бурении: Справочное пособие. – М.; Недра. 1992.
28. Резниченко И.П. Приготовление, обработка и очистка буровых растворов. М.; Недра, 1982.
29. Северенчик Н.А. Машины и оборудование для бурения скважин. – М.; Недра, 1986.
30. Сергиенко И.А., Зиненко В.П., Базанов Л.Д. Параметры и основные конструктивные особенности буровых машин и механизмов М., изд. МГРИ, 1975.
31. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин: В2т./Под общ.ред. Е.А.Козловского. – М.; Недра, 1984.-Т.1.
32. Справочник энергетика геологоразведочных организаций / В.В. Алексеев, А.А.Гланц, А.П. Жернаков и др. - М.; Недра, 1981.
33. Техника и технология высокоскоростного бурения./Г.А.Блинов, Л.Г.Буркин, О.А.Володин и др. - М.; Недра, 1982.
34. Тунгусов А.А., Ганджумян Р.А. Буровые вышки и мачты. Учебное пособие. - М.; МГГРУ, 2003.

## 13. Расчеты при регулировании направления проводки ствола скважины

### 13.1. Способы предупреждения искривления ствола вертикальной скважины

При бурении на жидкие и газообразные полезные ископаемые, сооружении геотехнологических скважин инструкцией [1] предусмотрены следующие способы предупреждения искривления ствола вертикальной скважины:

минимизация или устранение поперечной составляющей силы, возникающей на долоте при деформации компоновки и совмещении оси долота с осью скважины при установке опорно-центрирующих элементов;

использование веса направляющего участка (участок низа бурильной колонны от долота до первой точки касания УБТ или забойного двигателя со стенкой скважины под нагрузкой) КНБК. Преимущественно используется при бурении вертикальных скважин в неустойчивых, мягких горных породах, а также долотами большого диаметра при проходке верхних интервалов стволов скважин;

нейтрализация воздействия на процесс проводки ствола вертикальной скважины поперечной составляющей силы, действующей со стороны долота на забой путем постоянного вращения вектора этой силы вокруг оси скважины. Рекомендуется при проводке вертикальной скважины в сложных геологических условиях;

перераспределение осевой нагрузки между долотом и установленным над направляющим участком КНБК расширителем и в уменьшении воздействия изгибающего момента на направляющий участок со стороны расположенной выше части бурильной колонны. Может быть использован при бурении скважин, диаметром до 393,7 мм, в устойчивых горных породах;

смещение в процессе бурения, верхней части направляющего участка в сторону, противоположную направлению естественного искривления ствола скважины. Более эффективен в неустойчивых породах, нежели другие способы, связанные с применением компоновок маятникового типа.

Реализация перечисленных способов предупреждения искривления вертикальных скважин осуществляется применением различных КНБК (маятниковые, жесткие).

При бурении геологоразведочных скважин для предупреждения возможных искривлений ствола скважины необходимы следующие мероприятия:

выбирать УБТ соответствующего диаметра и в нужном по расчету количестве;

применять колонковые трубы увеличенной жесткости. При твердосплавном и алмазном бурении это может быть достигнуто путем оснащения стандартных колонковых труб центрирующими ниппелями (следует устанавливать в местах изгиба колонковых снарядов) или путем использования двойных колонковых снарядов;

совмещать ось колонкового снаряда с осью скважины (уменьшить стрелу прогиба труб), что можно осуществить установкой центратора в вершине полуволны изогнутой колонковой трубы.

### **13.2.Выбор и расчет компоновок низа бурильной колонны (КНБК)**

Компоновки УБТ с центраторами нашли широкое применение (см.13.1) при роторном и турбинном бурении скважин.

При выборе диаметра УБТ, входящего в состав КНБК исходят из соображений обеспечения наибольшей жесткости сечения  $EJ$  в заданных условиях бурения.

Отношение диаметра УБТ к диаметру скважины (долота) должно составлять 0,75-0,85 для долот диаметром до 295,3 мм и 0,65-0,75 – для долот диаметром более 295,3 мм. Необходимо, чтобы жесткость наддолотного участка УБТ была не меньше жесткости обсадной колонны, под которую ведется бурение.

Количество секций УБТ назначается из условия плавного перехода от диаметра УБТ к диаметру бурильных труб. Отношение диаметра бурильных труб, расположенных над УБТ, к диаметру УБТ должно быть не менее 0,75. Отношение жесткостей двух рядом расположенных секций УБТ должно быть не менее 1,6-1,7. Исходя из этих соображений, необходимо выбирать количество секций УБТ в зависимости от диаметра долота в соответствии с табл. 8.23 справочного пособия [5].

Например, при бурении долотом диаметром 393,7 мм (см. табл. 8.23, [5]) необходимо применять УБТ, состоящие из шести секций диаметром от 178 до 299 мм. Утяжеленные трубы максимального диаметра располагаются над долотом и образуют жесткую наддолотную часть.

Выделяют два основных типа компоновок – жесткие и отвесные. Основная задача при использовании жестких компоновок – получение минимальной интенсивности искривления ствола скважины при рациональном режиме бурения. Это достигается за счет применения в составе компоновки УБТ максимально возможных наружного диаметра и жесткости, а также рациональным размещением опорно-центрирующих элементов по длине компоновки, ограничивающих ее поперечное перемещение.

Жесткие компоновки характеризуются совпадением своей оси с осью скважины благодаря установке рядом с долотом и между УБТ опорно-центрирующих инструментов, препятствующих прогибу трубных элементов и увеличивающих их жесткость.

Принцип действия отвесных компоновок основан на эффекте отвеса, или маятниковом эффекте, и отличается тем, что ось компоновки почти по всей своей длине не совпадает с осью скважины, а эффект отвеса возрастает с увеличением зенитного угла скважины. Отвесные компоновки применяются при бурении в неустойчивых породах, а также в устойчивых, когда с использованием жесткой компоновки набран максимально допустимый зенитный угол.

Схемы жестких отвесных компоновок показаны на рис. 13.1

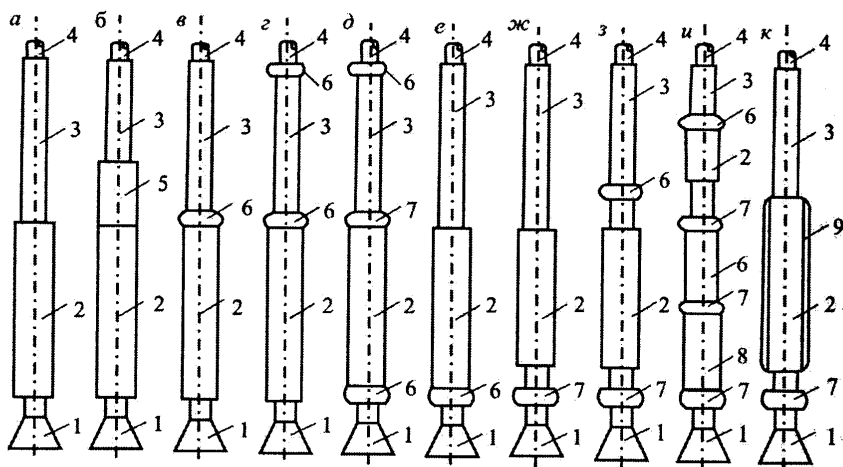


Рис. 13.1. Схемы применяемых компоновок нижней части буровой колонны:  
*a-z* – отвесные компоновки; *д-к* – жесткие компоновки; 1 – долото; 2 – забойный двигатель или жесткая наддолотная часть УБТ (при роторном бурении); 3 – УБТ; 4 – буровые трубы; 5 – укороченная УБТ; 6 – центратор; 7 – калибратор; 8 – маховик; 9 – стабилизатор

Виды, типы и вооружение калибраторов, центраторов и стабилизаторов, применяемых при бурении скважин на нефть и газ даны в разделе 8 справочного пособия [5].

13.2.1. Расчет компоновок маятникового типа (отвесных). Первоначально необходимо определить число ступеней КНБК в зависимости от диаметров долота и обсадной колонны, под которую будет вестись бурение (см.табл.13.1).

Длина УБТ (м) рассчитывается по следующим упрощенным формулам:

для роторного бурения

$$l_{убт} = 1,25P_d / q_{убт}, \quad (13.1)$$

для турбинного бурения

$$l_{убт} = 1,25(P_d - G) / q_{убт}, \quad (13.2)$$

где  $P_d$  - нагрузка на долото, МН;  $q_{убт}$  - вес 1 м УБТ, МН;  $G$  – вес турбобура, МН.

Если УБТ состоит из нескольких секций различных диаметров, то в КНБК выделяют следующие части: жесткая, наддолотная, сжатая, растянутая.

Длина жесткого наддолотного участка определяется из условия обеспечения минимума угла поворота этого участка под действием осевой нагрузки. Значения оптимальной длины  $l_1$  жесткой наддолотной части в зависимости от диаметра УБТ приведены ниже [5].

Диаметр УБТ, мм	114	121	133	159	178	203	229	254	273	299
Длина жесткого наддолотного участка компоновки $l_1$ , м	8,7	9,1	9,7	11,0	12,0	13,3	14,6	15,9	16,6	18,2

После определения длины жесткой наддолотной части необходимо найти длину (м) сжатой части УБТ, входящих в компоновку:

$$l_2 = (P_d - l_1 q_{убт1}) / q_{убт2}, \quad (13.3)$$

где  $q_{убт1}$ ,  $q_{убт2}$  - вес 1 м УБТ жесткой наддолотной и сжатой частей соответственно, МН.

При бурении забойными двигателями в числителе формулы (13.3) вычитается  $G_t$  (вес турбобура).

После определения длины сжатой части УБТ необходимо найти осевую критическую нагрузку, МН:

$$P_{кр} = 2\sqrt[3]{EJq^2}, \quad (13.4)$$

где  $E$  – модуль упругости стали, Н/м<sup>2</sup>;  $J$  – осевой момента инерции сечения трубы, м<sup>4</sup>;  $q$  – вес 1 см длины УБТ, МН/м.

Если осевая нагрузка на долото будет больше, чем критическая ( $P_{дс} > P_{кр}$ ), то необходимо в интервалах, где будет наблюдаться искривление ствола скважины, осевую нагрузку уменьшить до значения критической.

Длина растянутой части (м) определяется по формуле:  
для роторного бурения

$$l_3 = 0,25P_d / q_{убт3}, \quad (13.5)$$

для турбинного бурения

$$l_3 = 0,25(P_d - G) / q_{убт3}, \quad (13.6)$$

где  $q_{убт3}$  – вес 1 м УБТ в растянутой части, МН.

Если в растянутой части будут находиться несколько секций УБТ разных диаметров, то вес этих УБТ ( $0,25P_d$ ) необходимо равномерно распределить между всеми секциями в растянутой части.

В итоге длина отвесной компоновки (м) будет составлять:  
для роторного бурения

$$L = l_1 + \frac{P_d - l_1 q_{убт1}}{q_{убт2}} + \frac{0,25P_d}{q_{убт3}}, \quad (13.7)$$

для турбинного бурения

$$L = l_1 + \frac{(P_d - G) - l_1 q_{убт1}}{q_{убт2}} + \frac{0,25(P_d - G)}{q_{убт3}}. \quad (13.8)$$

**Пример 13.1.** Рассчитать длину отвесной компоновки при следующих условиях: диаметр обсадной колонны, под которую будет вестись бурение, составляет 245 мм; бурение роторное; диаметр долота – 295,3 мм; нагрузка на долото -  $P_d = 0,3$  МН.

**Решение.** По табл. 8.23 [5] находим, что для бурения под обсадную колонну диаметром 245 мм долотом диаметром 295,3 мм КНБК должна состоять из четырех секций УБТ (в мм): 254 (жесткая наддолотная часть),

229 (сжатая часть), 203 и 178 (растянутые части), бурильные трубы диаметром 140 мм.

Оптимальная длина жесткой наддолотной части  $l_1=15,9$  мм.

Длина компоновки по формуле (13.7) и с учетом изложенных выше требований

$$L = 15,9 + \frac{0,30 - 15,9 \cdot 0,00336}{0,00268} + \frac{0,25 \cdot 0,3}{0,00215} + \frac{0,25 \cdot 0,3}{0,00153} = \\ = 15,9 + 111,9 + 35,7 + 49 = 212,5 \text{ м.}$$

По табл. 8.24 [5] находим, что для УБТС-229 (сжатая часть)  $P_{кр}=118,2$  кН=0,118 МН.

Следовательно  $P_d > P_{кр}(0,30 > 0,118)$ , поэтому в интервалах, склонных к интенсивному искривлению ствола скважины, необходимо осевую нагрузку снижать до 0,118 МН, чтобы  $P_d = P_{кр}$ .

**Пример 13.2.** Рассчитать длину отвесной компоновки при следующих условиях: бурение турбинное; диаметр долота – 151 мм; нагрузка на долото – 160 кН (0,16 МН).

**Решение.** По табл. 13.1 находим, что для бурения долотом 151 мм необходимо взять две секции УБТ диаметром 121 мм и 108 мм.

Длину жесткой наддолотной части выбираем по данным на стр 429. Она равна 9,1 м. В качестве жесткой наддолотной части используем турбобур ТС4А-127, так как его длина больше 9,1 м ( $l_T=12,7$ ;  $G=0,0109$ МН).

Определим длину сжатой секции по формуле (13.3):

$$l_2 = \frac{1,25(0,160 - 0,0109)}{0,000723} = \frac{0,19864}{0,000723} = 25,7 \text{ м.}$$

Определим длину растянутой части УБТ диаметром 108 мм:

$$l_3 = \frac{0,25 \cdot 0,160}{0,000618} = \frac{0,04075}{0,000618} = 64,7 \text{ м.}$$

Длина отвесной компоновки

$$L_{\text{общ}} = 12,7 + 25,7 + 64,7 = 334,4 \text{ м.}$$



13.2.2. Расчет жестких компоновок. Наиболее эффективный метод предупреждения естественного искривления скважин и формирования качественного ствола -- применение жестких компоновок нижней части бурильной колонны, которые должны применяться в устойчивых породах, когда диаметр скважины близок к диаметру долота.

Применение жестких компоновок с калибрующими элементами позволяет хорошо калибровать ствол скважины, устранять зависание инструмента и вести спуск обсадных колонн без осложнений.

В процессе разработки компоновок нижней части бурильной колонны исходят из следующих условий:

в компоновке должен быть жесткий наддолотный участок, диаметр этих УБТ является максимальным из всех секций и находится по табл. 8.23 [5], наличие этого участка обеспечивает предупреждение искривления скважины;

нагрузка на долото должна создаваться весом УБТ жесткой наддолотной и сжатой частей компоновки, а для обеспечения прямолинейности оси УБТ в сжатой части компоновки необходимо устанавливать опорно-центрирующие элементы (центраторы) различных конструкций;

растянутая часть УБТ, входящих в состав КНБК, служит для плавного перехода жесткости сечений этих УБТ к жесткости сечения бурильной колонны.

В качестве критерия оптимальности длины жесткой наддолотной части КНБК принимается минимум общего угла поворота нижнего конца компоновки:

$$\theta_{\text{общ}} = \theta_{\text{пер}} + \theta_{\text{пр}},$$

где  $\theta_{\text{пер}}$  - угол, образующийся за счет зазора между опорно-центрирующими элементами и стенкой скважины;  $\theta_{\text{пр}}$  - угол, обусловленный потерей прямолинейной формы наддолотной части компоновки.

Оптимальную длину жесткой наддолотной части следует находить по номограмме (рис. 13.2) в приведенной ниже последовательности.

а) находят значение изгибающего момента в нижней части компоновки (в верхней части жесткой наддолотной части) в зависимости от диаметра УБТ по табл. 8.25 [5].

Зависимость коэффициента момента  $i$  от нагрузки на долото  $P_d$  и критической нагрузки  $P_{кр}$  следующая.

Нагрузка на долото, $P_d$	$P_{кр}$	$1,2 P_{кр}$	$1,4 P_{кр}$	$1,6 P_{кр}$	$1,8 P_{кр}$
Коэффициент момента $i$	0,87	0,96	1,03	1,1	1,15

Значение критической нагрузки для различных УБТ находят по табл.8.24 [5]. Затем находят отношение  $P_d/P_{кр}$  и определяют из этого отношения нагрузку на долото  $P_d=iP_{кр}$ ;

б) по номограмме (см. рис. 13.2) оптимальную длину жесткой наддолотной части компоновки находят следующим образом:

зная  $M_1$  и  $EI_1$  по формуле

$$m = \sqrt{M_1 / EI_1}, \quad (13.9)$$

определяют параметр  $m$  (левая часть номограммы).

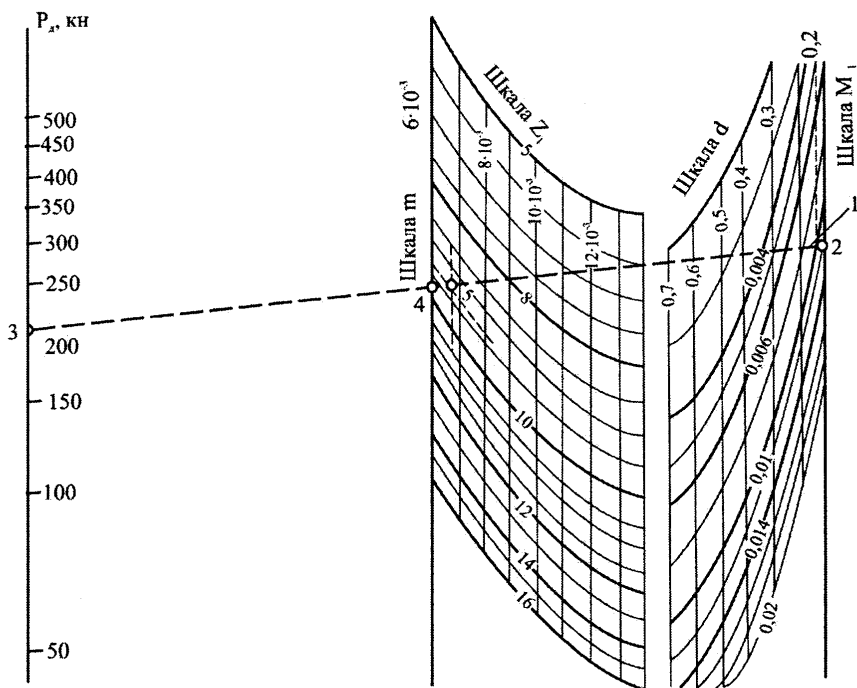


Рис.13.2.

Номограмма для определения оптимальной длины жесткой наддолотной части компоновки низа буровой колонны

Затем на правой части номограммы находят точку пересечения соответствующей шкалы  $M_1$  и кривой  $d$  (зазор между опорно-центрирующим

элементом и стенкой скважины), полученную точку пересечения сносят на нулевую шкалу  $M_1$ ; эту точку соединяют с точкой на шкале  $P_d$  (осевая нагрузка на долото). Точку пересечения этой прямой со шкалой значений параметра  $m=6 \cdot 10^{-3}$  сносят по горизонтали до пересечения со шкалой  $m$ . Найденная точка пересечения путем интерполирования между кривыми линиями значений шкалы  $I_1$ , даст искомую величину оптимальной длины жесткой наддолотной части компоновки -  $I_1$ .

Зазор  $d$  определяют из следующих данных.

Соотношение диаметров долота и центратора

Диаметр долота, мм	394	295	216	190	161
Диаметр центратора, мм	380	280	206	180	155

в) определяют число промежуточных опор в сжатой части компоновки:

$$t = \frac{P_d - G_1}{q_{y6m2} l_0} - 1, \quad (13.10)$$

где  $G_1$  - вес жесткой наддолотной части компоновки;  $q_{y6m2}$  - вес 1 м УБТ в сжатой части компоновки;  $l_0$  - расстояние между опорно-центрирующими элементами (табл. 13.1);

г) определяют суммарную длину компоновки низа буровой колонны по формуле (13.7).

Таблица 13.1

Диаметр УБТ, мм	Расстояние между опорами (м) при частоте вращения УБТ, мин <sup>-1</sup>			
	50	90	120	150
108-114	20,0	16,0	13,5	12,0
121	22,2	16,5	14,0	13,0
133	23,5	17,5	15,0	13,5
146	25,0	18,5	16,0	14,5
159	31,0	21,5	18,5	17,0
178	33,0	23,5	21,0	19,0
203	36,0	27,0	23,0	20,5

**Пример 13.3.** Рассчитать компоновку нижней части буровой колонны для бурения под обсадную колонну диаметром 219 мм; способ бу-

рения – роторный:  $n=120 \text{ мин}^{-1}$ ; нагрузка на долото диаметром 269,9 мм  $P_d=0,21 \text{ МН}$ .

Решение. По табл. 8.23 [5] находим, что для обеспечения необходимой жесткости компоновка нижней части бурильной колонны должна состоять из УБТ трех ступеней диаметрами 229, 203 и 178 мм.

Для жесткой наддолотной части компоновки (УБТ диаметром 229 мм) выбираем УБТС-229, для которых по табл.8.24 [5].  $P_{кр}=118,2 \text{ кН}=0,118 \text{ МН}$ .

Находим отношение  $P_d/P_{кр}=0,21/0,118=1,8$ , откуда  $P_d=1,8P_{кр}$ .

Этому значению  $P_d$  соответствует (см.выше) коэффициент момента  $i=1,15$ .

При  $i=1,15$  для УБТ диаметром 229 мм и долота диаметром 269,9 мм по табл.8.25 [5] находим, что изгибающий момент на нижнем конце компоновки  $M_1=0,1334 \text{ тс}\cdot\text{м}$ .

Находим, что при  $M_1=0,1334 \text{ тс}\cdot\text{м}$  и жесткость сечения УБТ-229

$$EJ = 2,1 \cdot 10^{11} \frac{3,14}{64} (22,9^4 - 9,0^4) = 2,76 \cdot 10^{11} \text{ Н}\cdot\text{см}^2,$$

$$\text{параметр } m = \sqrt{\frac{M_1}{EJ}} = \sqrt{\frac{0,1334}{2,76 \cdot 10^3}} = 6,9 \cdot 10^{-3}.$$

Далее по номограмме (см.рис.13.2) откладываем  $M_1=0,1334 \text{ тс}\cdot\text{м}$  при  $d=0,01 \text{ мм}$  (точка 1), сносим точку 1 на нулевую шкалу  $M_1$  (точка 2), далее точку 2 соединяем с точкой 3 ( $P_d=0,21 \text{ МН}$ ), получаем на шкале  $m$  точку 4, которую сносим по горизонтали до пересечения с  $m=6,9 \cdot 10^{-3}$  (точка 5); по точке 5 находим, что оптимальная длина жесткой наддолотной части  $l_1=9,4 \text{ м}$ .

Находим число промежуточных опор в сжатой части компоновки по формуле (13.10)

$$t = \frac{0,21 - 9,4 \cdot 0,00268}{0,00211 \cdot 23} - 1 = 2,8.$$

Принимаем  $t=3$ .

Предварительно для расчета по этой формуле нашли значение  $l_0=23$  (по табл. 13.1).

Находим суммарную длину компоновки, беря в основу формулу (13.7)

$$L = 9,4 + \frac{0,21 - 9,4 \cdot 0,00268}{0,00211} + \frac{0,25 \cdot 0,21}{0,00159} = 9,4 + 87,6 + 34,3 = 131,3 \text{ м.}$$

Следовательно, суммарная длина компоновки низа бурильной колонны для заданных условий будет равна 128,7 м.

Далее необходимо выбрать опорно-центрирующие элементы [5] и привести схему КНБК с указанием ее основных размеров.

13.2.3 Упрощенный вариант жесткой компоновки для турбинного бурения. УБТ для турбинного бурения выбираются исходя из рекомендаций, изложенных в подраздел 13.1.

Если нагрузка на долото больше критической ( $P_d > P_{кр}$ ), то для ограничения прогибов и площади контакта УБТ со стенками скважины рекомендуется устанавливать промежуточные опоры профильного сечения (квадратные, спиральные и т.п.).

Основные параметры УБТ и расстояния между промежуточными опорами приведены в табл.8.27 [5].

Значения критической нагрузки  $P_{кр}$  для УБТ принимаются в соответствии с данными, приведенными в табл.8.24 [5].

Расстояние между промежуточными опорами для турбинного бурения принимается при частоте вращения 50 мин<sup>-1</sup>.

Роль жесткой наддолотной части КНБК в этом случае выполняет маховик или в случае его отсутствия корпус турбобура.

Промежуточные опоры должны устанавливаться в первой, непосредственно над турбобуром, секции УБТ. Количество опор в этом случае определяется из выражения:

$$t = l_{убт1} / a, \quad (13.11)$$

где  $l_{убт1}$  - длина УБТ первой секции;  $a$  - расстояние между промежуточными опорами.

Диаметр бурильных труб выбирается в соответствии с данными, приведенными в разделе 9.

Пример 13.4. Выполнить расчет КНБК для следующих условий: интервал бурения 500-2000 м под эксплуатационную колонну диаметром 168 мм. Диаметр обсадной колонны перед бурением данного интервала (кондуктор) 245 мм, способ бурения турбинный, турбобур двухсекционный, вес  $G=25000 \text{ Н}=0,025 \cdot 10^3 \text{ МН}$ , длина 14 м, диаметр долота  $D_d=215,9 \text{ мм}$ , осевая нагрузка  $P_d=79 \text{ кН}=0,079 \text{ МН}$ .

Решение. Выбираем тип и диаметр, а также число ступеней УБТ. В соответствии с табл. 8.27 [5] для бурения 215,9-мм долотом в предыдущей обсадной колонне диаметром 245 мм под обсадную колонну диаметром 168 мм компоновка должна включать в себя две ступени УБТ диаметром 178 и 159 мм.

В соответствии с табл. 8.27 [5] вес 1 м УБТ диаметром 178 мм составляет  $1559H=1,559 \cdot 10^{-3}$  МН, а  $1164 H=1,164 \cdot 10^{-3}$  МН. Принимаем тип УБТС-2.

Диаметр бурильных труб по табл. 8.23 [5] составляет 127 мм.

Поскольку мы выбрали двухступенчатую КНБК, сжатую часть размещаем в УБТ диаметром 178 мм (первая секция) непосредственно выше турбобуров. В этом случае длина сжатой части УБТ:

$$l_{УБТ1} = \frac{1,25(P_D - G)}{q_{УБТ1}} = \frac{1,25(0,079 - 0,025)}{1,559 \cdot 10^{-3}} = 43,3 \text{ м.}$$

Длина второй секции, расположенной в растянутой части КНБК и составленной из УБТ диаметром 159 мм.

$$l_{УБТ2} = \frac{0,25P_D}{q_{УБТ2}} = \frac{0,25 \cdot 0,079}{1,164 \cdot 10^{-3}} = 16,97 \text{ м.}$$

Общая длина КНБК

$$L_{КНБК} = l_T + l_1 + l_q = 14,00 + 43,3 + 16,97 = 74,27 \text{ м.}$$

Общий вес КНБК

$$Q_{КНБК} = G + l_{УБТ1} q_{УБТ1} + l_{УБТ2} q_{УБТ2} = 0,025 \cdot 10^{-3} + 43,3 \cdot 1,559 + 16,96 \cdot 1,164 \cdot 10^{-3} = 87,27 \cdot 10^{-3} \text{ МН}$$

Число промежуточных опор, расположенных в сжатой части КНБК, составленной из УБТ диаметром 178 мм и длиной 43,3 м, так как по табл. 8.24 [5].

$$P_{кр} = 57,8 \text{ кН} = 0,0576 \cdot 10^{-3} \text{ МН};$$

$$P_{д} > P_{кр} (0,079 \cdot 10^{-3} > 0,0578 \cdot 10^{-3}).$$

Следовательно, необходимо устанавливать промежуточные опоры.

В соответствии с табл. 13.1 расстояние между опорами составляет  $a=33,0$ м (для частоты вращения  $n=50$ мин<sup>-1</sup>).

Тогда число опор  $t=43,3/33 \approx 2$ .

Таким образом, для указанных выше условий необходимо применять КНБК, в состав которой входят:

долото диаметром 215,9 мм;

турбобур длиной 14м, весом  $0,025 \cdot 10^{-3}$ МН;

1-я секция УБТ (сжатая часть длиной 43,3м, весом  $67,5 \cdot 10^{-3}$ МН;

2-я секция УБТ (растянутая часть) длиной 16,97м, весом  $19,8 \cdot 10^{-3}$ МН.

Общая длина КНБК – 74,27 м, общий вес КНБК –  $87,27 \cdot 10^{-3}$ МН.

### 13.3. Расчет устойчивости и вписываемости колонковых снарядов Допустимая кривизна скважины

Устойчивость бурового снаряда имеет важное значение для обеспечения вертикальности ствола скважины.

Расстояние  $l$  между забоем и первой точкой контакта колонковой трубы со стенкой скважины находят из уравнения [8].

$$l = \frac{l_{кр}}{2} = \frac{\pi}{2} \sqrt{\frac{EJ}{P_{при}}}, \quad (13.14)$$

где  $l_{кр}$  - критическая длина полуволны;  $P_{при}$  - передаваемая осевая нагрузка на забой, Н.

Угол отклонения оси бурового снаряда от оси скважины у забоя

$$\delta \approx \frac{\Delta\pi}{2l}, \quad (13.15)$$

где  $\Delta=(D-d)/2$  – радиальный зазор ( $D$  и  $d$  соответственно диаметр ствола и колонковой трубы).

Представление о максимально возможной кривизне скважины, формируемой при тех или иных условиях работы колонковых снарядов дает понятие об их вписываемости, т.е. возможности их перемещения без де-

формации по стволу скважины, имеющему предельную для данных параметров снаряда кривизну.

Условие вписываемости бурового снаряда [8]

$$K_{\delta} = \frac{11,7\Delta}{l_{\delta}^2}, \quad (13.16)$$

где  $l_{\delta}$  - длина бурового снаряда.

В случае, если колонковый снаряд имеет достаточную жесткость и прямолинеен, но отклонен от оси ствола кривизну устанавливают с помощью следующей зависимости

$$K = \frac{2\Delta}{l^2}. \quad (13.17)$$

Если колонковый снаряд деформируется, то максимальные значения кривизны определяются по уравнению

$$K = \frac{\Delta\pi^2}{2l^2}. \quad (13.18)$$

Допустимая кривизна скважины определяется из условия прочности бурового снаряда и в зоне на расстоянии положения нулевого сечения бурильной колонны определяется из выражения.

$$K_{\text{дон}} = \frac{[\sigma_{-1}^{u3}]_m W}{1,3EJ}, \quad (13.19)$$

где  $[\sigma_{-1}^{u3}]$  - предел выносливости при симметричном цикле (для стальных труб геологоразведочного сортамента может быть оценен величиной приблизительно 50 МПа [8], а для труб из сплава Д16Т – 31 МПа).

Допустимая кривизна скважины у забоя определяется по формуле [8]

$$K_{\text{max}} = 0,77 \frac{[\sigma_{-1}^{u3}]_m ([\sigma_m] - 1,3\sigma_{oc})}{[\sigma_m] EJ / W}, \quad (13.20)$$



где  $\sigma_T$  - предел текучести материала труб;  $[\sigma^{H3} \cdot 1]_T$  - предел выносливости при симметричном цикле, Па;  $\sigma_{oc}$  - нормальные напряжения от действия осевой нагрузки, Па.

Введение УБТ в компоновки нижней части бурильной колонны при колонковом бурении позволяет уменьшить отклонение оси бурового снаряда от оси скважины. Выбранные соответствующего диаметра и необходимой длины УБТ [см. формулу (9.3)] следует проверить на устойчивость по следующей формуле

$$l_{кр(y)} = 1,943 \sqrt{\frac{EJ}{q_y}}, \quad (13.21)$$

где  $l_{кр(y)}$  - критическая длина УБТ, которая может находиться под действием собственной массы без потери устойчивости, м;  $J$  - осевой момент инерции площади поперечного сечения УБТ, м<sup>4</sup>

$$J = 0,05(D_y^4 - d_y^4); \quad (13.22)$$

$D_y$  и  $d_y$  - наружный и внутренний диаметры УБТ, м

Если длина УБТ, полученная по формуле (9.3) будет больше, чем  $l_{кр(y)}$ , то секция УБТ теряет прямолинейную форму устойчивого равновесия. Предупредить возможные искривления ствола скважины можно с помощью промежуточных опор - центраторов.

Расстояние между центрирующими элементами  $l_{ц}$  можно определить из выражения [8]

$$l_{ц} \leq 0,8l_{кр} / 2 = 0,4\pi \sqrt{EJ / P_{нпу}} \quad (13.23)$$

С учетом значения критической длины полуволны изогнутой оси снаряда  $l_{кр}$

$$l_{ц} \leq 0,4 \frac{\pi}{\omega} \sqrt{-0,5 \frac{P_{нпу}}{q} + \left[ \left( 0,5 \frac{P_{нпу}}{q} \right)^2 + \frac{EJ\omega^2}{q} \right]^{1/2}}, \quad (13.24)$$

где  $\omega$  - угловая скорость вращения бурового инструмента;  $q$  - масса единицы длины.

**Пример 13.5.** Найти расстояние между забоем и первой точкой контакта колонковой трубы со стенкой скважины, если известно, что колонковая труба диаметром 57 мм имеет осевой момент инерции  $J=26,4 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4$ ; осевая нагрузка на коронку  $P_{\text{при}}=12 \text{ кН}$ ; диаметр ствола скважины  $D=60 \text{ мм}$ .

**Решение.** По формуле (13.14)

$$l = \frac{3,14}{2} \sqrt{\frac{2 \cdot 10^{11} \cdot 26,4 \cdot 10^{-8}}{12000}} = 3,3 \text{ м.}$$

Вывод: при осевой нагрузке  $P_{\text{при}}=12 \text{ кН}$  колонковая труба диаметром 57 мм и длиной  $l_{\text{к.т}}$  более 3,3 м будет деформироваться в теле трубы. При  $l_{\text{к.т}} < 3,3 \text{ м}$  колонковый снаряд будет отклонен от оси скважины.

Угол отклонения оси снаряда от оси скважины у забоя по формуле (13.15)

$$\delta = \frac{1,5 \cdot 3,14}{2 \cdot 3300} = 7 \cdot 10^{-4} \text{ рад} = 0^{\circ}02',$$

где  $\Delta = (60-57)/2 = 1,5 \text{ мм}$ .

**Пример 13.6.** Оценить устойчивость колонкового снаряда для условий и решения предыдущего примера, если известно, что длина колонковой трубы  $l_{\text{к.т}}=4,5 \text{ м}$ ; масса 1 м трубы  $q_{\text{к.т}}=5,23 \text{ кг/м}=5,23 \cdot 9,81=51,3 \text{ Н/м}$ ; угловая скорость вращения компоновки  $\omega=3,14 \cdot 600/30=62,8 \text{ с}^{-1}$ .

**Решение.** По формуле (13.24) критическая длина полуволны изогнутой оси снаряда

$$l_{\text{кр}} = \frac{3,14}{62,8} \sqrt{-0,5 \frac{12000}{51,3} + \left[ \left( 0,5 \frac{12000}{51,3} \right)^2 + \frac{2 \cdot 10^{11} \cdot 26,4 \cdot 10^{-8} \cdot 62,8^2}{51,3} \right]^{1/2}} = 2,16 \text{ м}$$

Условие устойчивости не соблюдается, так как  $4,5 > 2,16 \text{ м}$ .

Угол отклонения оси снаряда

$$\delta \approx \frac{\Delta \pi}{l_{\text{кр}}} = \frac{0,0015 \cdot 3,14}{2,16} = 2,18 \cdot 10^{-3} \text{ рад} \approx 0^{\circ}07',$$

где  $\Delta = (0,060-0,057)/2 = 0,0015 \text{ м}$ .

**Пример 13.7.** Определить допустимую кривизну скважины из условия прочности бурильной колонны, составленной из труб ЛБТН-54 в зоне нулевого сечения для следующих условий: масса 1 м труб ЛБТН-54  $q=4,4$  кг/м-43,2 Н/м;  $P_{\text{при}}=13$  кН;  $J=34,12 \cdot 10^{-8}$  м<sup>4</sup>;  $W=10,25 \cdot 10^{-6}$  м<sup>3</sup>; площадь сечения труб по резьбе  $S=9,37 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>; модуль упругости  $E=8 \cdot 10^{10}$  Па; предел текучести  $\sigma_{\tau}=330 \cdot 10^6$  Па; предел выносливости при симметричном цикле  $[\sigma_{\text{вз.}}]_{\tau}=31 \cdot 10^6$  Па; промывочная жидкость – вода.

**Решение.** Положение нулевого сечения

$$Z_{0-0} = \frac{P_{\text{при}}}{q \left( 1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{м}}} \right)} = \frac{13000}{43,2 \left( 1 - \frac{1000}{2800} \right)} = 468 \text{ м.}$$

Допустима кривизна скважины в зоне нулевого сечения по формуле (13.19)

$$K_{\text{max}} = 0,77 \frac{31 \cdot 10^6 \cdot 10,25 \cdot 10^{-6}}{8 \cdot 10^{10} \cdot 34,12 \cdot 10^{-8}} = 0,896 \cdot 10^{-2} \text{ рад/м.}$$

Допустимая интенсивность

$$J_{\text{max}} = 57,3 K_{\text{max}} = 57,3 \cdot 0,896 \cdot 10^{-2} = 0,51 \text{ градус/м.}$$

Нормальные напряжения от действия осевой нагрузки

$$\sigma_{\text{ос}} = \frac{13000}{9,37 \cdot 10^{-4}} = 13,87 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

**Пример 13.8.** Рассчитать критическую длину УБТ диаметром 89 мм (УБТ-РПУ-89) общую длину УБТ и длину сжатой части колонны, если осевая нагрузка на забой  $P_{\text{при}}=18,5$  кН.

**Решение.** По табл. 9.1 внутренний диаметр УБТ  $d_y=45$  мм, а масса 1 м  $q_y=36,1$  кг/м=354,1 Н/м.

Осевой момент инерции

$$J = 0,05(0,089^4 - 0,045^4) = 29 \cdot 10^{-7} \text{ м}^4.$$

Критическая длина УБТ по формуле (13.21)

$$l_{кр(y)} = 1,943 \sqrt{\frac{2 \cdot 10^{11} \cdot 29 \cdot 10^{-7}}{354,1}} = 22,8 \text{ м.}$$

Общая длина УБТ

$$l_y = \frac{1,25 \cdot 18500}{354,1} = 65,3 \text{ м.}$$

Расчет показал, что  $l_y > l_{кр(y)}$ . Следовательно, под действием собственного веса УБТ деформируются.

Точка контакта будет находится от забоя на расстоянии

$$l = \frac{\pi}{2} \sqrt{\frac{EJ}{P_{пр}}} = \frac{3,14}{2} \sqrt{\frac{2 \cdot 10^{11} \cdot 29 \cdot 10^{-7}}{18500}} = 8,7 \text{ м.}$$

### 13.4. Выбор и расчет отклоняющих компоновок для бурения наклонно направленных скважин

Отклоняющие компоновки выбирают в зависимости от геологического разреза, ожидаемого состояния ствола скважины и требуемой интенсивности его искривления [3, 5]

Отклоняющие компоновки с кривым переводником и турбинным отклонителем рекомендуется использовать при бурении скважин в устойчивых геологических разрезах, в которых не ожидается значительного увеличения диаметра ствола. При этом следует учитывать особенности таких компоновок. Отклоняющие компоновки с кривым переводником отличаются простотой сборки и эксплуатации, а компоновки с турбинными отклонителями благодаря меньшей длине нижнего отклонителя участка и возможности применения в секционном исполнении позволяют повысить интенсивность искривления ствола и показатели работы долот.

Компоновки с турбинным отклонителем и кривым переводником над ним, а также компоновки с отклонителем Р-1 следует применять в тех случаях, когда ожидается значительное расширение ствола.

Компоновки с накладкой на корпус забойного двигателя и кривым переводником над ним, а также компоновки с эксцентричным ниппелем

применяют в тех случаях, когда требуется малая интенсивность искривления ствола (не более 1° на 10 м проходки).

В наклонно направленных скважинах с зенитным углом более 5°, искривленным в проектном азимуте, дальнейшее малоинтенсивное его увеличение проводят безориентируемыми компоновками с центраторами.

Таким образом, в обобщенном виде при бурении добывающих скважин на нефтяных и газовых месторождениях России используются следующие типы отклонителей в составе:

долото диаметром 295,3 мм, одна секция турбобура ТСШ-240 (А9ГТШ, Т12РТ-240), искривленный переводник, УБТ диаметром 178 или 203 мм;

долото диаметром 215,9 мм, винтовой забойный двигатель ДЗ-172 или Д5-172, искривленный переводник;

долото диаметром 295,3 мм, турбинный отклонитель ТО2-240;

долото диаметром 215,9 мм, турбинный отклонитель ТО2-195;

долото диаметром 215,9 мм, шпindelь-отклонитель ШО1-195, одна или две турбинные секции турбобура диаметром 195 мм;

долото диаметром 215,9 мм, шпindelь винтового забойного двигателя (ДЗ-172, Д5-172), искривленный переводник, рабочая пара двигателя;

долото диаметром 215,9 мм, шпindelь винтового забойного двигателя (Д2-195), искривленный переводник, рабочая пара двигателя;

долото диаметром 190,5 мм, турбинный отклонитель ТО-172;

долото диаметром 215,9 мм, шарнирный забойный двигатель-отклонитель ОШ-172, шарнир сферического типа.

Отклонители могут включать наддолотный калибратор.

Длина УБТ, размещенной над искривленным переводником, составляет от 6 до 12 м. Над отклонителем расположены бурильные трубы из диамагнитного сплава Д16Т диаметрами 129 и 147 мм или телеметрическая система. В некоторых случаях отклонитель снабжается дополнительной опорой в виде искривленного переводника или центратора [6]

Основные габаритные размеры и энергетические параметры турбинных отклонителей типа ТО и шпindelя-отклонителя ШО1-195 представлены в табл.13.1 справочного пособия [5].

Зависимость интенсивности роста зенитного угла от его величины имеет вид [6]:

$$i = k - ba^2, \quad (13.25)$$

где  $I$  – интенсивность увеличения зенитного угла скважины, градус/10 м;  
 $\alpha$  – зенитный угол скважины, градус;  $k, b$  – эмпирические коэффициенты.

Диапазон изменения коэффициента  $k$  составляет 1,00-1,56, а коэффициент  $b=0,0005$ .

Основные габаритные размеры и энергетические параметры винтовых (объемных) забойных двигателей (ВЗД) и шарнирного отклонителя ОШ-172 приведены в табл.13.2 [5].

Геометрические размеры отклоняющих компоновок рассчитывают в зависимости от заданной интенсивности искривления скважины. Последняя не должна превышать возможной интенсивности искривления ствола, которая может быть достигнута данной системой долото - забойный двигатель.

При бурении турбинным отклонителем геометрические размеры компоновки по данному радиусу искривления ствола  $R$  могут быть определены по формуле, которая не учитывает деформацию плеч отклонителя:

$$R = \frac{L_1 + L_2}{2 \sin(\delta - \beta)}, \quad (13.26)$$

где  $L_1$  - длина нижнего плеча отклонителя (от торца долота до места искривления переводника отклонителя), м;  $L_2$  - длина верхнего плеча отклонителя (от места искривления переводника отклонителя до верхнего торца переводника с ножками), м;  $\delta$  - угол перекоса валов турбинного отклонителя, градус;  $\beta$  - угол наклона нижнего плеча отклонителя к оси скважины, градус.

Угол  $\beta$  определяется по формуле

$$\beta = \arctg \frac{D - d}{2L_1}, \quad (13.27)$$

где  $D, d$  - диаметры соответственно долота и отклонителя, м.

Радиус искривления  $R$  и интенсивность искривления ствола на 10 м проходки  $i_{10}$  связаны зависимостью

$$i_{10} = 10180 / R\pi \quad (13.28)$$

Тогда формула для определения геометрических параметров турбинного отклонителя через величины интенсивности искривления ствола на 10 м проходки примет вид

$$i_{10} = 20 \frac{\sin(\delta - \beta) 180}{L_1 + L_2 \pi}. \quad (13.29)$$

Определение геометрических размеров турбинного отклонителя по заданному значению радиуса искривления  $R$  или интенсивности искривления ствола на 10 м проходки  $i_{10}$  может быть осуществлено по трем вариантам: по углу  $\delta$  и длине  $L_1$  рассчитывают необходимую длину  $L_1$ , по углу  $\delta$  и длине  $L_2$  - необходимую длину  $L_1$ , по длинам  $L_1$  и  $L_2$  - необходимый угол  $\delta$ .

На рис.13.3. представлена номограмма для определения параметров турбинного отклонителя.

При бурении отклоняющей компоновкой с кривым переводником над забойным двигателем ее геометрические размеры по заданному значению  $R$  или  $i_{10}$  могут быть определены по формуле без учета деформации системы:

$$R = \frac{L_m + L_y}{2 \sin(\delta - \beta + \beta_1)}, \quad (13.30)$$

или

$$i_{10} = 20 \frac{\sin(\delta - \beta + \beta_1) 180}{L_m + L_y \pi}, \quad (13.31)$$

где  $L_m$  - длина забойного двигателя с долотом, м;  $L_y$  - длина установленных над кривым переводником УБТ, м;  $\beta_1$  - угол наклона УБТ к оси скважины, градус.

В данном случае углы  $\beta$  и  $\beta_1$  определяют по формулам

$$\beta = \arctg \frac{D - d}{2L_m}; \quad (13.32)$$

$$\beta_1 = \arctg \frac{d - d_y}{2L_y}, \quad (13.33)$$

где  $d_y$  - диаметр УБТ, м.

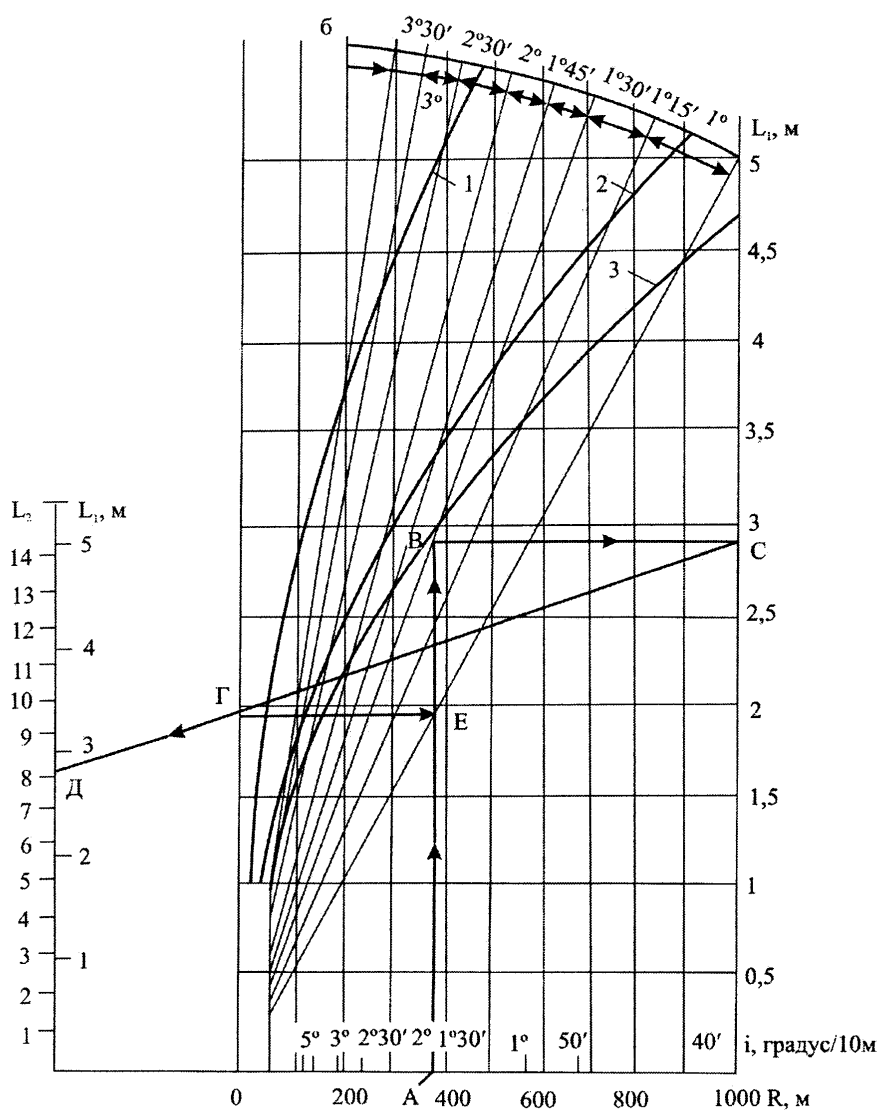


Рис.13.3. Номограмма для определения параметров турбинного отклонителя:

Номер кривой на рисунке.....	1	2	3
$D$ , мм.....	295,3	215,9	190,5
$d_t$ , мм.....	240	195	172



Геометрические размеры отклоняющих компоновок с кривым переводником по заданному  $R$  или  $i_{10}$  определяют по двум вариантам: по длине  $L_T$  и углу  $\delta$  рассчитывают необходимую длину  $L_y$ ; по длинам  $L_T$  и  $L_y$  - необходимый угол  $\delta$ . При этом предварительно устанавливают возможность достижения заданной интенсивности искривления ствола при данной длине  $L_T$  и диаметре долота  $D$ . Если требуемая интенсивность искривления ствола не обеспечивается, то, решая как обратную задачу, по указанным формулам определяют необходимую длину  $L_T$ .

При искривлении ствола отклонителем Р-1 геометрические размеры отклоняющей компоновки рассчитывают по формуле

$$R = \frac{L_m + L_y}{2 \sin(\delta - \beta - \beta_\delta + \beta_1)} \quad (13.34)$$

или

$$i_{10} = 20 \frac{\sin(\delta - \beta - \beta_\delta + \beta_1)}{L_m + L_y} \frac{180}{\pi}, \quad (13.35)$$

где  $\delta$  - угол перекоса нижней резьбы отклонителя, градус;  $\beta_\delta$  - угловая деформация удлинителя, градус;  $\beta_1$  - угол перекоса удлинителя, градус.

Угловая деформация удлинителя от действия изгибающего момента  $M$ , равномерно распределенной нагрузки  $q_0 \sin \alpha$  и сжимающего усилия  $N$  определяется из выражения

$$\beta_\delta = \text{arctg} \frac{4f_1}{(1 - \lambda)L_y}, \quad (13.36)$$

где

$$f_1 = \frac{1}{16} \frac{ML_y^2}{EI} - \frac{5}{384} \frac{q_0 L_y^4}{EI} \sin \alpha; \quad (13.37)$$

$$M = \frac{Q_m L_m}{2} \sin \alpha + P_{om} L_m; \quad (13.38)$$

$$\lambda = NL_y^2 / \pi^2 EI; \quad (13.39)$$

где  $f_1$  - стрела прогиба удлинителя, м;  $EI$  - жесткость на изгиб удлинителя, Н·м<sup>2</sup>;  $q_0$  - вес 1 м удлинителя в буровом растворе, Н/м;  $\alpha$  - зенитный угол ствола, градус;  $Q_T$  - вес забойного двигателя с долотом, Н;  $P_{от}$  - отклоняющая сила на долоте, Н.

При бурении искривленного ствола с использованием эксцентричного ниппеля или отклонителя с накладкой геометрические размеры компоновки рассчитывают по формуле

$$R = \frac{L_m}{2 \sin(\alpha' + \alpha'')} \quad (13.40)$$

или

$$i_{10} = 20 \frac{\sin(\alpha' + \alpha'')}{L_m} \frac{180}{\pi}, \quad (13.41)$$

где

$$\alpha' = \arcsin \frac{h}{L_2}; \quad \alpha'' = \arcsin \frac{d + 2h - D}{2L_1};$$

где  $h$  - высота накладки, м;  $D, d$  - диаметры соответственно долота и турбобура, м;  $L_1$  - расстояние от торца долота до наибольшего сечения накладки, м;  $L_2$  - расстояние от накладки до верхнего переводника турбобура, м.

Интенсивность искривления ствола указанными отклонителями находится в зависимости от толщины накладки  $h$ . Ее максимально допустимое значение  $h_{max}$  ограничивается условием беспрепятственного прохождения компоновки по скважине:

$$h_{max} = (2D_c - D - d) \frac{L_m - L_1}{2L_m} \quad (13.42)$$

где  $D_c$  - диаметр скважины, м.

На рис. 13.4 представлена номограмма для определения высоты накладки.

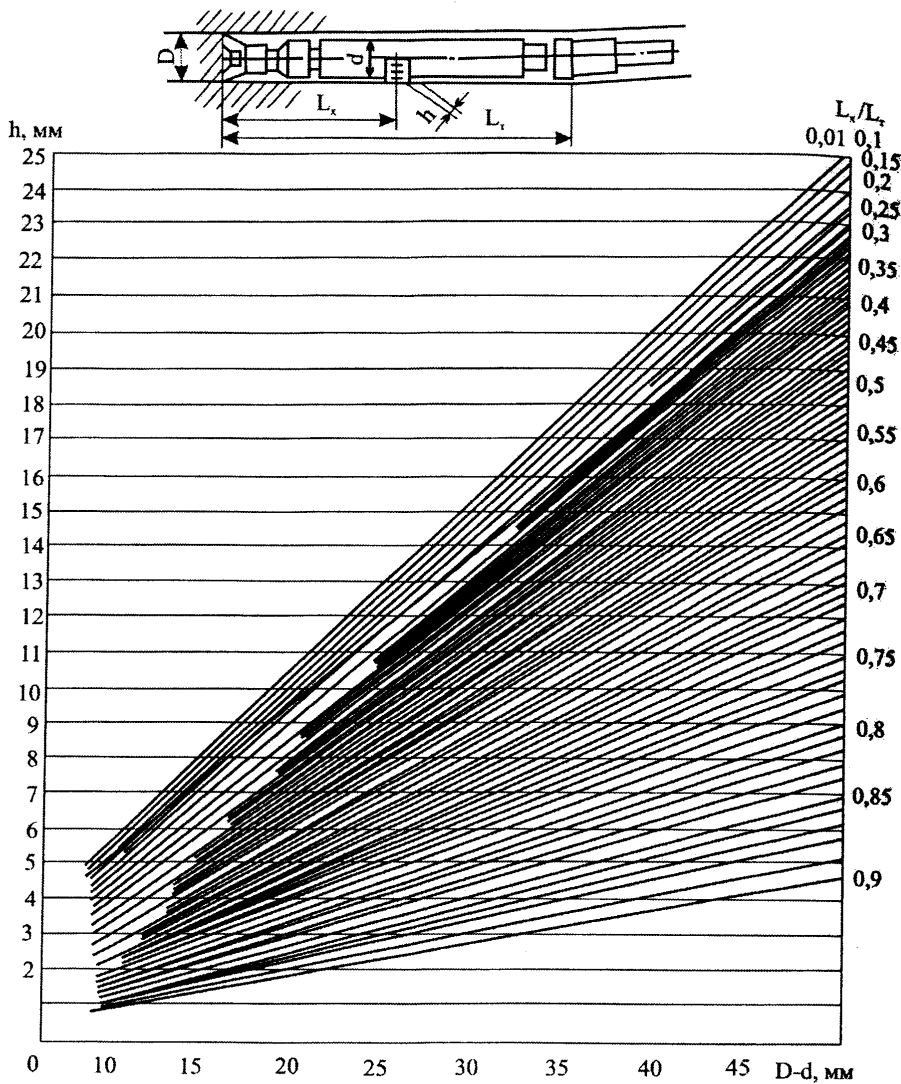


Рис.13.4. Номограмма для определения высоты накладки

При необходимости увеличения интенсивности искривления ствола толщину накладки можно увеличить по сравнению с вычисленной по формуле (13.42), но при этом необходимо предварительно расширить ствол скважины или перейти на бурение долотом меньшего диаметра.

Методика определения толщины эксцентричного ниппеля применима также для определения толщины центраторов (планок) безориентируемых компоновок с целью малоинтенсивного набора зенитного угла.

Эксцентричный ниппель, отклонитель с накладной и безориентируемая компоновка с центраторами для малоинтенсивного увеличения угла искривления ствола работают более стабильно при больших зенитных углах ствола. При малых зенитных углах и в твердых породах фактическая интенсивность искривления ствола может быть меньше расчетной. Это объясняется тем, что отклоняющая сила на долоте, обусловленная действием нормальной составляющей веса части турбобура выше эксцентричного ниппеля, накладки или центратора или веса установленных над турбобуром бурильных труб (до точки касания их с нижней стенкой ствола), сравнительно невелика. При этом верхнее плечо турбобура может не касаться нижней стенки ствола, что приведет к снижению не только отклоняющей силы на долоте, но и угла перекоса турбобура (долота).

Снижение отклоняющей силы на долоте уменьшает темп фрезерования стенки ствола, а уменьшение угла перекоса турбобура снижает неравномерное разрушение забоя вследствие наклона оси долота к оси скважины.

Расчет отклонителя (рис.13.5) ведется следующим образом. Выбирается максимальная длина каждой секции по жесткостным свойствам:

$$\begin{aligned} L_1 &< 1,33k; \\ L_2 &< 2,83k, \end{aligned} \tag{13.43}$$

где

$$k = \sqrt[4]{(D-d)EI/q}; \tag{13.44}$$

$k$ ,  $d$ ,  $EI$ ,  $q$ ,  $D$  – масштаб длины (м), диаметр (м), жесткость ( $\text{кН}\cdot\text{м}^2$ ) и поперечная составляющая веса ( $\text{кН}/\text{м}$ ) единицы длины секции с учетом плотности промывочной жидкости и диаметр долота (м) соответственно.

Затем проверяют вписываемость каждой секции отклонителя в искривленный по радиусу  $R$  ствола скважины:

$$L_1 \leq 2,4\sqrt{R(D-d)},$$

$$L_2 \leq 2,828\sqrt{R(D-d)}. \quad (13.45)$$



Рис.13.5. Схема к расчету отклонителя

Далее определяется угол перекоса искривленного переводника отклонителя (градус)

$$\Delta = \arcsin\left(\frac{L_1 + L_2}{2R}\right) + \arctg \frac{D-d}{2L_1}. \quad (13.46)$$

**Пример 13.9.** Рассчитать требуемый угол перекоса искривленного переводника отклонителя для следующих условий: диаметр долота  $D=215,9$  мм; забойный двигатель Д5-172 диаметром  $d=172$  мм;  $EI=4000$  кН·м<sup>2</sup>;  $q=12$  кН/м;  $L_1=2,5$  м;  $L_2=3,7$ м; радиус кривизны ствола скважины  $R=329$  м при проектном профиле, имеющем вертикальный участок и участок набора зенитного угла; отношение плотности промывочной жидкости к плотности стали равно 0,14.

**Решение.** По формуле (13.44) находим

$$k = \sqrt[4]{\frac{(0,2159 - 0,172) \cdot 4000}{12(1 - 0,14)}} = 2,03 \text{ м.}$$

По формуле (13.43) определяем

$$L_1 < 1,33 \cdot 2,03 = 2,7 \text{ м;}$$

$$L_2 < 2,83 \cdot 2,03 = 5,7 \text{ м.}$$

Секции забойного двигателя удовлетворяют требованиям к упругим свойствам отклонителя в соответствии с формулой (13.45)

$$L_1 \leq 2,4\sqrt{(0,2159 - 0,172) \cdot 329} = 9,1 \text{ м.}$$

$$L_2 \leq 2,828\sqrt{(0,2159 - 0,172) \cdot 329} = 10,7 \text{ м.}$$

Секции забойного двигателя вписываются без деформации в ствол скважины с радиусом кривизны 329 м. По формуле (13.46)

$$\Delta = \arcsin\left(\frac{2,5 + 3,7}{2 \cdot 329}\right) + \operatorname{arctg} \frac{0,2159 - 0,172}{2 \cdot 2,5} = 1,04^\circ.$$

Для получения заданного радиуса кривизны ствола скважин необходим искривленный переводник с углом искривления  $1,04^\circ$ .

#### Ориентирование отклоняющих систем в требуемом направлении.

Аналитическое определение угла установки отклонителя зенитного угла и азимутального направления бурения довольно громоздко, проще они могут быть определены графическим путем (рис. 13.6). От некоторой точки  $O$  откладывают отрезок  $OA$ , равный в принятом масштабе численной величине зенитного угла в начале рейса долота  $\theta_1$ . Из точки  $O$ , как из центра, проводят окружность с радиусом, равным в принятом масштабе численной величине угла  $\theta_2$ . Из точки  $A$  под углом  $\Delta\alpha$  (изменение азимута ствола за рейс), на которой необходимо изменить азимут скважины, проводят прямую линию до пересечения с окружностью в точках  $B$  и  $C$ . Тогда угол  $NOС$  будет характеризовать угол установки отклонителя  $\alpha_{y1}$ , обеспечивающий заданное изменение азимута скважины  $\Delta\alpha$  при одновременном увеличении зенитного угла до  $\theta_3$ , численно равного длине отрезка  $AC$ .

Угол  $NOB$  будет характеризовать угол установки отклонителя, обеспечивающий такое же изменение азимута ствола  $\Delta\alpha$  при одновременном снижении зенитного угла до  $\theta_3$ , численно равный длине отрезка  $AB$ .

Типовые схемы ориентирования отклонителей с помощью телеметрической аппаратуры СТЭ и СТГ представлены на рис.13.7. Из рисунка видно, что расчет угла установки отклонителя возможен в двух вариантах суммирования углов смещения нулевых отметок  $\gamma$  отклонителя и глубинного измерительного устройства УГИ.

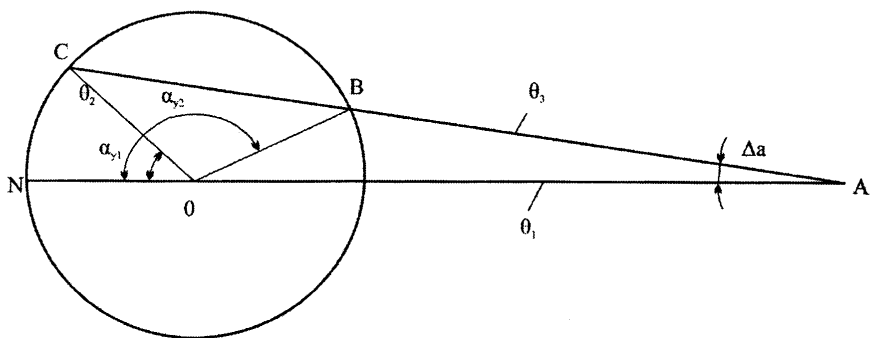


Рис.13.6.  
Графический метод определения азимута скважин.

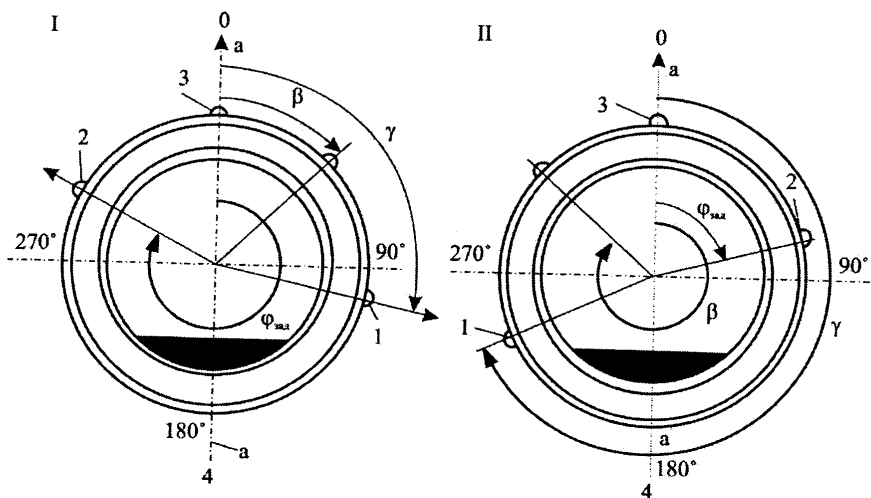


Рис.13.7. Определение угла установки отклонителя:  
I – при  $\Sigma > 360^\circ$ ; II – при  $\Sigma < 360^\circ$ ; 1 – метка «О» УГИ; 2 – заданное направление;  
3 – метка отклонителя; 4 – апсидальная плоскость.

При необходимости ориентирования отклонителя в вертикальной скважине угол установки определяется следующим образом. Рассчитывают сумму углов смещения нулевых отметок  $\gamma$  и заданного проектного азимута скважины  $\alpha_{np}$ :

$$\sum_1 = \gamma + \alpha_{np}. \quad (13.47)$$

Затем после спуска системы на забой снимают показание по приборам «азимут» и «отклонитель» и суммируют их:

$$\sum_2 = \alpha_{аз} + \varphi_{от}. \quad (13.48)$$

Угол довинчивания определяют как разность суммарных углов:

$$\beta = \sum_1 - \sum_2. \quad (13.49)$$

Если разность углов окажется отрицательной, то

$$\beta = 360 - (\sum_1 - \sum_2). \quad (13.50)$$

После того, как колонна бурильных труб будет довинчена на угол  $\beta$ , стрелки приборов «отклонитель» и «азимут» должны быть установлены на делениях, суммы которых равна  $\sum_1$ , и отличается от нее на  $360^\circ$ . Если из-за угла закручивания колонны суммы углов не совпадут, то необходимо расхаживанием и вращением колонны добиться этого равенства.

**Пример 13.10.** Исходные данные:  $\alpha_{np}=250^0$ ,  $\gamma=30^0$ .

**Решение.** Находим сумму углов  $\sum_1 = \alpha_{np} + \gamma = 250 + 30 = 280^0$ . После спуска инструмента в скважину показания приборов «азимут» и «отклонитель»:  $\alpha_{аз}=165^0$  - азимут;  $\varphi_{от}=60^0$  - отклонитель.

$$\sum_2 = \alpha_{аз} + \varphi_{от} = 165 + 60 = 225^0.$$

Разность суммарных углов  $\sum_1 - \sum_2 = 280 - 225 = 55^0$ . Угол довинчивания колонны по часовой стрелке  $\beta = 55^0$ . После довинчивания показания стрелок приборов «азимут» и «отклонитель» должны составлять  $280^0$  или  $640^0$ .



Пример 13.11. Исходные данные:  $\alpha_{пр}=45^{\circ}$ ,  $\gamma=120^{\circ}$ .

Решение. Находим  $\Sigma_1=45+120=165^{\circ}$ .

После спуска инструмента показания приборов:

$$\alpha_{аз}=165^{\circ}, \varphi_{от}=60^{\circ};$$

$$\Sigma_2=150+60=210^{\circ}.$$

Разность сумм составит  $\Sigma_1 - \Sigma_2=165-210=-45^{\circ}$

Так как сумма отрицательная, то вводим  $360^{\circ}$ :

$$\beta=360 - 45=315^{\circ}.$$

Для довинчивания отклонителя необходимо колонну повернуть по часовой стрелке на  $315^{\circ}$ . После довинчивания сумма угла на приборах должна соответствовать  $165^{\circ}$  или  $525^{\circ}$ .

### 13.5. Выбор типа отклонителя для бурения геологоразведочных скважин. Расчет числа циклов искусственного искривления

Рекомендации по выбору отклонителя приведены в табл.13.2.

Т а б л и ц а 13.2

Область применения отклонителей при геологоразведочном бурении

Тип отклонителя	Область применения
Одно- и двух- шарнирные	В изотропных породах с небольшой интенсивностью искривления
Коронки, специальной геометрии (с конусной формой торца в комплекте со специальными КНБК)	В анизотропных породах с малой интенсивностью искривления в больших интервалах
Непрерывного действия (ТЗ-3. СБС)	В анизотропных породах в сторону противоположную действию анизотропии; при необходимости значительного искривления в монолитных породах; забуривания дополнительного ствола с точной его ориентацией
Извлекаемые отклонители разового действия (съёмные клинья).	При небольших объемах и глубинах скважин; искривление скважин в трещиноватых породах взамен отклонителей непрерывного действия
Специальная КНБК	При забуривании дополнительного ствола по методике сверху вниз
Неизвлекаемые отклонители	В крепких породах

Схема к расчету числа циклов искусственного искривления для увеличения интенсивности выполаживания скважины приведена на рис. 13.8 [14]. Задача состоит в том, чтобы определить на какой угол следует развернуть фактический профиль скважины  $C-I$  в точке  $A$ , чтобы с учетом естественного выполаживания вывести скважину в точку  $D$  глубине  $H$  (проектный профиль  $C-II$ ).

Последовательность расчета приводится ниже.

Определяется кривизна  $K_{\theta_1}$  и  $K_{\theta_2}$  профилей скважины

$$K_{\theta_1} = (\sin \theta_1 - \sin \theta_0) / h_1, \quad (13.51)$$

$$K_{\theta_2} = (\sin \theta_2 - \sin \theta_0) / h_1, \quad (13.52)$$

где  $\theta_1$  и  $\theta_2$  - зенитные углы профилей соответственно фактической и проектной скважин;  $\theta_0$  - начальный зенитный угол скважины;  $h_1$  - глубина замера зенитного угла (по вертикали).

$$\theta_2 = \arcsin(\sin \theta_0 + K_2 h_1). \quad (13.53)$$

Определяется интенсивность искривления проектного  $i_{\theta_2}$  и фактического  $i_{\theta_1}$  профилей скважины:

$$i_{\theta_1} = K_{\theta_1} 57,3, \quad (13.54)$$

$$i_{\theta_2} = K_{\theta_2} 57,3. \quad (13.55)$$

Вычисляются конечные зенитные углы проектного  $\theta_{k_2}$  и фактического  $\theta_{k_1}$  профилей скважины:

$$\theta_{k_1} = \arcsin(\sin \theta_0 + K_{\theta_1} H), \quad (13.56)$$

$$\theta_{k_2} = \arcsin(\sin \theta_0 + K_{\theta_2} H). \quad (13.57)$$

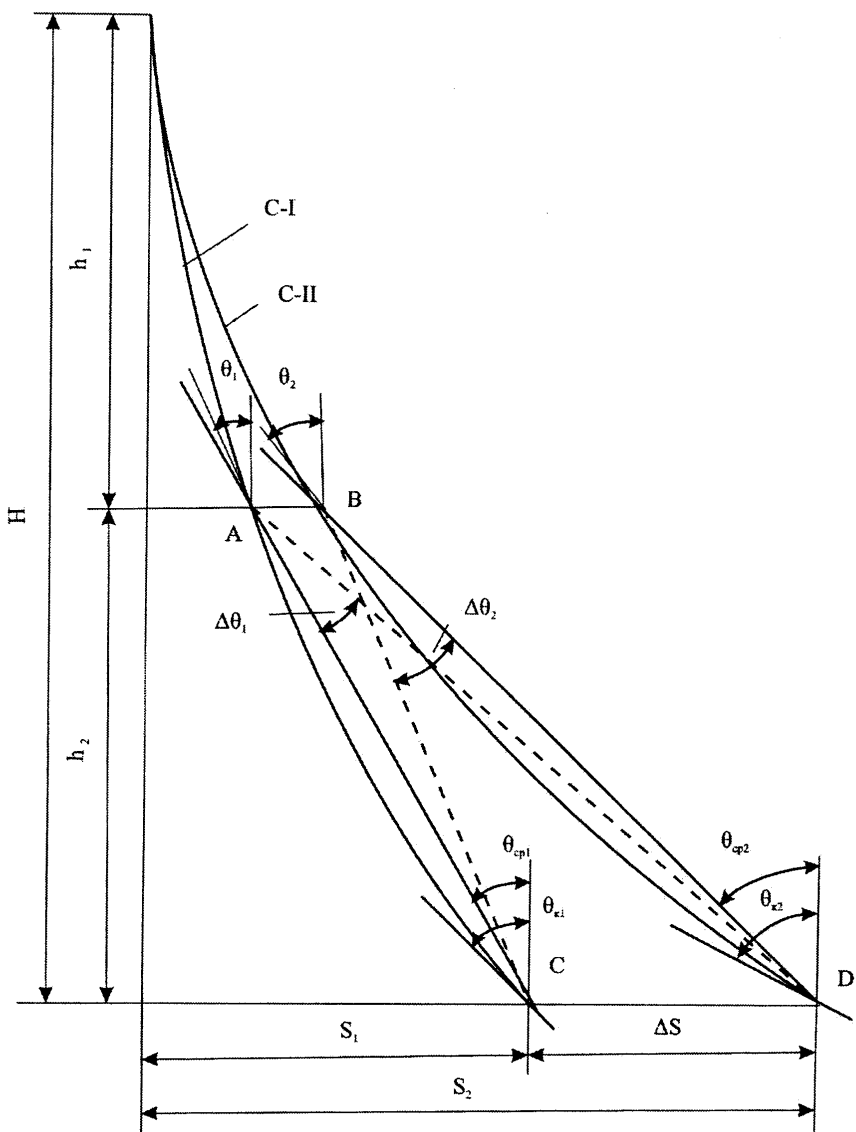


Рис.13.8.

Схема к расчету необходимого угла отклонения скважины при ее внепроектном искривлении в вертикальной плоскости

Определяются горизонтальные проекции проектного  $S_2$  и фактического  $S_1$  профилей скважины:

$$S_1 = (\cos \theta_0 - \cos \theta_{k1}) / K_{\theta 1}, \quad (13.58)$$

$$S_2 = (\cos \theta_0 - \cos \theta_{k2}) / K_{\theta 2}. \quad (13.59)$$

Определяется возможный отход забоев  $\Delta S$  по горизонтали между проектным и фактическим профилями скважины

$$\Delta S = S_2 - S_1. \quad (13.60)$$

Когда  $\Delta S$  больше допустимого, расчеты продолжаются. Средний зенитный угол между точками  $A$  и  $C$

$$\theta_{cp1} = (\theta_1 - \theta_{k1}) / 2 \quad (13.61)$$

Определяем длину отрезка  $AC$

$$AC = h^2 / \cos \theta_{cp1}, \quad (13.62)$$

где  $h_2$  - расстояние по вертикали между точкой замера зенитного угла и забоем проектной скважины.

Из  $\Delta ADC$  по теореме косинусов

$$AD = \sqrt{AC^2 + CD^2 - 2AC \cdot CD \cdot \cos(90^\circ + \theta_{cp1})}. \quad (13.63)$$

Из  $\Delta ADC$  по теореме синусов

$$\Delta \theta_1 = \arcsin \left[ \frac{CD \cdot \sin(90^\circ + \theta_{cp1})}{AD} \right]. \quad (13.64)$$

Поскольку профиль скважины между точками  $A$  и  $D$  будет естественно выполаживаться, при расчете необходимого угла поворота траектории  $\Delta \theta_{н1}$  средствами искусственного искривления следует учесть естественное искривление:

$$\Delta\theta_{n1} = \Delta\theta_1 - \frac{i_{\theta 1} AD}{2}. \quad (13.65)$$

Необходимое число циклов искусственного искривления  $n$  определяется исходя из величины отклонения скважины за цикл  $\Delta\varphi$ , взятой по паспорту отклонителя:

$$n = \Delta\theta_{n1} / \Delta\varphi. \quad (13.66)$$

Ниже приводится расчет числа циклов искусственного искривления для «выкручивания» ствола скважины с использованием расчетной схемы приведенной на рис. 13.8.

В данном случае фактическим является профиль  $C-II$ , проектным –  $C-I$ . Необходимо определить, на какой угол следует развернуть профиль скважины  $C-II$  в точке  $B$ , чтобы с учетом естественного выполаживания вывести скважину в точку  $C$  на глубине  $H$ .

Проводим первоначальные вычисления в той же последовательности, что и при выполаживании ствола скважины по формулам (13.51) – (13.60).

Средний зенитный угол между точками  $B$  и  $D$ .

$$\theta_{cp2} = (\theta_2 + \theta_{\kappa 2}) / 2. \quad (13.67)$$

Длина отрезка

$$BD = h_2 / \cos \theta_{cp2}. \quad (13.68)$$

Из  $\Delta CBD$  по теореме косинусов

$$BC = \sqrt{CD^2 + BD^2 - 2CD \cdot BD \cdot \cos(90^\circ - \theta_{cp2})}, \quad (13.69)$$

где  $CD = \Delta S$ .

Из  $\Delta CBD$  по теореме синусов

$$\Delta\theta_2 = \arcsin \left[ \frac{CD \sin(90^\circ - \theta_{cp2})}{BC} \right]. \quad (13.70)$$

Искусственное отклонение скважины *C-II* в точке *B*

$$\Delta\theta_{и2} = \Delta\theta_2 + \frac{i_{\theta_2} \cdot BC}{2}. \quad (13.71)$$

Знак «+» перед дробью взят в связи с тем, что набранный угол  $\Delta\theta_2$  в процессе бурения будет уменьшаться за счет естественного выполаживания.

Необходимое число циклов искусственного искривления *n* вычисляем по формуле (13.66).

Ниже приведен пример расчета необходимого числа циклов искривления, заимствованный из работы [14].

**Пример 13.12.** Определить угол, на который следует отклонить на глубине 300 м скважину, чтобы на глубине 800 м забой скважины привести в точку *D*, если известно, что  $\theta_0=5^0$ ;  $h_1=300\text{м}$ ;  $h_2=500\text{м}$ ;  $\theta_1=8^0$ ;  $\theta_2=11^0$ .

**Решение.** По формуле (13.51) и (13.52) вычисляем кривизну проектного  $K_{\theta_2}$  и фактического  $K_{\theta_1}$  профилей скважины:

$$K_{\theta_1} = (\sin 8^0 - \sin 5^0) / 300 = 0,0001745 \text{ м}^{-1},$$

$$K_{\theta_2} = (\sin 11^0 - \sin 5^0) / 300 = 0,000349 \text{ м}^{-1}.$$

По формулам (13.54) и (13.55) находим интенсивность искривления проектного  $i_{\theta_2}$  и фактического  $i_{\theta_1}$  профилей скважины:

$$i_{\theta_1} = 0,0001745 \cdot 57,3 = 0,01^0 / \text{м},$$

$$i_{\theta_2} = 0,000349 \cdot 57,3 = 0,02^0 / \text{м}.$$

По формулам (13.56) и (13.57) определяем конечные зенитные углы проектного  $\theta_{k_2}$  и фактического  $\theta_{k_1}$  профилей скважины:

$$\theta_{k_1} = \arcsin(\sin 5^0 + 0,0001745 \cdot 800) = 13,1^0,$$

$$\theta_{k_2} = \arcsin(\sin 5^0 + 0,000349 \cdot 800) = 21,49^0.$$

По формулам (13.58) и (13.59) вычисляем горизонтальные проекции проектного  $S_2$  и фактического  $S_1$  профилей скважины:

$$S_1 = (\cos 5^\circ - \cos 13,1^\circ) / 0,0001745 = 127,4 \text{ м},$$

$$S_2 = (\cos 5^\circ - \cos 21,49^\circ) / 0,000349 = 188,3 \text{ м}.$$

По формуле (13.60) находим возможный отход забоев  $\Delta S$  по горизонтали между проектным и фактическим профилями скважины

$$\Delta S = 188,3 - 127,4 = 60,9 \text{ м}.$$

По формуле (13.61) рассчитываем величину среднего зенитного угла между точками  $A$  и  $C$

$$\theta_{\text{ср1}} = (8,02 + 13,10) / 2 = 10,56^\circ.$$

По формуле (13.62)

$$AC = 500 / \cos 10,56^\circ = 508,6 \text{ м}.$$

По формуле (13.63)

$$AD = \sqrt{60,9^2 + 508,6^2 - 2 \cdot 60,9 \cdot 508,6 \cdot \cos(90^\circ + 10,56^\circ)} = 523 \text{ м}.$$

По формуле (13.64)

$$\Delta\theta_1 = \arcsin \left[ \frac{60,9 \cdot \sin(90^\circ + 10,56^\circ)}{523} \right] = 6,57^\circ.$$

По формуле (13.65) определяем необходимый угол искусственного искривления скважины  $\Delta\theta_{\text{н1}}$  в точке  $A$

$$\Delta\theta_{\text{н1}} = 6,57^\circ - \frac{0,01 \cdot 523}{2} = 3,96^\circ.$$

По формуле (13.66) находим необходимое число циклов искусственного искривления при  $\Delta\varphi = 1,5^\circ/\text{цикл}$

$$n = 3,96 / 1,5 = 2,7 \approx 3 \text{ цикла}.$$

## Список литературы

1. Инструкция по предупреждению искривления вертикальных скважин. РД39-0148052-514-86 М.: ВНИИБТ, 1986.
2. Иогансен К.Б. Спутник буровика М., Недра, 1990
3. Калинин А.Г. Искривление скважин. М., Недра, 1974
4. Калинин А.Г., Ошкордин О.В., Питерский В.М., Соловьев Н.В. Разведочное бурение. Учебник для вузов. М., ООО, Недра, 2000
5. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые./под ред. А.Г.Калинина М.Недра, 2001
6. Калинин А.Г. Никитин Б.А., Солодкий К.М. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. Справочник М. «Недра», 1997.
7. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Повалихин А.С. Профили направленных скважин и компоновки низа бурительных колонн. – М.: Недра, 1995.
8. Зиненко В.П. Направленное бурение. Учебное пособие для вузов. М., Недра, 1990
9. Зиненко В.П., Неплевский М.О. Направленное бурение. Учебное пособие М., МГТРУ, 2003.
10. Лиманов Е.Л., Страбыкин И.Н., Елизаров М.И. Направленное бурение разведочных скважин. М., Недра, 1978.
11. Морозов Ю.Т. Методика и техника направленного бурения скважин на твердые полезные ископаемые. Л., Недра, 1987.
12. Пинчук Н.П., Кудря В.А., Мельничук И.П. Методы повышения эффективности бурения геологоразведочных скважин. М., ЗАО «Геоинформмарк», 2000.
13. Сулакшин С.С. Направленное бурение. Учебн. для вузов. М.: Недра, 1987.
14. Сулакшин С.С., Кривошеев В.В., Рязанов В.И. Решение геолого-технических задач при направленном бурении скважин. Справочное пособие. М.: Недра, 1989.



## 14. Гидравлические расчеты при промывке скважины

### 14.1. Расчет необходимого расхода бурового раствора

Для полной очистки забоя от разрушенной породы и выноса ее на поверхность расхода бурового раствора (подача насосов)  $Q$  должен обеспечивать такую скорость восходящего потока  $v_в$  (в м/с), которая превышает скорость падения твердых частиц  $u$  (в м/с) при отсутствии движения жидкости под влиянием силы тяжести на величину желаемой скорости подъема  $w$ , т.е.

$$v_в = u + w. \quad (14.1)$$

В переходном и турбулентном режимах обтекания частицы (в м/с) вычисляется по формуле Риттингера.

$$u = k \sqrt{\frac{d_ч(\rho_n - \rho_{б.р})}{\rho_{б.р}}}, \quad (14.2)$$

где ( $k = \sqrt{4g/3k_c}$  - постоянная Риттингера;  $k_c$  - коэффициент сопротивления движению, зависящий от конфигурации частицы, скорости ее обтекания и других факторов, для шара в среднем  $k_c \approx 0,4$ );  $d_ч$  - диаметр самой крупной частицы, остающейся во взвешенном состоянии, определяемый по формуле [15]

$$d_ч = \frac{6\tau_0 k_d}{g(\rho_n - \rho_{б.р})}, \quad (14.3)$$

где  $\tau_0$  - динамическое напряжение сдвига, Па;  $k_d$  - экспериментальный коэффициент, значения которого зависят от диаметра (рис.14.1).

На практике в формулу (14.3.) вместо  $\tau_0$  часто подставляют СНС ( $\theta$ ), так как многие буровые растворы не подчиняются модели вязкопластичной жидкости во всей области и изменения градиентов скоростей.

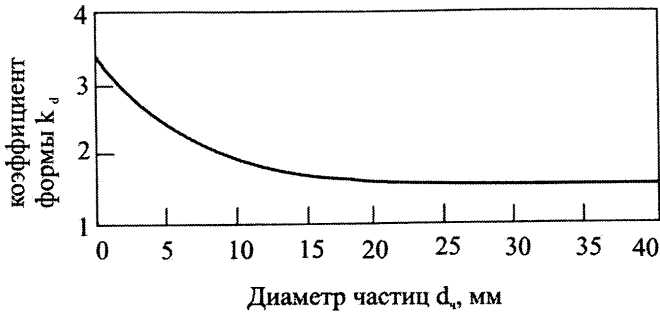


Рис.14.1.  
Значения коэффициента формы  $k_d$ , введенного Р.И.Шищенко

Для частиц неправильной формы используется эквивалентный диаметр сферы,

$$d_s = \sqrt[3]{6V_q / \pi} \quad (14.4)$$

где  $V_q = \pi d_q^3 / 6$ .

Для определения расчетного диаметра частиц породы, выбуриваемых шарошечным долотом можно воспользоваться выражением

$$d_q = 0,56\sqrt{(l-b)h}, \quad (14.5)$$

где  $l$  – максимальный шаг зубьев в плоскости забоя;  $b$  – ширина зубьев в плоскости забоя;  $h$  – высота зубьев.

При наличии обломков породы со стенок скважины в качестве расчетного диаметра  $d_q$  можно принять величину кольцевого зазора между стенкой скважины и муфтой бурильных труб [9].

При использовании алмазных долот частицы выбуренной породы сравнительно мелкие и их вынос на поверхность не вызывает затруднений.

Значение  $k = \sqrt{4g / 3k_c}$  можно определить из графика (рис.14.2) в зависимости от параметра

$$a = d_q / d_0, \quad (14.6)$$

где  $d_0$  – диаметр наибольшей частицы, оставшейся во взвешенном состоянии.

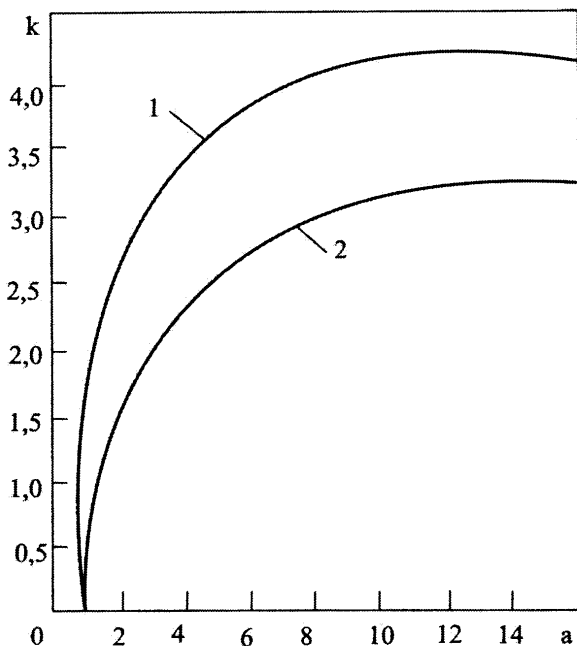


Рис.14.2.  
Изменение коэффициента  $k$  в формуле Риттингера, по Р.И.Шищенко:  
1 - сфера; 2 - плоская частица.

При  $a < 3$  режим обтекания частицы ламинарный; при  $3 \leq a \leq 7$  - переходный и при  $a > 7$  - турбулентный. Для частиц бурового шлама скорость проскальзывания принимается равной 0,3-0,4 аналогичной скорости для сферы.

При ламинарном режиме

$$u = \frac{\tau_0 d_v}{\eta} \psi(a), \quad (14.7)$$

где  $\eta$  - пластическая вязкость, Па·с;  $\psi(a)$  - экспериментальная функция, график которой приведен на рис.14.3.

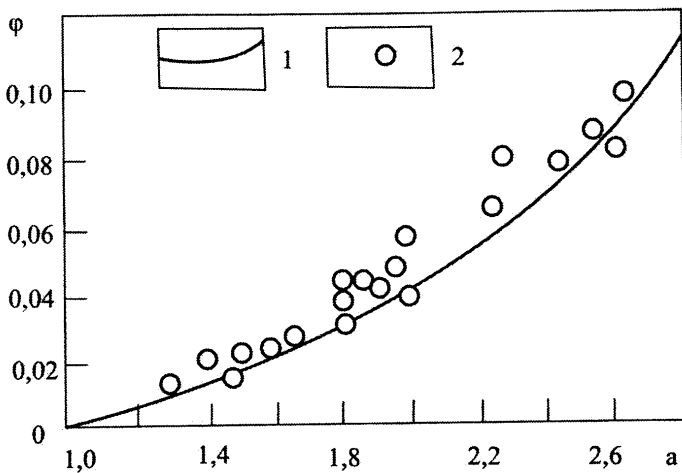


Рис.14.3.

Изменение функции  $\psi(a)$ , введенной Р.И.Шищенко:

1, 2 – теоретические и экспериментальные данные соответственно

Требуемую скорость подъема частиц шлама  $w$  можно определить из выражения

$$w = \frac{D_c^2}{D_c^2 - d^2} \cdot \frac{v_m}{V_{т.ч}}, \quad (14.8)$$

где  $D_c$  – диаметр скважины;  $d$  – наружный диаметр бурильных труб;  $v_m$  – скорость проходки;  $V_{т.ч}$  – объемная доля твердых частиц.

Допускаемая максимальная доля объема шлама, при превышении которой возникает опасность образования сальников и прихватов, в практических расчетах принимается  $V_{т.ч}=5\%$  (уменьшается до 2 %, если буровым раствором служит вода или другие легкие жидкости пониженной вязкости).

Для практических расчетов скорость выноса частицы  $w$  принимается равной  $(0,1 \div 0,3)u$  и тем больше, чем глубже скважина и выше  $v_m$ .

Определив скорость  $v_b$ , необходимую для транспортирования шлама к устью скважины, можно вычислить требуемый расход бурового раствора (в  $m^3/c$ ), обеспечивающий вынос частиц разбуриваемой породы

$$Q \geq S_{к.п} \cdot v_с = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d^2) v_с, \quad (14.8,а)$$

где  $S_{к.п}$  – площадь сечения кольцевого пространства между стенками скважины и бурильных труб, м<sup>2</sup>.

Полученное по формуле (14.8,а) значение  $Q$  уточняется проверкой условия, обеспечивающего очистку забоя скважины от шлама [8]

$$Q \geq a \frac{\pi}{4} D_c^2, \quad (14.8,б)$$

где  $a=0,35 \div 0,5$  м/с при роторном способе и бурении электробурами;  $a=0,5 \div 0,7$  м/с при бурении гидравлическими забойными двигателями.

Если форма частиц шлама близка к правильному многограннику, то минимально необходимое значение расхода  $Q_{min}$  (в м<sup>3</sup>/с) при ламинарном режиме течения бурового раствора, обеспечивающее качественную очистку ствола скважины, можно определить из выражения [11]

$$Q_{min} = \frac{3,5\pi\eta(D_c + d)}{4\rho_{б,р}} \left( \frac{D_c - d}{l_ч} Re_ч - \frac{He_ч}{100} \right), \quad (14.10)$$

где  $\eta$  – пластическая (или структурная) вязкость, Па·с;  $l_ч$  – характерный размер частицы шлама, м;  $Re_ч$  – число (параметр) Рейнольдса, характеризующее режим обтекания частицы средой,

$$Re_ч = Ar_ч / (18 / a_1 + 0,61\sqrt{Ar_ч} / a_2); \quad (14.11)$$

$He_ч$  – число Хедстрема для кольцевого сечения,

$$He_ч = \tau_0 \rho_{б,р} (D_c - d)^2 / \eta^2; \quad (14.12)$$

$$Ar_ч = Ar - 6He_ч; \quad (14.13)$$

$$a_1 = 1 - \frac{2l_ч}{D_c - d} + 0,42 \left( \frac{2l_ч}{D_c - d} \right)^3; \quad (14.14)$$

$$a_2 = 0,7(0,5 + \delta / d_c) - 0,64 \frac{l_c}{D_c - d}; \quad (14.15)$$

$Ar$  – параметр Архимеда;  $He_c$  – параметры Хедстрема для частицы;  $a_1$  – коэффициент влияния формы частицы и стенок канала при ламинарном обтекании;  $a_2$  – коэффициент влияния формы и стенок канала при турбулентном обтекании;  $\delta, d_c$  – соответственно высота и диаметр частицы (если форма частиц близка к правильному многограннику, то  $\delta/d_c=1$ ).

Параметр Архимеда

$$Ar = g \rho_{\sigma.p} l_c^3 (\rho_c - \rho_{\sigma.p}) / \eta^2, \quad (14.16)$$

$$He_c = \tau_0 \rho_{\sigma.p} l_c^2 / \eta^2. \quad (14.17)$$

Параметр  $Re_c$ , вычисленный по формуле (14.11), сравнивается с критическим параметром

$$N_{Re} = \frac{l_c}{D_c - d} \left( \frac{Re_{kp}}{3,5} + \frac{He_c}{100} \right), \quad (14.18)$$

где  $Re_{kp}$  – критическое значение параметра Рейнольдса, которое при  $Re_{kp}^* = 1600$  вычисляется по формуле

$$Re_{kp} = 800 \left( 1 + \sqrt{1 + 3 \cdot 10^{-4} He_c} \right). \quad (14.19)$$

Если  $Re_c < N_{Re}$ , то качественная очистка ствола скважины возможна при ламинарном режиме течения бурового раствора в затрубном пространстве скважины.

**Примет 14.1.** Вычислить скорость падения сферической частицы бурового шлама диаметром  $d_c = 10$  мм, плотностью  $\rho_c = 2550$  кг/м<sup>3</sup> в буровом растворе, имеющем следующие характеристики:  $\rho_{\sigma.p} = 1280$  кг/м<sup>3</sup>;  $\eta = 18$  МПа·с;  $\tau_0 = 5$  Па.

**Решение.** По графику на рис. 14.1 находим  $k_d = 2$ , тогда по формуле (14.3)

$$d_v = \frac{6 \cdot 25}{9,81(2550 - 1280)} = 4,8 \text{ мм.}$$

Из выражения (14.6)

$$\alpha = 10/4,8 \approx 2,1.$$

Поскольку  $2,1 < 3$ , режим обтекания ламинарный. Из графика на рис.14.3 найдем  $\psi(\alpha) = 0,05$ . Скорость падения частицы по уравнению (14.7)

$$u = \frac{5 \cdot 10 \cdot 10^{-3}}{18 \cdot 10^{-3}} 0,05 \approx 0,138 \text{ м/с.}$$

Для плоских частиц согласно графику (см. рис.14.2) коэффициент формы частицы  $\sqrt{4g / 3k_c} = 1,5$ . Тогда по формуле (14.2)

$$u = 1,5 \sqrt{\frac{10 \cdot 10^{-3} (2550 - 1280)}{1280}} = 0,149 \text{ м/с.}$$

Полученные значения величины  $u$  достаточно близки.

Пример 14.2. Для условий примера 14.1, приняв  $u = 0,149$  м/с и  $V_{т.ч} = 5\%$ , определить требуемую скорость подъема шлама и необходимую скорость восходящего потока бурового раствора, если  $D_c = 215$  мм;  $d = 127$  мм;  $v_m = 5,5$  м/ч.

Решение. Из выражения (14.8)

$$w = \frac{0,215^2}{0,215^2 - 0,127^2} \frac{5,5}{3600 \cdot 0,05} = 0,047 \text{ м/с.}$$

Если принять  $w = 0,3u$ , то  $w = 0,3 \cdot 0,149 = 0,0447$  м/с, что очень близко к полученному значению.

Необходимая скорость восходящего потока бурового раствора

$$v_b = 1,3 \cdot 0,149 + 0,047 = 0,24 \text{ м/с.}$$

Пример 14.3. Вычислить требуемый расход бурового раствора, воспользовавшись условием и решением примера 14.9

Решение. По формуле (14.8а)

$$Q = \frac{3,14}{4} (0,215^2 - 0,127^2) 0,24 = 0,0057 \text{ м}^3/\text{с}, \text{ или } 5,7 \text{ л/с}.$$

Пример 14.4. Определить минимальный расход бурового раствора при следующих исходных данных [11]:  $D_c=190$  мм;  $d=114$  мм; параметры раствора:  $\rho_{6,p}=1300$  кг/м<sup>3</sup>;  $\tau_0=4$  Па;  $\eta=0,02$  Па·с; характерный размер частиц шлама  $l_q=0,01$ ; форма частиц близка к правильному многограннику (т.е.  $\delta/d_q \approx 1$ ); плотность частицы  $\rho_q=2300$  кг/м<sup>3</sup>.

Решение. Параметры  $Ar$  и  $He_q$  по формулам (14.16) и (14.17)

$$Ar = \frac{9,81 \cdot 1300 \cdot 0,01^3 (2300 - 1300)}{0,02^2} = 3,2 \cdot 10^4;$$

$$He_q = \frac{4 \cdot 1300 \cdot 0,01^2}{0,02^2} = 1300.$$

Определяются величины, входящие в выражение (14.11) [см. формулы (14.13), (14.14) и (14.15)]:

$$Ar_* = 3,2 \cdot 10^4 - 7800 = 2,4 \cdot 10^4;$$

$$a_1 = 1 - \frac{2 \cdot 0,01}{0,190 - 0,114} + 0,42 \left( \frac{2 \cdot 0,01}{0,190 - 0,114} \right)^3 = 0,744;$$

$$a_2 = 0,7(0,5 + 1) - 0,64 \frac{0,01}{0,076} = 0,97;$$

$$Re_q = \frac{2,4 \cdot 10^4}{18 | 0,744 + (0,61 / 0,97) \sqrt{2,4 \cdot 10^4}} = 197.$$

Параметр Хедстрема для кольцевого сечения по формуле (14.12)



$$He_k = \frac{4 \cdot 1300(0,190 - 0,114)^2}{0,02^2} = 7,5 \cdot 10^4.$$

Критическое значение параметра Рейнольдса и критический параметр  $N_{Re}$  [см. формулы (14.19), и (14.18)]:

$$Re_{sp} = 800 \left( 1 + \sqrt{1 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 7,5 \cdot 10^4} \right) = 4680,$$

$$N_{Re} = \frac{0,01}{0,190 - 0,114} \left( \frac{4680}{3,5} + \frac{7,5 \cdot 10^4}{100} \right) = 211$$

(197 < 211).

По формуле (14.10)

$$Q_{min} = \frac{3,5 \cdot 3,14 \cdot 0,02(0,190 + 0,114)}{4 \cdot 1300} \times \left( \frac{0,190 - 0,114}{0,01} \cdot 197 - \frac{7,5 \cdot 10^4}{100} \right) =$$

$$= 0,01 \text{ м}^3/\text{с}, \text{ или } 10 \text{ л/с}.$$

Скорость течения бурового раствора в затрубном пространстве составит

$$v = 0,01 / 0,018 = 0,55 \text{ м/с}.$$

## 14.2. Расчет гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе

Давление, развиваемое буровым насосом, должно быть больше или равно потерям давления на преодоление гидравлических сопротивлений и гидростатических сил в циркуляционной системе скважины при прокачивании жидкости с заданным расходом  $Q$  (в МПа)

$$\Delta p = k_3(p_1 + p_2 + p_3 + p_4 + p_5), \quad (14.20)$$

где  $k_3$  – коэффициент, учитывающий необходимость запаса давления на преодоление дополнительных сопротивлений при зашламовании скважин, образовании сальников и др. ( $k_3 = 1,3 \div 1,5$ ),  $p_1$  – потери давления в бурильных и утяжеленных трубах, в ведущей трубе, сальнике, шланге и

в поверхностной нагнетательной линии;  $p_2$  – потери давления на преодоление местных сопротивлений в соединениях бурильной колонны;  $p_3$  – потери давления в кольцевом канале скважины;  $p_4$  – потери давления на преодоление сопротивлений в долоте или колонковом наборе;  $p_5$  – перепад давления в гидроударнике турбобура.

Рекомендуется [4, 8] в уравнении баланса давления (14.20) также учитывать давление на преодоление гидростатических сил, обусловленных разностью между гидростатическими давлениями столбов жидкости в кольцевом пространстве и трубах ( $p_6$ ).

14.2.1. Последовательность расчета потерь давления при бурении геологоразведочных скважин [4, 6]. Давление на преодоление гидравлических сопротивлений при движении жидкости в бурильных трубах, УБТ и в наземной обвязке рассчитывается по формуле Дарси-Вейсбаха

$$\Delta p = \lambda \frac{v^2 \rho}{2D_3} l, \quad (14.21)$$

где  $\lambda$  – безразмерный коэффициент гидравлического сопротивления;  $v$  – средняя по сечению канала потока объемная скорость движения жидкости, м/с;  $\rho$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $l$  – длина канала потока, м;  $D_3$  – эквивалентный диаметр канала потока (для бурильных труб  $D_3 = d_1$ , где  $d_1$  – внутренний диаметр труб; для кольцевого канала скважины  $D_3 = D_c - d_2$ , где  $d_2$  – наружный диаметр бурильной трубы,  $D_c$  – диаметр скважины, м).

Для одновременного определения потерь давления в бурильных и утяжеленных бурильных трубах (УБТ), в ведущей трубе, сальнике, шланге, поверхностной нагнетательной линии удобнее воспользоваться формулой

$$p_1 = \lambda \frac{v^2 \rho}{2d_1} (l + l_s), \quad (14.22)$$

где все величины относятся к внутреннему каналу бурильных труб  $d_1$ , а  $l_s$  – эквивалентная длина бурильных труб, потери давления на которой приравниваются к потерям давления в УБТ, ведущей трубе, сальнике и т.д., м.

Наиболее сложным и ответственным при гидравлических расчетах является определение значений  $\lambda$  для конкретных условий. Коэффициент гидравлических сопротивлений зависит от свойств жидкостной среды, скорости ее движения, сечения канала, шероховатости стенок. Од-

нако, до настоящего времени не найдено единой зависимости для аналитического вычисления  $\lambda$  с учетом перечисленных факторов.

При промывке скважины водой или другими маловязкими (ньютоновскими) жидкостями значение коэффициента  $\lambda_1$  с достаточной точностью можно найти по приближенной формуле А.Д.Альтшуля

$$\lambda_1 = 0,1 \left( \frac{1,46 K_m}{D_3} + \frac{100}{Re} \right)^{0,25}, \quad (14.23)$$

где  $K_m$  – эквивалентная шероховатость стенок трубопровода, м (для новых стальных цельнокатаных труб  $K_m=(0,02-0,07) \cdot 10^{-3}$  м, для стальных труб бывших в употреблении  $K_m=(0,2-0,5) \cdot 10^{-3}$  м и для старых сильно корродированных труб  $K_m=1,0 \cdot 10^{-3}$  м);  $D_3$  – эквивалентный диаметр канала потока, м (для внутреннего канала бурильных труб  $D_3=d_1$ ;  $Re$  – параметр Рейнольдса, рассчитываемый по следующей формуле:

$$Re = \frac{v D_3}{\nu}. \quad (14.24)$$

При промывке скважины глинистыми растворами или другими структурными жидкостями режим движения потока характеризуется обобщенным параметром Рейнольдса:

$$Re' = \frac{v D_3 \rho}{\eta'}, \quad (14.25)$$

где  $\eta'$  – эффективная вязкость глинистого раствора, определяемая по формуле:

$$\eta' = \eta + 0,17 \frac{\tau_0 D_3}{v}, \quad (14.26)$$

где  $\eta$  – коэффициент структурной вязкости;  $\tau_0$  – динамическое напряжение сдвига. При расчетах в системе СИ можно для нормальных глинистых растворов принимать значения этих величин в пределах  $\eta=5 \cdot 10^3 \div 2 \cdot 10^2$  Па·с;  $\tau_0=2 \div 10$  Па и тем больше, чем выше их условная вязкость.

При значениях  $R^* < 2000-3000$  отмечается структурный режим движения. Коэффициент сопротивления  $\lambda$  в этом случае определяется по формуле Стокса

$$\lambda_1 = \frac{64}{Re'}. \quad (14.27)$$

При значениях  $Re' > 2000 \div 3000$  величина коэффициента  $\lambda_1$  рассчитывается по формуле Р.И.Шищенко:

$$\lambda_1 = \frac{0,075}{\sqrt[8]{Re'}}. \quad (14.28)$$

При значениях  $Re' > 5000$  можно считать  $\lambda_1 = \text{const}$  и значение коэффициента принимать равным 0,02.

Эквивалентная длина  $l_2$  бурильных труб определяется из соотношения

$$l_2 = d_1^5 \left( \frac{l_{УБТ}}{d_{УБТ}} + \frac{l_{ш}}{d_{ш}} + \frac{l_в}{d_в} + \frac{l_c}{d_c} + \dots \right), \quad (14.29)$$

где  $l_{УБТ}$ ,  $l_{ш}$ ,  $l_в$ ,  $l_c$  – длины соответственно УБТ, нагнетательного шланга, ведущей трубы, вертлюга – сальника и т.д., м.;  $d_{УБТ}$ ,  $d_{ш}$ ,  $d_в$ ,  $d_c$  – внутренние диаметры соответственно УБТ, нагнетательного шланга, ведущей трубы, канала в вертлюге-сальнике, м.

Потери давления на гидравлические сопротивления при движении бурового раствора в соединениях бурильной колонны обычно определяют по формуле

$$p_2 = \zeta \frac{v_1^2 \rho}{2} n \cdot 10^{-6}, \quad (14.30)$$

где  $v_1$  – средняя скорость течения в трубе за местным сопротивлением – м/с;  $n$  – число однотипных соединений в колонне;  $\zeta$  – безразмерный коэффициент местного сопротивления, рассчитываемый по формуле Б.С.Филатова:

$$\zeta = a \left[ \left( \frac{d_1}{d_0} \right)^2 - 1 \right]^2, \quad (14.31)$$

где  $a$  – опытный коэффициент, учитывающий особенности конфигурации местного сопротивления; для труб муфтово-замкового соединения  $a \approx 2$ , для – ниппельного  $a \approx 1,5$ ;

$d_0$  – диаметр наименьшего проходного сечения в соединении, м.

Давление на преодоление гидравлических сопротивлений при движении жидкости в кольцевом пространстве может быть приближенно рассчитано по следующей формуле:

$$P_3 = \lambda_{к.п.} \frac{v^2 \rho'}{2D_{c-d}} l \cdot 10^{-6}, \quad (14.32)$$

где  $v$  – скорость восходящего потока промывочной жидкости, м/с;  $\rho'$  – средняя плотность жидкости, обогатенной шламом, кг/м<sup>3</sup>; для осуществления качественной очистки забоя плотность жидкости в восходящем потоке не должна быть выше плотности в нисходящем потоке более чем на 3%;  $l$  – длина скважины, м;  $\lambda_{к.п.}$  – безразмерный коэффициент гидравлического сопротивления в кольцевом пространстве.

Для правильной оценки диаметра скважины при расчете  $p_3$  можно воспользоваться приведенными ниже данными возможных значений приращений диаметров ствола скважины при геологоразведочном бурении [4,12]:

Категория пород по буримости (вращательное механическое бурение)	XII	XI	X	IX	УШ	УП- УІ
Приращение диаметров скважины, мм	0-1	1-2	2-3	3-5	4-10	10-30

При промывке скважины водой и другими маловязкими жидкостями коэффициент  $\lambda_{к.п.}$  может быть рассчитан по формуле Блазиуса:

$$\lambda_{к.п.} = \frac{0,3164}{\sqrt[5]{Re'_{к.п.}}}, \quad (14.33)$$

где  $Re'_{к.п.} = \frac{vD_3}{\nu}$ ,  $D_3$  – эквивалентный диаметр канала потока, в этом случае равный  $D_{c-d}$ , м;  $d$  – наружный диаметр бурильных труб, м.

При промывке скважин глинистым раствором или другими структурными жидкостями  $\lambda_{к.п.}$  рассчитывается по формуле Р.И. Шищенко, справедливой в интервале  $Re'_{к.п.} = 1200 \div 10000$ .

$$\lambda_{\text{к.п.}} = \frac{0,075}{\sqrt[3]{Re'_{\text{к.п.}}}}. \quad (14.34)$$

При малых значениях  $Re'_{\text{к.п.}} < 1200$  для расчета  $\lambda_{\text{к.п.}}$  можно воспользоваться формулой Е.М.Соловьева

$$\lambda_{\text{к.п.}} = \frac{14,6}{(Re'_{\text{к.п.}})^{0,9}}. \quad (14.35)$$

При  $Re' \geq 50\,000$  для глинистого раствора рекомендуется принимать коэффициент сопротивления постоянным и равным 0,02.

Потери давления в колонковом наборе (или долоте) зависят от его конфигурации и степени изношенности, длины и степени разрушения керна в колонковой трубе, количества и качества промывочной жидкости. Часть этих факторов меняется в течение рейса, поэтому рекомендуется принимать [4]  $p_4 = 0,25 \div 0,5$  МПа. Большие значения потерь давления берутся для больших расходов жидкости.

Перепад давления в гидродарнике (или малогабаритном турбобуре)  $p_5$  принимается в соответствии с технической характеристикой забойного механизма.

При учете разности между гидростатическими давлениями столбов жидкости в кольцевом пространстве и бурильных трубах потери давления ( $p_6$ ) определяют по формуле

$$p_6 = 10^6 l (\gamma_{\text{ж.в.}} - \gamma_{\text{ж.н.}}), \quad (14.36)$$

где  $\gamma_{\text{ж.в.}}$  и  $\gamma_{\text{ж.н.}}$  – соответственно удельные веса жидкости в кольцевом пространстве и в бурильных трубах, Н/м<sup>3</sup>.

При высокочастотном алмазном бурении на коэффициент  $\lambda_{\text{к.п.}}$  оказывает влияние окружная скорость вращения бурильной колонны. Для бурения с промывкой водой, полимерными растворами, водомасляными эмульсиями, водными растворами  $NaCl$  и  $CaCl_2$  предложена следующая формула [3].

$$\lambda_{\text{к.п.}} = \lambda \left[ 1 + 0,45 \left( \frac{\omega}{v} \right)^2 \right]^{0,5}, \quad (14.37)$$

где  $\omega$  – окружная скорость вращения поверхности колонны бурильных

труб, м/с;  $\omega = \frac{\pi dn}{60}$ ,  $n$  – частота вращения колонны бурильных труб,

мин<sup>-1</sup>;  $\lambda$  – коэффициент гидравлических сопротивлений при отсутствии вращения колонны, в данном случае вычисляемый по видоизмененной формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0,09 \left( \frac{K_w}{D_s} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} \quad (14.38)$$

Здесь коэффициент эквивалентной шероховатости для алмазного бурения стальными трубами принимается равным  $0,03 \cdot 10^{-3}$  м.

Пример 14.5. Рассчитать потери давления в циркуляционной системе при следующих условиях: глубина скважины 880 м; подача насоса НБ-160/6,3 –  $Q=35,4$  л/мин; плотность промывочной жидкости  $\rho=1050$  кг/м<sup>3</sup>; бурильные трубы – ЛБТН-54; диаметр наименьшего проходного сечения в соединениях  $d_0=0,036$  м.

Решение: Средняя скорость течения промывочной жидкости в трубах:

$$v_1 = \frac{0,0354}{60 \cdot 0,785 \cdot 0,036^2} = 0,59 \text{ м/с.}$$

Обобщенный параметр Рейнольдса определяется по формуле (14.25)

Примем для заданных условий  $\eta=9,9 \cdot 10^{-3}$  Па·с,  $\tau_0=4,4$  Па (см. формулу [14.26])

$$\eta' = 9,9 \cdot 10^{-3} + 0,17 \frac{4,4 \cdot 0,036}{0,59} = 5,5 \cdot 10^{-2},$$

где  $D_s = d = 0,036$  м.

$$\text{Тогда } Re' = \frac{0,59 \cdot 0,036 \cdot 1050}{5,5 \cdot 10^{-2}} = 402.$$

Так как  $Re' < 2000-3000$  величина  $\lambda_1$  рассчитывается по формуле Стокса (14.27)

$$\lambda_1 = \frac{64}{402} = 0,16.$$

Для труб Д16Т [4]

$$\lambda_{1a} = (0,85 \div 0,9) \lambda_1 = 0,85 \cdot 0,16 = 0,136$$

по формуле (14.22)

$$p_1 = 0,136 \cdot \frac{0,59^2 \cdot 1050}{2 \cdot 0,036} = 7 \cdot 10^{-4} \text{ МПа,}$$

т.е. пренебрежимо малы.

По формуле (14.31) при  $\alpha=1,5$ ;  $d=0,022\text{м}$

$$\xi = 1,5 \left[ \left( \frac{0,036}{0,022} \right)^2 - 1 \right]^2 = 4,2;$$

$$n_1 = \frac{880}{4,5} = 195$$

$$P_2 = 4,2 \frac{0,59^2 \cdot 1050}{2} \cdot 195 \cdot 10^{-6} = 0,15 .$$

Примем  $D_c=64\text{мм}$ , следовательно  $D_s=0,064-0,054=0,01$

$$v_2 = \frac{0,0354}{60 \cdot 1,2 \cdot 10^{-3}} = 0,49 \text{ м/с,}$$

где  $S=0,785 \cdot (0,064^2 - 0,054^2) = 1,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$

$$Re' = \frac{v_2 D_s \rho}{\eta'} = \frac{0,49 \cdot 0,01 \cdot 1050}{5,5 \cdot 10^{-2}} = 92;$$

$$\omega = \frac{3,14 \cdot 0,054 \cdot 700}{60} = 1,98 \text{ м/с.}$$

Для новых труб ЛБТ среднее значение  $K_m=0,025$  [4]



$$\lambda = 0,09 \left( \frac{0,025}{0,01} + \frac{68}{92} \right)^{0,25} = 0,12;$$

$$\lambda_{к.л.} = 0,12 \left[ 1 + 0,45 \left( \frac{1,98}{0,49} \right)^2 \right]^{0,5} = 0,34;$$

$$P_3 = 0,34 \cdot \frac{0,49 \cdot 1050}{2 \cdot 0,01} \cdot 880 \cdot 10^{-6} = 3,77 \text{ МПа}$$

Принимаем  $P_4=0,35$  МПа;  $P_5=0,17$  МПа.

Суммарные потери давления с учетом коэффициента запаса  $k=1,3$  составят

$$P_{\Sigma}=1,3 \cdot (0,15+3,77+0,35+0,17)=5,77 \text{ МПа}$$

Расчет показал пригодность бурового насоса НБ-160/6,3 для бурения проектируемой скважины.

14.2.2. Последовательность расчета потерь давления при бурении на нефть и газ. При турбулентном режиме течения в бурительных трубах и УБТ гидравлические потери (в Па) вычисляются по формуле Дарси-Вейсбаха

$$P_m = \lambda_m \rho_{б.р} \frac{l \bar{v}^2}{d_1^2}; \quad (14.39)$$

при ламинарном режиме течения вязкопластичной жидкости

$$P_m = 4\tau_0 l / \beta d_1, \quad (14.40)$$

а вязкой жидкости по формуле (11.20) при

$$\lambda_m = 64 / Re. \quad (14.41)$$

Здесь  $\lambda_{\tau}$  – коэффициент гидравлических сопротивлений труб;  $l$  – длина труб, м;  $\bar{v}$  – средняя скорость течения раствора м/с;  $d_1$  – внутрен-

ний диаметр труб, м;  $\beta$  – безразмерный коэффициент, определяемый по кривым рис.14.4 в зависимости от числа Сен-Венана - Ильюшина (Sen),

$$Sen = \tau_0 d / (\eta \bar{v}), \quad (14.42)$$

$$Re = \bar{v} d \rho_{\sigma, p} / \eta. \quad (14.43)$$

При расчете гидравлических потерь в кольцевом пространстве:  
при турбулентном режиме

$$p_k = \lambda_{\kappa} \rho_{\sigma, p} \frac{l_{\kappa}}{\bar{D}_c - d} \frac{\bar{v}^2}{2}; \quad (14.44)$$

при ламинарном течении вязкопластичной жидкости

$$p_k = \frac{4\tau_0 l_{\kappa}}{\beta_{\kappa} (\bar{D}_c - d)}; \quad (14.45)$$

при ламинарном течении вязкой жидкости  $p_c$  определяться по формуле (11.25) при

$$\lambda_{\kappa} = \frac{64 \left(1 - \frac{d}{\bar{D}_c}\right)^2}{Re_{\kappa} \left[ \left(1 + \frac{d}{\bar{D}_c}\right)^2 + \frac{1 - (d/\bar{D}_c)^2}{\ln(d/\bar{D}_c)} \right]}. \quad (14.46)$$

В выражениях (14.44)-(14.46)  $\lambda_{\kappa}$  – коэффициент гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве;  $l_{\kappa}$  – длина участка кольцевого пространства с диаметральной зазором  $\bar{D}_c - d$ , м;  $\bar{D}_c$  – средний диаметр рассматриваемого участка скважины, м;  $d$  – наружный диаметр бурильной колонны, м;  $\beta_{\kappa}$  – безразмерный коэффициент, определяемый по кривым рис.14.4 для кольцевого пространства;  $Re_{\kappa}$  – число Рейнольдса для кольцевого пространства.

Числа Сен-Венана и Рейнольдса для кольцевого пространства

$$Sen_k = \tau_0 (\bar{D}_c - d) / \eta \bar{v}_k; \quad (14.47)$$

$$Re_k = \bar{v}_k (\bar{D}_c - d) \rho_{\sigma, p} / \eta. \quad (14.48)$$

Гидравлические потери при турбулентном течении можно рассчитать по формуле (14.39), если  $\lambda$  вычислить по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \psi / Re^{0,25}, \quad (14.49)$$

где  $\psi = 0,3164$  – для труб круглого поперечного сечения;  $\psi = 0,339$  – для кольцевого пространства;  $\lambda$  для ЛБТ на 10-15% меньше, чем для стальных труб.

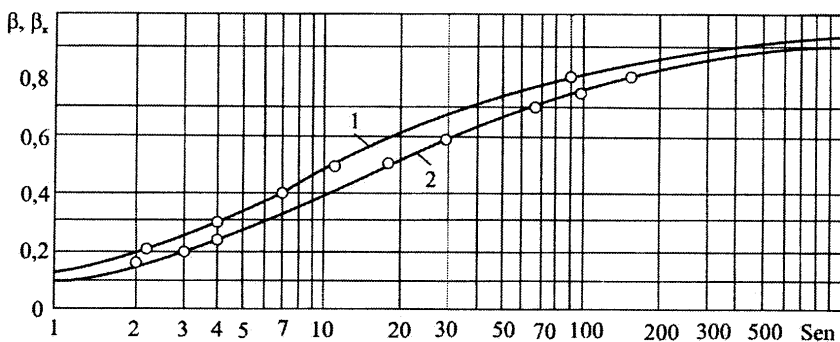


Рис.14.4.

Зависимость безразмерного коэффициента  $\beta_k$  от числа Сен-Венана –Ильюшина:  
1 – для труб; 2 – для соосного кольцевого пространства

Потери давления при течении раствора в бурильных замках приближенно можно рассчитать по формуле Борда – Карно

$$P_{\delta,з} = \zeta \rho_{\sigma, p} i_{\delta,з} \frac{\bar{v}_2^2}{2}, \quad (14.50)$$

а в сужениях кольцевого пространства бурильными замками

$$P_{\delta,з} = \zeta_k \rho_{\sigma, p} i_{\delta,з} \frac{\bar{v}_k^2}{2}, \quad (14.51)$$

где  $i_{\delta,з}$  – число бурильных замков в рассматриваемом участке.

Коэффициенты местных сопротивлений бурильного замка ЗН и ЗШ соответственно

$$\left. \begin{aligned} \zeta_n &= (d/d_{min})^4 + (d/d_{б.з.н})^4 \\ \zeta_{ш} &= (d/d_{min})^4; \end{aligned} \right\} \quad (14.52)$$

$d_{min}$  – минимальный диаметр проходного канала высаженного внутрь конца трубы, м;  $d_{б.з.н}$  – наименьший диаметр проходного канала бурильного замка, м.

Коэффициент местных сопротивлений сужения кольцевого пространства бурильным замком

$$\zeta_k = 2 \left( \frac{D_c^2 - d_n^2}{D_c^2 - d_3^2} - 1 \right)^2 \quad (14.53)$$

В других элементах циркуляционной системы кроме долотных насадок и ГЗД

$$P_{ц.с} = \sum a_i \rho_{б.р} Q^2, \quad (14.54)$$

где  $a_i$  – коэффициент сопротивлений элемента циркуляционной системы,  $m^4$ , значения которого можно найти в табл. 11.1 справочного пособия [1].

Смене ламинарного режима турбулентным соответствует критическое значение числа Рейнольдса:

$$Re_{кр} = 7,3 He^{0,58} + 2100, \quad (14.55)$$

где  $He$  – число Хедстрема,

$$He = Re Sen = \tau_0 \rho_{б.р} d^2 / \eta^2, \quad (14.56)$$

в кольцевом пространстве

$$He_k = \tau_0 \rho_{б.р} (\bar{D}_c - d_n)^2 / \eta^2. \quad (14.57)$$

Вычислив число Хедстрема,  $Re_{кр}$  можно найти также по графику (рис.14.5) [8].

При турбулентном режиме  $v > v_{кр}$ . Для потока в трубах

$$v_{кр} = \eta Re_{кр} / \rho_{б.р} d, \quad (14.58)$$

а в кольцевом пространстве

$$(v_{к})_{кр} = \frac{\eta (Re_{к})_{кр}}{\rho_{б.р} (D_c - d_n)}. \quad (14.59)$$

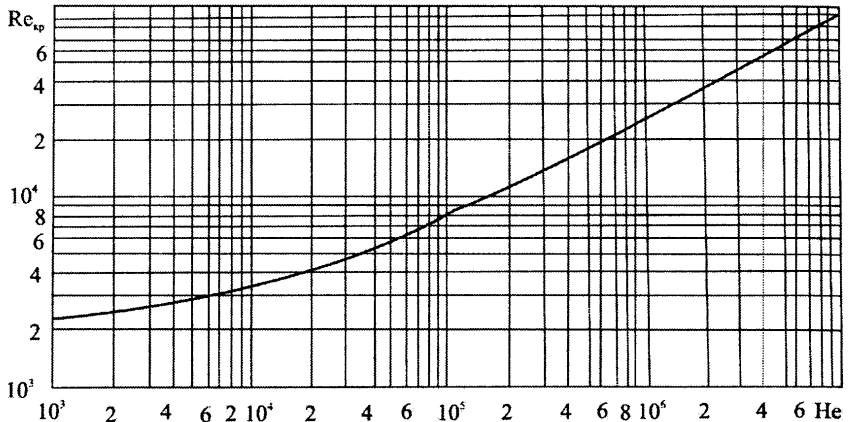


Рис.14.5. Кривая критических значений числа Рейнольдса перехода в турбулентный режим

При роторном бурении гидромониторными долотами необходимая гидравлическая мощность  $N_{г \min}$  приблизительно может быть оценена в зависимости от удельной осевой нагрузки на долото  $P_{уд}$ , частоты его вращения  $n_d$  и диаметра  $D_d$  по рис.14.6.

Во избежание преждевременного выхода из строя промывочных узлов гидромониторных долот перепад давлений в насадках не должен превышать  $p_{пред} \approx 13$  МПа. [10]. Поэтому перепад давлений в насадках долота при роторном бурении нужно выбрать с соблюдением следующих условий:

$$\left. \begin{aligned} p_{нм} - \sum p_m - \sum p_k - p_{ц.р} &\geq p_{\delta} \geq \frac{N_z}{Q} \\ p_{\delta} &\leq p_{пред} \end{aligned} \right\} \quad (14.60)$$

где  $p_{\text{нм}}$  – наибольшее давление, которое может создавать насос при подаче  $Q$ , Па;  $\sum p_k$  – гидравлические потери в кольцевом пространстве скважины, Па;  $N_r$  – гидравлическая мощность, найденная по рис.14.6;  $\sum p_m$  – гидравлические потери в бурильных трубах, УБТ и бурильных замках.

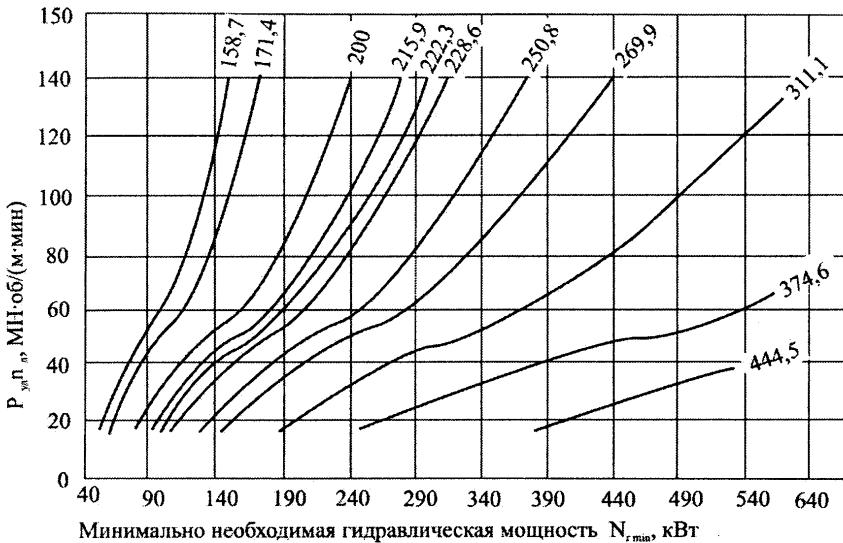


Рис.14.6.

Зависимость между минимально необходимой гидравлической мощностью на забое и удельной осевой нагрузкой, частотой вращения при роторном бурении гидромониторными шарошечными долотами с симметричной схемой промывки.

Числа у кривых указывают диаметр долота в мм.

### При бурении ГЗД

$$p_{\delta} \leq \begin{cases} p_{\text{нм}} - \sum p_m - \sum p_k - p_{\text{ч.с}} - p_{\text{з.д.}} \\ p_{\text{пред.}} \end{cases} \quad (14.61)$$

где  $p_{\text{з.д}}$  – перепад давления в забойном двигателе, Па, при турбинном бурении

$$p_{з.д} = \frac{p_{табл} \rho_{б.р} Q^2}{\rho_{табл} Q_{табл}^2}, \quad (14.62)$$

где  $p_{табл}$  – перепад давлений при расходе  $Q_{табл}$  бурового раствора с плотностью  $\rho_{табл}$ , Па.

При отсутствии опытных данных, объемную скорость утечек (в м<sup>3</sup>/с) через уплотнительный узел вала ГЗД можно вычислить по эмпирической формуле [10]

$$Q_y = \left( \frac{p_d}{61000 \rho_{б.р}} \right)^{2.73} \quad (14.63)$$

Для реализации перепада давлений  $p_d$  в долоте при бурении с ГЗД необходимы насадки с площадью выходных сечений (м<sup>2</sup>)

$$f_n = \frac{Q - Q_y}{\mu_n} \sqrt{\frac{\rho_{б.р}}{2 p_d}}. \quad (14.64)$$

По величине  $f_n$  из табл 11.2 [1], или 6.12 [5] устанавливают диаметр и число насадок гидромониторных долот.

Перепад давления в промывочных насадках буровых долот можно рассчитать по формуле

$$p_d = \rho_{б.р} Q^2 / 2 \mu_n^2 f_n^2. \quad (14.65)$$

В формулах (14.64) и (14.65)  $\mu_n$  – коэффициент расхода, зависящий от конфигурации насадки, отношения длины проходного канала к диаметру и числа Рейнольдса; при приближенных расчетах принимают для обычных долот  $\mu_n \approx 0,64 \div 0,7$ ,

а для гидромониторных долот с более совершенной конфигурацией входного участка  $\mu_n = 0,9 \div 0,95$ ;  $f_n$  – площадь выходных сечений насадок, м<sup>2</sup>;  $Q$  – в м<sup>3</sup>/с.

Для обеспечения циркуляции бурового раствора в заданном количестве насос должен развивать давление, которое складывается из суммы потерь давления (в Па) на всех участках циркуляционной системы

$$p_{\Sigma} = p_m + p_k + p_{б.з} + p_{к.б.з} + p_{ч.с} + p_{з.д} + p_{д.}. \quad (14.66)$$

Ниже приведены примеры расчета гидравлических потерь давления при бурении скважин роторным (пример 14.6) и турбинным (пример 14.7) способами бурения. При решении примера 14.7 использована методика, изложенная в учебнике Е.Г.Леонова и В.И.Исаева [8].

**Пример 14.6.** Вычислить гидравлические потери давления при бурении скважины роторным способом глубиной 3000 м с промывкой глинистым раствором для следующих условий: в скважину до глубины 1700 м спущена обсадная колонна наружным диаметром  $D_{ок}=224$  мм и средним внутренним диаметром  $\bar{d}_{ок}=220$  мм; ниже скважина бурилась долотами диаметром  $D=190,5$  мм; по данным кавернометрии средний диаметр открытого ствола  $\bar{D}_c=205$  мм; бурильная колонна включает УБТС-146 длиной  $l_y=180$  м и внутренним диаметром  $d_{в.у}=68$  мм, стальные бурильные трубы ТБВК диаметром 114,3 мм (внутренний диаметр  $d_{б.т}=94,3$  мм, наименьший внутренний диаметр высаженных концов 76 мм; бурильный замок ЗУК-146 диаметром  $d_3=146$  мм (наименьший внутренний диаметр  $d_{в.б.3}=82$  мм); ведущую трубу 112x112 мм с диаметром проходного канала 74 мм, средняя длина одной трубы 12 м; стояк диаметром 114 мм; буровой рукав диаметром проходного канала 90 мм и короткий нагнетательный трубопровод диаметром 114 мм от стояка до буровых насосов; реологические характеристики бурового раствора:  $\rho_{б.р}=1160$  кг/м<sup>3</sup>;  $\eta=12$  Па·с;  $\tau_0=6$  Па; режим бурения  $P_d=180$  кН;  $n=70$  мин<sup>-1</sup>;  $Q=18$  л/с.

**Решение.** Скорость течения в участках циркуляционной системы при  $Q=18$  л/с по формуле (14.8а)

в кольцевом пространстве между скважиной и УБТ

$$v_e = 18 \cdot 10^{-3} / \frac{3,14}{4} (0,205^2 - 0,146^2) = 1,11 \text{ м/с};$$

в кольцевом пространстве между скважиной и бурильными трубами

$$v_e = 18 \cdot 10^{-3} / \frac{3,14}{4} (0,205^2 - 0,114^2) = 0,79 \text{ м/с};$$

в бурильных трубах

$$v_e = 18 \cdot 10^{-3} / \left( \frac{3,14}{4} 0,0943^2 \right) = 2,58 \text{ м/с};$$



в УБТ

$$v_e = 18 \cdot 10^{-3} \sqrt{\left(\frac{3,14}{4} 0,68^2\right)} = 4,95 \text{ м/с};$$

в кольцевом пространстве между обсадной колонной и бурильными трубами

$$v_e = 18 \cdot 10^{-3} \sqrt{\frac{3,14}{4} (0,220^2 - 0,114^2)} = 0,64 \text{ м/с}.$$

Число Хедстрема из выражений (14.56) и (14.57) в бурильных трубах

$$He = 6 \cdot 1160 \cdot 0,0943^2 / [(12 \cdot 10^{-3})]^2 = 429 \ 804;$$

в УБТ

$$He = 6 \cdot 1160 \cdot 0,068^2 / [(12 \cdot 10^{-3})]^2 = 223 \ 493;$$

в кольцевом пространстве между скважиной и УБТ

$$He = 6 \cdot 1160 (0,205 - 0,146)^2 / [(12 \cdot 10^{-3})]^2 = 168 \ 248;$$

в кольцевом пространстве между скважиной и бурильными трубами.

$$He_k = 6 \cdot 1160 (0,205 - 0,114)^2 / [(12 \cdot 10^{-3})]^2 = 400 \ 248;$$

в кольцевом пространстве между обсадной колонной и бурильными трубами

$$He_k = 6 \cdot 1160 (0,220 - 0,114)^2 / [(12 \cdot 10^{-3})]^2 = 543 \ 073;$$

Критическое число Рейнольдса из уравнения (14.55) для соответствующих участков циркуляционной системы:

$$Re_{кр} = 7,3 \cdot 429 \ 804^{0,58} + 2100 = 15 \ 609;$$

$$Re_{кр} = 7,3 \cdot 223\,493^{0,58} + 2100 = 11\,344;$$

$$Re_{кр} = 7,3 \cdot 168\,248^{0,58} + 2100 = 9941;$$

$$Re_{кр} = 7,3 \cdot 400\,248^{0,58} + 2100 = 15\,062;$$

$$Re_{кр} = 7,3 \cdot 543\,073^{0,58} + 2100 = 17\,572.$$

Критическая скорость течения для всех участков циркуляционной системы из выражений (14.58) и (14.59):

$$v_{кр} = 12 \cdot 10^{-3} \cdot 15\,609 / (1160 \cdot 0,0943) = 1,71 \text{ м/с};$$

$$v_{кр} = 12 \cdot 10^{-3} \cdot 11\,344 / (1160 \cdot 0,068) = 1,73 \text{ м/с};$$

$$(v_k)_{кр} = 12 \cdot 10^{-3} \cdot 9941 / [(1160(0,205 - 0,146))] = 1,74 \text{ м/с};$$

$$(v_k)_{кр} = 12 \cdot 10^{-3} \cdot 15\,062 / [(1160(0,205 - 0,114))] = 1,71 \text{ м/с};$$

$$(v_k)_{кр} = 12 \cdot 10^{-3} \cdot 17\,572 / [(1160(0,220 - 0,114))] = 1,71 \text{ м/с};$$

Поскольку  $v_a > v_{кр}$ , режим течения в бурильной колонне турбулентный, а в кольцевом пространстве, где  $v_a < (v_k)_{кр}$ , - ламинарный.

Гидравлические потери на различных участках циркуляционной системы:

в бурильных трубах по формулам (14.43), (14.49) и (14.39)

$$Re_{кр} = 2,58 \cdot 0,0943 \cdot 1160 / (12 \cdot 10^{-3}) = 23\,518,$$

$$\lambda_1 = 0,3164 / 23\,518^{0,25} = 0,0255,$$

$$p_r = 0,0255 \cdot 1160 \cdot 2820 \cdot 2,58^2 / (2 \cdot 0,0943) = 2,94 \text{ МПа};$$

в УБТ

$$Re = 4,95 \cdot 0,068 \cdot 1160 / (12 \cdot 10^{-3}) = 32\,538,$$

$$\lambda_1 = 0,3164 / 32\,538^{0,25} = 0,0235,$$

$$p_y = 0,0235 \cdot 1160 \cdot 180 \cdot 4,95^2 / (2 \cdot 0,068) = 0,88 \text{ МПа};$$

в кольцевом пространстве между скважиной и УБТ [см. формулы (14.47), (14.45)]

$$Sen_k = \frac{6(0,205 - 0,146)}{12 \cdot 10^{-3} \cdot 1,11} = 26,5;$$

$$P_k = \frac{4 \cdot 6 \cdot 180}{0,55(0,205 - 0,146)} = 0,13 \text{ МПа},$$

где  $\beta_k = 0,55$  (см. рис. 14.4, кривая 2);

в кольцевом пространстве между скважиной и бурильными трубами

$$Sen_k = \frac{6(0,205 - 0,114)}{12 \cdot 10^{-3} \cdot 0,82} = 55,487,$$

где  $\beta_k = 0,68$  (см. рис. 14.4);

$$p_k = \frac{4 \cdot 6 \cdot 1120}{0,68(0,205 - 0,114)} = 0,45 \text{ МПа},$$

в кольцевом пространстве между обсадной колонной и бурильными трубами

$$Sen_k = \frac{6(0,220 - 0,114)}{12 \cdot 10^{-3} \cdot 0,61} = 87,$$

$$p_k = \frac{4 \cdot 6 \cdot 1700}{0,74(0,22 - 0,114)} = 0,52 \text{ МПа},$$

где  $\beta_k = 0,74$  (см. рис. 14.4).

Потери давления в бурильных замках по формулам (14.50) и (14.52)

$$p_3 = 0,5 \cdot 0,0943^4 \cdot 1160 \cdot 235 \cdot 2,58^2 / 0,076^4 = 2,15 \text{ МПа},$$

где число замков  $i_3 = 2820/12 = 235$ .

Потери давления в сужениях кольцевого пространства бурильными замками по уравнениям (14.51) и (14.53)

$$p_{к.б.з} = 0,5 \cdot 0,29 \cdot 1160 \cdot 235 \cdot 0,82^2 = 0,026 \text{ МПа},$$

$$\text{где } \zeta = 2 \left( \frac{0,205^2 - 0,114^2}{0,205^2 - 0,146^2} - 1 \right)^2 = 0,29,$$

т.е.  $p_{к.б.з}$  пренебрежимо малы.

Потери давления в элементах наземной обвязки по формуле (14.54) с учетом табл. 1 [1]

$$p_{н.с.}=(3,4+1,2+0,43+1,8)10^5 \cdot 1160 \cdot (18 \cdot 10^{-3})^2=0,25 \text{ МПа.}$$

Поскольку

$$P_{удп}/D_d=180 \cdot 103 \cdot 70/0,1905=66 \text{ МН} \cdot \text{об}/(\text{м} \cdot \text{мин}),$$

гидравлическая мощность на забое согласно графику рис.14.6 должна быть  $N_d \geq 165 \text{ кВт}$ .

Перепад давления в насадках по формуле (14.60)

$$25-(2,94+0,88+2,15)-(0,13+0,45+0,52)-0,25=17,7 \text{ МПа} \geq p_0[165 \cdot 10^3/(18 \cdot 10^{-3})]^2=9 \text{ МПа};$$

с учетом  $p_{пред} \geq 13 \text{ МПа}$  ориентировочно принимаем  $p_d \approx 11 \text{ МПа}$ .

Суммарная площадь выходных сечений насадок долот, необходимая для реализации перепада  $p_d=11 \text{ МПа}$  при  $Q=18 \text{ л/с}$  и  $Q_y=0$ , по формуле (14.64)

$$f_n = \frac{18 \cdot 10^{-3}}{0,9} \sqrt{\frac{1160}{2 \cdot 11 \cdot 10^6}} = 145 \text{ мм}^2.$$

Зная  $f_n$ , можно по табл.11.2 [1] подобрать число и диаметр насадок, суммарная площадь которых близка расчетной  $f_n=145 \text{ мм}^2$ . Выбираем две насадки с диаметром каналов 10 мм.

Средняя скорость истечения бурового раствора из долотных насадок

$$v_d=Q/f_n=18 \cdot 10^{-3}/(145 \cdot 10^{-6})=124 \text{ м/с.}$$

Потери давления на всех участках циркуляционной системы:

$$p_{\Sigma}=2,94+0,88+0,13+0,45+0,52+2,15+0,25+12,5=19,82 \text{ МПа.}$$

Пример 14.7. Исходные данные для расчета:

Глубина бурения скважины  $L$ , м 3000

Глубина залегания кровли пласта с максимальным градиентом пластового давления  $L_k$ , м 2970

Пластовое давление в пласте с максимальным градиентом пластового давления  $p_{пл}$ , МПа 33,2

Глубина залегания подошвы пласта с минимальным градиентом гидроразрыва $L_n$ , м	2720
Давление гидроразрыва (поглощения) $p_r$ , МПа	43
Плотность разбуриваемых пород $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	2410
Механическая скорость бурения $v_m$ , м/с	0,015
Момент турбобура, необходимый для разрушения породы, $M_p$ , Н·м	1450
Минимальная скорость подъема жидкости в затрубном пространстве, обеспечивающая вынос шлама, $v_k$ , м/с	0,85
Реологические свойства жидкости:	
динамическое напряжение сдвига $\tau_0$ , Па	20
пластическая вязкость $\eta$ , Па·с	0,027
Тип бурового насоса	УНБТ
	950 А
Число буровых насосов	1
Диаметр скважины $D_c$ , м	0,225
УБТ:	
длина $l$ , м	70
наружный диаметр $d_n$ , м	0,146
внутренний диаметр $d_b$ , м	0,075
ТБПВ:	
длина $l$ , м	2900
наружный диаметр $d_n$ , м	0,127
внутренний диаметр $d_b$ , м	0,107
наружный диаметр замкового соединения $d_m$ , м	0,170
Условный размер стояка, мм	140
Диаметр проходного сечения, мм:	
бурового рукава	102
вертлюга	75
ведущей трубы	40

Решение. Поскольку применяется турбинный способ бурения, примем в формуле (14.8. б) коэффициент  $a$  равным 0,65 м/с. Исходя из условий всасывания, коэффициент наполнения  $m_n$  возьмем равным 0,9.

Определяем расход промывочной жидкости из условия выноса шлама при минимальном наружном диаметре труб бурильной колонны  $d_n=0,127$  м и заданной скорости подъема жидкости в затрубном пространстве  $v_k=0,85$  м/с по формуле (14.8,а):

$$Q = \frac{3,14}{4} (0,225^2 - 0,127^2) 0,82 = 0,0222 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определяем расход промывочной жидкости из условия очистки забоя скважины (14.8, б):

$$Q = a \frac{\pi}{4} d_c^2 = 0,65 \frac{3,14}{4} 0,225^2 = 0,0258 \text{ м}^3/\text{с}.$$

По наибольшему значению  $Q=0,0258 \text{ м}^3/\text{с}$  выбираем диаметр втулок бурового насоса УНБТ-950А 160мм. (см.Справочник «Буровое оборудование» т.1 табл.1,6 стр.43) обеспечивающих при частоте 100 ходов поршня в минуту идеальную подачу  $0,0291 \text{ м}^3/\text{с}$ . Тогда подача одного насоса ( $n=1$ ) при коэффициенте наполнения  $m_n=0,9$  составит

$$Q = n m_n Q_n = 1,0 \cdot 0,9 \cdot 0,0291 = 0,0262 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Найденная подача приемлема, так как она не меньше подач, полученных выше по формулам (14.8,а) и (14.8,б). Тогда минимальная скорость жидкости в кольцевом канале за ТБПВ

$$v_{к.н.} = \frac{4Q}{\pi(d_c^2 - d_n^2)} = \frac{4 \cdot 0,0262}{3,14(0,225^2 - 0,127^2)} = 0,967 \text{ м/с}.$$

Определяем плотность промывочной жидкости, исходя из условия создания противодавления, препятствующего притоку в скважину пластового флюида, по формуле:

$$\rho = k_p \frac{P_{пл}}{gL_k} = 1,07 \frac{33,2 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 2970} = 1219 \text{ кг/м}^3;$$

где  $K_p=0,7$  коэффициент резерва при  $\Delta P_p=3,5 \text{ МПа}$ .

$$\rho = \frac{P_{пл} + \Delta P_p}{gL_k} = \frac{33,2 \cdot 10^6 + 3,5 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 2970} = 1274 \text{ кг/м}^3.$$

В дальнейших расчетах примем  $\rho=1219 \text{ кг/м}^3$ .

По табл.3.1 справочника «Буровое оборудование» т.2, 2003 выбираем турбобур типа ЗТСШ-195ТЛ, который имеет тормозной момент  $M_{тн}=2960$  Н·м при номинальном расходе  $Q_{тн}=0,040$  м<sup>3</sup>/с и перепаде давления  $\Delta P_{тн}=3,0$  МПа. Длина турбобура  $l_t=30$  м, наружный диаметр  $d_t=0,195$  м.

Проверяем, дает ли выбранный турбобур при расходе  $Q$  крутящий момент, необходимый для разрушения породы по соотношению:

$$M_m = M_{тн} = \frac{\rho Q^2}{\rho_c Q_{тн}^2} = 2960 \frac{1219 \cdot 0,0262^2}{1000 \cdot 0,040^2} = 1548 \text{ Н}\cdot\text{м}.$$

Здесь  $M_{тн}$ ,  $\rho_c$ ,  $Q_{тн}$  – справочные данные турбобура (тормозной момент на валу турбобура, плотность и расход жидкости).

Полученный момент  $M_t$  превышает заданный, необходимый для разрушения породы  $M_p=1450$  Н·м. Следовательно, мы можем использовать этот турбобур и втулки диаметром 160 мм насоса УНБТ-950А.

Критическая плотность промывочной жидкости, при которой может произойти гидроразрыв наиболее слабого из пластов, слагающих разбуриваемый интервал, определяется по формуле:

$$\rho < \frac{P_r - \sum (\Delta p_{к.п}) - (1-\gamma)\rho_{ш} g L_n}{\gamma g L_n}, \quad (14.67)$$

где  $\gamma = Q / \left( \frac{\pi}{4} v_m D_c^2 + Q \right)$  – содержание жидкости в шламожидкостном

потоке без учета относительных скоростей;  $P_r$  – давление гидроразрыва (поглощения) пласта, Па;  $\sum (\Delta p_{к.п})$  – потери давления при движении промывочной жидкости в затрубном пространстве на пути от подошвы рассматриваемого пласта до устья скважины, Па;  $\rho_{ш}$  – плотность шлама, кг/м<sup>3</sup>;  $L_n$  – глубина залегания подошвы рассматриваемого пласта от устья, м;  $v_m$  – механическая скорость бурения, м/с.

Значение  $\phi$  определяем по заданной скорости механического бурения  $v_m=0,015$  м/с и принятому расходу  $Q=0,0279$  м<sup>3</sup>/с:

$$\phi = \frac{Q}{\frac{\pi}{4} v_m d_c^2 + Q} = \frac{0,0262}{\frac{3,14}{4} 0,015 \cdot 0,225^2 + 0,0262} = 0,977.$$

Отсюда легко найти содержание шлама в промывочной жидкости:  
 $1-\phi=1-0,977=0,023$ .

Для определения величины  $\Sigma(\Delta p_{к.п})$  вычислим линейные и местные потери давления в затрубном пространстве до глубины залегания подошвы слабого пласта. Определяем критическое значение числа Рейнольдса промывочной жидкости  $Re_{кр}$ , при котором происходит переход от структурного режима к турбулентному, по формуле для течения в кольцевом канале:

за ТБПВ

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \left[ \frac{1219(0,225 - 0,127)^2 20}{0,027^2} \right]^{0,58} = 13509;$$

за УБТ

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \left[ \frac{1219(0,225 - 0,146)^2 20}{0,027^2} \right]^{0,58} = 10985;$$

за турбобуром

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \left[ \frac{1219(0,225 - 0,195)^2 20}{0,027^2} \right]^{0,58} = 4990.$$

Действительные числа Рейнольдса при течении жидкости в кольцевом пространстве

за ТБПВ

$$Re_{кн} = \frac{4 \cdot 0,0262 \cdot 1219}{3,14(0,225 + 0,127)0,027} = 4560;$$

за УБТ

$$Re_{кн} = \frac{4 \cdot 0,0262 \cdot 1219}{3,14(0,225 + 0,146)0,027} = 4330;$$

за турбобуром

$$Re_{кн} = \frac{4 \cdot 0,0262 \cdot 1219}{3,14(0,225 + 0,195)0,027} = 3820.$$



Полученные значения  $Re_{кп} < Re_{кр}$ , следовательно движение жидкости везде в кольцевом канале происходит при ламинарном режиме. Определим числа Сен-Венана по формуле:

за ТБПВ

$$S_{кп} = \frac{3,14 \cdot 20(0,225 - 0,127)^2 (0,225 + 0,127)}{4 \cdot 0,0262 \cdot 0,027} = 75;$$

за УБТ

$$S_{кп} = \frac{3,14 \cdot 20(0,225 - 0,146)^2 (0,225 + 0,146)}{4 \cdot 0,0262 \cdot 0,027} = 48,7;$$

за турбобуром

$$S_{кп} = \frac{3,14 \cdot 20(0,225 - 0,195)^2 (0,225 + 0,195)}{4 \cdot 0,0262 \cdot 0,027} = 7,03;$$

По кривой 2 рис.14.4 определяем параметр  $\beta$ : для течения жидкости в кольцевом канале за ТБПВ  $\beta_{кр}=0,72$  за УБТ – 0,65; за турбобуром – 0,33.

Потери давления по длине кольцевого пространства на участке за ТБПВ до глубины слабого пласта по формуле:

$$\Delta p_{кп} = \frac{4\tau_o l}{\beta_{к.н}(D_c - d)} = \frac{4 \cdot 20 \cdot 2620}{0,72(0,225 - 0,127)} = 2,97 \text{ МПа.}$$

Здесь  $\beta_{кп}$  – коэффициент значения которого определены по графику рис.14.4.

Местные потери давления от замков в кольцевом пространстве определяем согласно исходным данным,  $l_f=12$  м,  $d_n=0,170$  м,

$$\Delta p_{мк} = \frac{2620}{12} \left( \frac{0,225^2 - 0,127^2}{0,225^2 - 0,170^2} - 1 \right)^2 1219 \cdot 0,967^2 = 0,079 \text{ МПа;}$$

на участке за УБТ

$$\Delta p_{кп} = \frac{4 \cdot 20 \cdot 70}{0,65(0,225 - 0,146)} = 0,109 \text{ МПа;}$$

за турбобуром

$$\Delta p_{кп} = \frac{4 \cdot 20 \cdot 30}{0,33(0,225 - 0,195)} = 0,242 \text{ МПа.}$$

Суммируя значения  $\Delta p_{кп}$ , получим  $\Sigma(\Delta p_{к.п})$ , необходимую для вычисления  $\rho_{кр}$  из условия (14.67):

$$\Sigma(\Delta p_{к.п}) = 2,97 + 0,079 + 0,109 + 0,242 = 3,4 \text{ МПа.}$$

Определяем  $\rho_{кр}$  по формуле (14.67):

$$\rho_{кр} = \frac{43 \cdot 10^6 - 3,4 \cdot 10^6 - (1 - 0,977)2400 \cdot 9,81 \cdot 2720}{0,977 \cdot 9,81 \cdot 2720} = 1309 \text{ кг/м}^3.$$

Полученное значение  $\rho_{кр}$  больше принятого  $\rho = 1219 \text{ кг/м}^3$ , условие недопущения гидроразрыва пластов выполняется.

Вычисляем потери давления внутри бурильных труб. Для этого определяем значения критических чисел Рейнольдса в бурильной колонне для течения жидкости:

в ТБПВ

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \left( \frac{1219 \cdot 0,107^2 \cdot 20}{0,027^2} \right)^{0,58} = 14733;$$

в УБТ

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \left( \frac{1219 \cdot 0,075^2 \cdot 20}{0,027^2} \right)^{0,58} = 10465.$$

Вычислим действительные числа Рейнольдса жидкости в трубах и замковых соединениях, составляющих бурильную колонну

в ТБПВ

$$Re_m = \frac{4 \cdot 1219 \cdot 0,0262}{3,14 \cdot 0,107 \cdot 0,027} = 14194;$$

в УБТ

$$Re_m = \frac{4 \cdot 1219 \cdot 0,0262}{3,14 \cdot 0,075 \cdot 0,027} = 20091;$$

Движение жидкости в турбах происходит в структурном режиме ( $Re < Re_{кр}$ ), а в УБТ режим течения турбулентный ( $Re > Re_{кр}$ ).

Для определения потерь давления внутри ТБПВ предварительно вычислим число Сен-Венана

$$S_m = \frac{\pi \tau_0 d_m^3}{4 \eta Q} = \frac{3,14 \cdot 20 \cdot 0,107^3}{4 \cdot 0,027 \cdot 0,0262} = 27,2.$$

По кривой 1 рис. 14.4. определяем параметр  $\beta$ ; для течения жидкости в канале ТБПВ  $\beta=0,68$ . Тогда

$$\Delta p_m = \frac{4 \tau_0 l}{\beta_m d_m} = \frac{4 \cdot 20 \cdot 2900}{0,68 \cdot 0,107} = 3,2 \text{ МПа.}$$

Коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$  в УБТ:

$$\lambda_m = 0,1 \left( \frac{1,46 \cdot 3 \cdot 10^{-4}}{0,075} + \frac{100}{20091} \right)^{0,25} = 0,032.$$

Потери давления внутри УБТ:

$$\Delta p_m = 0,032 \frac{8 \cdot 1219 \cdot 0,0262^2 \cdot 70}{3,14^2 \cdot 0,075^5} = 0,64 \text{ МПа.}$$

Местными потерями давления в приваренных концах ТБПВ пренебрегаем.

Вычислим потери давления в наземной обвязке по формуле (6.10.21), определив из табл.11.1 [1] значения коэффициентов

$$\alpha_c = 1,1 \cdot 10^5 \text{ м}^{-4}, \alpha_{ш} = 0,3 \cdot 10^5 \text{ м}^{-4}, \alpha_b = 0,9 \cdot 10^5 \text{ м}^{-4}, \alpha_x = 7 \cdot 10^5 \text{ м}^{-4};$$

$$\Delta p_0 = (1,1 + 0,3 + 0,9 + 7,0) 10^5 \cdot 1219 \cdot 0,0262^2 = 0,883 \text{ МПа.}$$

Перепад давления в турбобуре

$$\Delta p_m = 3,0 \cdot 10^6 \frac{1219 \cdot 0,0262^2}{1000 \cdot 0,040^2} = 1,57 \text{ МПа.}$$

Потери давления в кольцевом пространстве за ТБПВ ранее определены для участка длиной 2620 м. Пересчитаем это значение на полную длину ТБПВ  $l=2900$  м.

$$\Delta p_{кп} = \frac{\Delta p_{кп} 2900}{2620} = \frac{2,97 \cdot 10^6 \cdot 2900}{2620} = 3,287 \text{ МПа;}$$

$$\Delta p_{мк} = \frac{\Delta p_{мк} 2900}{2620} = \frac{0,079 \cdot 10^6 \cdot 2900}{2620} = 0,087 \text{ МПа.}$$

Перепад давлений  $\Delta p_m$  будет:

$$\Delta p_r = (1-\varphi)(\rho_{ш}-\rho)gL = (1-0,977)(2400-1219) \cdot 9,81 \cdot 3000 = 1,04 \text{ МПа.}$$

Сумма потерь давления во всех элементах циркуляционной системы за исключением потерь давления в долоте

$$\Delta p - \Delta p_d = (3,2 + 0,64 + 3,287 + 0,109 + 0,242 + 0,087 + 0,778 + 1,57 + 1,04) \cdot 10^6 = 10,95 \text{ МПа.}$$

Приняв  $v_d=80$  м/с, вычислим перепад давления в долоте

$$\Delta p_d = \frac{1219 \cdot 80^2}{2 \cdot 0,95^2} = 4,32 \text{ МПа.}$$

Общие потери давления

$$p = 10,95 + 4,32 = 15,27 \text{ МПа.}$$

14.2.3. Расчет гидродинамического давления возникающего при спуске колонны с обратным клапаном. Скорость течения бурового раствора в кольцевом пространстве в этом случае вычисляется по формуле

$$v_3 = v_m \left( \kappa_c + \frac{d_n^2}{D_c^2 - d_n^2} \right), \quad (14.68)$$

где  $v_t$  – скорость перемещения труб, м/с;  $\kappa_c \approx 0,5$  – коэффициент, учитывающий наличие слоя раствора, движущегося вместе с колонной.

Если  $v_3 < v_{кр}$  и режим течения ламинарный, то гидродинамическое давление  $p_{гд}$  можно рассчитать по формуле (14.45).

Неравенство  $v_3 < v_{кр}$ , характеризует также условие, ограничивающее максимальную скорость спуска колонны.

Если  $v_3 > v_{кр}$ , то  $p_{гд}$  можно рассчитать по формуле (14.44).

Поскольку при спуске составной буровой колонны в скважину сложной конструкции скорость  $v_3$  по длине скважины изменяется,  $p_{гд}$  вычисляют отдельно для каждого интервала, а результаты суммируют.

**Пример.14.8.** Воспользовавшись условием и решением примера 14.6, рассчитать гидродинамическое давление, возникающее в кольцевом пространстве при спуске буровой колонны с обратным клапаном.

**Решение.** Примем  $v_t = 1,5$  м/с, тогда скорость течения бурового раствора в кольцевом пространстве между УБТ и скважиной по формуле (14.68)

$$v_3 = 1,5 \left( 0,5 + \frac{0,146^2}{0,205^2 - 0,146^2} \right) = 1,54 \text{ м/с.}$$

Для остальных участков циркуляционной системы аналогично получаем  $v_3 = 1,0$  м/с и  $v_3 = 1,3$  м/с.

Критическая скорость ( $v_{кр}$ ) по формуле (14.59) для рассматриваемых участков 1,74; 1,71 и 1,71 м/с (см. решение примера 14.6). Оценка по критерию  $v_{кр}$  показывает, что во всех трех интервалах ламинарный режим будет обеспечен, если максимальная скорость спуска  $v_t < 1,71$  м/с. Принимая  $v_t = 1,7$  м/с по формуле (14.47) число Сен-Венана-Ильющина для интервала между УБТ и скважиной

$$Sen_{кр} = \frac{6(0,205 - 0,146)}{12 \cdot 10^{-3} \cdot 1,7} = 17,3.$$

Аналогично для остальных участков  $Sen_{кр} = 49,02$  и  $Sen_{кр} = 31,2$ .

Гидродинамическое давление из уравнения (14.45) для участка между УБТ и скважиной

$$p_{\text{зб}} = \frac{4 \cdot 6 \cdot 180}{0,48(0,205 - 0,146)} = 0,3 \text{ МПа},$$

где  $\beta_k = 0,48$  (см.рис.14.4, кривая 2).

Путем аналогичных расчетов для остальных участков имеем  $p_{\text{гд}} = 0,45$  МПа и  $p_{\text{гд}} = 0,65$  МПа.

Суммарное гидродинамическое давление в кольцевом пространстве при спуске буровой колонны с обратным клапаном

$$\Sigma p_{\text{гд}} = 0,30 + 0,45 + 0,65 = 1,40 \text{ МПа}.$$

#### Список литературы

1. Ганджумян.Р.А., Калинин А.Г., Никитин Б.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин. – М., Недра 2000.
2. Гукасов Н.А. Прикладная гидродинамика в бурении. М., Недра, 1999.
3. Запелалов И.А., Бухалов В.М. Потери давления в кольцевом пространстве при бурении снарядами ССК и промывке водой. Л., ВИТР, 1975, № 97, с.8-14.
4. Ивачев Л.М. Промывка, тампонирувание геологоразведочных скважин. Справочное пособие – М., Недра, 1989.
5. Калинин А.Г., Ганджумян Р.А., Мессер А.Г. Справочник инженера-технолога по бурению глубоких скважин М., Недра, 2005
6. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в осложненных условиях. – М.: Недра, 1987.
7. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидравлические расчеты промывки азрированными жидкостями скважин при бурении. М., изд.МИНХиГП им.И.М.Губкин.1980.
8. Леонов Е.Г., Исаев В.М. Гидроаэромеханика в бурении. М., Недра, 1987.
9. Маковой Н.Гидравлика бурения. М., Недра, 1986.
10. Методика подбора диаметров насадок и гидромониторных долот с учетом глубины скважины и параметров наземного оборудования М., ВНИИБТ, 1976.
11. Рабинович Н.Р. Инженерные задачи механики сплошной среды в бурении. М., Недра, 1989.

12. Сердюк Н.И., Куликов В.В., Тунгусов А.Ф и др. Бурение скважин различного назначения М., РГГРУ, 2006.

13. Соловьев Е.М. Задачник по заканчиванию скважин. Учеб. пособие для вузов – М., Недра, 1989.

14. Филатов Б.С. Гидродинамика буровых растворов и тампонажных смесей. В кн.: Справочник инженера по бурению под ред. В.И. Мишевича и Н.А. Сидорова. Т.1 М. Недра. 1973.

15. Шищенко Р.И., Есьман Б.И., Практическая гидравлика в бурении. М., Недра. 1966.

16. Ясов В.Г. Расчет потерь давления при промывке разведочных скважин – «Разведка и охрана недр», 1972, №8.

## 15. Расчет параметров потока газообразного агента

### 15.1. Определение расхода воздуха

Очистку забоя скважины газообразными агентами целесообразно применять в районах распространения многолетней мерзлоты, в безводных, пустынных и высокогорных районах, а также при бурении разрезов (при отсутствии водопритоков в них), сложенных нелипкими и несypучими породами, устойчивыми и пучающимися под влиянием промывочной жидкости.

В практике бурения для продувки скважин могут быть использованы сжатый воздух, естественный газ, выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания и пены. Обладая малой вязкостью и плотностью, газообразные агенты позволяют сравнительно легко создавать высокие скорости движения воздуха по сравнению с промывочными агентами, что является важнейшей функцией продувки.

Процесс движения газообразной среды в циркуляционной системе скважины со значительными перепадами давления принципиально отличается от процесса движения несжимаемой жидкости (бурового раствора). Поэтому расчетные соотношения, приведенные в предыдущем разделе, не пригодны для расчетов продувки.

При нормальных атмосферных условиях ( $p_k = p_0 = 9,8 \cdot 10^4$  Па;  $T_{cp} = T_0 = 273$  К), объемный расход воздуха вычисляется по формуле (в м<sup>3</sup>/мин)

$$Q_0 = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d^2) \cdot v_3 \cdot 60, \quad (15.1)$$

где  $D_c$  и  $d$  – соответственно диаметры скважины и бурильных труб, м;  $v_3$  – эквивалентная скорость восходящего потока воздуха,

$$v_3 = v_{в,ч} + u, \quad (15.2)$$

$v_{в,ч}$  – скорость витания частиц,  $u$  – скорость выноса выбуренной породы, принимаемая равной  $u = 0,2 v_{в,ч}$  отсюда

$$v_3 = v_{в,ч} + 0,2 v_{в,ч} \quad (15.3)$$

При бурении геологоразведочных скважин расход воздуха (в м<sup>3</sup>/мин) определяют по формуле



$$Q = K \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d^2) v \quad (15.1a)$$

где  $K$  – коэффициент, учитывающий неравномерность скорости потока по стволу из-за местной повышенной разработки, наличия каверн и водопритоков в скважину ( $K=1,3 \div 1,5$ );  $D_c$  – диаметр скважины с учетом ее разработки, м;  $d$  – диаметр бурильных труб, м.

Ориентировочно скорость восходящего потока воздуха (газа) принимают в следующих пределах: при бурении твердосплавными коронками 10-12 м/с; при алмазном бурении 15-18 м/с. Для бурения сплошным забоем в условиях «сухого» разреза скважины большинство отечественных и зарубежных исследователей при расчетах принимают  $v_3=15-25$  м/с.

Скорость витания определяется по формуле Риттингера

$$v_{6,4} = \sqrt{4g / 3k_c} \sqrt{\rho_n d_4 / \rho_0}, \quad (15.4)$$

где  $d_4$  – диаметр наибольших частиц шлама, подлежащих выносу.

Шлам, вынесенный на поверхность при бурении с продувкой в основном является пылевидным, а частицы размером более 3-5 мм имеют призматическую форму, что обеспечивает их транспортирование. По данным американских специалистов для частиц призматической формы  $k_c$  составляет 0,805 (песчаник) и 1,40 (известняк).

Диаметр наиболее крупных частиц породы для турбулентного их обтекания

$$d_4 = v_3^2 \frac{3k_c}{4g} \frac{\rho_0}{\rho_n - \rho_0}. \quad (15.5)$$

На больших глубинах давление и, следовательно, плотность воздуха возрастают, поэтому объемный расход воздуха, достаточный для транспортирования шлама из наиболее трудных условий (на забое, или непосредственно над УБТ), определяется из выражения

$$Q = Q_0 k_1 \quad (15.6)$$

где  $k_1$  – коэффициент, учитывающий уменьшение подъемной силы восходящего потока воздуха в зависимости от глубины скважины, вследствие потерь давления в кольцевом пространстве.

Значения коэффициента  $k_1$  (при геологоразведочном бурении) ориентировочно могут быть приняты по данным табл. 15.1 или рассчитаны по формуле

$$k_1 = \sqrt{p_3 / p_y}; \quad (15.7)$$

$p_3, p_y$  – давление воздуха на забое и устье скважины.

В условиях малых и средних водопритоков  $Q$  необходимо увеличить (по сравнению с расчетным для «сухого» разреза) на 20-50%.

Бурение разведочных скважин с отбором керна и продувкой возможно и при подаче воздуха значительно меньше расчетной. При этом шлам из скважины удаляют при помощи шламовых труб. Необходимую минимальную подачу воздуха в этом случае рассчитывают по зазору между стенками скважины и колонковой и шламовой труб.

Для расчета расхода воздуха за рубежом используется методика Энджела, согласно которой

$$Q = Q_0 + k_{vm}L, \quad (15.8)$$

где  $Q_0$  – расход воздуха без учета влияния глубины скважины  $L$  и механической скорости бурения (в м<sup>3</sup>/мин);  $k_{vm}$  – поправочный коэффициент, учитывающий увеличение расхода воздуха в зависимости от  $v_m$ , диаметра скважины и бурильных труб.

Величины  $Q_0$  и  $k_{vm}$  находятся из табл. XXII.10 стр 237 [14].

Т а б л и ц а 15.1

Значения коэффициента  $k_1$

Диаметр скважины/наружный диаметр бурильных труб, мм	Скорость восходящего потока м/с	Коэффициент при глубине скважин, м								
		200	300	400	500	600	700	800	900	1000
		94/50	10-15	1,06	1,08	1,08	1,09	1,11	1,13	1,15
114/50	10-15	1,05	1,07	1,10	1,11	1,14	1,16	1,18	1,2	1,22
134/63,5	10-15	1,04	1,06	1,08	1,1	1,12	1,14	1,15	1,17	1,19
154/63,5	10-15	1,03	1,05	1,07	1,08	1,1	1,11	1,13	1,15	1,16

**Пример 15.1.** Найти диаметр наиболее крупных частиц шлама сферической формы для следующих условий:  $v_s=16$  м/с;  $\rho_n=2600$  кг/м<sup>3</sup>.

**Решение.** Приняв  $k_c=0,5$  по формуле (15.5)

$$d_v = 16^2 \frac{3 \cdot 0,5}{4 \cdot 9,81} \frac{1,21}{2600 - 1,21} = 0,00455 \text{ м} = 4,55 \text{ мм}$$

Пример 15.2. Определить расход воздуха для следующих условий: диаметр скважины  $D_c=200$  мм; глубина скважины  $L=2440$  м; диаметр бурительных труб  $d=89$  мм;  $\rho_n=2600$  кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_0=1,21$  кг/м<sup>3</sup> (при  $p_0=0,1$  МПа и  $T_0=300$  К); диаметр наибольших частиц шлама призматической формы  $d_v=4$  мм; давление воздуха на забое скважины  $p_3=0,3$  МПа.

Решение. Приняв  $k_c \approx 0,8$ , по формуле (15.4) определим скорость витания частиц шлама

$$v_{вч} = \sqrt{\frac{4 \cdot 9,81}{3 \cdot 0,8}} \sqrt{\frac{2600 \cdot 5 \cdot 10^{-3}}{1,21}} = 11,8 \text{ м/с.}$$

Из выражения (15.2)  
 $v_3 = 11,8 + 0,2 \cdot 11,8 \approx 14,2$  м/с.

По формуле (15.7)

$$k = \sqrt{0,3 / 0,1} = 1,73.$$

Необходимый расход воздуха из выражений (15.1) и (15.6)

$$Q = \frac{3,14}{4} (0,2^2 - 0,089^2) \cdot 14,2 \cdot 60 \cdot 1,73 = 37 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

Таким образом для бурения данной скважины необходим компрессор с подачей 40 м<sup>3</sup>/мин.

Пример.15.3. Для условий предыдущего примера вычислить необходимый расход воздуха, если средняя механическая скорость бурения составила  $v_m=18$  м/ч.

Решение. По табл.15.2 находим  $Q_0=22,6$  м<sup>3</sup>/мин;  $k_{vm}=6,73$ . Тогда по формуле (15.8)

$$Q = 22,6 + 6,73 \cdot 2,4 = 38,7 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

Величина  $Q=38,7$  м<sup>3</sup>/мин весьма близка полученной в предыдущем примере.

Пример 15.4. Определить расход воздуха для бурения скважины глубиной  $L=300$  м,

диаметром  $D_c=0,134$  м твердосплавными коронками и бурильными трубами  $63,5 \cdot 10^{-3}$  м при скорости восходящего потока воздуха  $v_v=15$  м/с. Интенсивность водопритоков средняя.

Решение. Требуемое количество воздуха определим по формуле (15.1,а)

Поскольку интенсивность водопритоков средняя, примем  $k=1,5$ . Тогда

$$Q_0 = 1,5 \cdot \frac{3,14}{4} (0,134^2 - 0,0635^2) \cdot 60 \cdot 15 = 14,8 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

Из табл.15.1 находим  $k_1=1,06$ .

Тогда по формуле (15.6)

$$Q = 14,8 \cdot 1,06 \approx 15,7 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

## 15.2. Расчет аэродинамических сопротивлений (потерь давления) в циркуляционной системе при бурении с продувкой в «сухих» разрезах

Наиболее приемлемой методикой расчета потерь давления в циркуляционной системе для колонкового бурения в отечественной практике является методика, предложенная Н.С.Макуриным и Б.С.Филатовым [11]. При расчетах для бурения сплошным забоем из-за наличия большого количества выбуренной породы (особенно при высоких механических скоростях бурения рекомендуется пользоваться методиками, [6], предложенными Б.Б.Кудряшовым [6], Е.Г.Леоновым и В.И.Исаевым [9]. Для различных участков циркуляционной системы можно Б.Б.Кудряшов рекомендует упрощенные формулы, удобные при инженерных расчетах:

для горизонтального потока в выкидной линии и горизонтальных участках поверхностной обвязки при условии, что на указанных участках смонтировано специальное оборудование (шламоуловитель, вентилятор)

$$P_{н.н.о} = \sqrt{p_k^2 + (1 + k_z \mu_1) \lambda \frac{G^2 R T_{cp}}{d S^2} l}; \quad (15.9)$$

для восходящего потока в кольцевом пространстве

$$P_{н.к} = \frac{\sqrt{p_k^2 + a_2 G^2 l} + p_k b l}{1 - (1 + \mu_1) b l}; \quad (15.10)$$

для нисходящего потока по бурильным трубам и УБТ

$$P_{н.т} = \frac{\sqrt{p_k^2 + a_1 G^2 (l + l_3)} - p_k b l}{1 + b l}, \quad (15.11)$$

где  $a_1$ ,  $a_2$ , и  $b$  – сокращающие обозначения, рассчитываемые по следующим уравнениям:

$$a_1 = \lambda_1 \frac{RT_{CP}}{d_1 S_1^2}; \quad a_2 = \lambda_2 \frac{RT_{CP}}{(D - d_2) S_2^2}; \quad b = \frac{g \sin \alpha}{2RT_{CP}}. \quad (15.12)$$

В приведенных формулах  $P_k$  – давление в конце расчетного участка (для каждого последующего этапа расчета конечное давление принимают равным начальному давлению предыдущего этапа) с постоянным поперечным сечением в Па;  $k_r$  – безразмерный коэффициент Гастерштадта, определяемый в зависимости от вида породоразрушающего инструмента: для шарошечных и лопастных долот  $k_r = 1,5 \div 2,0$ ; для алмазных коронок и долот  $k_r = 0,5 \div 1,0$  для твердосплавных коронок  $k_r = 1 \div 1,5$  (значение  $k_r$  в указанных пределах нужно принимать тем больше, чем мягче порода и крупнее шлам);  $\mu_1$  – расходная концентрация выбуренной породы в потоке воздуха;  $l$  – текущая координата для нисходящего – от забоя к устью;  $L_3$  – эквивалентная длина канала бурильной колонны, потери давления на которой равны потерям давления на преодоление местных сопротивлений в бурильной колонне длиной  $l$ , м;  $\lambda$  – безразмерный коэффициент аэродинамического сопротивления;  $G$  – массовый расход газообразных агентов, кг/с;  $R$  – газовая постоянная, для воздуха нормальной плотности  $R = 287,4$  Дж (кг·К);  $T_{CP}$  – средняя температура в циркуляционной системе скважины в К;  $D_3$  – эквивалентный диаметр канала потока (для круглого канала равный его диаметру; для кольцевого – разности диаметров скважины  $D_c$  и наружного диаметр бурильных труб  $d_n$  в м;  $S$  – площадь сечения канала потока в м<sup>2</sup>;  $\alpha$  – угол наклона скважины к горизонту, градусах.

Расходная концентрация выбуренной породы в потоке воздуха  $\mu_1 = G_n / G$ , (15.13)  
где  $G_n$  – масса породы, выносимая с забоя (кг/ч):

$$G_n = (\pi/4) \cdot D_C^2 \cdot \rho_n \cdot v_m \quad (15.14)$$

при бурении с отбором керна

$$G_n = \frac{\pi}{4} \left( D_C^2 - \frac{B_K}{100} d_K^2 \right) \rho_n v_m \quad (15.15)$$

где  $B_K$  – выход керна в %;  $d_K$  – диаметр керна, м;  $G$  – массовый расход воздуха, в кг/с

$$G = p_0 Q_0 / RT_{cp} \quad (15.16)$$

где  $p_0$  – атмосферное давление в Па;  $Q_0$  – объемный расход воздуха, приведенный к нормальным условиям, м<sup>3</sup>/с.

Действительная концентрация выбуренной породы в потоке воздуха

$$\mu^* = \mu_1 / \varepsilon_1, \quad (15.17)$$

где  $\varepsilon_1$  – коэффициент проскальзывания воздуха относительно выбуренной породы, принимаемый для практических расчетов  $\varepsilon_1 = 0,5$  [6].

Коэффициент аэродинамического сопротивления для любого участка может быть определен по формуле Веймаута

$$\lambda = 0,009407 / \sqrt[3]{D_s} \quad (15.18)$$

Средняя температура потока воздуха на заданной глубине (в К)

$$T_{cp} = T_y + gradTL/2, \quad (15.19)$$

где  $T_y$  – температура потока в кольцевом пространстве на устье скважины в К;  $gradT$  – геотермический градиент в °С/м.

Эквивалентную длину замковых соединений по отношению к бурильным трубам определяют из выражения

$$l_3 = d_0 n_{ac} \xi / \lambda, \quad (15.20)$$

где  $n_{ac}$  – число замковых соединений в колонне;  $\xi$  – коэффициент местных сопротивлений, определяемый по формуле Бордо-Карно

$$\xi = k_k \left[ \left( \frac{d_B}{d_0} \right)^2 - 1 \right]^2, \quad (15.21)$$

где  $k_k$  – опытный коэффициент, учитывающий особенности конфигурации проходного отверстия:  $k_k \approx 2$  для муфтово-замковых соединений и

$k_k=1,5$  для приварных замков;  $d_0$  – наименьший диаметр проходного сечения в соединении.

Потери давления в долоте можно учитывать по опытным данным и согласно ряда авторов принимаются равными  $p_0=0,11$  МПа.

Пример 15.4. Определить давление воздуха на компрессоре при бурении вертикальной скважины диаметром  $D_c=200$  мм и глубиной  $L=1840$  м в необводненных породах плотностью  $\rho_n=2680$  кг/м<sup>3</sup> для следующих условий: наружный диаметр бурильных труб  $d_n=101,6$  мм; внутренний диаметр  $d_b=83,6$  мм; число соединений -149; замковые соединения ЗШ – 113 с минимальным проходным отверстием диаметром  $d_0=71$  мм; УБТС2 – 120 внутреннего диаметра  $d_{вн}=64$  мм длиной  $l_y=90$  м; бурение ведется трехшарошечными долотами; механическая скорость бурения  $v_m=17,3$  м/ч; расход воздуха  $Q=30$  м<sup>3</sup>/мин; температура воздуха на устье  $T_y=300$  К; геотермический градиент  $gradT=0,01$  °С/м; атмосферное давление  $p_0=9,8 \cdot 10^4$  Па; потери давления в обвязке нагнетательной линии составляют 0,2 МПа.

Решение. Потерями давления на выкидной линии в связи с отсутствием шламоуловителя пренебрегаем.

Для определения потерь давления сначала найдем значения неизвестных величин, входящих в формулы (15.10) и (15.11).

Средняя температура потока воздуха по формуле (15.19).

$$T_{cp}=300+0,01 \cdot 300 \cdot 1840/2=309,2\text{К}.$$

Массовый расход воздуха из выражения (15.16)

$$G = \frac{9,8 \cdot 30 \cdot 10^4}{287,4 \cdot 309,2 \cdot 60} = 0,56 \text{ кг/с}.$$

Эквивалентный диаметр кольцевого пространства над УБТ

$$D_3=0,200-0,1016=0,0984.$$

Коэффициент аэродинамических сопротивлений для кольцевого пространства над УБТ [см. формулу (15.18)]

$$\lambda=0,009407/\sqrt[3]{0,0984}=0,02037.$$

Площадь кольцевого пространства

$$S=3,14/4 \cdot (0,2^2-0,1016^2)=0,0233 \text{ м}^2=23,3 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

Величины  $a$  и  $b$  расчетного участка кольцевого пространства над УБТ из выражений (15.12)

$$a_2 = 0,02037 \frac{0,56^2 \cdot 287,4 \cdot 309,2}{9,81 \cdot 0,0984 \cdot (23,3 \cdot 10^{-3})^2} = 33 \cdot 10^6;$$

$$b = (1/2) 287,4 \cdot 309,5 = 5,7 \cdot 10^6.$$

Расходная концентрация выбуренной породы в потоке воздуха  $\mu_1$ , из выражения (15.13)

$$\mu_1 = \frac{0,785 \cdot 0,2^2 \cdot 2680 \cdot 17,3}{3600 \cdot 0,56} = 0,722.$$

Действительная концентрация выбуренной породы в потоке воздуха

$$\mu_* = \frac{0,722}{0,5} = 1,44.$$

Принимаем безразмерный коэффициент Гастерштадта  $k_t = 1,7$  из уравнения (15.10) абсолютное давление над УБТ в кольцевом пространстве скважины

$$P_{нк} = \frac{\sqrt{(9,8 \cdot 10^4)^2 + (1 + 1,7 \cdot 1,44) 0,56^2 \cdot 33 \cdot 10^6 \cdot 1750 + 9,8 \cdot 10^4 \cdot 5,7 \cdot 10^{-6} \cdot 1750}}{1 - (1 + 1,44) 5,7 \cdot 10^{-6} \cdot 1750} = 0,4 \text{ МПа.}$$

Давление воздуха на забое скважины также определяется по формуле (15.10)  $P_{нз} \approx 0,4$  МПа; при этом  $S = 2 \cdot 10^{-2} \text{ м}^2$ ;  $D_3 = 0,08$ ;  $\lambda = 0,022$ ;  $a_2 = 59,6 \cdot 10^6$ .

Потери давления в долоте  $P_d$  принимается равными  $P_d = 0,11$  МПа. Тогда абсолютное давление воздуха над долотом

$$P_{н.д} = P_{нз} + P_d = 0,4 + 0,11 = 0,55 \text{ МПа.}$$

Для расчета давления воздуха в бурильных трубах над УБТ по формуле (15.11) определяем

$$\lambda = 0,009407 / \sqrt[3]{0,064} = 0,0235;$$

$$S = 0,785 \cdot 0,064^2 = 3,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2;$$



$$a_1 = 0,0235 \frac{287,4 \cdot 309,2}{0,064 \cdot 0,0032^2} = 3,48 \cdot 10^9;$$

$$P_{\text{нм}} = \frac{\sqrt{(0,55 \cdot 10^6)^2 + 3,48 \cdot 10^9 \cdot 0,56^2 \cdot 90} - 0,55 \cdot 10^6 \cdot 5,7 \cdot 10^{-6} \cdot 90}{1 + 5,7 \cdot 10^{-6} \cdot 90} =$$

$$= 0,63 \text{ МПа.}$$

Давление в бурильных трубах у устья скважины также определяем по формуле (15.11), при этом  $\lambda = 0,0215$ ;  $S = 5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$ ;  $= 10,2 \cdot 10^8$ ;

$$l_3 = \frac{0,0836 \cdot 149 \cdot 0,3}{0,0215} \approx 174 \text{ мм};$$

$$\xi = 2 \left[ \left( \frac{0,0836}{0,071} \right)^2 - 1 \right]^2 = 0,3.$$

$$P_{\text{нгу}} = \frac{\sqrt{(0,63 \cdot 10^6)^2 + 10,2 \cdot 10^8 \cdot 0,56^2 (1750 + 174)} - 0,63 \cdot 10^6 \cdot 5,7 \cdot 10^{-6} \cdot 1750}{1 + 5,7 \cdot 10^{-6} \cdot 1750} \approx$$

$$\approx 0,99 \text{ МПа.}$$

Давление на компрессоре с учетом потерь давления в обвязке нагнетательной линии равно

$$P_{\Sigma} = 0,99 + 0,2 = 1,19 \text{ МПа.}$$

Выбор типа и количества компрессоров рассматривался в разделе 8.

### 15.3. Расчеты, связанные с применением газожидкостных смесей

Расход воздуха для бурения с промывкой скважины азрированным буровым раствором (АБР) прежде всего определяется необходимой плотностью газозвоздушной смеси. Для расчета плотности АБР, обеспе-

чивающей условие равновесия в системе скважина-пласт можно воспользоваться выражением [см. формулу (3.5)].

Объем воздуха  $Q_v$  ( $m^3/мин$ ), приходящийся на единицу объема жидкости  $Q_ж$  ( $л/с$ ), нагнетаемых в скважину совместно характеризует степень аэрации

$$\alpha = \frac{Q_v}{Q_ж} \quad (15.22)$$

АБР вследствие достаточно высокого содержания в них газообразного компонента ( $\alpha=5 \div 50$ ) сильно сжимаемы. Их плотность зависит от глубины скважины и уменьшается при циркуляции от забоя к устью.

Для ориентировочного расчета степени аэрации, необходимой для получения требуемой величины давления в скважине в конкретных геолого-технических условиях, рекомендуется [3] пользоваться номограммой, построенной Ф.Поэттманом и В.Бергманом (рис.15.1), для глубины скважины до 3048 м, когда температура на забое в процессе циркуляции не превышает  $64,4^{\circ}C$ .

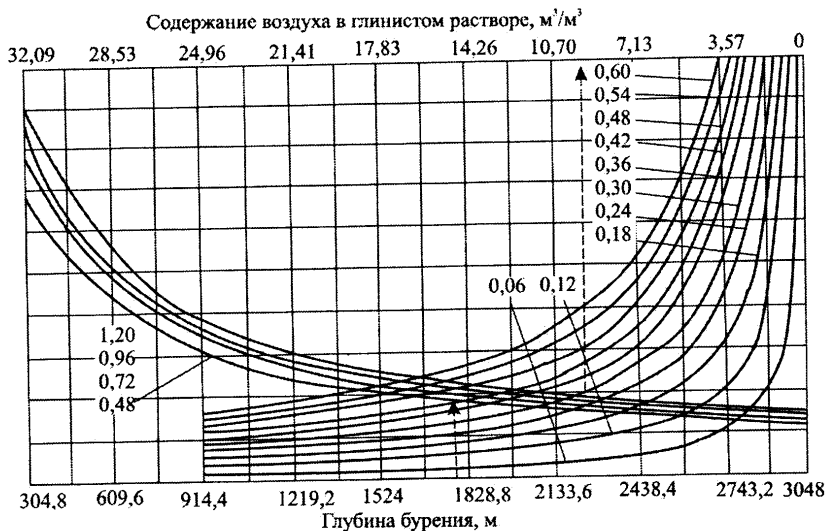


Рис.15.1.

Номограмма для ориентировочного расчета степени аэрации, необходимой для получения нужной величины давления в скважине: *цифры у кривых — плотность,  $г/см^3$ ; содержание воздуха в глинистом растворе при  $p=0,1$  МПа и  $T=15,5^{\circ}C$ .*

Расчетные формулы по определению давлений в различных элементах циркуляционной системы, полученные отечественными и зарубежными исследователями сложны и неудобны, а в ряде случаев неприемлемы для практических расчетов. В инженерных расчетах можно пользоваться результатами экспериментальных исследований.

Для установления минимального количества жидкой фазы, при котором обеспечивается эффективный вынос выбуренной породы, можно воспользоваться графиком (рис.15.2), построенным американскими специалистами [12] по результатам промысловых исследований в скважине глубиной 1520 м, обсаженной трубами диаметром 219 мм. Кривая 1 представляет собой фактическое давление на забое скважины при различных степенях аэрации (изменялась подача различных количеств жидкости от 3,8 до 18 л/с при постоянном расходе воздуха 44-46 м<sup>3</sup>/мин), возрастающее примерно пропорционально увеличению расхода жидкости.

Кривая 2 характеризует выносную способность восходящего потока АБР в зависимости от степени аэрации.

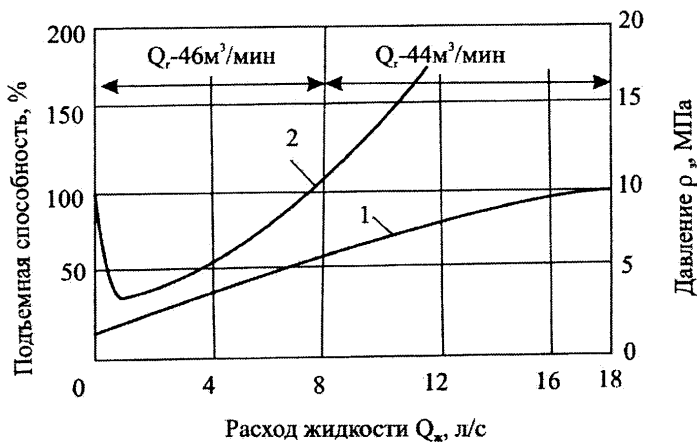


Рис.15.2.

График изменения давления в скважине (1) и относительной подъемной силы потока аэрированной жидкости (2) в зависимости от расхода жидкости при постоянном расходе воздуха

На рис. 15.3 показано изменение давления в циркуляционной системе скважины глубиной 280 м, обсаженной трубами диаметром 324 мм, при различных расходах воздуха [12].

Отдельные участки графика характеризуют перепады давления в различных элементах системы: 1-2 – в 114-мм бурильных трубах; 2-3 – в 146-мм УБТ; 3-4 – в турбобуре; 4-5 – в долоте (с центральным отверстием диаметром 50 мм) и в кольцевом пространстве (между турбобуром и УБТ); 5-6 – в кольцевом пространстве за бурильными трубами.

При использовании пены в качестве циркулирующего агента достаточной оказывается скорость в кольцевом пространстве  $v_3=0,5\div 1,5$  м/с. Низкие значения  $v_3$  и плотности пены способствуют успешной проходке слабосцементированных пород и зон поглощения бурового раствора и дают возможность рекомендовать ее при вскрытии продуктивных пластов [1].

Распределение давления в различных элементах циркуляционной системы (в частности, в кольцевом пространстве) при бурении с пеной зависит от степени аэрации (изменяется в широких пределах от 20 до 200 и даже более) и расхода воздуха.

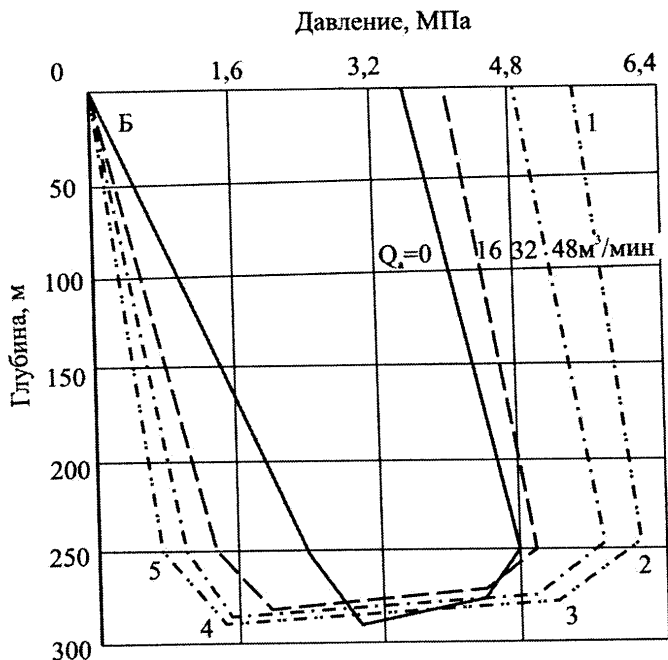


Рис.15.3.

Распределение давления в скважине при прямой циркуляции аэрированной жидкости ( $Q=28,7$  л/с)

Экспериментальным путем установлено, что в идентичных условиях (расход жидкости и степень аэрации) давление в кольцевом пространстве при использовании пены оказывается ниже, чем в случае применения АБР (рис.15.4).

Изменение давления в потоке пены по глубине скважины (если пренебречь инерционными потерями) описывается уравнением

$$\frac{dp}{dh} = \rho \pm \lambda \rho \frac{v^2}{2gD}, \quad (15.23)$$

где  $p$  – давление на глубине  $h$ , МПа;  $\rho$  – плотность пены при давлении  $p$ , кг/м<sup>3</sup>;  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;  $v$  – скорость потока пены, м/с [знак «+» в уравнении (15.23) относится к восходящему течению пены, «-» - к нисходящему];  $D$  – диаметр труб, м.

Обработка экспериментальных данных по циркуляции двухфазной пены на стендовой скважине глубиной 1500 м позволила установить [1], что коэффициент  $\lambda$  можно принять равным 0,03.

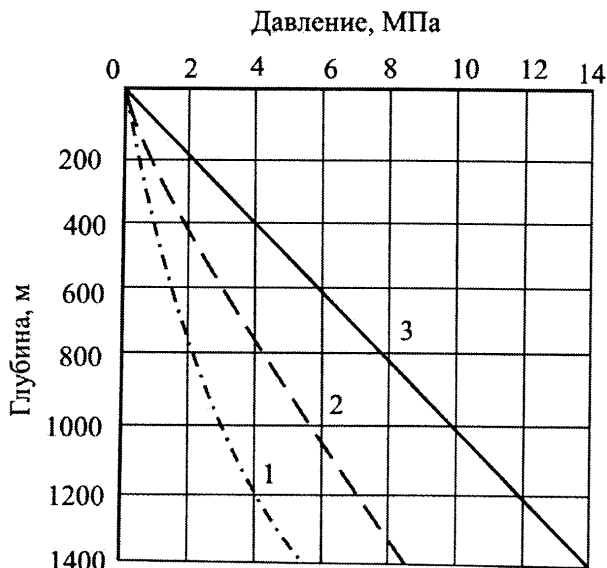


Рис.15.4.

Распределение давления в кольцевом пространстве ( $Q=3$  л/с,  $\alpha=40$ , объемная доля сульфанола 1%): 1 – пена; 2 – аэрированная вода; 3 – вода

Пример 12.5. Определить степень азрации АБР, нагнетаемого в скважину, если расход воздуха  $Q_v=35 \text{ м}^3/\text{мин}$ , а жидкой фазы  $Q_{ж}=21 \text{ л/с}$ .

Решение. Из выражения (12.22) находим

$$\alpha = \frac{35 \text{ м}^3 / \text{мин}}{21 \text{ л} / \text{с}} = \frac{583 \text{ л} / \text{с}}{21 \text{ л} / \text{с}} \approx 28.$$

Пример 12.6. Рассчитать степень азрации исходного бурового раствора плотностью  $\rho_{б.р}=1020 \text{ кг/м}^3$  для получения АБР плотностью  $\rho_{абр}=720 \text{ кг/м}^3$  для следующих исходных данных [13] глубина скважины 1768 м; средняя температура по стволу скважины  $T=64,4^\circ\text{C}$ .

Решение. От точки на оси абсцисс, соответствующей глубине 1768 м, проводится вертикальная линия до пересечения с кривой плотности АБР, соответствующей плотности 720 кг/м<sup>3</sup> (на номограмме 0,72 г/см<sup>3</sup>).

От точки пересечения проводим горизонтальную линию до пересечения с кривой, соответствующей разности  $\rho_{б.р} - \rho_{абр}$ , т.е. 1,02-0,72=0,3 г/см<sup>3</sup>. От точки пересечения этих линий восстанавливаем перпендикуляр до верхней горизонтальной шкалы, на которой получаем значение необходимой степени азрации:  $\alpha=Q_v/Q_{ж}=9,43 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , т.е. в единицу времени требуется ввести 9,43 м<sup>3</sup> воздуха на 1 м<sup>3</sup> раствора.

Расчет объемных расходов воздуха и жидкой фазы (водный раствор ПАВ, водоприток) производится на основании опыта бурения с использованием пены. Суммарный объемный расход жидкой фазы с учетом водопритоков в скважину находится в пределах  $2,5 \cdot 10^{-4} \div 1,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$  [6].

Объемный расход воздуха для получения пены можно определить из соотношения

$$Q_a = \alpha Q_{ж}, \quad (15.24)$$

где  $Q_{ж}$  – объемный расход жидкой фазы в учете водопритока в скважину. м<sup>3</sup>/с;  $Q_v$  – объемный расход воздуха при атмосферном давлении ( $1 \cdot 10^5 \text{ Па}$ ), м<sup>3</sup>/с;  $\alpha$  – то же, что и в формуле (15.22).

Расчет давления нагнетания при циркуляции в скважине пены производится аналогично расчету с продувкой воздухом и ведется в направлении, обратном движению потока. Для расчета рекомендуется методика, изложенная в работе [7]. Однако расчет давления по этой методике является трудоемким и требует машинного счета.

Ориентировочно давление нагнетания пены  $P_{н.п}$  может быть рассчитано по формуле [4].

$$P_{н.п} = P_{зав} + \Delta p_1 + \Delta p_2, \quad (15.25)$$

где  $P_{\text{заб}}$  – давление у забоя скважины в восходящем потоке при глубине  $h$ , равной глубине скважины, МПа;  $\Delta p_1=0,035\div 0,05$  МПа – давление на преодоление сопротивлений в колонковом наборе, долоте;  $\Delta p_2=0,05$  МПа – давление на преодоление сопротивлений в наземной обвязке.

Расчетные значения  $P_{\text{заб}}$  в скважине диаметром 80 мм при использовании бурильных труб диаметром 50 мм и бурении с различными подачами воды и воздуха, приведены в табл. 4.10 справочного пособия [4].

#### Список литературы

1. Амиян В.А., Амиян А.В. Повышение производительности скважин. М., Недра, 1986.
2. Аэродинамические сопротивления движению воздуха (газов) при продувке нисходящих скважин. В учебном пособии «Бурение скважин различного назначения» М; РГГРУ.2006/ Авторы: Сердюк Н.И, Куликов В.В, Тунгусов А.А и др.
3. Бронзов А.С. Бурение скважин с использованием газообразных агентов. М., Недра, 1979.
4. Ивачев Л.М. Промывка, тампонирование геологоразведочных скважин. Справочное пособие. М., Недра, 1989.
5. Инструкция по бурению скважин и вскрытию продуктивных пластов с использованием газообразных агентов М; 1985 РД 39-2-1103-84 ВНИИБТ
6. Кудряшов Б.Б, Кирсанов А.И. Бурение разведочных скважин с применением воздуха. М., Недра, 1990.
7. Кудряшов Б.Б., Мураев Ю.Д, Климов В.Я. Основы теории и расчет давления при движении пены в скважине. Л ЛГИ, т ХСШ, 1982, с.3-12
8. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидравлические расчеты промывки аэрированными жидкостями скважин при бурении. М., изд.МИНХиГП им. И.М.Губкин. 1980.
9. Леонов Е.Г., Исаев В.М. Гидроаэромеханика в бурении.М., Недра, 1987.
10. Лопатин Ю.С. Методика расчета потерь давления на долоте при бурении с продувкой воздухом или газом. Труды ВНИИБТ, вып.ХХХП, 1973, с.25-27.
11. Макурин Н.С., Филатов Б.С. Аэродинамические характеристики циркуляционной системы скважин при колонковом разведочном бурении с продувкой. – Разведка и охрана недр., 1961, № 6. с.18-27.

12. Межлумов А.О. Использование азрированной жидкости при проводке скважин. М., Недра, 1976

13. Межлумов А.О., Макурин Н.С. Бурение скважин с применением воздуха, газа и азрированной жидкости. М., Недра, 1967.

14. Межлумов А.О. Особенности бурения скважин и вскрытия продуктивных пластов с использованием газообразных агентов. В кн.: Справочник инженера по бурению под ред. В.И.Мишевича и Н.А Сидорова. т.2 М., Недра. 1973.

15. Яковлев А.М., Коваленко В.И. Бурение скважин с пеной на твердые полезные ископаемые. – Л.: Недра, 1987, 128 с.



## 16. Расчет параметров режима бурения

### 16.1. Бурение неглубоких скважин без промывки

При проектировании технологического режима **шнекового бурения** необходимо выбрать такие значения подачи бурового инструмента и частоты его вращения, которые обеспечивают непрерывный и полный вынос разрушенной породы шнеком.

Шнековое бурение в породах I-III категории по буримости может осуществляться без приложения к долоту дополнительной осевой нагрузки. Дополнительную осевую нагрузку следует предусмотреть при забуривании скважин (в мерзлых породах при бурении по сухим плотным глинам и пескам) [34].

Минимальная частота вращения шнека  $n_{\min}$  (в  $\text{мин}^{-1}$ ), обеспечивающая транспортирование пород вверх, определяется по формуле [3]

$$n_{\min} = \frac{30}{\pi} \sqrt{\frac{g(\sin \alpha + f_{III} \cos \alpha)}{R f_c K_1 K_2 (\cos \alpha - f_{III} \sin \alpha)}}, \quad (16.1)$$

где  $\alpha$  – угол подъема винтовой линии ребра шнека;  $f_{III}=0,2$  – коэффициент трения породы о винтовую поверхность шнека;  $R$  – радиус шнека, м;  $f_c=0,5 \div 0,6$  – коэффициент трения породы о стенки скважины;  $K_1=0,8 \div 0,9$  – коэффициент, учитывающий заполнение шнека;  $K_2=0,9$  – коэффициент, учитывающий действие сил трения на транспортируемые частицы.

Частота вращения (в  $\text{мин}^{-1}$ ), необходимая для обеспечения производительности шнека, определяется по формуле

$$n_{\min} \geq \frac{30}{\pi} \sqrt{\frac{g f_{III} \cos \alpha_r}{r}}, \quad (16.2)$$

где  $\alpha_r = \arctg S_{III} / 2\pi r$  – угол подъема винтовой линии у бурильной трубы радиусом  $r$ ;  $S$  – шаг винтовой линии.

Основные параметры применяемых шнеков даны в табл. 7.49 справочника [34].

Скорость бурения  $v_{ш}$  в зависимости от частоты вращения в породах IV-VI категории по буримости выражается формулой

$$v_{ш} = K_p n^{\lambda} \quad (16.3)$$

где  $K_p$  – опытный коэффициент, зависящий от осевой нагрузки  $P_{ш}$ :

$P_{ш}, \text{кН}$	$K_p$	$P_{ш}, \text{кН}$	$K_p$
11,3	0,0043	15,2	0,0150
12,9	0,0125	18,0	0,0270

В выражении (16.3)  $\lambda$  – показатель степени: 1,8 – для аргиллитов и песчаников. Рекомендуемые частоты вращения,  $\text{мин}^{-1}$ : для известняков – 80-130, для аргиллитов – 130, для песчаников – 100-110 [3].

Максимально допустимая скорость бурения  $v_{ш}$  имеет вид:

$$\frac{\pi(R^2 - r^2)}{R^2 j k_p} \varphi_3 v_z \geq v_{ш}, \quad (16.4)$$

где  $R$  и  $r$  – радиусы шнека и трубы шнека, м;  $\varphi_3=0,2 \div 0,5$  – коэффициент заполнения свободного сечения шнека;  $v_z$  – вертикальная составляющая скорости движения породы, м/мин;  $j=1,1 \div 1,2$  – коэффициент, учитывающий расширение скважины вследствие разбухания;  $k_p$  – коэффициент разрыхления породы.

**Пример 16.1.** Определить минимальную частоту вращения шнека диаметров  $D_{ш}=230$  мм ( $230 \cdot 10^{-3}$  м).

**Решение.** Из табл. 7.49 [34] находим угол подъема спирали  $\alpha=13^\circ$ ,  $K_1 K_2=0,8$  по формуле (16.1) получаем

$$n_{min} = \frac{30}{3,14} \sqrt{\frac{9,81(0,225 + 0,2 \cdot 0,974)}{115 \cdot 10^{-3} \cdot 0,5(0,974 - 0,2 \cdot 0,225)}} = 94 \text{ мин}^{-1}.$$

**Пример 16.2.** Найти минимальную частоту вращения шнека  $D_{ш}=185$  мм ( $185 \cdot 10^{-3}$  м), при которой разрушенная порода будет перемещаться к периферии шнека и транспортироваться на поверхность.

**Решение.** Из табл. 7.49 [34] находим:

$$r=102 \cdot 10^{-3} : 2=0,051 \text{ м; шаг спирали } S_{ш}=125 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

Определяем  $\alpha_r$

$$\alpha_r = \arctg \frac{125 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,051} = 21^\circ 24'.$$

Принимая  $f_{min}=0,2$  по формуле (16.2) определяем  $n_{min}$

$$n_{min} \geq \frac{30}{3,14} \sqrt{\frac{9,81 \cdot 0,2 \cdot 0,929}{0,051}} = 57 \text{ мин}^{-1}.$$

**Пример 16.3.** Определить максимально возможную скорость бурения в глинистых породах с галькой, если известно, что  $v_z=7$  м/мин,  $K_p=1,4$ ;  $R=73 \cdot 10^{-3}$  м;  $r=30 \cdot 10^{-3}$  м.

**Решение.** Принимая  $\psi_3=0,3$ ;  $j=1,2$  и подставляя заданные величины в формулу (16.4), найдем

$$v_{ш} = \frac{3,14(0,073^2 - 0,03^2)0,3 \cdot 7}{0,073^2 \cdot 1,2 \cdot 1,4} = 3,26 \text{ м/мин.}$$

**Вывод:** максимально допустимая скорость бурения не должна превышать 3,26 м/мин, в противном случае разбуренная порода не успеет подняться с забоя к устью.

Технологические параметры, определяющие эффективность **вибрационного бурения**, - момент эксцентров, частота и амплитуда колебаний.

При практических расчетах<sup>1</sup> величина максимальной центробежной силы (возмущающего усилия) от вращения двух дебалансов (в Н) определяется по формуле

$$F_{max}=(Q_0\epsilon)n^2 10^{-3}, \quad (16.5)$$

где  $Q_0\epsilon$  – суммарный статический момент силы тяжести дебалансов. Н·м;  $n$ -частота вращения дебалансов, мин<sup>-1</sup>.

Погружающая способность вибровозбудителя в соответствующем диапазоне частот оценивается величиной амплитуды колебаний (в м), которая может быть вычислена по упрощенной формуле

$$A=(Q_0\epsilon)\alpha_\infty/\Sigma Q, \quad (16.6)$$

где  $\alpha_\infty$  - коэффициент, учитывающий влияние массы грунта, принимающей участие в колебаниях, для суглинка и глин  $\alpha_\infty=0,7 \div 0,85$ , для супесей  $\alpha_\infty=0,85$ , для мелкозернистых песков  $\alpha_\infty=0,9 \div 0,95$ ;  $\Sigma Q=Q_1+Q_2$  – вес вибровозбудителя  $Q_1$  и бурового снаряда  $Q_2$ , Н.

Скорость колебаний (в м/с)

$$v_{max}=A\omega; \quad (16.7)$$

---

<sup>1</sup> Формулы для расчета параметров вибровозбудителей в представленном виде приводятся в работах Б.М.Ребрика.

мощность, расходуемая вибровозбудителем (в Н·м/с или Вт)

$$N_{\text{в}} = \frac{\Sigma Q}{g} n_1 v_{\text{max}}^2 \quad (16.8)$$

Здесь  $\omega = \pi n / 30$  - угловая скорость,  $\text{с}^{-1}$ ;  $n_1$  - коэффициент демпфирования колебаний, зависящий от свойств грунта,  $\text{с}^{-1}$ , для вязких грунтов  $n_1 = 20 \div 30$ , для слабосвязанных  $n_1 < 20$ .

Полученное значение  $N_{\text{в}}$  следует увеличить на 25-30%, что соответствует поправке, учитывающей потери на трение в вибровозбудителе и дополнительные электрические потери в электродвигателе.

Частота вращения дебалансов

$$n = n_y i, \quad (16.9)$$

где  $n_y$  - частота ударов вибромолота в 1 с;  $i$  - отношение частоты вращения дебалансов к средней частоте ударов вибромолота.

Значение средней величины  $i$  для различных глубин скважин приведено ниже.

Глубина скважины, м	0-4	4-8	8-15	15-30
$i$	1	2	3	4

Момент эксцентриков (в Н·м):

$$Q_{\text{оэ}} = P v_y^2 / 2g K_A, \quad (16.10)$$

где  $P = 2P_{\text{пр}}$  - вес ударной части вибромолота, Н;  $P_{\text{пр}} = 1,2 m_n g$  - приведенный вес инструмента, Н;  $m_n$  - масса инструмента, состоящая из массы вибронда и бурильных труб, кг;  $v_y = \sqrt{2gA_0}$  - скорость движения ударной части;  $A_0$  - максимальное расстояние от ограничителя до ударной массы (величина отскока), м;  $K_A$  - амплитудный коэффициент.

Амплитудный коэффициент  $K_A$  для различных значений  $i$  приведен ниже:

$i$	1	2	3
$K_A$	1,6-2,9	1,8-4,3	1,9-8,8
$i$	4	5	6
$K_A$	4,0-13,6	6,4-19,4	9,8-27,0
			7
			15,6-30,0

Мощность, расходуемая беспружинным вибромолотом на удары

$$N_{\text{б.в.}} = \frac{P}{2g} \left( \sqrt{2gA_0} + A_{\infty} \omega \right)^2, \quad (16.11)$$

где  $A_{\infty} = Q_0 \varepsilon / P$  – предельная амплитуда колебаний свободно подвешенного вибромолота, м.

Ориентировочно мощность может быть определена по формуле  $N_{б.в.} = 1,5(Q_0 \varepsilon) \omega$ . (16.12)

Вибрационные буровые установки оснащаются вибропогружателями с постоянными параметрами, поэтому в процессе бурения параметры технологического режима не регулируются. Для эффективного бурения скважин глубиной 15-25 м вибропогружатель должен иметь следующие параметры: момент дебалансов 15-25 Н·м, частоту вращения 1000-1500 мин<sup>-1</sup>, массу ударной части 300-500 кг, мощность приводного двигателя 7-10 кВт. При бурении глин, суглинков, плотных слабовлажных песков рекомендуется применять низкочастотные вибропогружатели с большим моментом дебалансов; при бурении супесей и влажных песков – высокочастотные.

В легких условиях оптимальная длина рейса (в м) находится в пределах 2-7, средних – 1,5-3,5, тяжелых – 0,3-3. Оптимальная длина рейса на 5-20% меньше предельной.

**Пример 16.4.** Определить мощность, расходуемую беспружинным вибромолотом при бурении скважины диаметром 146 мм на глубине 20 м в нескальных грунтах, если масса инструмента (вибросонда и бурильных труб диаметром 50 мм) составляет  $m_{и}=144$  кг; средняя величина отскока, полученная с помощью виброграмм,  $A_0=4 \cdot 10^{-2}$  м, а число ударов в 1 с  $n_{уд}=6$ .

**Решение.** Приведенный вес инструмента  $P_{пр}=1,2 \cdot 144 \cdot 9,81=1695,2$  Н;  
 $P=2 \cdot 1693,4=3390,4$  Н.

Скорость движения ударной части

$$v_y = \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 4 \cdot 10^{-2}} = 0,9 \text{ м/с.}$$

Находим  $i=4$ ;  $K_A=9$ . Определяем  $Q_0 \varepsilon$  по формуле (16.10) и  $A_{\infty}$ ;

$$Q_0 \varepsilon = \frac{3390,4 \cdot 0,9^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 9} = 15,5 \text{ Н·м,}$$

$$A_{\infty} = \frac{15,5}{3390,4} = 45 \cdot 10^{-4} \text{ м.}$$

Частота вращения дебалансов в 1 мин по формуле (16.9)

$$n = 6 \cdot 60 \cdot 4 = 1440 \text{ мин}^{-1},$$

$$\omega = \frac{3,14 \cdot 1440}{30} = 150 \text{ с}^{-1}.$$

Тогда из выражения (16.11)

$$N_{6,в} = \frac{3390,4}{2 \cdot 9,81} \left( \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 4 \cdot 10^{-2}} + 45 \cdot 10^{-4} \cdot 150 \right)^2 = 2332,7 \text{ Н} \cdot \text{м/с} = 2,33 \text{ кВт}.$$

При разработке технологии **ударно-канатного бурения** для каждого интервала геологического разреза скважины проектируются параметры режима бурения: вес ударного снаряда, высота его подъема над забоем, частота ударов и количество подливаемой в скважину воды.

Известно, что ударный режим разрушения пород наиболее эффективен в хрупких породах (предел прочности на скалывание составляет 6-9% от предела прочности на раздавливание). Поскольку разрушение породы при ударном бурении происходит в динамическом режиме и время удара долота о породу составляет всего  $3 \div 5 \cdot 10^{-3}$  с роль сил трения о породу значительно меньше, чем при вращательном бурении. Соответственно при ударном бурении существенно меньше и износ долот.

Эффективное разрушение породы определяется кинетической энергией при падении бурового снаряда

Вес рабочей части снаряда рассчитывается по формуле

$$Q_p = q_0 D, \tag{16.13}$$

где  $q_0$  – относительный вес инструмента, Н/см;  $D$  – диаметр долота, см.

Для пород различной крепости рекомендуются следующие значения  $q_0$  (в Н/см):

мягкие породы (I-III категории по буримости)	147-245
породы средней твердости (IV-V категория)	294-392
твердые породы (VI категория)	392-490
весьма твердые породы (VI категория)	588-785

Необходимый вес ударной штанги определяется по формулам:  
при работе с раздвижной штангой

$$Q_2 = Q_p - \left( Q_1 + \frac{1}{2} Q_3 \right); \tag{16.14}$$

при работе без раздвижной штанги (в нетрещиноватых и невязких породах)

$$Q_2 = Q_p - (Q_1 + Q_2), \quad (16.15)$$

где  $Q_1$  – вес долота, Н;  $Q_2$  – вес ударной штанги, Н;  $Q_3$  – вес раздвижной штанги;  $Q_4$  – вес канатного замка.

Технические характеристики ударных, раздвижных штанг и канатных замков приведены в табл. 7.55 и 7.57 справочника [34].

В зависимости от характера пород и глубины скважины задаются высотой подъема снаряда. Современные буровые установки ударно-канатного бурения обеспечивают высоту подъема снаряда над забоем на 0,35-1 м и частоту ударов от 40 до 60 в 1 мин.

Между числом ударов  $n_y$  (уд/мин) и высотой падения бурового снаряда  $S$  (м) существует следующее соотношение

$$n_y \approx 21 \sqrt{v/S}, \quad (16.16)$$

где  $v$  – ускорение падения снаряда в шламовой среде,  $\text{м/с}^2$

Ускорение при падении снаряда – непостоянная величина и зависит от прямолинейности и состояния стенок скважины, плотности жидкости, содержащей частицы разрушенной породы во взвешенном состоянии. Экспериментально установлено, что при бурении по глинистым породам ускорение падения снаряда колеблется в пределах  $v=4,5 \div 5 \text{ м/с}^2$ , по твердым породам  $v=6 \div 6,5 \text{ м/с}^2$  (в чистой скважине эта величина может достигать  $8,7 \text{ м/с}^2$ ).

При бурении в твердых монолитных породах целесообразно увеличивать высоту сбрасывания снаряда, снижая частоту ударов. В сильно трещиноватых (или слоистых), перемежающихся по твердости породах частоту ударов следует увеличивать, уменьшая высоту сбрасывания снаряда. Высоту сбрасывания снаряда следует увеличивать с ростом глубины бурения, а частоту ударов снижать.

Рекомендуемые значения количества подливаемой в скважину воды:

35-40 л при бурении мягких пород на каждый рейс; 10-14 л при бурении твердых пород.

Ориентировочная величина углубления за рейс составляет: в мягких породах – 0,5-1 м, в твердых 0,3-0,5 м, в очень твердых – 0,2-0,3 м.

Пример 16.5. Обосновать параметры технологического режима бурения ударно-канатным способом для следующих условий: глубина скважины  $L=200\text{м}$ ; бурение ведется по выветрелым изверженным породам V категории по буримости с помощью буровой установки УКС-22М; диаметром скважины  $D=345\text{ мм}$ .

Решение. Задаемся для пород V категории по буримости относительной массой бурового снаряда  $q_0=392\text{ Н/см}$  и определяем вес рабочей (ударной) части снаряда

$$Q_p=392 \cdot 34,5=13,5\text{ кН}$$

Пользуясь табл.7.54 и 7.56 [34] подбираем составные части снаряда: вес долота  $Q_1=1,76\text{ кН}$ ; длина  $l_1=1000\text{ мм}$ ; вес раздвижной штанги  $Q_3=3,33\text{ кН}$ , длина  $l_3=2030\text{ мм}$ , максимальный диаметр  $D_3=220\text{ мм}$ .

Для обеспечения необходимой массы рабочей части снаряда масса ударной штанги должна быть [см.формулу (16.14)]

$$Q_2=13,5-(1,76+\frac{1}{2} \cdot 3,33)=10,1\text{ кН.}$$

Принимаем две ударные штанги с высаженными концами общей массой  $Q_2=9,81 \cdot 545 \cdot 2=10,7\text{ кН}$ . Общая длина двух штанг  $l_2=4000 \cdot 2=8000\text{ мм}$ .

Общая масса рабочей части ударного снаряда  
 $Q=Q_1+Q_2+Q_3/2=1,76+10,7+3,33/2=14,1\text{ кН}$ .

Фактическая относительная масса рабочей части снаряда  
 $Q_p=Q/D=14,1/34,5=0,41\text{ кН/см}$ .

Общая длина снаряда  
 $L_c=l_1+l_2+l_3+l_4=1000+8000+2030+800=11830\text{ мм}$ .

Общий вес ударного снаряда  
 $Q_c=Q_1+Q_2+Q_3+Q_4=1,76+10,7+3,33+0,93=16,7\text{ кН}$ .

Приняв  $S=1\text{ м}$  по формуле (16.16) найдем рациональную частоту ударов в 1 мин.

$$n_y=21 \sqrt{6/1}=51,4\text{ уд/мин.}$$

Примем  $n_y=50\text{ уд/мин}$ .



С учетом изложенных выше рекомендаций количество подливаемой в скважину воды – 20 л, а ориентировочное углубление за один рейс – 0,4–0,5 м.

## 16.2. Вращательное бурение с промывкой (продувкой)

16.2.1. Общие рекомендации. В комплексе факторов, оказывающих существенное влияние на показатели бурения, наряду с правильным выбором типа породоразрушающих инструментов, состава и свойств циркулирующей среды, режимы бурения являются одним из основных факторов успешного бурения любой, даже самой сложной скважины.

Сочетание параметров режима бурения (осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент  $P_{п.и}$ ; частоты вращения бурового инструмента –  $n$ ; расхода циркуляционного агента и его качество), позволяющее получить высокие показатели работы и минимальную стоимость 1 м бурения, называется оптимальным режимом бурения.

Если выбор одного или нескольких параметров режима бурения ограничивается спецификой геологического разреза, требованиями, предъявляемыми к качеству бурения и отбора керна, большой интенсивностью искривления скважины, недостаточной мощностью двигателя, малой прочностью бурильной колонны и др., то такой режим бурения называется ограниченным.

Если параметры режима бурения подбирают с целью решения специальных технологических задач (искусственное искривление или выпрямление ствола скважины, обуривание аварийного снаряда и др.), то такой режим называется специальным.

Во всех случаях параметры режима бурения следует выбирать до начала бурения применительно к конкретным условиям объекта разведки (участка работ) и строго сочетать с возможностями применяемого оборудования и породоразрушающего инструмента, прочностью бурильной колонны и др.

В литературе по разведочному бурению приводятся рекомендуемые границы величин отдельных параметров режима бурения. Поэтому в конкретных геолого-технических условиях целесообразные границы параметров с высокой точностью можно выбрать следующим образом. Предварительно на основании справочных материалов и имеющегося опыта находят несколько значений каждого из параметров для характерных типов горных пород. Затем выбирают те параметры режима бу-

рения, которые дают минимальную стоимость различных значений достигнутых показателей бурения.

16.2.2. Бурение твердосплавными коронками. Осевая нагрузка на твердосплавную коронку  $P_{т.к.}$  (в кН) принимается из расчета

$$P_{т.к.} = p_0 n_p \quad (16.21)$$

где  $p_0$  – удельная нагрузка на основной резец коронки, принимаемая соответственно свойствам проходимых пород, а также форме резцов коронки (табл. 16.1);  $n_p$  – число основных резцов или вставок в коронке.

Удельная нагрузка на резец, обеспечивающая наиболее эффективное объемное разрушение породы,  $p_0 \geq p_{ш} F_k$ , где  $p_{ш}$  – твердость по штампу, МПа;  $F_k$  – площадь контакта резца с породой, м<sup>2</sup>.

Т а б л и ц а 16.1

Рекомендуемые нагрузки на 1 основной резец (режущую вставку) твердосплавной буровой коронки

Категория пород по буримости	Нагрузка на резец, кН	
	коронки ребристые и резцовые (М, СМ, СТ)	коронки самозатачивающиеся (СА)
I	0,4÷0,5	-
II	0,4÷0,5	-
III	0,5÷0,6	-
IV	0,6÷0,8	-
V	0,6÷0,8	1÷1,2
VI	0,8÷1	1,2÷1,4
VII	1÷1,2	1,4÷1,6
VII-IX	-	1,6÷1,8

При бурении в трещиноватых и абразивных породах рекомендуемые значения уменьшают до 30%.

При бурении скважин твердосплавными коронками большого диаметра (93-151 мм), требующими создания большой осевой нагрузки (более 15 кН), а также в геологических условиях, способствующих искривлению ствола скважины, между колонковым снарядом и бурильными трубами необходимо устанавливать УБТ (см.резделы 9 и 13).

Частота вращения (мин<sup>-1</sup>) коронки рассчитывается по величине принятой окружной скорости коронки  $\omega$

$$n = \frac{60\omega}{\pi D_{cp}}, \quad (16.22)$$

где  $D_{cp}$  – средний диаметр коронки,  $D_{cp} = (D_k + d)/2$  ( $D_k$  и  $d$  – наружный и внутренний диаметры коронки).

Рекомендуемые окруженные скорости  $\omega$  для твердосплавных коронок приведены ниже

Коронки	Ребристые	Резцовые	Самозатачивающиеся
$\omega$ , м/с	0,7-1,5	1-2,0	0,7-1,5

При бурении в абразивных породах во избежание быстрого износа резцов коронки рекомендуется принимать минимальную окружную скорость, но верхние пределы удельной нагрузки на резец. Нижние пределы  $\omega$  следует также принимать при бурении в трещиноватых породах.

При бурении мягких пород II-IV категории по буримости предельные частоты вращения не должны превышать следующих значений [15].

наружный диаметр коронки, мм	93	112	132	151
предельное значение частоты вращения, мин <sup>-1</sup>	500	400	350	300

При бурении мягких пород с пропластками более твердых (или с включениями валунов и галечников) указанные значения должны уменьшаться. Если уменьшается диаметр твердосплавной коронки (коронками малых диаметров считаются коронки диаметром 59, 46 и 36 мм), для получения дополнительного эффекта следует увеличивать частоту вращения.

При равной окружной скорости коронки достигается лучший эффект в случае работы коронки меньшего диаметра, но с большей частотой вращения (определяется из выражения  $n_m = D_6 n_6 / D_m$ , где  $n_m$  и  $n_6$  – частота вращения коронки соответственно малого диаметра  $D_m$  и большего диаметра  $D_6$ , мин<sup>-1</sup>)

При твердосплавном бурении коронками малых диаметров для выбора параметров режима можно пользоваться данными, приведенными выше, но для получения дополнительного эффекта окружные скорости коронок типа СА следует принимать в пределах 1,6 – 2,0 м/с.

С уменьшением диаметра коронки повышается ее удельная вооруженность, а уменьшение числа резцов позволяет увеличить нагрузки на группу резцов, перекрывающих забой. Поэтому в процессе бурения коронками малых диаметров удельные нагрузки на единицу площади забоя превышают критические, необходимые для разрушения некоторых

твердых пород, что обеспечивает улучшение показателей бурения: рост механической скорости и проходки на коронку. Это расширяет область рационального использования твердосплавных коронок в результате применения их для разрушения пород более высоких категорий буримости (до IX включительно, а в комбинации с алмазными коронками – и в более твердых породах).

Расход промывочной жидкости ориентировочно можно определить по удельному расходу  $q_p$  (табл. 16.2)

$$Q = q_p D_k \quad (16.23)$$

( $D_k$  – диаметр коронки, см)

При бурении в мягких породах (I – IV категорий по буримости) значение  $q_p$  должно быть максимальным при условии, что выбор этого параметра не ограничивается требованием получения наибольшего процента выхода керна. При бурении в породах средней твердости и твердых с увеличением осевой нагрузки на коронку и частоты ее вращения необходимо повышать расходы циркулирующего потока жидкости.

Таблица 16.2

Рекомендуемые значения удельного расхода промывочной жидкости

Тип коронки	Удельный расход, л/мин·см				
	Категория пород по буримости				
	I-II	III-IV	V	VI	VII-VIII
М	8-14	12-16	-	-	-
СМ, СТ	-	12-16	10-14	8-12	6-8
СА	-	-	-	8-12	6-8

Запроектированные параметры режима бурения должны обеспечить высокую механическую скорость бурения. Последняя зависит от параметров режима бурения, которые связаны между собой и с физико-механическими свойствами горных пород.

Н.И. Любимов предложил устанавливать ожидаемую скорость бурения различными коронками, используя объединенный показатель  $\rho_m$ ,

$$v_m = k \omega p_0 \rho_m^\zeta \quad (16.23^a)$$

где  $k$  – коэффициент пропорциональности,  $k=82-90$  для мелкорезцовых коронок,  $k=24-31$  для самозатачивающихся;  $\omega$  – окружная скорость породоразрушающего инструмента,  $c^{-1}$ ;  $p_0$  – нагрузка на основной резец, кН;  $\zeta$  – показатель степени  $\zeta=-1,16$  для мелкорезцовых и  $\zeta=-0,79$  для самозатачивающихся коронок.

Критерием рациональной продолжительности рейса может служить отношение проходки за рейс  $h_p$  к общему времени рейса, т.е. рейсовая скорость бурения (в м/ч)

$$v_p = h_p / (t + T). \quad (16.23^{\text{б}})$$

где  $t$  – время чистого бурения за рейс, ч;  $T$  – время на спуско-подъемные и вспомогательные операции, ч.

Формула (16.20) применима только для затупляющихся породоразрушающих инструментов. Шарошечные долота часто заменяют не из-за износа вооружения, а вследствие износа опор.

Оптимальное время бурения (время прекращения рейса)  $t_0$  определяется моментом снижения мгновенной механической скорости бурения  $v_m$  до значения  $v_p$  ( $v_m \approx v_p$ ).

16.2.3. Бурение алмазными коронками. Исследованиями и практикой алмазного бурения установлено, что скорость алмазного бурения находится в прямой зависимости от частоты вращения коронки. Частоту вращения следует снижать: при бурении весьма твердых, абразивных, сильно трещиноватых и раздробленных пород, а также прослоев пород значительно отличающихся по твердости; значительной глубине скважины (порядка 2000 м и выше), недостаточной мощности двигателя, малой прочности бурильной колонны и др.

Рациональную частоту вращения алмазной коронки можно вычислить по формуле (16.22). Окружная скорость  $\omega$  принимается в следующих пределах: в сильнотрещиноватых породах  $\omega = 0,3 \div 0,6$  м/с; в очень твердых и абразивных  $\omega = 0,8 \div 1,5$  м/с; в твердых  $\omega = 1,5 \div 2,0$  м/с и в малоабразивных породах средней твердости  $\omega = 2,0 \div 4,0$  м/с. Однако в любом случае  $\omega$  снижается с ростом глубины скважины.

При высоких частотах вращения алмазной коронки возникает вибрация бурильной колонны. При этом нарушается нормальный процесс бурения, снижается механическая скорость бурения, увеличивается расход алмазов, износ бурильных труб и поверхностного оборудования, резко возрастают затраты мощности на бурение.

Для борьбы с вибрациями необходимо: выбирать гладкоствольную сбалансированную бурильную колонну с небольшими зазорами между трубами и стенками скважины (1,5 ÷ 2 мм); использовать ЛБТ; точно соблюдать технологические параметры режима бурения; применять antivибрационные смазки, эмульсионные и полимерные промывочные жидкости (см. раздел 3).

Осевая нагрузка (в кН) на алмазную коронку при бурении в монолитных и слаботрешиноватых породах ориентировочно вычисляется по формуле

$$P_{a.k} = p_{уд} \cdot S, \quad (16.24)$$

где  $p_{уд}$  – удельная нагрузка, принимаемая  $p_{уд} = (0,5 \div 0,7) 10^4$  кН/м<sup>2</sup> для однослойных коронок и  $p_{уд} = (0,6 \div 1,5) 10^4$  кН/м<sup>2</sup> для импрегнированных;  $S$  – активная рабочая поверхность торца коронки, м<sup>2</sup>, значения которой для некоторых коронок можно найти в табл. 13.8 [31].

Для трещиноватых сильно абразивных горных пород

$$P_{a.k} = C p_{уд} \cdot S. \quad (16.25)$$

где  $C = 0,7 \div 0,8$  – коэффициент, учитывающий степень трещиноватости и абразивности пород.

Превышение максимально допустимой нагрузки на алмазную коронку может привести к зашламованию коронки, снижению механической скорости бурения, повышенному износу, сколу и перегреву алмазов, искривлению ствола скважины.

При проектировании режимов алмазного бурения выбор правильного соотношения между  $P_{a.k}$  и  $n$  имеет важное значение. По мере увеличения  $n$  необходимо одновременно повышать  $P_{a.k}$ . Нарушение этого соотношения отрицательно сказывается на работе алмазной коронки. При невысокой трещиноватости пород эффективно бурение при высоких значениях частоты вращения и умеренных осевых нагрузках.

Установлено, что процесс алмазного бурения имеет критическую зону. Переход процесса бурения от нормального режима к критическому характеризуется скачкообразным изменением температуры и мощности и интенсивным износом коронок. С учетом этого в конкретных геологических условиях рациональная величина осевой нагрузки устанавливается следующим образом: нагрузка увеличивается до появления скачка в затратах мощности (что может быть зафиксировано самопишущим ваттметром), а затем уменьшается до исчезновения пиков. Дальнейшее бурение ведется при установившемся характере и уровне расхода мощности (что может быть зафиксировано самопишущим ваттметром), а затем уменьшается до исчезновения пиков. Дальнейшее бурение ведется при установившемся характере и уровне расхода мощности.

Расход промывочной жидкости, как и при бурении твердосплавными коронками, можно определить по формуле (16.23). Удельный расход  $q_0$  принимается в пределах 4-6 л/мин на 1 см диаметра коронки,

причем большее значение его при бурении в трещиноватых породах. Величину расхода следует увеличивать с ростом глубины скважины и механической скорости бурения. При расчете  $Q$  надо учитывать утечки промывочной жидкости через негерметичные резьбовые соединения, для чего необходимо располагать данными о герметичности бурильной колонны.

Экспериментальными исследованиями установлено, что утечки промывочной жидкости в новой бурильной колонне диаметром 50 мм длиной 100 м, работающей в скважине диаметром 59 мм, растут с увеличением перепада давления, частоты вращения и осевой нагрузки на колонну. При перепаде 0,5-0,15 МПа и прочих равных условиях с увеличением частоты вращения в 2 раза утечки растут примерно в 2,5-3 раза. При более высоком перепаде давления утечки могут достигать 50% и более, что необходимо компенсировать увеличением количества подаваемой на забой промывочной жидкости.

Повышение механической скорости бурения и проходки за рейс, снижение мощности на вращение бурильной колонны и расхода алмазов может быть достигнуто при бурении с промывкой жидкостями, обработанными поверхностно-активными веществами (ПАВ) и антифрикционными добавками. В результате применения ПАВ уменьшаются поверхностное натяжение промывочной жидкости и коэффициент трения.

При бурении коронками, оснащенными сверхтвердыми материалами (алмазами) частота вращения рассчитывается по формуле (16.22). Рекомендуемые значения окружных скоростей:  $\omega=1\div 3$  м/с для однослойных коронок;  $\omega=2-4$  м/с для импрегнированных.

Осевая нагрузка определяется выражением

$$P_{a.k.c} = q_{a.c} f_k \quad (16.26)$$

где  $q_{a.c}$  – удельная нагрузка на 1 см<sup>2</sup> площади торца коронки, кН/см<sup>2</sup> (табл.16.3)  $f_k$  – площадь торца коронки, см<sup>2</sup>.

Таблица 16.3

Рекомендуемые значения удельных нагрузок	
Удельная нагрузка, кН/см <sup>2</sup>	Категория пород по буримости
600÷750	VI-IX
700÷900	IX-X
900÷1200	X-XI
1200÷1500	XI-XII

При бурении трещиноватых пород частоту вращения и осевую нагрузку снижают на 30-50% по сравнению с нагрузкой для монолитных пород.

Расход промывочной жидкости (в л/мин) определяется по формуле

$$Q = k_0 f \quad (16.27)$$

где  $k_0$  – коэффициент очистки забоя,  $k_0 = 1,2 \div 2,4$  л/мин·см<sup>2</sup>;  $f$  – площадь забоя скважины, см<sup>2</sup>

$$f = \frac{\pi}{4} (D_k^2 - d_k^2) \quad (16.28)$$

( $D_k$  и  $d_k$  – соответственно наружный и внутренний диаметры коронок).

Ожидаемая скорость алмазного бурения по Н.И.Любимову можно рассчитать по формуле 16.23<sup>а</sup>, приняв  $k=12-21$  для однослойных коронок и 1,1-24 для импрегнированных, а  $\zeta=-0,68$  и  $\zeta=-0,15$ .

С целью повышения выхода керна при бурении трещиноватых, раздробленных и перемежающихся по твердости пород с применением двойных колонковых снарядов рекомендуются параметры режима бурения, приведенные в табл. 13.12[31].

При разведке месторождений угля качественный отбор керна обеспечивается применением специальных колонковых снарядов «Донбасс НИЛ – I, II, III».

При бурении ДКС «Донбасс НИЛ» диаметром 76 мм рекомендуются следующие параметры режима бурения:  $Q=50-70$  л/мин;  $n=100-150$  мин<sup>-1</sup>;  $P=0,4-0,6$  кН при бурении по углу и  $P=0,7-1,0$  кН при бурении по прослоям породы и крепким углям.

Снарядами ССК (КССК) благодаря центрированию бурильной колонны в скважине за счет максимального приближения наружного диаметра бурильных труб к диаметру скважины бурение можно вести при максимальной частоте вращения колонны, ограничиваемой только мощностью станка. Рекомендуемые частоты вращения ( $n$ , мин<sup>-1</sup>) и предельные глубины бурения (Н, м) снарядами ССК при бурении в плотных породах VIII-X категорий по буримости с использованием анти-вибрационной смазки приведены ниже



типокаразмер ССК	тип станка	$n, \text{мин}^{-1}$	Н,м
ССК-46	СКБ-4	1615; 1100; 710	200; 500; 1000
	АБ-2	500-1200	300
	АБ-5	500-1500	800
ССК-59	СКБ-5	1500; 1130; 720; 540	100; 200; 500; 800
		500-1200	200
	АБ-2	500-1500	800
	АБ-5	500-1500	800
ССК-76	СКБ-7	1500; 1200; 1000; 800	100; 200; 400; 600
		550	1200
		500-1200	150
	АБ-2	500-1500	500
	АБ-5	500-1500	500

Осевая нагрузка на коронку при бурении комплексами ССК ограничивается прочностью резьбовых соединений бурильной колонны.

Пределы изменения нагрузок ( $P_{a.k.}$ , даН) в зависимости от типов коронок приведены ниже

Типоразмер комплекса	Тип коронки	$P_{a.k.}$ , даН
ССК-46	К-90	500-800
	К-90-1	800-1000
	К-90-2	700-900
	К-96	1000-1200
ССК-59	К-01	1000-1300
	К-01-1	1300-1500
	К-01-2	1200-1400
ССК-76	К-08	1500-1700
	КАСК-4С	1500-1800
	КАСК-К	1600-2000
	КАСК-3	1000-1400
КССК-76	КАСК-Р	800-1000
	17А4	1500-2000

Расход промывочной жидкости (воды, качественного малоглинистого раствора с небольшим содержанием твердой фазы, водоземлюльсионных растворов на базе эмульсола ЭН-4, безглинистых полимерных растворов) должен изменяться в зависимости от диаметра снаряда: для

ССК-46- $Q=10\div 20$  л/мин; для ССК-59 –  $Q=30\div 35$  л/мин; для ССК-76- $Q=30\div 70$  л/мин и для КССК-76 30-100 л/мин.

Эффективность алмазного бурения существенно повышается при действии на алмазную коронку, кроме осевой нагрузки, ограниченных импульсных нагрузок, генерируемых непосредственно над колонковой трубой ( $m_{уд}=50\div 60$  уд/с, энергия единичного удара  $E=5\div 20$  Дж). При этом динамическая нагрузка обеспечивает разупрочнение породы и создает в ней дополнительные усталостные напряжения. А.Т.Киселев и И.Н.Крусер рекомендуют [18] применять следующие параметры режима алмазного вращательно-ударного бурения: в породах, не вызывающих заполирование алмазов (габбро, диориты, сиениты, порфириты, базальты), - максимально возможные значения  $P$  и  $n$  (исходя из прочности бурильной колонны и других технологических соображений),  $Q_{59}=110\div 120$  л/мин и  $Q_{76}=140\div 150$  л/мин (для коронок диаметрами 59 и 76 мм); в породах, вызывающих заполирование алмазов (граниты, кварциты, джеспилиты, таккониты, роговики, некоторые песчаники), - максимально возможное значение  $P$ ,  $n_{59}=200\div 800$  об/мин,  $n_{76}=150\div 600$  мин<sup>-1</sup>;  $Q_{59}=160$  л/мин и  $Q_{76}=230$  л/мин; в породах, разбитых интенсивной трещиноватостью, -  $P_{59}=3,5\div 13,5$  кН и  $P_{76}=5\div 18$  кН;  $n_{59}=200\div 300$  мин<sup>-1</sup> и  $n_{76}=150\div 240$  мин<sup>-1</sup>;  $Q_{59}=160$  л/мин и  $Q_{76}=230$  л/мин.

Пример 16.6. Подобрать основные параметры режима бурения твердосплавной коронкой типа СМ в доломитах и известняках V-VI категории по буримости, если диаметры коронки и бурильных труб составляют:  $D_k=93$  мм (внутренний – 75 мм);  $d_t=50$ мм бурильных труб; коронка имеет  $n_p=21$  основных резцов.

Решение. Согласно табл.16.1 принимаем  $P_0=0,8$  кН на 1 резец.

Нагрузка на коронку

$$P_{т.к.}=0,7\cdot 21=14,7 \text{ кН.}$$

Средней диаметр коронки

$$D_{cp}=(93\cdot 10^{-3}+75\cdot 10^{-3})/2=84\cdot 10^{-3}\text{ м.}$$

Приняв  $\omega=1,5$  м/с по формуле (16.22) определим частоту вращения

$$n=\frac{60\cdot 1,5}{3,14\cdot 84\cdot 10^{-3}}=341 \text{ мин}^{-1}.$$

По формуле (16.23) при  $q_p=13$  л/мин (см.табл.16.2) будем иметь  $Q=13\cdot 9,3\approx 120$  л/мин.

Приняв коэффициент, учитывающий неравномерность скорости движения потока по скважине  $k_n=1,2$  и скорость восходящего потока  $v_v=0,35$  м/с найдем требуемый расход промывочного агента, обеспечивающий вынос частиц разбуренной породы

$$Q=1,2 \cdot 3,14/4(0,093^2-0,05^2) \cdot 0,35=2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с},$$

или  $Q=2 \cdot 10^{-3} \cdot 10^3 \cdot 60=120$  л/мин.

**Пример 16.7.** Рассчитать параметры режима бурения импрегнированной коронкой И4ДП-59. Описание и категория пород по интервалам бурения (в м) приведены ниже:

450-490	Песчаники плотные с прожилками кварца	X
490-510	Зона разлома	IX
510-640	Песчаники углеродисто-сланцево-кварцевые с прослоями сланцев слюдяно-кварцевых с зоной дробления пород	IX
640-800	Песчаники с прослоями сланцев и прожилками кварца	X

**Решение.** Частота вращения рассчитывается по формуле (16.22)

При  $D_k=0,059$  м,  $d=0,042$  м, приняв для интервала 450-490 м  $\omega=3,0$  м/с получим

$$n = \frac{60 \cdot 3}{3,14(0,059 + 0,042)/2} = 1146 \text{ мин}^{-1};$$

для интервала 490-510 м и  $\omega=1,0$  м/с

$$n = \frac{60 \cdot 1}{3,14(0,059 + 0,042)/2} = 386 \text{ мин}^{-1};$$

для интервала 510-640 м и  $\omega=2,0$  м/с

$$n = \frac{60 \cdot 2}{3,14(0,059 + 0,042)/2} = 772 \text{ мин}^{-1};$$

для интервала 640-800 м и  $\omega=2,8$  м/с

$$n = \frac{60 \cdot 2,8}{3,14(0,059 + 0,042)/2} = 1081 \text{ мин}^{-1}.$$

Осевая нагрузка на коронку И4ДП-59 в монолитных и слаботрешиноватых породах определяется из выражения (16.24).

Приняв  $P_y=0,8-1,0$  кН/см<sup>2</sup> для пород IX категории по буримости и  $P_y=(0,9-1,2)$  кН/см<sup>2</sup> для пород X категории и  $S=11,5$  см<sup>2</sup> получим

$$P_{a.k.(IX)}=(0,8-1,0) \cdot 11=(9,2-11,5) \text{ кН};$$

$$P_{a.k.(X)}=(0,9-1,2) \cdot 11=(10,35-13,8) \text{ кН}.$$

Для трещиноватых и сильно абразивных пород по формуле (16.25): для абразивных пород X категории по буримости (интервал 450-500м)

$$P_{a.k.(IX)}=0,8 \cdot (0,9-1,2) \cdot 11,5=8,3-11,0 \text{ кН};$$

для пород зоны разлома (500-520 м)

$$P_{a.k.(X)}=0,8 \cdot (0,8-1,0) \cdot 11,5=(7,4-9,2) \text{ кН}.$$

Для расчета  $Q$  при бурении алмазной коронкой И4-ДП59 в интервале 450-600м (песчаники плотные с прожилками кварца и с прослоями сланцев) удобнее пользоваться формулой (16.23).

Приняв удельный расхода промывочной жидкости на 1 см диаметра коронки 4-6 л/мин, получим

$$Q=(4-6)5,9=(23,6-35,4) \text{ л/мин}.$$

Большие значения  $Q$  в соответствии с разработанными в ВИТРе рекомендациями следует задавать при бурении в абразивных породах, чтобы предотвратить повышенный износ матрицы и алмазов, и при бурении на глубине близкой к проектной с целью компенсировать утечки в соединениях бурильной колонны.

16.2.4. Бурение скважин комплексом с гидротранспортом керна. При бурении скважин комплексом с гидротранспортом керна (КГК) используются специальные твердосплавные коронки диаметрами 76, 84 и 92 мм (одной конструктивной схемы) для устойчивых пород (76 мм), вспучивающихся и неустойчивых пород (84 мм) и мощных толщ сыпучих пород и плывунов (92 мм).

Использование КГК осуществляется при следующих режимных параметрах: частоте вращения  $n=150 \div 225$  мин<sup>-1</sup>; количество подаваемой промывочной жидкости  $Q=140 \div 160$  л/мин, а в трещиноватых породах  $Q=200 \div 250$  л/мин; для бурения пород II-IV категорий по буримости

рекомендуется поддерживать осевую нагрузку  $P=3\div 12$  кН, а в породах V-VII категорий  $P=8\div 20$  кН.

16.2.5. Гидроударное бурение. При гидроударном бурении на породоразрушающий инструмент воздействуют вертикальная ударная нагрузка, осевая нагрузка и частота вращения. При выборе параметров режима бурения необходимо учитывать динамическую прочность, абразивность и трещиноватость породы.

Осевая нагрузка ( $P$ , кН) обеспечивает плотность контакта резцов породоразрушающего инструмента с породой, т.е. способствует лучшей передаче энергии единичного удара породе. Во избежание быстрого износа твердосплавных резцов коронки в течение рейса в крепких и абразивных породах осевую нагрузку целесообразно ограничивать.

$$n_{opt} = m_{уд} / m_{об}, \quad (16.29)$$

где  $m_{уд}$  – число ударов в 1 мин, развиваемое гидроударником;  $m_{об}$  – число ударов за один оборот коронки

$$m_{об} = \pi D_{ср} / \delta. \quad (16.30)$$

Здесь  $D_{ср} = (D_k + d) / 2$  – средней диаметр коронки, мм;  $\delta$  – оптимальное расстояние пробега коронки между ударами,  $\delta = 5\div 2$  мм – для крепких и  $\delta = 8\div 6$  мм для средних пород по буримости.

Увеличение частоты вращения целесообразно только при бурении хрупких и пластичных пород.

Расход промывочной жидкости ( $Q$ , л/мин) следует выбирать с учетом обеспечения необходимой энергии и частоты ударов, соответствующих техническому паспорту машины. Его надо повышать с целью увеличения энергии единичного удара, в особенности при бурении хрупких пород высокой твердости и абразивности.

Рекомендации по режимам гидроударного бурения приведены в табл.16.4.

Предельная глубина бурения к.п.д. гидроударника могут быть увеличены при включении в состав бурильной колонны (на расстоянии 42-45 м выше гидроударника) погруженного пневматического отражателя ППО-70, снижающего диссипацию волновой энергии.

Таблица 16.4

## Рекомендуемые параметры режима гидроударного бурения

Механические свойства пород		Параметры режима бурения		
$F_d$	$K_{абр}$	$P$ , кН	$n$ , мин <sup>-1</sup> *	$Q$ , л/мин
6-22	1,5-2,3	5-6	60-70	240-300
18-28	0,8-1,3	3,5-4	30-40	
9-16	1,2-1,7	5-6	30-40	
8-14	1,0-1,9	4-6	60-70	
5-8	0,55-1,4	6	60-70	

\* При бурении в сильнотрещиноватых породах во избежание рывков снаряда и поломки резцов частота вращения должна составлять 120-150 мин<sup>-1</sup>.

**16.2.6. Пневмоударное бурение.** Расход воздуха для обеспечения выноса шлама на поверхность в условиях сухой скважины  $Q$  определяется по известной формуле

$$Q = \frac{\pi}{4} \cdot 60K_1(D^2 - d^2)v_0, \text{ м}^3/\text{мин}, \quad (16.31)$$

где  $D$  и  $d$  – диаметры скважины и бурильных труб, м;  $K_1=1,03 \div 1,27$  – коэффициент, учитывающий уменьшение подъемной силы воздуха с увеличением глубины скважины;  $v_0=10 \div 15$  м/с – выносная скорость восходящего потока.

При бурении в породах VII-VIII категорий осевая нагрузка на коронку должна составлять 3-4 кН и снижаться до 2-3 кН в крепких породах IX-XII категорий по буримости. С увеличением твердости пород во избежание быстрого износа твердосплавных резцов частота вращения должна снижаться до минимума и поддерживаться в пределах 80-120 мин<sup>-1</sup> в породах VII категорий в 15-20 мин<sup>-1</sup> – в породах X и XII категорий по буримости.

Поскольку твердые породы разрушаются от ударной нагрузки значительно легче, чем при их резании и истирании, с повышением твердости пород следует увеличивать удельный вес ударного разрушения.

Продолжительность одного цикла действия удара в пневмоударнике (в с)

$$t_y = T/n_y, \quad (16.32)$$

где  $T=60$  с – время работы,  $n_y$  – число ударов бойка с поршнем в 1 мин.

16.2.7. Бурение горизонтальных (слабонаклонных) и восстающих скважин. При выборе породоразрушающего инструмента необходимо учитывать глубину скважины и углубку за рейс. При алмазном бурении восстающих скважин рекомендуется тщательно выбирать тип коронки по зернистости алмазов в зависимости от степени абразивности и твердости горных пород.

Общие рекомендации по режимам бурения сводятся к следующему. При бурении твердосплавными коронками удельная нагрузка  $P_{уд}=1,3\div 1,8$  кН на один резец, а при бурении алмазными коронками  $p_{уд}=(0,55\div 0,63)\cdot 10^{-4}$  кН/м<sup>2</sup> в малоабразивных породах IX-X категории по буримости и  $p_{уд}=(0,70\div 0,75)\cdot 10^{-4}$  кН/м<sup>2</sup> в высокоабразивных породах X-XI категорий по буримости. При бурении шарошечными долотами  $P_{уд}=2\div 5$  кН на 1 см диаметра долота.

При выборе осевой нагрузки необходимо учитывать ее потери вследствие сил трения, возникающих между бурильными трубами и лежачей стенкой скважины.

Действительная осевая нагрузка на забое горизонтальной скважины может быть вычислена по эмпирической формуле

$$P'_{n.u} = P_{n.u} \cdot a \cdot b, \quad (16.33)$$

где  $a$  – опытный коэффициент, зависящий от диаметра скважины и бурильных труб (для бурильных 50-мм труб  $a=2,1$ ; для бурильных 42-мм труб  $a=1,6$ );  $b$  – опытный коэффициент, зависящий от частоты вращения бурильной колонны, при изменении которой с 100 до 340 мин<sup>-1</sup> коэффициент  $b$  меняется от 0,96 до 0,9, при  $n=340\div 550$  мин<sup>-1</sup>, коэффициент  $b=0,96\div 0,82$ .

При бурении восстающих скважин рекомендуется применять осевые нагрузки на 20–40% выше, чем в вертикальных и наклонных (с учетом небольшого прослоя шлама между торцом коронки и разбуриваемой породой). Затем к ней прибавляется дополнительная нагрузка, необходимая для компенсации веса бурильной колонны и определяемая опытным путем.

Окружную скорость рекомендуется принимать: для самозатачивающихся 76-мм коронок  $\omega=1,0$  м/с, а для 59-мм коронок  $\omega=1,4$  м/с, для резовых коронок  $\omega=0,8\div 1,0$  м/с. При бурении алмазными коронками различного диаметра рациональной частотой вращения считается [21]  $n=237\div 377$  мин<sup>-1</sup>, при бурении шарошечными долотами  $n=100\text{--}300$  мин<sup>-1</sup> (минимальное значение  $n$  принимают при бурении более твердых пород и повышенных осевых нагрузках).

Процесс очистки забоя и выноса разбуренной породы на поверхность при бурении горизонтальных скважин облегчается, и нет необхо-

димости подавать большое количество промывочной жидкости. Для охлаждения алмазного и твердосплавного породоразрушающего инструмента удельный расход воды  $q_p=2$  л/мин на 1 см диаметра коронки. [19].

Условия промывки скважины существенно отличаются при бурении алмазными коронками восстающих скважин, поскольку под торцом коронки почти отсутствует шлам, который мог бы предотвратить зашлифовку алмазов при бурении в малоабразивных породах. При этом рекомендуется [21] расход промывочной жидкости уменьшать в 2-2,5 раз против рекомендованного для вертикальных и наклонных скважин.

При окружных скоростях коронки  $\omega=1,0-3,5$  м/с для пород VIII-X категорий по буримости расход бурового раствора можно также определить из соотношения [6]

$$Q=k\omega S, \quad (16.34)$$

где  $k$  – коэффициент пропорциональности, принимаемый  $k=0,6$  – для восстающих скважин и  $k=1,0$  – для горизонтальных. Частота вращения устанавливается так же, как для вертикальных скважин, согласно приведенным выше рекомендациям.

16.2.8. Бескерновое бурение геологоразведочных скважин. Рекомендуемые значения основных параметров режима бескернового бурения приведены в табл. 16.5.

Т а б л и ц а 16.5

Долота	Значения $P_{уд}$ , $\omega$ , $v$		
	$P_{уд}$ , кН	$\omega$ , м/с	$v$ , м/с *
Лопастные	0,6-0,9	0,8-1,6	0,6-0,8
Пикобуры	0,45-0,95	0,6-1,2	$\frac{0,6-0,8}{0,6-1,0}$
Трехшарошечные:			
М и ГМ	2,0	0,8-1,2	$\frac{0,6-0,8}{0,6-1,0}$
С и СТ	2,0-2,4	1,0-1,2	$\frac{0,6-1,0}{0,4-0,6}$
Т и ТК	2,4-3,0	0,6-1,0	$\frac{0,6-0,8}{0,4-0,6}$
К (штыревые)	3,0-4,0	0,6-0,8	0,4-0,6
Для гидро-и пневмоударников	0,45-0,65	0,4-0,8	0,6-0,8

\* В числителе – промывка скважины глинистым раствором; в знаменателе – водой.



Верхние пределы удельных нагрузок ( $P_{уд}$ , кН) следует выбирать для более твердых пород. в крепких породах необходимо создавать значительные нагрузки на долото. Осевая нагрузка на долото должна создаваться за счет веса УБТ. При бурении сильнотрещиноватых и неоднородных по структуре и твердости пород осевую нагрузку следует уменьшить на 25-30% по сравнению с бурением аналогичных монолитных пород.

Выбрав значение  $p_{уд}$ , определяют нагрузку на долото (в кН)

$$P_{\sigma} = p_{уд} D, \quad (16.35)$$

где  $D$  – диаметр долота, см.

Методика выбора осевой нагрузки на долото с учетом механических свойств пород изложена в подразделе 16.3.

При выборе окружных скоростей долота ( $\omega$ , м/с) необходимо учитывать абразивность и трещиноватость пород. В трещиноватых и сильно абразивных породах ( $K_{абр} \geq 2$ ), а также при значительных глубинах следует принимать нижние пределы  $\omega$ . При бурении пластичных пород этот параметр должен иметь максимальное значение.

Расход бурового раствора (см. формулу 14.8а) подбирается по величине скорости восходящего потока в затрубном пространстве ( $v$ , м/с)

При бурении алмазными долотами нагрузку на долото можно определить по формуле (16.24), приняв следующие значения: для однослойных долот  $p_{уд} = (0,5 \div 0,7) \cdot 10^4$  кН/м<sup>2</sup>; для импрегнированных  $p_{уд} = (0,75 \div 1,2) \cdot 10^4$  кН/м<sup>2</sup>. При бурении в трещиноватых породах расчетные нагрузки следует уменьшать на 50%.

Частота вращения (в мин<sup>-1</sup>) определяется исходя из соотношения:

$$n = 60 \omega_{кр} / \pi D, \quad (16.36)$$

где  $\omega_{кр}$  – критическая окружная скорость долота, для алмазных долот геологоразведочного стандарта  $\omega_{кр} = 1,0 \div 1,6$  м/с;  $D$  – диаметр долота, м.

Расход промывочной жидкости (в л/с) по данным УфНИИ

$$Q = k_0 S, \quad (16.37)$$

где  $k_0$  – коэффициент очистки (охлаждения) забоя, характеризующий расход жидкости на площади последнего, для алмазных долот диаметрами 46 и 59 мм рекомендуется принимать  $k_0 \leq 0,02 \div 0,04$  см<sup>3</sup>/с·см<sup>2</sup>.

Рекомендуемые параметры режима бурения гидроударными машинами специальными долотами 4ДГ-115К и 4ДГ-96К, созданными в СКБ «Геотехника»:

осевая нагрузка на долото, кН.....	4-6
частота вращения, мин <sup>-1</sup> .....	60-100
расход бурового раствора, л/мин.....	≤300

При бескерновом бурении геологоразведочных скважин могут быть также использованы малогабаритные турбобуры ТВ-102, ТШ-108Б и ТГ-124 (см. справочник [3] табл.3.5), работающие при расходе жидкости  $\rho_{ж}=1000 \text{ кг/м}^3$  от 8 до 12 л/с. Эти турбобуры могут быть эффективно использованы при: значительных объемах бурения скважины с конечным диаметром 118-151 мм в порода высоких категорий по буримости и на большой глубине; бурении структурно-поисковых скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые; наличии больших интервалов скважины, которые можно бурить без отбора керна; благоприятных условиях для транспортировки более тяжелого оборудования с повышенной приводной мощностью и бурового инструмента.

Методика расчета параметров режима бурения турбинным способом приводится в подразделе 16.3.2.

Пример 16.8. Рассчитать параметры режима бурения для условий приведенных ниже:

Интервал бурения, м	Характеристика пород	Категория пород по буримости	Типоразмер породоразрушающего инструмента
0-3	Наносы	IV	3Л132МС
3-22	Наносы	IV	93С
22-50	Обломки песчаника и кварца	VII	93С
50-60	Алевриты углеродисто-кварцевые	VIII	93Т
60-450	Абразивные породы (алевриты; песчаники; сланцы углеродисто-сланцисто-кварцевые) с прослоями слюдисто-кварцевых сланцев	VIII-XI	09А3-59 (в породах VIII-IX) ИДН-12-59 (в породах X-XI)

Для промывки скважины используется буровой насос НБ3-120/40

Решение. Осевую нагрузку на долото в интервале 0-60 м определим по формуле (16.35).

Приняв по табл.16.5 для лопастных долот  $P_y=0,9$  кН; для шарошечных долот 93С  $P_y=2,4$  кН; для шарошечных долот 93Т  $P_y=3,0$  кН; соответственно получим

$$P_{д(л)}=0,9 \cdot 13,2=11,9 \text{ кН}$$

$$P_{д(с)}=2,4 \cdot 9,3=22,3 \text{ кН; (интервал 3-22м);}$$

$$P_{д(с)}=2,8 \cdot 9,3=26,0 \text{ кН; (интервал 22-50м);}$$

$$P_{д(т)}=3,0 \cdot 9,3=27,9 \text{ кН; (интервал 50-60м).}$$

Для алмазных долот, воспользуемся формулой (16.24)

Примем для однослойных алмазных долот 09АЗ  $P_y=(0,5-0,7) \cdot 10^4$  кН/м<sup>2</sup> и  $S=19,3 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup> получим

$$P_{а.д.}=(0,5-0,7) \cdot 10^4 \cdot 19,3 \cdot 10^{-4}=(9,65-13,5) \text{ кН;}$$

для импрегнированных долот ИДН-12-59 при  $P_y=(0,75-1,2) \cdot 10^4$   
 $P_{а.д.}=(0,75-1,2) \cdot 10^4 \cdot 19,3 \cdot 10^{-4}=(14,4-23) \text{ кН.}$

При бурении в трещиноватых породах (интервалы 120-175м и 225-245м) или с перемежающейся твердостью с зонами дробления расчетные нагрузки следует уменьшить до 50%.

Для определения частоты вращения долот, согласно приведенным выше рекомендациям принимаются нижеследующие значения окружной скорости вращения  $\omega$ : для лопастных долот ЗЛ132МС  $\omega=1,1$  м/с; для шарошечных долот 93С  $\omega=1,0$  м/с; для шарошечных долот 93Т  $\omega=0,8$  м/с; для алмазных долот 09АЗ-59  $\omega=1,2$  м/с; для алмазных долот ИДН-12-59  $\omega=1,5$  м/с.

Тогда по формуле (16.22) получим для долота ЗЛ132МС

$$n = \frac{60 \cdot 1,1}{3,14 \cdot 0,132} = 161 \text{ мин}^{-1};$$

для долота 93С

$$n = \frac{60 \cdot 1,1}{3,14 \cdot 0,093} = 207 \text{ мин}^{-1};$$

для долота 93Т

$$n = \frac{60 \cdot 0,8}{3,14 \cdot 0,093} = 165 \text{ мин}^{-1};$$

для алмазного долота типа 09А3

$$n = \frac{60 \cdot 1,2}{3,14 \cdot 0,059} = 390 \text{ мин}^{-1};$$

для алмазного долота типа ИДН-12-59

$$n = \frac{60 \cdot 1,5}{3,14 \cdot 0,059} = 486 \text{ мин}^{-1}.$$

Расход бурового раствора при бурении лопастными и шарошечными долотами определим по формуле (14.8, а), а при бурении алмазными долотами – (16.37).

Примем (см.табл.16.5) для долота 3Л  $v=0,6$  м/с, типа С-0,6 м/с и типа Т-0,4 м/с. Тогда для интервала 0-3 м

$$Q = \frac{3,14}{4} (0,132^2 - 0,054^2) \cdot 0,6 = 0,0068 \text{ м}^3/\text{с} \text{ или } 410 \text{ л/мин};$$

для интервала 3-22 м и 22-50

$$Q = \frac{3,14}{4} (0,093^2 - 0,054^2) \cdot 0,6 = 162 \text{ л/мин};$$

для интервала 50-60м

$$Q = \frac{3,14}{4} (0,093^2 - 0,054^2) \cdot 0,4 = 108 \text{ л/мин}.$$

Поскольку буровой насос НБЗ-120/40, входящий в комплект выбранной буровой установки не обеспечит расчетный расход промывочной жидкости для первых двух интервалов, проектом предусматривается первые три метра пройти при  $v_g \approx 0,2$  м/с, а интервал 3-60м при  $v_g \approx 0,4$  м/с, предусмотрев при этом в компоновке бурового снаряда шламулавливающую трубу закрытого типа.

Приняв  $k_0 = 0,02 - 0,04 \text{ дм}^3/(\text{с} \cdot \text{см}^2)$  по формуле (16.37) найдем расход бурового раствора для бурения в интервале 60-450 м

$Q=0,03 \cdot 27,3=0,82 \text{ дм}^3/\text{с}$  или  $49,2 \text{ л/мин}$ ,  
 где  $27,3 \text{ см}^2$  площадь забоя скважины ( $S=3,14 \cdot 5,9^2/4=27,3 \text{ см}^2$ ).

При бурении алмазными долотами в трещиноватых сланцах (интервал 220-245м) и плотном кварце (интервале 385-415м) высокой абразивности частоты вращения следует снижать до 130-150 мин<sup>-1</sup>.

### 16.3. Бурение скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые

Расчет параметров режима бурения ведется для каждой выделенной пачки горных пород применительно к конкретному типу долота и способу бурения.

**16.3.1. Роторное бурение.** При роторном бурении в процессе углубления можно произвольно устанавливать любые комбинации основных параметров режима бурения.

Минимальная осевая нагрузка на долото, обеспечивающая объемное разрушение, ориентировочно (без учета работоспособности опор и вооружения долот в зависимости от частоты вращения)

$$P_{\text{д}} = k_{\text{заб}} p_{\text{ш}} S_{\text{к}} \quad (16.39)$$

где  $k_{\text{заб}}$  – коэффициент, учитывающий влияние факторов, действующих в реальных условиях бурения (гидростатическое давление бурового раствора, температуры, динамичность, состояние забоя и др.) и изменяющийся от 0,3 до 1,6 (наиболее часто  $k_{\text{заб}}=0,4 \div 0,7$ );  $p_{\text{ш}}$  – твердость породы МПа, определенная при статическом вдавливании штампа в атмосферных условиях;  $S_{\text{к}}$  площадь контакта зубьев долота с забоем, которую приближенно можно вычислить из выражения, м<sup>2</sup>.

$$S_{\text{к}} = 1,3 D_{\text{д}} k_{\text{п}} b, \quad (16.39a)$$

где 1,3 – опытный коэффициент, учитывающий фактическую среднюю площадь контакта при нулевом погружении зубьев;  $k_{\text{п}}$  – коэффициент перекрытия забоя зубьями долота, для долот с многоконусными шарошками со смещенными осями  $k_{\text{п}}=1,5-1,9$ ,

$$k_{\text{п}} = \frac{1}{R} \sum_{i=1}^{n_z} l_i; \quad (16.40)$$

$b$  – притупление зубьев, м,  $b=(1,0 \div 1,5)10^{-3}$  м;  $R$  – радиус долота;  $n_z$  – число венцов;  $l_i$  – ширина  $i$ -го венца.

Если  $p_{ш}$  и  $k_{заб}$  неизвестны, то  $P_d$  для шарошечных долот  $D \geq 190$  мм можно практически определить по удельной нагрузке  $P_{уд}$  (в кН/мм)  
 $P_d = P_{уд} D$ . (16.41)

Рекомендуемые значения  $P_{уд}$  приведены в табл. 16.6

Удельная нагрузка на лопастное долото принимается  $P_{уд} = 0,1 \div 0,4$  кН/мм.

Для алмазных долот сплошного бурения  $P_{уд}$  вначале должна быть минимальной (табл. 16.7), а затем увеличена по полученному значению  $V_{\max}$ .

Нагрузку  $P_d$  на алмазное долото необходимо увеличивать с учетом усилия, отжимающего долото от забоя  $P_{от}$  (кН), возникающим при бурении с повышенным перепадом давления на долоте

$$P_{от} = k \Delta p S_z, \quad (16.42)$$

Таблица 16.6

Горные породы	$P_{уд}$ , кН/мм
Весьма мягкие	$\leq 0,2$
Мягкие и среднемягкие, а также мягкие породы с прослойками пород средней твердости и твердых	0,2-0,5
Породы средней твердости с прослойками твердых	0,5-1,0
Твердые породы	1,0-1,5
Крепкие и очень крепкие породы	$\geq 1,5$
Примечание: 1. С уменьшением $D$ эти величины снижаются и для 140-мм долот они ниже примерно в 1,5-2 раза. 2. Наибольшая $P_{уд}$ лимитируется прочностью вооружения долота и подшипников.	

Таблица 16.7

$D$ , мм	$P_{уд}$ , кН/мм		$D$ , мм	$P_{уд}$ , кН/мм	
	минимальная	максимальная		минимальная	максимальная
158,1	0,122	0,38	214,3	0,140	0,65
163,5	0,122	0,49	242,1- 267,5	0,144	0,66
188,9	0,132	0,58	293,9	0,136	0,68

где  $k$  – коэффициент, определяемый конструкцией рабочей головки долота,  $k=0,167-0,210$  (точное значение для долот с повышенным перепадом давления указывается в паспорте долота);  $\Delta p$  – перепад давления, МПа;  $S_z$  – площадь забоя, м<sup>2</sup>.

Нагрузку на колонковую бурильную головку ориентировочно можно определить по формуле

$$P_o = k_{зоб} k_p p_{ш} S_k \quad (16.43)$$

где  $k_p$  – коэффициент, учитывающий характер разрушения породы на забое и прочность рабочих инструментов,  $k_p = 0,5 \div 0,8$  при бурении бурильными головками алмазными,  $k_p = 0,6 \div 0,9$  – твердосплавными и  $k_p = 0,9 \div 1,0$  – шарошечными бурголовками;  $p_{ш}$  и  $S_k$  – см. формулу (16.38).

Площадь контакта (в  $\text{мм}^2$ ) алмазных бурильных головок с забоем можно определить по формуле

$$S_k = 0,03 d_c K_r \quad (16.44)$$

где 0,03 – коэффициент, характеризующий степень внедрения алмазов при хрупком разрушении породы;  $K_r$  – число алмазов на торцевой поверхности алмазной бурголовки;  $d_c$  – средний диаметр алмазов, мм;  $S_k$  определяется расчетным путем, исходя из известных размеров резцов с учетом затупления в процессе бурения.

При бурении алмазными бурголовками рекомендуются следующие значения  $P_{уд}$  (табл. 16.8)

Таблица 16.8

Диаметр бурильной головки	Рекомендуемая осевая нагрузка, кН/см	
	минимальная	максимальная
141,3/52	0,11	0,35
157,1/67	0,10	0,38
188,9/80	0,11	0,42
214,3/80	0,12	0,42

Оптимальная величина  $P_d$  выбирается в процессе рейса путем постепенного ее повышения от минимального значения так же, как и при бурении алмазным долотом.

Рекомендуемые значения  $P_d$  на бурильные головки лопастные и ИСМ приведены ниже.

Диаметр, мм	187,3	212,7
$P_d$ , кН	$80 \div 150^* / 60 \div 100$	$100 \div 160 / 80 \div 120$

\* В числителе для лопастных бурильных головок, в знаменателе – для бурильных головок ИСМ.

Рекомендуемые осевые нагрузки (в кН) на бурильные головки в зависимости от вооружения и характеристик породы можно найти в табл. 14.4 справочного пособия [10].

При выборе диаметра УБТ необходимо руководствоваться рациональными соотношениями диаметров долота ( $D$ , мм), УБТ ( $d_y$ , мм) и

бурильных труб ( $d_{б.т}$ , мм), обеспечивающих минимум гидравлических сопротивлений при промывке скважины:

$D$ , мм	$d_{у, мм}$	$d_{б.т}$ , мм
140	95, 108	89
145, 151	108, 120	102
162, 172	108; 120; 133	114
190	146	127
215,9	178	127
243	178	168
269	203	168
295	203	168
320	203, 254	168
346	203,273	168
$\geq 370$	203,299	168

По частоте вращения долота  $n$  различают три режима работы: низкооборотный (роторное бурение)  $n \leq 90 \text{ мин}^{-1}$ ; при средних частотах вращения  $90 < n \leq 250 \text{ мин}^{-1}$  и высокооборотный  $n > 450 \text{ мин}^{-1}$ .

Рекомендуемые значения  $n$  при роторном бурении с промывкой приведены в табл. 16.9.

Таблица 16.9

Глубина скважины $H$ , м	Частота вращения долота $n$ , $\text{мин}^{-1}$ для пород	
	устойчивых	неустойчивых
<500	120-180	90-120
500-1500	90-120	60-90
1500-2500	60-120	40-60
2500-4000	40-90	40-60
>4000	40-90	40

При бурении с продувкой трехшарошечными долотами пород средней твердости, твердых и крепких  $n$  не должна превышать  $100-200 \text{ мин}^{-1}$ , а при бурении сыпучих и мягких пород –  $200-300 \text{ мин}^{-1}$  (при соблюдении других параметров режима бурения).

С ростом глубины скважины (в связи с повышением давления всестороннего сжатия) больше проявляется пластичность пород, требуются большие деформации до разрушения и большая длительность контакта зубьев долота с забоем. Это обуславливает необходимость снижения частоты вращения с ростом глубины. Другая причина снижения частоты вращения долота заключается в том, что **мощность  $N$ , необходимая для привода ротора**, с увеличением  $n$  и  $H$  повышается вследствие бы-



строого роста потерь на трение бурильной колонны о стенки скважины (см. раздел.9)

Роторное бурение с низкими значениями  $n$  (20-80 мин<sup>-1</sup>) и большими крутящими моментами (150-500 кН·м) обеспечивает возможность эффективного разрушения почти всех видов горных пород осадочной толщи при использовании различных, в том числе требующих больших удельных моментов, лопастных алмазных долот с большим скольжением.

Текущее значение частоты вращения стола ротора (мин<sup>-1</sup>)

$$n_i = \frac{P_{уд(max)}}{P_{уд(i)}} n_{min}, \quad (16.45)$$

где  $P_{уд(max)}$  – максимальная рекомендуемая нагрузка на 1 мм диаметра долота (см. табл.16.6);  $P_{уд(i)}$  – текущее значение  $P_{уд}$  для конкретного типа долота;  $n_{min}$  – минимальная частота вращения ротора, которая берется по характеристике его для конкретной буровой установки, мин<sup>-1</sup>.

По полученному значению  $n_i$  принимается ближайшее значение  $n$  ротора, исходя из его характеристики.

Увеличение  $n$  способствует повышению  $v_m$  в меньшей мере и ведет к уменьшению  $h_d$ . При этом возникают трудности с передачей  $M_{кр}$  бурильной колонной с поверхности до забоя скважины. Некоторое увеличение  $n$  против рекомендуемых значений оправдывает себя только в случае хорошей стабилизации бурильной колонны с помощью стабилизаторов и поглощения вибраций наддолотными амортизаторами.

Влияние вибраций особенно велико при разбурировании твердых и крепких горных пород шарошечными долотами и бурильными головками. Наиболее интенсивная вибрация возникает в сильно трещиноватых породах, а также в породах резко перемежающейся твердости. Чем сильнее вибрирует долото, тем в более тяжелом режиме приходится работать бурильной колонне и наземному оборудованию. Значительная вибрация бурильной колонны не позволяет выдерживать оптимальный режим бурения. В этих условиях единственно правильным решением является снижение  $n$  и  $P_d$ . Это позволяет выйти из критической зоны и уменьшить вибрацию до допустимых пределов, однако ведет к снижению производительности долот и увеличению стоимости 1м бурения. Восстановить оптимальное сочетание  $P_d$  и  $n$ , избежать недопустимо сильной вибрации в бурильной колонне можно достигнуть с помощью наддолотного амортизатора [33].

Критическая частота вращения трехшарошечного долота может быть рассчитана из выражения [30]

$$n_{кр} = 60f/3 = 20f, \quad (16.46)$$

где  $f$  – частота колебаний долота по данным многочисленных наблюдений составляет три цикла за каждый оборот,  $\text{с}^{-1}$ .

Собственная частота продольных колебаний УБТ (в  $\text{с}^{-1}$ ) определяется из выражения

$$f_1 = 1284 / l_y, \quad (16.47)$$

где  $l_y$  – длина УБТ, м.

Собственная частота вращения УБТ (в  $\text{с}^{-1}$ )

$$f_2 = 811 / l_y. \quad (16.48)$$

Долото должно вращаться с частотой меньшей или большей  $f_1$  и  $f_2$ .

Рекомендуемые режимы эксплуатации трехшарошечных долот при различных способах бурения приведены в табл. 16.10. Верхнему уровню  $P_{уд}$  соответствует нижний уровень  $n$  и наоборот. В пластичных вязких глинистых породах, а также слабосцементированных малоабразивных породах целесообразно выбирать значения  $n$ , близкие к максимальным, и пониженные значения  $P_{уд}$ . В карбонатных породах целесообразно выбирать повышенные  $P_{уд}$  и уменьшенные  $n$ . В песчаных и других абразивных, а также трещиноватых и обломочных породах целесообразно снижать  $n$  ротора во избежание повышенного износа, разрушения вооружения герметизированных элементов опор шарошек. По мере изнашивания опор при бурении твердых пород значение  $M_{кр}$  возрастает, что позволяет более обоснованно изменять режим бурения, отрабатывать и менять долото.

Таблица 16.10

Серия долота	$n$ , $\text{мин}^{-1}$	$P_{уд}$ , $\text{кН/мм}$	Способ бурения
ГАУ	35-70	0,6-0,8	Роторный
ГНУ	40-250	0,6-1,0	Роторный, ГЗД, электробурами с редукторными вставками
ГН	60-450	0,6-1,0	Роторный, ГЗД, электробурами
ГВ, ЦВ	60-450	0,7-1,2	Турбинный

При роторном бурении  $P_d$  и  $n$  зависят не только от механических свойств горных пород, прочности и долговечности самого долота, но и от прочности и жесткости бурильной колонны. С увеличением  $P_d$  возрастают напряжения сжатия в нижней части бурильной колонны и изгиба, а с повышением  $n$  – напряжения изгиба и частота продольных, а также крутильных колебаний, что может ускорить разрушение бурильных труб и особенно резьбовых соединений.

Частота вращения  $n$  оказывает существенное влияние на качественный отбор керна. Поэтому в зависимости от условий бурения рекомендуются следующие значения  $n$ .

Бурильные головки	Шарошечные	Алмазные и ИСМ	Лопастные
Частота вращения $n$ , мин <sup>-1</sup>	48-50	40-170	70-110

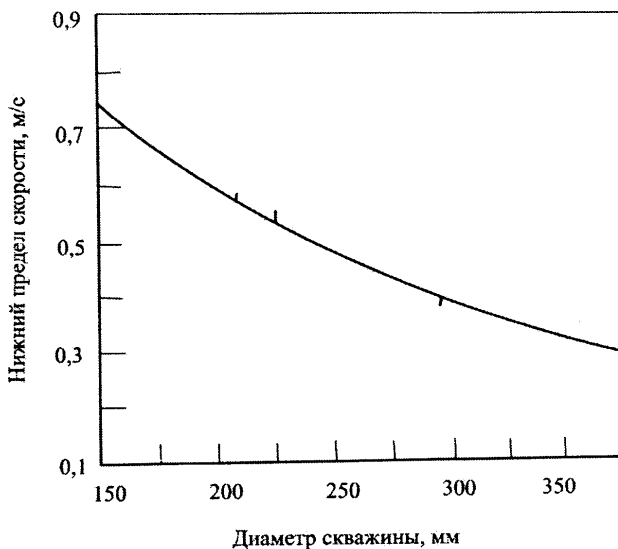


Рис.16.1.

Зависимость необходимой скорости восходящего потока в кольцевом пространстве от диаметра скважины

При роторном бурении и при бурении электробуром **расход бурового раствора (подача насоса)** вычисляется по формуле (14.8, а). Выбор  $v_v$  в кольцевом пространстве основывается обычно на опытных данных.

В большинстве случаев рекомендуется принимать  $v_v=0,4\pm 0,6$  м/с (нижний предел при использовании утяжеленных буровых растворов, а верхний – при промывке неутяжеленными маловязкими растворами).

В интервале неустойчивых глин значение  $v_B$  может быть увеличено до 1,2 м/с. Для инженерных расчетов можно воспользоваться эмпирической зависимостью, применяемой за рубежом (рис. 16.1).

Фуллертон [20] рекомендует следующее соотношение между скоростью восходящего потока ( $v$ , м/с), диаметром долота ( $D_d$ , мм) и плотностью бурового раствора ( $\rho$ , кг/м<sup>3</sup>)

Это соотношение отражено графически на рис.16.2.

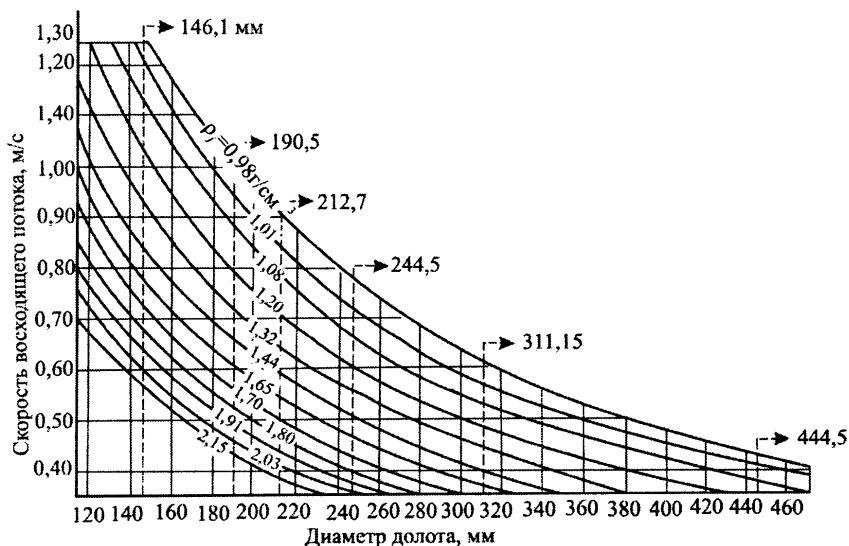


Рис. 16.2.

Оптимальная скорость восходящего потока, по Фуллертону [20]

В отечественной практике широко используют рекомендации В.С.Федорова о необходимости подачи на забой удельного расхода жидкости 0,057-0,065 л/(с·см<sup>2</sup>) для шарошечных и лопастных долот и 0,06-0,1 л/(с·см<sup>2</sup>) для алмазных.

При разбуривании мягких пород с очень высокой  $v_M$  вследствие большей интенсивности шламообразования  $Q$  целесообразно увеличивать, чтобы плотность раствора не могла существенно возрасти за время, необходимое для транспортирования шлама к устью скважины.

Если  $v_M \leq 15$  м/ч, то увеличивать  $Q$  при роторном бурении (и бурении электробурами) целесообразно лишь до тех пор, пока скорость восходящего потока не достигнет 0,5-0,75 м/с.

Из трех основных режимных параметров при роторном бурении основное внимание уделяется  $P_d$  и  $Q$ . При средней чистоте забоя скважины  $v_m$  увеличивается линейно с повышением  $P_d$ . Эта зависимость может быть доведена до квадратичной благодаря улучшению очистки забоя путем увеличения гидравлической мощности ( $N_r$ ) струй, подводимых к забою через гидромониторные насадки.

Минимально необходимую  $N_r$  на забое можно найти по графику (см. рис.14.6) в зависимости от произведения  $P_{уд}n$ .

При бурении с отбором керна  $Q$  так же, как и  $n$  ограничивается и увеличивается в зависимости от диаметра бурильной головки (в л/с): от 16-24 до 18-26 (лопастные); от 16-24 до 20-28 (ИСМ); от 8-12 до 20-30 (алмазные).

Для алмазных бурильных головок расход бурового раствора (в л/с) рекомендуется определять по формуле

$$Q = k_o S_o \quad (16.50)$$

где  $k_o = (0,06-0,10)$  – коэффициент очистки (охлаждения забоя), характеризующий расход жидкости на площади забоя  $S_o$  в 1 см<sup>2</sup> за 1с, л/(с·см<sup>2</sup>).

Пример 16.9. Вычислить  $P_d$  на долото 215,9 С-ГВ при бурении в слонистых аргиллитах с твердостью  $p_{ш} = 1020$  МПа.

Решение. Примем  $k_n = 0,8$ ;  $b = 1,05 \cdot 10^{-3}$  м и  $k_{заб} = 0,5$ . По формуле (16.39) получаем

$$S_k = 1,3 \cdot 215,9 \cdot 10^{-3} \cdot 0,8 \cdot 1,05 \cdot 10^{-3} = 235,7 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$$

Тогда по формуле (16.38)

$$P_d = 0,5 \cdot 10,2 \cdot 10^5 \cdot 235,7 \cdot 10^{-6} = 120,2 \text{ кН.}$$

Пример 16.10. Вычислить и сравнить мощности, затрачиваемые на холостое вращение  $N_{х.в}$  бурильной колонны диаметром  $d_n = 140$  мм вертикальной скважине глубиной 1000 и 2000 м при следующих условиях: диаметр скважины  $D = 393,7$  мм;  $n = 120$  мин<sup>-1</sup>;  $\gamma = 1,4 \cdot 10^4$  кН/м<sup>3</sup>.

Решение. По формуле (8.6).

при  $H = 1000$  м

$$N_{х.в1000} = 13,5 \cdot 10^{-8} \cdot 1000 \cdot 0,14^2 \cdot 120^{1,5} \cdot 0,3937^{0,5} \cdot 1,4 \cdot 10^4 = 30,6 \text{ кВт}$$

при  $H = 2000$  м

$$N_{х.в2000} = 13,5 \cdot 10^{-8} \cdot 2000 \cdot 0,14^2 \cdot 120^{1,5} \cdot 0,3937^{0,5} \cdot 1,4 \cdot 10^4 = 61,2 \text{ кВт.}$$

Таким образом,  $N_{х.в2000} > N_{х.в1000}$  в 2 раза.

**Пример 16.11.** Вычислить критическую частоту вращения долота, если секция УБТ имеет длину  $l_y=120$  м.

**Решение.** Из выражения (16.47) и (16.48) находим

$$f_1=1284/120=10,7 \text{ с}^{-1},$$

$$f_2=811/120=6,7 \text{ с}^{-1}.$$

По формуле (16.46)

$$n_{\text{кр1}}=20 \cdot 10,7=214 \text{ мин}^{-1},$$

$$n_{\text{кр2}}=20 \cdot 6,7=134 \text{ мин}^{-1}.$$

Отсюда следует вывод, что для предотвращения вибраций долото должно вращаться с частотой не менее  $134 \text{ мин}^{-1}$  и не более  $214 \text{ мин}^{-1}$ .

**Пример 16.12.** Определить подачу насоса для следующих условий бурения: диаметр долота  $D=295,3$  мм; диаметр бурильных труб  $d_n=127$  мм; буровой раствор – неутяжеленный маловязкий.

**Решение.** По рис.16.2 долоту  $D=0,3$  м соответствует минимально допустимое значение  $v_b=0,4$  м/с. По формуле (14.8, а)

$$Q = \frac{3,14}{4} (0,3^2 - 0,127^2) 0,4 = 0,023 \text{ м}^3/\text{с} = 23,2 \text{ л/с}.$$

Если применить 25% -ный запас, то получим  $v_b=0,5$  м/с и  $Q=29$  л/с.

**16.3.2. Турбинное бурение.** При турбинном бурении практически можно управлять только осевой нагрузкой на долото, которая определяется так же, как и при роторном бурении. В зависимости от  $P_d$ , а следовательно, и вращающего момента на долоте устанавливается та или иная частота вращения (например, повышение  $P_d$  вызывает рост  $M$ , а  $n$  падает). Связь между  $M$  и  $n$  определяется рабочей характеристикой турбобура, которая зависит от  $Q$  и  $\rho_{6,p}$ .

В выборе  $Q$  при турбинном бурении также меньше возможностей, чем при роторном бурении, так как основная часть создаваемого в насосах давления расходуется в турбобуре. Таким образом, расход  $Q$  является основным параметром, от которого зависят все остальные, и он должен быть достаточным, чтобы двигатель мог развить момент, необходимый для вращения долота при заданном значении  $P_d$ :

$$M \approx k_m (M_{yo} P_d + M_0), \quad (16.51)$$

где  $k_t$  – коэффициент, учитывающий момент на преодоление сил трения в подшипниках ГЗД ( $k_t \approx 1,1 \div 1,2$ );  $M_{yd}$  – удельный момент, Н·м/Н;  $M_0$  –

вращающий момент на преодоление сил сопротивления, практически не зависящий от  $P_d$ , Н·м.

Момент, необходимый для вращения, можно вычислить также по формуле

$$M = \frac{1}{\eta_0} M_{y0} P_d + M_0, \quad (16.52)$$

где  $\eta_d$  – механический КПД долота, для нового долота  $\eta_d = 0,96-0,98$ .

Удельный момент определяется опытным путем (например, косвенно с применением турботахометра непосредственно при бурении скважин) либо по формуле

$$M_{уд} \approx a_d \left( \frac{28}{n} + 0,14 \right) D^2, \quad (16.53)$$

где  $a_d$  – коэффициент, зависящий от модели долота,  $a_d \approx 1$  для трехшарошечных долот типов М, МС, МСЗ;  $a_d \approx 0,7 \div 0,8$  для долот С, СЗ, СТ, СТЗ;  $a_d \approx 0,5 \div 0,6$  для долот Т, ТЗ;  $a_d \approx 2 \div 2,5$  для фрезерных долот;  $a_d \approx 1,7 \div 1,9$  для алмазных и одношарошечных.

Для трехлопастных долот  $M_{уд}$  примерно на 35-50% больше, чем для долот типа С.

Значения  $M_0$  при бурении вертикальных скважин в диапазоне изменения  $\rho_{б,р} = 1200 \div 1700$  кг/м<sup>3</sup> (по данным В.И.Курепина) можно определить из графика (рис.16.3)

При турбинном способе бурения выбранный расход бурового раствора, кроме очистки забоя и выноса шлама, должен обеспечить работу турбобура с заданным для разрушения породы моментом.

При турбинном бурении расход (в м<sup>3</sup>/с), обеспечивающий необходимый момент, определяется из выражения

$$Q = Q_{табл} \sqrt{\rho_{табл} M / \rho_{б,р} M_{табл}}, \quad (16.54)$$

где  $Q_{табл}$  – расход раствора, м<sup>3</sup>/с, с плотностью  $\rho_{б,р}$ , кг/м<sup>3</sup>, при котором турбобур развивает вращающий момент  $M_{табл}$ , Н·м (см.табл.4.1 [14]; табл.3.1 [32])

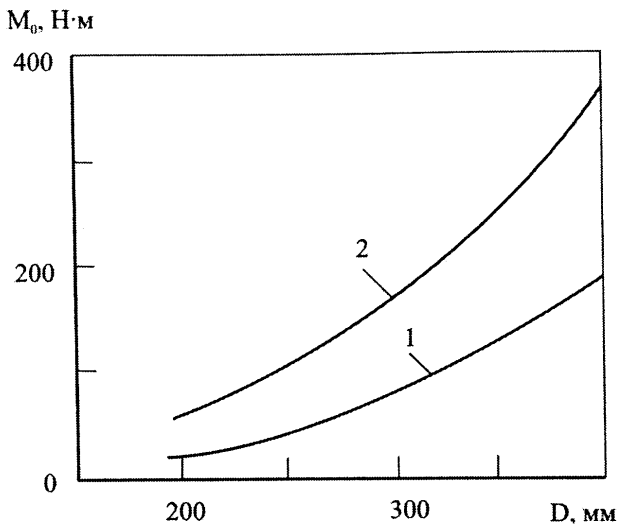


Рис.16.3.

Зависимость момента  $M_0$  от диаметра долота  $D$  при бурении вертикальных скважин в диапазоне изменения плотности бурового раствора 1200-1700 кг/м<sup>3</sup>:  
 1,2 – минимальные и максимальные значения соответственно.

При разбуривании продуктивных пластов желательно применять те турбобуры, для работы которых необходим возможно меньший расход  $Q$ , но не ниже вычисленного по формуле (14.8, а)

При бурении алмазными долотами значение  $Q$  выбирается из условия обеспечения нормальной работы турбобура. Рекомендуемые значения  $Q$  (в л/с) в зависимости от диаметра долота  $D$  (в мм) приведены ниже.

$D$ , мм	$Q$ , л/с	$D$ , мм	$Q$ , л/с
138,1; 149,4; 159,4	6-18	214,3	26-36
163,5	14-22	242,1; 267,5	30-50
186,9	20-30	292,9; 295,3	45-60

При использовании раствора с низким значение  $\rho_{б,р}$  принимается наибольшее значение  $Q$ .

Знание  $Q$  необходимо для оценки процесса разрушения горных пород в его взаимосвязи с энергетической характеристикой турбобура.

Если значения расхода  $Q$  и давления на насосе  $p_n$  остаются неизменными, то частота вращения  $n$  снижается с повышением пластично-



сти горных пород (т.е. с ростом моментоемкости) и напротив  $n$  повышается, если встречаются хрупкие и твердые породы.

Для расчета частоты вращения можно воспользоваться выражением

$$n = n_x \left( 1 - \frac{M_{y0} P_\phi}{M_m} \right), \quad (16.55)$$

где  $n_x$  – частота вращения при холостом ходе турбобура,  $\text{мин}^{-1}$ ;  $M_T$  – тормозной момент турбобура, Н·м.

Значения  $n_x$  и  $M_T$  определяются с учетом фактических характеристик для данного интервала бурения  $Q$  и  $\rho_{б.р}$  по зависимостям

$$n_x = n_{с.х} \frac{Q}{Q_c}, \quad (16.56)$$

$$M_m = M_{m.c} \frac{\rho_{б.р} Q^2}{\rho_c Q_c^2}, \quad (16.57)$$

где  $n_{с.х}$ ,  $M_{т.с}$ ,  $Q_c$ ,  $\rho_c$  – соответственно табличные данные стендовых характеристик частоты вращения вала турбобура, тормозного момента, расхода и плотности бурового раствора.

Данные для некоторых типов турбобуров приводятся в табл. 16.10.

Фактические значения  $M_{уд}$  для долот различного диаметра и пород различной твердости приведены в табл. 16.11.

Таблица 16.10

Тип турбобура	$Q_c$ , л/с	$\rho_c$ , $\text{кг/м}^3$	$n_{с.х}$ , $\text{мин}^{-1}$	$M_{т.с}$ , Н·м
А9Ш	45	1200	830	6140
А7Ш	20	1200	950	1470
ЗТСШ1-240	34	1200	900	6640
ЗТСШ-195	24	1200	1060	3630

Характеристики  $M_{уд}$  для долот, не указанных в табл. 16.11 находят методом интерполяции либо по зависимости

$$M_{y02} = M_{y01} \frac{D_2}{D_1}, \quad (16.58)$$

где  $M_{y01}$  – табличные значения удельного момента для исходного долота соответствующей категории твердости породы;  $M_{y02}$  – искомая величина удельного момента для фактического диаметра долота и данной твердости породы;  $D_1$  и  $D_2$  – соответственно исходный и фактический диаметры долота.

Таблица 16.11

Диаметр долота, мм	Удельный момент на долоте по категориям твердости пород, Н·м/кН				
	I-II	III-IV	V-VI	VII	VIII и более
120,6	9,5	6,9	4,4	2,8	1,9
139,7	11,0	8,1	5,2	3,3	2,2
151	11,9	8,7	5,5	3,6	2,4
190,5	15,0	11,0	7,0	4,5	3,0
215,9	16,9	12,4	7,9	5,1	3,4
244,5	19,3	14,2	9,0	5,8	3,9
269,9	21,2	15,6	9,9	6,4	4,3
245,3	23,3	17,1	10,8	7,0	4,7
320	25,2	18,5	11,8	7,6	5,1

Наибольшая частота вращения (в  $c^{-1}$ ) долот, вооруженных сверхтвердым материалом (алмазы, славутич и т.д),

$$n_{\max} = \omega_{\text{кр}} / \pi D, \quad (16.59)$$

где  $\omega_{\text{кр}}$  – окружная скорость периферии долота, при которой начинается графитизация или интенсивное и термическое разрушение сверхтвердых материалов, м/с,  $\omega_{\text{кр}} = 7 \div 9$  м/с.

Методика расчета режима бурения турбобуром с параллельным делением потока бурового раствора для работы с гидромониторными долотами приводится в работе [13]

Турбобур выбирается исходя из условия передачи на забой наибольших значений мощности и крутящего момента. Высокооборотные турбобуры с частотой вращения  $600-750 \text{ мин}^{-1}$  дают удовлетворительные результаты только при бурении в крепких породах сравнительно неглубоких скважин с промывкой водой или маловязкими глинистыми растворами небольшой плотности, а также при алмазном бурении малоабразивных пород с  $P_{\text{д}}$ , обеспечивающей максимальное значение  $v_{\text{м}}$ ; тихоходные турбобуры с расчетной частотой вращения примерно  $300-450$  или  $200-300 \text{ мин}^{-1}$  эффективно использовать при проходке шарошечными долотами глубоководных пластичных и абразивных пород; при сравнительно больших глубинах скважин (а также при разбуривании продуктивных пластов) желательно применять такие турбобуры, для работы которых требуется расход, близкий к величине, найденной по формуле (14.8, а).

При таком выборе уменьшается дифференциальное давление на забое, а в ряде случаев и число буровых насосов.

Размер турбобура определяется диаметром скважины и должен быть, как правило, меньше его на 20 мм.

**Пример 16.13.** Определить расход бурового раствора при бурении скважины турбобуром ЗТСША 195 ГЛ в породах средней твердости алмазным долотом ДЛС 214, ЗС2; с осевой нагрузкой  $P_d=100$  кН;  $\rho_{б.р.}=1150$  кг/м<sup>3</sup>.

**Решение.** Примем  $n=700$  мин<sup>-1</sup>;  $a_d=1,8$ ;  $k_r=1,1$ ;  $M_0=50$  Н·м (см.рис.16.4);  $Q_{табл.}=30$  л/с

По формулам (16.53), (16.52) и (16.54) находим соответственно

$$M_{уд} \approx 1,8 \left( \frac{28}{700} + 1,14 \right) 0,214^2 = 1,5 \cdot 10^{-2} \text{ Н} \cdot \text{м/Н};$$

$$M \approx 1,1(1,5 \cdot 10^{-2} \cdot 100 \cdot 10^3 + 50) = 1705 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

$$Q = 30 \sqrt{1000 \cdot 1705 / (1150 \cdot 3060)} = 22,4 \text{ л/с}.$$

По табл.16.11 для долота диаметром 269,9 мм находим в породах V-VI категории твердости  $M_{уд}=9,9$  Н·м/кН.

Тогда по формуле (16.55)

$$n = 774,6 \left( 1 - \frac{9,9 \cdot 216}{5776,5} \right) = 488 \text{ мин}^{-1}.$$

**Пример 16.8.** Вычислить наибольшую частоту вращения долота ДКС 267,5С6.

**Решение.** Приняв  $\omega_{кр}=8$  м/с по формуле (16.59) находим  $n_{max}=8(3,14 \cdot 0,2675)=9,5$  с<sup>-1</sup>, или 571 мин<sup>-1</sup>.

Скорость вращения долота при турбинном бурении измеряется при помощи специального турботачометра, датчик которого устанавливается в верхнем узле турбобура и соединяется с валом последнего.

**16.3.3. Бурение скважин винтовыми забойными двигателями.** Винтовые забойные двигатели (ВЗД) целесообразно применять при бурении скважин на средних и больших глубинах в диапазоне частот  $n=100 \div 250$  мин<sup>-1</sup>. Поскольку ВЗД имеет довольно жесткую характеристику, с увеличением  $P_d$  и  $M$ , срабатываемый в двигателе перепад давления  $\Delta p$  возрастает в степени, несколько большей единицы, а  $n$  уменьшается незначительно, пока реализуемая двигателем мощность не достигнет максимума при данном значении  $Q$ . Прирост перепада давления в двигателе при увеличении  $P_d$  от нуля до допустимого максимума составляет  $\Delta p=3 \div 4$  МПа.

Расход, необходимый для работы ВЗД, вычисляется по формуле

$$Q \approx Q_{\text{табл}} \frac{M}{M_{\text{табл}}}, \quad (16.60)$$

где  $Q_{\text{табл}}$  – расход бурового раствора ( $\text{м}^3/\text{с}$ ) с плотностью  $\rho_{\text{табл}}$  ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ), при котором двигатель развивает вращающий момент  $M_{\text{табл}}$  (см. табл.4.1 [14]; табл. 3.18 и 3.19 [32]).

**16.3.4. Бурение с помощью электробуров.** Как и при роторном бурении при бурении электробуром, расход раствора может устанавливаться независимо от других режимных параметров, а избыточное давление насосов может быть, использовано в насадках гидромониторных долот.

Частота вращения вала электробура устанавливается еще на стадии проектирования режимов бурения, подбора типа электробура и числа редукторов. При частоте переменного тока  $f=50$  Гц частота вращения вала электробура  $n$  изменяется от 600 до 750  $\text{мин}^{-1}$ .

Для разбуривания большой группы пород мягких и средней твердости, пластичных и абразивных, особенно залегающих на значительной глубине, указанные значения  $n$  велики. Поэтому на практике частоту вращения электробура снижают путем применения редукторов.

## 16.4. Рекомендации по выбору оптимальных значений параметров режима бурения

Для выбора оптимальных режимных параметров используются результаты исследования бурения опорно-технологических скважин на данной площади или других площадях с аналогичными горно-геологическими условиями.

Общая постановка задач оптимизации записывается в следующем виде:

условие обеспечения минимальных сроков строительства скважины

$$v_p \rightarrow \max \text{ при } C \leq C_n, \quad (16.61)$$

условие минимальных затрат на бурение в пределах сметы

$$C \rightarrow \min \text{ при } v_p \geq v_{p.n}, \quad (16.62)$$

где  $v_p$  – рейсовая скорость бурения;  $C$  – стоимость 1 м проходки по затратам, зависящим от времени;  $C_n$  – плановая стоимость 1 м проходки, обеспечивающая затраты на бурение в пределах сметы;  $v_{p.n}$  – плановая рейсовая скорость бурения, обеспечивающая строительство скважины в установленные сроки.

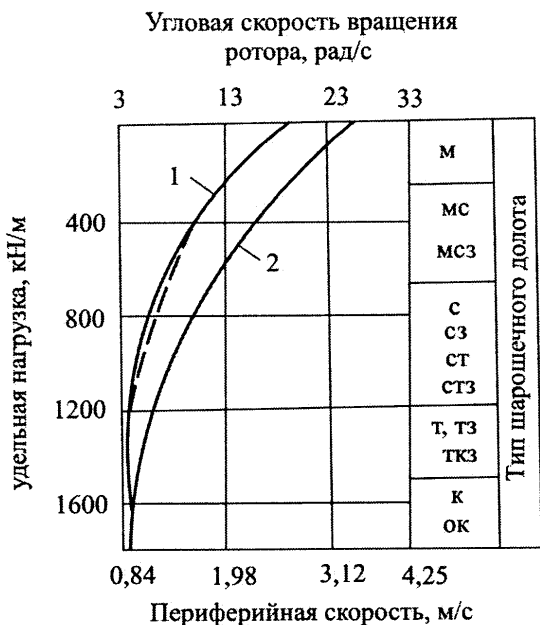


Рис.16.4.

Взаимосвязь между скоростью вращения шарошечного долота диаметром 214 мм и удельной осевой нагрузкой при роторном бурении:

1 – для новых и сложных площадей; 2 – для площадей с хорошо изученными нормальными условиями

Сочетание оптимальных значений  $P_d$  и  $n$  должно обеспечить  $V_{M(max)}$ . На рис.16.4 показана зависимость между  $P_{уд}$  и  $n$  для шарошечных долот  $D=214$  мм (Серета Н.Г., Соловьев Е.М., 1974) при условии, что интенсивность промывки достаточна для хорошей очистки забоя. Приведенная зависимость может быть использована и для долот других диаметров. При этом частоту  $n$  рекомендуется регулировать так, чтобы  $\omega$  на периферии долота не превышало указанных величин.

При данном значении  $P_d$  увеличение  $n$  долота с целью повышения

$v_m$  целесообразно лишь до тех пор, пока возрастает рейсовая скорость бурения  $v_p$ . Поэтому оптимальным является тот режим бурения, при котором обеспечивается рост  $v_p$  по сравнению с другими режимами.

Любое изменение  $P_{уд}$  и  $n$  или обоих параметров, вследствие чего ускоряется износ долота и уменьшается  $hp$  (а следовательно и  $v_p$ ), считается нерациональным.

Скорость проходки уменьшается при увеличении следующих показателей: плотности бурового раствора (приводит к возрастанию дифференциального давления); пластической вязкости и особенно динамического напряжения сдвига (при неизменной подаче буровых насосов приводит к возрастанию гидравлических сопротивлений и циркуляционной системе и дифференциального давления); содержания бентонитовых частиц в суспензиях на водной основе.

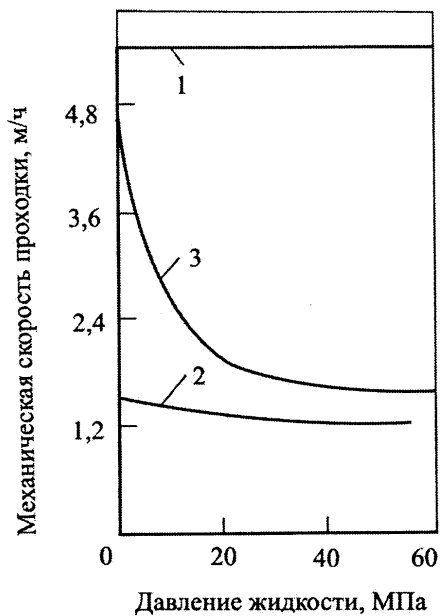


Рис.16.5.

Влияние давления столба бурового раствора на механическую скорость проходки при разбуривании различных пород ( по данным лабораторных испытаний):

1 – высокопроницаемый известняк; 2 – малопроницаемый мрамор; 3- непроницаемый глинистый сланец.

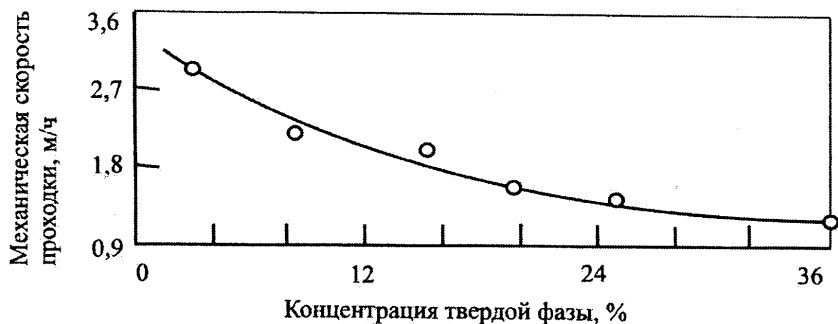


Рис.16.6.

Влияние концентрации твердой фазы в буровом растворе на механическую скорость проходки

Повышению скорости проходки способствуют следующие факторы: увеличение показателя мгновенной фильтратоотдачи  $\Phi_0$  бурового раствора; наличие в его фильтрате ПАВ, облегчающих проникновение жидкой среды в микротрещины и поры породы; добавки к буровому раствору на водной основе нефти, нефтепродуктов и других смазочных материалов (препятствует образованию сальников, в результате чего возрастают действительная осевая нагрузка на долото и мощность, подводимая к забюю), уменьшение содержания твердой фазы.

Влияние дифференциального давления и содержания твердой фазы на механическую скорость проходки показано на рис.16.5 и 16.6 (Серода Н.Г., Соловьев Е.М., 1974)

Почти все факторы, которые способствуют снижению скорости проходки, неблагоприятно влияют также на величину проходки за рейс.

#### Список литературы

1. Алмазосберегающая технология бурения / Г.А.Блинов, В.И.Васильев, М.Г.Глазов и др. Л., Недра, 1989.
2. Башкатов Д.Н. Оптимизация процесса бурения. Учебное пособие. М., РГГРУ, 2005.
3. Башкатов Д.Н., Олоновский Ю.А. Вращательное шнековое бурение геологоразведочных скважин. М., Недра, 1968.
4. Бревдо Г.Д. Проектирование режимов бурения. М., Недра, 1988.
5. Васильев В.И., Пономарев П.П., Блинов Г.А., Бакланов Ю.В., Кулик Б.А., Лаврова Г.А., Оношко Ю.А. Отраслевая методика по разработке технологии бурения на твердые полезные ископаемые. – 2-е изд, перераб. и доп. – Л.: ВИТР, 1983.
6. Власюк В.И. Опыт разработки и внедрения рациональной технологии алмазного бурения скважин из подземных горных выработок. М., ЭИВИЭМС, 1980, с.1-15.
7. Воздвиженский Б.И., Волков С.А., Волков А.С. Колонковое бурение М., Недра, 1982.
8. Володин Ю.И., Мишенькин И.М. Руководство к практическим занятиям и сборник задач по бурению скважин: Учебное пособие для техникумов. – М.: Недра, 1987.
9. Ганджумян Р.А., Практические расчеты в разведочном бурении. 2-е изд. перераб. и доп. М., Недра.1986.

10. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Никитин Б.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин. – М., Недра, 2000.

11. Джеймс Л., Ламмус Г. Нагрузка на долото и скорость вращения ротора. – Инженер-нефтяник, 1974, №5, с.53-56.

12. Емельянов В.Н., Коновалова А.Ш. Элияшевский И.В. Дипломное и курсовое проектирование. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие для техникумов. –М.:Недра, 1993.

13. Иоанесян Ю.Р., Мациевский В.П. Василенко А.А. Современная техника турбинного бурения. Киев, «Техніка», 1977.

14. Иогансен К.Б. Спутник буровика: Справочник – М., Недра, 1990.

15. Калинин А.Г., Ошкордин О.В. Питерский В.М., Соловьев Н.В. Разведочное бурение. Учебник для вузов. М., ООО, «Недра. Бизнес-центр», 2000.

16. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые./Под ред. А.Г.Калинина. М., Недра, 2001.

17. Кардыш В.Г., Киселев А.Т., Меламед Ю.А. Гидроударное бурение с использованием шарошечных долот. – В кн.: Новые технические средства для бурения геологоразведочных скважин. Л., НПО «Гео-техника», 1989.

18. Киселев А.Т., Крусир И.Н. Вращательно-ударное бурение геологоразведочных скважин М., Недра, 1982.

19. Кодзаев Ю.В. Бурение разведочных горизонтальных скважин. М., Недра, 1978.

20. Маковой Н.Гидравлика бурения. М., Недра, 1986.

21. Марамзин А.В., Блинов Г.А.Алмазное бурение на твердые полезные ископаемые. Л., Недра, 1977.

22. Масленников И.К. Буровой инструмент: Справочник. – М.:Недра, 1989.

23. Матвеев Г.М. Типовые задачи по структурному бурению М., Недра 1973.

24. Методические рекомендации по технологии высокооборотного алмазного бурения в монолитных и слаботрешиноватых горных породах /В.И.Васильев, В.П.Липатников, В.Н.Зорин, И.С.Егоров. Л., ВИТР, 1987.

25. Мурзаков Б.В. Установление рациональных режимов бурения в зависимости от типа бурового оборудования и геолого-технических условий. Обзор ОНТИ ВИЭМС, 1969, №47.



26. Мэрфи Э. Выбор оптимальных параметров режима бурения. – Бурение, 1970, №1, с.35-41.
27. Орлов А.В., Орлов С.А. Расчет оптимального режима бурения. – Нефтяное хозяйство, 1983, №4, с.13-17.
28. Отраслевая методика по разработке технологии бурения на твердые полезные ископаемые. В.И.Васильев. А.А.Пономарев, Г.А.Блинов. Л., ВИТР, 1983.
29. Проектирование режимов турбинного бурения. /С.Ф.Потапов, А.М.Матвеева, В.Д.Маханько и др. – М., Недра, 1974.
30. Рабиа Х.Технология бурения нефтяных скважин./Пер. с англ. В.Г.Григулецкого. М., Недра, 1989.
31. Сердюк Н.И. Куликов В.В. Тунгусов А.А. и др.Бурение скважин различного назначения М.: РГГУ 2006.
32. Симонянц С.Л., Симонянц Л.Е. Определение оптимальных параметров режима турбинного бурения/ Тр. ВНИИБТ – 1985. Вып.61 с. 9-13.
33. Справочник Буровое оборудование. Буровой инструмент. т.2.М., Недра. 2003.
34. Справочник по бурению геологоразведочных скважин. Афанасьев И.С., Блинов Г.А.Пономарев П.П. и др. Л., ВИТР, 2000.
35. Справочник по бурению скважин на воду. Под ред. Д.Н.Башкатова. М., Недра 1979.
36. Сулакшин С.С. Бурение геологоразведочных скважин. Учебник для вузов. М., Недра, 1994.
37. Техника и технология высокоскоростного бурения./Г.А.Блинов, Л.Г.Буркин, А.А.Володин и др., Недра, 1982.
38. Техника и технология бурения с гидротранспортом керна /В.Г.Кардыш, А.Н.Пешков, А.В.Кузнецов и др. Под ред. В.Г.Кардыша. М., Недра 1993.
39. Технология и техника разведочного бурения. Учебник для вузов /Ф.А.Шамшев, С.Н.Тараканов, Б.Б.Кудряшов и др. Изд. 3-е, перераб. и доп. – М.: Недра, 1983.

## 17. Расчеты по предупреждению и ликвидации осложнений

Правильный выбор эффективных мер предупреждения и ликвидации осложнений возможен при знании физической сущности их возникновения и развития.

При вращательном бурении скважин на твердые, жидкие и газообразные полезные ископаемые наиболее распространенными геологическими осложнениями являются: поглощения буровых и тампонажных растворов; нарушение целостности стенок скважины; флюидопроявления; прихват бурового инструмента в скважине и др.

### 17.1. Поглощение буровых и тампонажных растворов

Поглощение буровых и тампонажных растворов может быть вызвано наличием в горных породах каналов (например трещин, пустот, каверн) и гидравлическим разрывом пород при значительном превышении и гидростатического давления над пластовым.

Раскрытие естественных или образование новых трещин происходит при условии

$$p_{c.m.} + p_{z.o} > p_{пл} + p_p \quad (17.1)$$

где  $p_{ст.}$  – гидростатическое давление в стволе скважины;  $p_{г.д.}$  – гидродинамическое давление;  $p_{пл}$  – пластовое давление;  $p_p$  – гидравлическое сопротивление растеканию бурового или тампонажного раствора по каналам в горной породе, вскрытым скважинам.

Давление гидроразрыва пласта ориентировочно можно оценить по уравнению

$$p_{гp} = (0,49 \div 0,91) p_g \quad (17.2)$$

где  $p_g$  – горное (геостатическое давление).

При выборе способа предупреждения и ликвидации поглощений можно воспользоваться данными табл. 18.1 справочного пособия [5]. Способ предупреждения и ликвидации поглощения выбирается в зависимости от характеристик поглощающего горизонта.

Относительное давление в поглощающем горизонте

$$\rho_0 = \frac{\rho_{б.р} (h_{н.г} - h_{ст})}{h_{н.г} \rho_в}, \quad (17.3)$$

где  $\rho_{б.р}$ ,  $\rho_в$  – плотность соответственно бурового раствора и воды (в кг/м<sup>3</sup>);  $h_{н.г}$  – глубина поглощающего горизонта, м;  $h_{ст}$  – высота снижения уровня жидкости (статический уровень), м.

Положение статического уровня воды в скважине при замене глинистого раствора водой устанавливается из выражения

$$h_{с2} = H - h_в, \quad (17.4)$$

где  $h_в$  – высота столба воды,

$$h_в = h_{б.р} \rho_{б.р} / \rho_в = (H - h_{с1}) \rho_{б.р} / \rho_в; \quad (17.5)$$

$h_{б.р}$  – высота столба раствора в скважине;  $h_{с1}$  – статический уровень раствора в скважине.

Плотность жидкости для замены в скважине раствора с таким расчетом, чтобы статический уровень был на устье, вычисляется из уравнения

$$\rho_1 = (H - h_{с1}) \rho_{б.р} / H. \quad (17.6)$$

Если рост  $\rho_{б.р}$  обусловлен переходом части выбуренной породы в активную твердую фазу, то восстановить ее можно разбавлением раствора водой с введением соответствующих реагентов.

Объем добавляемой воды на единицу объема раствора  $v_{б.р}$  (м<sup>3</sup>) для уменьшения плотности от  $\rho_{б.р}$  до  $\rho_в$  вычисляется по формулам, приведенным в разделе 7.

Плотность бурового раствора, обеспечивающая нормальную циркуляцию при поглощении, определяется из уравнения

$$\rho_{б.р.2} = k \rho_{б.р.1} (h_n - h_c) / h_n \quad (17.7)$$

где  $k=0,85$  – коэффициент запаса;  $h_n$  – глубина нахождения кровли поглощающего горизонта, м.

Объем бурового раствора (в м<sup>3</sup>), который поглотила скважина,

$$Q = Sh, \quad (17.8)$$

где  $S$  – площадь приемной емкости, м<sup>2</sup>;  $h$  – высота снижения уровня в емкости, м.

Интенсивность поглощения (в м<sup>3</sup>/ч)

$$Q_1 = Q_0 t / t, \quad (17.9)$$

где  $t$  – время (в ч), за которое уровень в емкости снизился на величину  $h$ .

Коэффициент поглощающей способности при полном поглощении бурового раствора

$$K_{п.с.} = Q_1 / \sqrt{h_{ст} - h_{дин}}, \quad (17.10)$$

где  $h_{дин}$  – динамический уровень раствора в скважине, м.

Классификация зон поглощения в зависимости от величины  $K_{п.с.}$  приведена ниже.

Коэффициент $K_{п.с.}$	1	1-3	3-5	5-15	15-25	>25
Классификация зон поглощения	I	II	III	IV	V	VI
Поглощение	Частичное	Полное	Интенсивное		Катастрофическое	

При частичном поглощении коэффициент  $K_{п.с.}$  определяется из выражения

$$K_{п.с.} = Q_1 / \sqrt{h_{ст} + p_{к.п.} 10}, \quad (17.11)$$

где  $p_{к.п.}$  – гидравлические потери в кольцевом пространстве при движении раствора от зоны поглощения к устью скважины, МПа (определение  $p_{к.п.}$  приведено в гл.14).

При определении необходимой плотности АБР можно воспользоваться формулой (3.5).

Максимальная скорость спуска бурильного инструмента с целью предупреждения поглощения бурового раствора определяется из выражения

$$v_{max} = \frac{(p_r - p_{пл}) (D_d^2 - d^2)}{3300 h_r \eta}, \quad (17.12)$$

где  $p_r$  – гидростатическое давление бурового раствора, МПа;  $p_{пл}$  – пластовое давление, МПа;  $D_d$  – диаметр долота, м;  $d$  – диаметр бурильных труб, м;  $\eta$  – пластическая вязкость бурового раствора, Па·с.

Эффективным способом изменения характеристики поглощающего горизонта является применение закупоривающих материалов – **наполнителей**, которые в зависимости от условий бурения конкретной скважины добавляют в циркулирующий буровой раствор, или поведение разовой закачки в зону поглощения порции специальной жидкости с наполнителем [21]. Первый прием можно реализовать с профилактической целью перед вскрытием зоны поглощения.

Большинство наполнителей, позволяют закупоривать трещины размером не более 6 мм. В табл 17.1 приведен перечень добавок и область их применения [19].

Т а б л и ц а 17.1

Наполнитель и его химическая природа	Область применения
ВОЛ – отходы латексных вулканизированных изделий	Снижение интенсивности поглощения в среднетрещиноватых проницаемых породах
НЛК – низкозамерзающая латексная композиция	Ликвидация интенсивных поглощений в процессе бурения
Целлофановая стружка	В условиях раскрытия каналов ухода до 3 мм.
ВУС – вязкоупругий состав на основе латекса и полиоксидилен	Предупреждение и ликвидация поглощений
Кордное волокно – смесь крученых нитей из искусственного волокна и частиц измельченной резины	
Разномерная резиновая крошка – дробленая вулканизированная резина – отходы шинного производства	
Слюда-чешуйка – дробленые отходы слюдяных фабрик	
НДР (дробленая резина) – крупно-размерный наполнитель.	Ликвидация интенсивных поглощений.
ПУН – пластинчатый упругий наполнитель – пластинчатые вырубки из отходов РТИ	
ВДР – водная дисперсия резины с использованием смоляных и жирных кислот в качестве эмульгатора	Ликвидация поглощений в мелкопористых и мелкотрещиноватых пластах
МРК – мелкая резиновая крошка	
Хромовая стружка и «кожа-горох» - отходы производства кожемита	

Наполнитель и его химическая природа	Область применения
НТП – наполнитель текстиль прорезиненный	Ликвидации поглощений в трещиноватых пластах и пористых породах
НХ наполнитель хлопьевидный	Изоляция зон поглощений в крупнотрещиноватых и кавернозных породах
Сломель – порошкообразный материал (из декоративного бумажно-слоистого пластика)	Профилактика поглощений при роторном и турбинном бурении
НК – наполнитель композиционный (многокомпонентная смесь инертных материалов)	Изоляция зон поглощения интенсивностью от 30 до 90 м <sup>3</sup> /ч
НП – наполнитель пластиковый (жесткие пластинки пластика и деформируемой просмоленной бумаги)	Профилактика поглощений в пористых и трещиноватых породах
Диспор (продукт переработки отработанных резиновых шин)	Кольматирующая добавка
НАН – акрилнитрильный наполнитель	
Гермопор - порошок с частицами волокнистой структуры	
ГПТС – гидрофобный полимерный тампонажный состав (из полимера и дизтоплива)	Ремонтно-изоляционные работы в скважинах.
ВНП – порошковый водонабухающий полимер	

Наполнитель доставляется путем намыва: через открытую бурильную колонну с установленной на ней воронкой, либо по закрытой нагнетательной линии.

Первый способ применим при условии, что статический уровень жидкости в скважине находится на глубине не менее 50 м. Для того чтобы пульпа с наполнителем поступала в пласт, ее средняя плотность должна превышать плотность пластовой воды (преимущество этого способа: наполнитель можно вводить с большим размером частиц).

При втором способе используется буровой насос или цементировочный агрегат. В этом случае приходится использовать наполнитель с меньшим размером частиц (при подаче буровым насосом до 25 мм, а цементировочным агрегатом до 15 мм).

Закачивание тампонажной смеси в зону поглощения по стволу скважины рекомендуется предусматривать в следующих случаях: интенсив-

ность поглощения не менее  $30 \text{ м}^3/\text{ч}$ ; зона поглощения расположена на глубине  $h_p \leq 2000 \text{ м}$ , а выше нее нет высокопроницаемых пластов; необсаженный ствол скважины сложен устойчивыми породами.

Рецептуры наиболее распространенных тампонажных и быстротвердеющих смесей (БСС) даны в табл. 18.3 справочного пособия [5].

Известны также и др. тампонажные составы (НПО «Буровая техника»); [4]:

незамерзающая латексная композиция;

глинолатексная смесь (латекс, глинопорошок, цемент и хлористый кальций);

тампонажный раствор из цементного и глинистого растворов с наполнителями в соотношении от 1:2 до 1:1;

гелеобразующий состав (соль, расширяющиеся добавки, щелочь, вода);

тампонажная смесь [4], содержащая цемент (52-65%); триэтанолламин (0,55-1,1%); хлорид алюминия (0,11-0,55%).

Объем тампонажной смеси для заполнения поглощающего пласта мощностью  $h_{пг}$  на расстояние  $l_0$  можно вычислить по формуле [21]

$$V_{т.с} = \pi k_{пз} h_{пз} (l_0^2 - r_c^2), \quad (17.13)$$

где  $k_{пз}$  – коэффициент эффективной пористости пласта;  $r_c$  – радиус скважины, м.

Расстояние  $l_0$  принимают равным

$$l_0 = r_c + (0,5 \div 1). \quad (17.14)$$

Объем тампонажной смеси для цементного моста принимается равным

$$V_{т.с} = V_{ц.м} + h_1, \quad (17.15)$$

где  $V_{ц.м}$  – объем ствола скважины (объем цементного моста) против зоны поглощения;  $h_1 = 20 \div 30 \text{ м}$  – расстояние выше кровли поглощающего пласта.

Для инженерных расчетов объем тампонажной смеси находят из выражения

$$V_{т.с} = 5 V_{ц.м} \quad (17.16)$$

Глубина установки конца бурильных труб с целью закачки тампонажных смесей в пласт определяется по формуле

$$h_{к.м} = h_n - (\rho_{т.с} h_{з.п} / \rho_{б.р}), \quad (17.17)$$

где  $h_n$  – глубина залегания зоны поглощения;  $\rho_{т.с}$  – плотность тампонажной смеси;  $h_{з.п}$  – мощность зоны поглощения, м.

При отсутствии данных данных гидродинамических исследований мероприятия по ликвидации поглощения могут быть выбраны по интенсивности поглощения. Согласно рекомендациям данным в табл.18.4 справочного пособия [5].

ВолгоградНИПИнефть рекомендует [3] выбирать исходную пластическую прочность смеси и размер частиц твердой фазы или наполнителя по величине раскрытия поглощающих каналов, а расход тампонажных материалов в зависимости от интенсивности поглощения:

Раскрытие каналов, мм	0,25	1-5	5-20	>20	
Пластическая прочность в канале закачивания, кПа	0,3-0,4	0,5-1,0	2-5	5-10	
Размер частиц твердой фазы или наполнителя, мм	0,1-0,5	0,5-2,0	2-7	>7	
Интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /ч	2-3	10	50	100	200
Расход тампонажных материалов, т	5-7	7-10	15-20	20-25	35-
		10-15		25-35	45

Доставка изоляционных смесей в зону поглощения может производиться по стволу скважины, по бурильной колонне с пакером и без него, с помощью специальных желонок и контейнеров.

При закачивании тампонажной смеси через бурильные трубы [14] их устанавливают обычно выше кровли поглощающего пласта с целью предотвращения прихвата (рис.17.1). Объем продажной жидкости (в м<sup>3</sup>) выбирают из условия уравнивания гидростатического давления в трубах и затрубном пространстве:

$$V_{np} = H_{np} \cdot S_{np}, \quad (17.18)$$

где

$$H_{np} = \frac{(H_{mp} - H_{см}) \rho_{б.р} - h_{ч} \rho_{ч}}{\rho_{np}}; \quad (17.19)$$



$H_{тр}$  – глубина спуска бурильных труб в скважину, м;  $S_{тр}$  – площадь проходного сечения бурильных труб, м<sup>2</sup>;  $H_{пр}$  – высота столба продавочной жидкости в бурильных трубах, м;  $H_{ст}$  – статический уровень раствора в скважине, м;  $h_u$  – высота столба тампонажной смеси, оставляемой в трубах для исключения перемешивания верхней части смеси при подъеме труб,  $h_u=15$  м;  $\rho_{б.р.}$ ,  $\rho_{ц.}$ ,  $\rho_{пр}$  – плотность соответственно бурового раствора в затрубном пространстве, тампонажной смеси и продавочной жидкости, кг/м<sup>3</sup>.

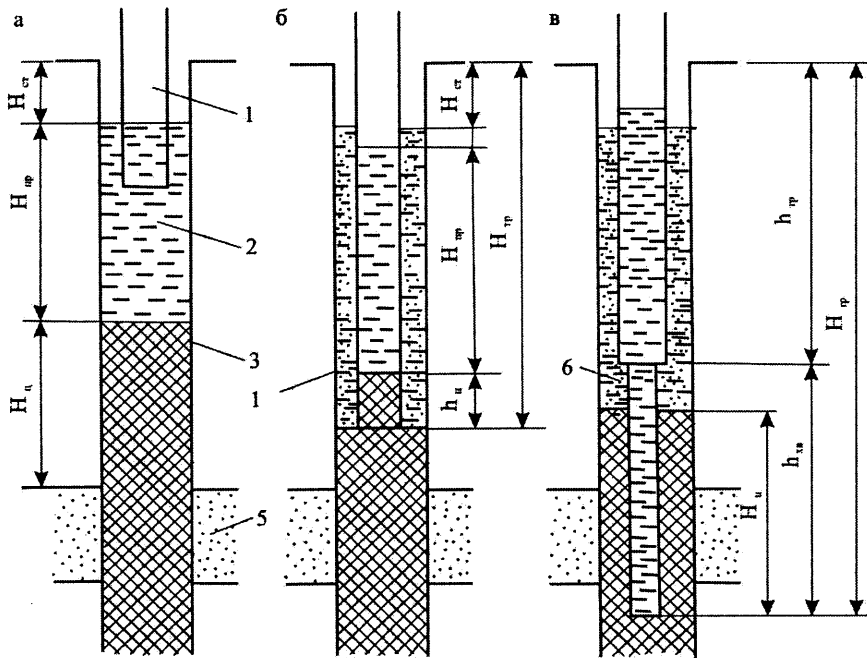


Рис.17.1.

Схема закачивания тампонажной смеси в зону поглощения:

- а* – по стволу скважины; *б* – по колонне бурильных труб; *в* – по колонне бурильных труб с хвостовиком; 1 – бурильные трубы; 2 – продавочная жидкость; 3 – тампонажная смесь; 4 – буровой раствор; 5 – поглощающий пласт; 6 – разбуриваемый хвостовик

При доставке тампонажной смеси по бурильной колонне с пакером объем продавочной жидкости определяется из условия выдавливания смеси из труб и задавливания части ее в пласт:

$$V_{np} = (H_n - H_{cm})S_{mp} + hS_c, \quad (17.20)$$

где  $H_n$  – глубина установки пакера, м;  $S_c$  – площадь поперечного сечения скважины, м<sup>2</sup>;  $h$  – расстояние между пакером и уровнем тампонирующей смеси после продавливания ее в пласт,  $h=15\div 20$  м.

Для предотвращения разбавления тампонажной смеси, плотность которой, как правило, выше плотности бурового раствора в скважине, следует предусмотреть установку бурильных труб ниже подошвы зоны поглощения. С целью предотвращения прихвата нижняя часть бурильной колонны комплектуется хвостовиком из ЛБТ (рис. 17.1,в). Нижний конец хвостовика устанавливается на 5-10 м ниже подошвы зоны поглощения.

Объем продавочной жидкости в этом случае

$$V_{np} = [H_{np} - (h_{xb} - h_u)]S_{mp} + (h_{xb} - h_u)S_{xb}, \quad (17.21)$$

где

$$H_{np} = \frac{(H_{mp} - h_{cm} - h_u)\rho_{б.р} + (H_u - h_u)\rho_u}{\rho_{np}}, \quad (17.22)$$

где  $h_{xb}$  – длина хвостовика, м;  $S_{xb}$  – площадь проходного отверстия хвостовика, м<sup>2</sup>.

Если ни один из перечисленных выше способов ликвидации поглощения не дает результата, то для обеспечения в дальнейшем нормального процесса бурения скважину необходимо закрепить обсадными трубами с обязательным цементированием затрубного пространства. Для успешного цементирования обсадной колонны количество продавочной жидкости рассчитывают с учетом статического уровня в скважине из условия сохранения равенства между давлением в трубах  $p_{тр}$  и затрубном пространстве  $p_{з.п.}$  в процессе цементирования, т.е.  $p_{тр} = p_{з.п.}$

Давление за трубами (в МПа)

$$p_{з.п.} = p_{ц.р} + p_n = q(\rho_{ц.р}H_{ц.р} + \rho_{б.р}H), \quad (17.23)$$

где  $p_{ц.р}$  – давление столба цементного раствора за трубами, МПа;  $p_n$  – давление в поглощающем горизонте, МПа;  $\rho_{ц.р}$  – плотность цементного раствора, кг/м<sup>3</sup>;  $H_{ц.р}$  – высота столба цементного раствора за колонной, м;  $H$  – высота столба бурового раствора за колонной, м.

Давление в трубах (в МПа)

$$p_m = p_{з.п.} = q(\rho_{ц.р}h + \rho_{б.р}H_{np}), \quad (17.24)$$

где  $h$  – высота цементного стакана в трубах, м;  $H_{np}$  – высота столба продавочной жидкости в обсадной колонне, м.

Решая уравнение (17.24) относительно  $H_{np}$ , находим

$$H_{np} = \frac{p_{з.п} - q\rho_{ч.р}h}{q\rho_{б.р}}. \quad (17.25)$$

Объем продавочной жидкости (в  $m^3$ ), необходимый для закачки в скважину

$$V_{np} = \frac{\pi d_b^2}{4} H_{np} \quad (17.26)$$

( $d_b$  – внутренний диаметр обсадной колонны, м).

Проверка надежности изоляции зоны поглощения осуществляется опрессовкой ее тем давлением, которое будет действовать на нее в конце цементирования очередной обсадной колонны.

Давление на устье при опрессовке ( $p_{оп}$ ) должно быть  $p_{оп} > p_{н.п} - \rho_{оп}qh_n$ , где  $p_{н.п}$  – ожидаемое наибольшее давление на подошву рассматриваемой зоны на глубине  $h_n$  в конце цементирования;  $\rho_{оп}$  – плотность опрессовочной жидкости.

Если интенсивность утечек опрессовочной жидкости (буровой раствор с наполнителем или без него) при давлении на устье  $p_{оп}$  не превышает допустимой величины  $q_0$ , то считается, что зона поглощения изолирована удовлетворительно. Величина  $q_0$  устанавливается опытным путем по данным опрессовки и цементирования ранее пробуренных скважин.

Во избежание гидравлического разрыва пород при цементировании скважин и возникновения поглощения необходимо соблюдать следующие условия:

$$\rho_{н.п} \leq \rho_{о.ч.р} \leq \rho_{в.п} \leq \rho_{ч.р} \quad (17.27)$$

где  $\rho_{н.п}$  – нижний допустимый предел плотности,  $kg/m^3$ ,

$$\rho_{н.п} = \rho_n + \Delta\rho; \quad (17.28)$$

$\rho_{о.ч.р}$  – цементный раствор с уменьшенной плотностью и повышенным относительным водосодержанием;  $\rho_{в.п}$  – верхний допустимый предел;  $\Delta\rho$  – необходимое превышение плотности головной порции тампонажного раствора над плотностью вытесняемого бурового раствора,  $kg/m^3$ .

Если буферная жидкость не применяется или высота ее в кольцевом пространстве мала, то рекомендуется принимать  $\Delta\rho \approx 200 \div 250 \text{ кг/м}^3$ .

Пример 17.1. Требуется определить относительное давление в поглощающем горизонте, который проектируемая скважина должна вскрыть на глубине  $H=400\text{ м}$ , если плотность циркулирующего бурового раствора  $\rho=1220 \text{ кг/м}^3$

Решение. Относительное давление вычисляется по формуле (17.3).

$$\rho_o = \frac{1220(400 - 90)}{400 \cdot 1000} = 0,94$$

Пример 17.2. Определить, как измениться статический уровень в скважине при замене глинистого раствора водой для следующих условий: глубина скважины  $H=617 \text{ м}$ , плотность глинистого раствора  $\rho_{б,р}=1240 \text{ кг/м}^3$ ; статический уровень раствора в скважине  $h_{c1}=125 \text{ м}$ .

Решение. Высота столба раствора в скважине.

$$h_{б,р} = H - h_{c1} = 617 - 125 = 492 \text{ м}.$$

Высота столба воды по формуле (17.5)

$$h_w = 492 \cdot 1240 / 1000 = 610 \text{ м}.$$

Положение статического уровня воды в скважине

$$h_{c2} = 617 - 610 = 7 \text{ м}.$$

Пример 17.3. В проектируемой скважине глубиной  $H=487 \text{ м}$  при бурении под кондуктор ожидаемый статический уровень бурового раствора плотностью  $\rho_{б,р}=1210 \text{ кг/м}^3$  должен составить  $h_{c1}=27 \text{ м}$ . Какова должна быть плотность бурового раствора, чтобы статический уровень был на устье?

Решение. По формуле (17.6)

$$\rho_1 = (487 - 27)1210 / 487 = 1143 \text{ кг/м}^3.$$

Пример 17.4. Предполагается, что скважина должна вскрыть кровлю поглощающего пласта на глубине  $h_n=293 \text{ м}$ . Известно также, что глубина положения статического уровня  $h_c=5\text{ м}$ . Определить плотность бурового раствора, который должен обеспечить нормальную циркуляцию при по-

глошении, если плотность исходного бурового раствора составляет  $\rho_{б,р1}=1200 \text{ кг/м}^3$ .

Решение. По уравнению (17.7) находим плотность раствора

$$\rho_{б,р2}=0,85 \cdot 1200(293 - 5)/293=1003 \text{ кг/м}^3.$$

Вывод. Для осуществления нормальной циркуляции достаточно заменить циркулирующий буровой раствор водой при условии, если это позволяет геологический разрез скважины.

Пример 17.5. При вскрытии трещиноватых и ошлакованных базальтов четвертичного возраста произошло поглощение бурового раствора (воды). В процессе бурения при работе насоса за время  $t=45$  мин уровень в емкости, площадь основания которой  $S=9 \text{ м}^2$ , снизился на  $h=0,6$  м. Найти объем воды, который поглотила скважина, и интенсивность поглощения.

Решение. Объем бурового раствора, который поглотила скважина, находим по формуле (17.8)

$$Q=9 \cdot 0,6=5,4 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Интенсивность поглощения по формуле (17.9)

$$Q_1=5,4 \cdot 60/0,75=432 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Пример 17.6. Определить коэффициент поглощающей способности, характеризующий пропускную способность зоны поглощения, если замеры уровней в ранее пробуренных скважинах дали следующие результаты статического уровня на расстоянии  $h_{ст}=117$  м от устья. При работе одного насоса У8-6МА2 при  $Q=17$  л/с (или  $61,2 \text{ м}^3/\text{ч}$ ) динамический уровень установился на глубине  $h_{дин}=109$  м.

Решение. Коэффициент поглощающей способности определяется по формуле (17.10)

$$K_{п.с}=61,2/\sqrt{117-109}=21,7.$$

Поглощение относится к V категории.

Пример 17.7 В проектируемой скважине зона поглощения мощностью 37 м залегает на глубине 725 м. Определить глубину установки конца бурильных труб для закачки в поглощающий горизонт БСС, если плот-

580

ность бурового раствора и закачиваемой БСС соответственно  $\rho_{б.р.}=1180$  кг/м<sup>3</sup> и  $\rho_{т.с.}=1720$  кг/м<sup>3</sup>.

Решение. Подставляя исходные данные в формулу (17.17) получаем

$$h_{к.г.}=725 - (1720 \cdot 37 / 1180) \approx 671 \text{ м.}$$

Пример 17.8. Вычислить максимальную скорость спуска бурильной колонны при следующих условиях: глубина залегания поглощающего горизонта  $h_{п.г.}=947$  м; диаметр долота  $D_{д.}=0,2159$  м; диаметр бурильных труб  $d=0,146$  м; пластовое давление  $p_{пл.}=9,8$  МПа; плотность бурового раствора  $\rho_{б.р.}=1170$  кг/м<sup>3</sup>; динамическая вязкость раствора  $\eta=0,02$  Па·с.

Решение. Предварительно рассчитывается гидростатическое давление столба раствора

$$p_{г.}=1170 \cdot 9,81 \cdot 947 = 10,87 \text{ МПа.}$$

Тогда по формуле (17.12)

$$u_{\max} = \frac{(10,87 - 9,8) 10^6 (0,2159^2 - 0,146^2)}{3300 \cdot 947 \cdot 0,02} = 0,41 \text{ м/с.}$$

Пример 17.9. Подсчитать количество тампонажной смеси, требуемой для ликвидации поглощения бурового раствора в известняках при следующих условиях: мощность зоны поглощения  $h_{п.г.}=15$  м; фактический диаметр скважины по данным профилометрии  $D_{ф.}=400$  мм ( $400 \cdot 10^{-3}$  м); коэффициент эффективной пористости пласта по данным исследований  $k_{п.э.}=0,21$ .

Решение. По формуле (17.14) находим

$$l_0 = 0,2 + 0,75 = 0,95 \text{ м.}$$

Объем тампонажной смеси находим из выражения (17.13)

$$V_{т.с.} = 3,14 \cdot 0,21 \cdot 15 (0,95^2 - 0,2^2) = 8,53 \text{ м}^3.$$

Пример 17.10. Определить суммарный объем всех компонентов соляроцементно-бентонитовой смеси, имеющей на 1 м<sup>3</sup> дизельного топлива следующий состав (в кг): бентонитовый глинопорошок 1200; цемент 500; ПАВ (сульфонол НП-1) 15; жидкое стекло 40.

Решение. Принимая значения плотности сухого тампонажного цемента  $\rho_{ц}=3100 \text{ кг/м}^3$ ; бентонитового глинопорошка  $\rho_{б.г.}=2700 \text{ кг/м}^3$ ; сульфанола  $\rho_{пав}=1020 \text{ кг/м}^3$  и жидкого стекла  $\rho_{ж.с.}=1410 \text{ кг/м}^3$  находим объемы всех компонентов

$$V_{б.г.}=m_{б.г.}/\rho_{б.г.}=1200/2700=0,44 \text{ м}^3;$$

$$V_{ц}=m_{ц}/\rho_{ц}=500/3100=0,16 \text{ м}^3;$$

$$V_{пав}=m_{пав}/\rho_{пав}=15/1020=0,015 \text{ м}^3;$$

$$V_{ж.с.}=m_{ж.с.}/\rho_{ж.с.}=40/1410=0,028 \text{ м}^3.$$

Суммарный объем всех компонентов по заданному рецепту  $V_{\Sigma}=0,44+0,16+0,015+0,028+1=1,643 \text{ м}^3$ .

Пример 17.11. Запроектированной конструкцией скважины предусматривается спуск кондуктора диаметром 426 мм с толщиной стенки 10 мм на глубину  $H=185 \text{ м}$ . Определить объем продавочной жидкости, если высота цементного стакана в трубах  $h=10 \text{ м}$ , плотность цементного раствора  $\rho_{ц.р.}=1850 \text{ кг/м}^3$ , а ожидаемый статический уровень раствора от устья  $H_{ст}=75 \text{ м}$ .

Решение. Высота столба цементного раствора за колонной (рис.17.2)

$$H_{ц}=L - 105=185 - 125=60 \text{ м}.$$

Внутренний диаметр колонны  $d_{в}=426 - 2 \cdot 10=406 \text{ мм}$ .

Высота столба бурового раствора за колонной  $H_{р}=125 - H_{ст}=125 - 75=50 \text{ м}$ .

Подставляя данные в формулу (17.23), получим  $p_{з.п.}=9,81(1850 \cdot 60 + 1150 \cdot 50)=1,65 \text{ МПа}$ .

Из выражения (17.25) находим высоту столба продавочной жидкости в обсадной колонне

$$H_{пр}=\frac{1,65 \cdot 10^6 - 9,81 \cdot 1850 \cdot 10}{9,81 \cdot 1150} = 130 \text{ м}.$$

Объем продавочной жидкости по формуле (17.26)

$$V_{пр}=\frac{3,14(406 \cdot 10^{-3})^2}{4} \cdot 130 = 16,82 \text{ м}^3.$$

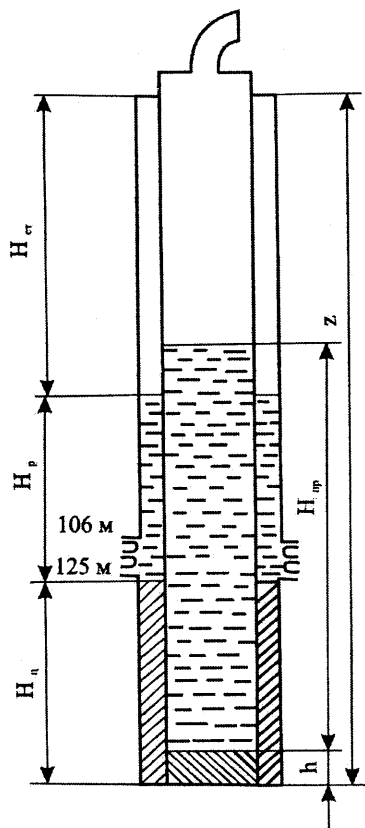


Рис.17.2.

Схема для расчета количества продажной жидкости при цементировании обсадной колонны, перекрывающей зону поглощения.

## 17.2. Нарушение целостности стенок скважины

Нарушение целостности стенок скважины наблюдается при наличии пластичных, раздробленных, состоящих из слабосвязанных между собой частиц, а также разбухающих и расслаивающихся при механическом и физико-химическом воздействиях буровых растворов пород.



Основные виды нарушений целостности стенок скважины: раскрытие естественных и образование новых трещин, образование каверн и желобов, набухание пород и сужение стволов скважин, осыпи и обвалы пород, пластическое течение соленосных отложений, растепление и разрушение горных мерзлых пород.

Классификация видов нарушения целостности стенок скважины, способы их предупреждения и ликвидации подробно описаны в справочнике [18] табл.12.4.

Характер обвала пород в скважине можно оценить по коэффициенту обвалообразования

$$K_{об} = V_{\phi} / V_m \quad (17.29)$$

где  $V_{\phi}$  – объем ствола скважины с учетом каверн (по кавернограмме);  $V_m$  – теоретический объем скважины (по диаметру долота).

При  $K_{об}=1$  – породы устойчивые, при  $1 < K_{об} < 3$  – породы могут сохранять временную устойчивость; при  $K_{об} > 3$  – породы неустойчивые. Если  $K_{об}=1 \div 5$ , то в скважине наблюдаются осыпи, а если  $K_{об} > 5$  – обвалы.

Одна из основных причин, вызывающих нарушение целостности стенок скважины, – напряженное состояние пород в приствольной зоне скважины (см. подраздел 1.6).

Для обеспечения полного выноса выбуренной породы осыпающихся частиц на поверхность скорость восходящего потока бурового раствора должна составлять при роторном бурении  $V_s=0,9 \div 1,0$  м/с, а при турбинном бурении  $V_s=1,1 \div 1,2$  м/с.

**Желобообразование** может происходить при прохождении любых пород, кроме очень крепких. Это процесс одностороннего продольного кавернообразования в стенке открытого ствола скважины. При этом образуется каверна особой формы – в виде замочной скважины (желобообразного овала). Осложнения этого вида наиболее характерны для искривленных и имеющих значительный прогиб участков скважин. Желоба могут образоваться при бурении в мягких породах в случае отклонения оси скважины от вертикали на  $2-3^\circ$  [10]. При желобообразовании возникает опасность попадания колонны бурильных труб в суженную часть выработки и ее заклинивания, часто приводящего к обрыву бурильных труб.

Развитие желобов в стволе скважины весьма опасно в связи с возможностью возникновения осложнений в виде прихвата (затяжки, заклинивания, посадки) бурового инструмента, повышенного загрязнения ство-

ла скважины шламом разбуренных пород из-за ухудшения условий его выноса из скважины (накопления шлама в застойных зонах), ошибок при тампонировании, вызванных неправильной оценкой объема ствола скважины (см. подраздел 11.2).

При проектировании технологии буровых работ необходимо предусмотреть следующие мероприятия по предупреждению образования и ликвидации желобов (кроме указанных в табл. 17.5): снижение продолжительности СПО (применение технологии, обеспечивающей увеличение проходки на породоразрушающий инструмент, избежание ограничений на длину рейса, применение гладкоствольных бурильных колонн при геологоразведочном бурении).

Степень перегиба (интенсивность искривления) ствола скважины в интервале, равном 10 м, определяется по формуле

$$i = 10 \Delta \delta / l_n \quad (17.30)$$

где  $\Delta \delta$  – приращение полного угла искривления ствола скважины на участке  $l_n$ , градус:

$$\Delta \delta = \sqrt{\Delta \theta^2 + (\Delta \varphi \sin \theta_{cp})^2}, \quad (17.31)$$

$\Delta \theta$  и  $\Delta \varphi$  – абсолютные значения разности соответственно углов наклона и азимута ствола на границах рассматриваемого участка, градус;  $\theta_{cp}$  – среднее арифметическое углов наклона на том же участке, градус.

В интервалах пород, склонных к желобообразованию, целесообразно проектировать вертикальные скважины вместо наклонных. Экономически оправданной считается методика, предложенная во ВНИИКРнефть по последовательному расширению от пилот-скважин до проектного ее диаметра. В данном случае желоба не успевают формироваться.

Диаметр долота, используемого для расширения ствола скважины, определяют по формуле

$$D_\delta = D + h_{ж}, \quad (17.32)$$

где  $D_\delta$  и  $D$  – диаметры долота и скважины, м;  $h_{ж}$  – максимальная глубина желоба, м. Значения  $D$  и  $h_{ж}$  устанавливают по данным профилеметрии.

Наиболее тяжелыми последствиями образования желобов являются прихваты бурильного инструмента, посадка и недопуск обсадных колонн.

Основное средство по предупреждению образования желобов состоит в предупреждении искривления скважин путем применения рациональных КНБК (см. раздел 13)

**Трудность разбухания соленосных отложений** (хемогенных пород) предопределяется их высокой растворимостью в воде и склонностью к пластическому течению. Исходными данными для принятия решений по разработке мер предупреждения осложнений, связанных с нарушением устойчивости соляных пород являются [1]: глубина их залегания, мощность толщи хемогенных пород, минералогический состав, пластовая и критическая температура (критической называется температура при которой соли теряют свою прочность, а устойчивость стенок скважины сохраняется за счет уравнивания геостатического давления гидростатическим), а также геостатическое давление вышележащих пород.

Критические температуры некоторых солей [1]:

галит ( $\rho=2130-2150 \text{ кг/м}^3$ )	200 °C
сильвин ( $\rho=1980 \text{ кг/м}^3$ )	150 °C
бишофит ( $\rho=1500 \text{ кг/м}^3$ )	110 °C
кизерит ( $\rho=2570 \text{ кг/м}^3$ )	45 °C

Выбор типа бурового раствора для предупреждения нарушений устойчивости основывается на учете минералогического состава соляной толщи и ее забойной температуры (см. табл. 17.2 [1])

Таблица 17.2  
Рекомендуемые буровые растворы, для разбухания хемогенных пород

Тип бурового раствора	Температурный предел устойчивости, °C	Солевой состав
Соленасыщенный, стабилизированный	100-130	Однородная толща галита.
Соленасыщенный стабилизированный (крахмал, КМЦ, ССБ, полиакрилаты)	130-180	То же
Эмульсионный буровой раствор не обработанный защитными реагентами	100	"
Эмульсионный буровой раствор обработанный повышенным количеством защитных реагентов	130	Галит с прослоями терригенных пород.
Эмульсионный буровой раствор, обработанный защитными реагентами и природными смолами	200	Галит с прослоями бишофита и терригенных пород.

Тип бурового раствора	Температурный предел устойчивости, °С	Солевой состав
Гидрогельмагниевого	130	Галит с прослоями бишофита и карналлита.
Гидрофобная эмульсия	150	Галит с прослоями бишофита.
Известково-битумный	220	Однородная толща галита; толща галита с прослоями калийно-магневых солей, терригенных пород, а также линз с рапой.
Инвертный эмульсионный	150	Галит с прослоями калийно-магневых солей терригенных пород.
Инвертный эмульсионный, насыщенный бишофитом	70	Галит с прослоями бишофита.

Определение плотности бурового раствора, как на стадии проектирования, так и в процессе бурения скважины в целях корректировки производят расчетным путем [1]. При бурении пластов чистых солей, без упрочняющих твердых пропластков – доломитов, известняков, мергелей и т.п., плотность бурового раствора, обеспечивающая устойчивость ствола скважины в процессе углубления, определяется из следующих формул:

для галитов и гипсов

$$\rho_{б,р} = 1 + 0,008(t - 10);$$

для бишофитов, калийных солей, а также при наличии в солях высоковлажных (монтмориллонитовых) глин

$$\rho_{б,р} = 1,23 + 0,008(t - 10);$$

при наличии в пластах солей линз с рапой

$$\rho_{б,р} = \rho_{с.в} \frac{\mu}{1 - \mu},$$

где  $\mu$  - коэффициент Пуассона, для солей изменяется от 0,42 до 0,45.

Глубину залегания пород  $Z_{кр}$  в скважине, при которой возникает пластическое течение горных пород приствольной зоны, радиус пластической зоны  $r_{пл}$  и минимально допустимый удельный вес жидкости  $\gamma$  можно определить по формулам [18]

$$Z_{кр} = \sigma_s / [\sqrt{3} (\gamma_n - \gamma)]; \quad \gamma = \gamma_n - \sigma_s / (Z_{кр} \cdot \sqrt{3}); \quad (17.33)$$

$$r_{пл} = r_0 \sqrt{\sqrt{3} (\gamma_n - \gamma) Z_{кр} / \sigma_s}$$

где  $\sigma_s$  – предел текучести при вдавлении;  $\gamma_n$  – удельный вес горных пород;  $r_0$  – радиус скважины.

**Растепление и разрушение стенок скважин** циркулирующим буровым раствором с положительной температурой создает серьезные затруднения (оползни и обвалы рыхлых пород, снижение выхода керна, замерзание раствора, низкое качество цементирования) и нередко приводит к тяжелым авариям (смятие обсадных колонн, прорыв газа за кондуктором во время газопроявлений, образование грифонов и провала устья скважины).

Главной причиной перечисленных осложнений является нарушение температурного режима бурящейся скважины вследствие применения технологии бурения без учета теплообменных процессов между мерзлыми породами и циркулирующим буровым раствором [10]. Наиболее полно с учетом определяющих факторов задача о температурном режиме скважины, пригодная для практических расчетов решена Б.Б.Кудряшовым [10, 12, 20]. Численный пример расчета температурного режима скважины глубиной 250 м приводится в работе [12].

Растепление мерзлой породы с потерей связанности наступает, когда породе передано количество тепла достаточное не только для ее нагрева от естественной отрицательной температуры до  $0^\circ\text{C}$ , но и для перехода содержащегося в породе льда-цемента в жидкое состояние. Поэтому полной гарантией от осложнений, связанных с протаиванием цементированных льдом мерзлых пород, следует считать соблюдение условия  $t_{\max} \leq 0^\circ\text{C}$ , т.е. чтобы ни в одной точке ствола скважины температура циркулирующей жидкой или газообразной промывочной среды не превышала  $0^\circ\text{C}$ .

Точные аналитические зависимости, описывающие нестационарное поле температур в бесконечном массиве, окружающем скважину. Весьма сложны. С привлечением уравнений теплового баланса авторами [10] дан вывод ряда простых, удобных для практических расчетов формул.

В частности, для определения радиуса зоны протаивания окружающих скважину мерзлых пород получена формула

$$R_{azp} = \sqrt{R_0 \left[ \frac{2(k_{azp} - 1)k'_\tau (t - T_n)\tau}{\Psi \rho_n W_n} + R_0 \right]}, \quad (17.34)$$

где  $R_0$  – радиус скважины, м;  $k_{azp}$  – коэффициент интенсификации теплообмена при агрегатном переходе;  $k'_\tau = 4/3k_\tau$  ( $k_\tau$  – коэффициент нестационарного теплообмена Вт/(м<sup>2</sup> °С);  $t$  – температура промывочной среды в кольцевом пространстве;  $T_n$  – температура мерзлых пород;  $\tau$  – продолжительность циркуляции, в;  $\Psi$  – скрытая теплота плавления льда,  $\Psi = 3,34 \cdot 10^5$  Дж/кг;  $\rho_n$  – плотность породы, кг/м<sup>3</sup>;  $W_n$  – активная массовая влажность породы (отношение массы льда или свободной воды в единице объема мерзлой или немерзлой породы к ее объемной плотности), доли единицы.

Приближенная расчетная формула для определения радиуса зоны теплового влияния  $R_n$  скважины (горной выработки) на окружающие породы имеет вид [10]

$$R_n = \sqrt{R_0 \left[ \frac{4\alpha k'_\tau \tau}{c_n \rho_n (\alpha - k_{azp} k'_\tau)} + R_0 \right]} \quad (17.35)$$

Для оценки достоверности формул (17.34) и (17.35) для практических расчетов в работе [10] рассмотрены конкретные примеры определения  $R_{azp}$  и  $R_n$  в массиве пород с естественной температурой  $T_n = -3$  °С вокруг скважины диаметром 160 мм ( $R_0 = 0,08$  м), продуваемой воздухом с температурой  $t = 20$  °С в течение  $\tau = 8$  ч, ( $\tau = 2,88 \cdot 10^4$  с). При расчетах принято  $\rho_n = 2200$  кг/м<sup>3</sup>;  $W_n = 0,15$ ;  $C_n = 1,09 \cdot 10^3$  Дж/(кг · °С);  $\lambda = 2,33$  Вт/(м · °С);  $\alpha = 34,9$  Вт/(м<sup>2</sup> · °С).

Значения основных определяющих величин, вычисленные по соответствующим формулам, составили:  $k_{azp} = 1,96$ ;  $k_\tau = 12,8$  Вт/(м<sup>2</sup> · °С);  $k'_\tau = 17$  Вт/(м<sup>2</sup> · °С);  $R_{azp} = 0,142$  м;  $R_n = 0,597$  м.

Для предупреждения растепления многолетнемерзлых пород недостаточно только предварительного охлаждения циркулирующего раствора необходимо также при проектировании режима бурения выбирать повышенные значения частоты вращения и осевой нагрузки на забой при одновременном изменении количества подаваемой в скважину жидкости.

Применение неорганических солей ( $NaCl$ ,  $KCl$ ,  $CaCl_2$ ,  $Na_2CO_3$  и др) рационально при введении в циркулирующий раствор органических доба-

вок (этиловый спирт, глицерин, этиленгликоль, ПАВ и др.). Эти данные подтверждены исследованиями ВНИИКРнефти.

В ВИТРе в содружестве с ЛГИ разработаны низкотемпературостойкие растворы – эмульсолы буровые морозостойкие.

Авторами, работ [10, 12] установлено, что в наибольшей мере условиям бурения в многолетнемерзлых породах отвечает технология бурения с применением продувки воздухом, охлажденным до отрицательных температур.

Массовые расходы воздуха обычно в 15-25 раз меньше расхода любой промывочной жидкости, а его теплоемкость  $10^3$  Дж/(кг·°С) в 4 раза меньше. При одной и той же начальной температуре воздух несет в 60-100 раз меньше тепла, чем циркулирующая жидкость. Это существенно снижает опасность осложнений, связанных с протаиванием мерзлых пород. Воздух значительно эффективнее солевого раствора, который, хотя и не замерзает в скважине, легко может нарушить естественное агрегатное состояние мерзлых пород. Однако и сжатый воздух не всегда устраняет осложнения, связанных с протаиванием пород. Для регулирования и нормализации температурного режима скважин при бурении с продувкой в мерзлых породах необходимо предусматривать эффективную систему принудительного охлаждения и остужения сжатого воздуха.

В районах распространения многолетнемерзлых пород наиболее рационально применять пены.

В последние годы в отечественной и зарубежной практике бурения скважин на нефть и газ все чаще для получения пен используется азот. Газ инертен, не горюч, содержание его в атмосфере 78%. На буровые азот доставляют в сжиженном виде в специальных контейнерах. При его вводе в промывочную жидкость образуется пена. Содержание азота в промывочных жидкостях изменяют от 50 до 95% в зависимости от решаемой технологической задачи.

Пример 17.12. Проверить, обеспечивается ли полный вынос выбуренной породы и осыпавшихся частиц на поверхность при следующих условиях: способ бурения – турбинный, диаметр долота 269,9 мм, диаметр бурильных труб 140 мм, подача насосов 39  $\text{дм}^3/\text{с}$ .

Решение. Для турбинного способа бурения скорость восходящего потока должна составлять 1,1-1,2 м/с.

По табл.18.8 [5] находим, что для обеспечения скорости 1,1 м/с при диаметрах долота 269,9 мм и труб 140 мм необходима подача насосов 46,2  $\text{дм}^3/\text{с}$ . При подаче 39  $\text{дм}^3/\text{с}$  обеспечивается скорость восходящего потока

$1,0 > v_{в} > 0,9$ ; поэтому требуется увеличить подачу насосов или перейти на роторный способ бурения в данном интервале.

**Пример 17.13.** Определить средний диаметр и объем ствола скважины в интервале 740-995 м, представленном желобной выработкой:  $b=640$  мм;  $l=255$  м – длина желобной выработки,  $d_d=394$  мм – диаметр долота.

**Решение.** Средний диаметр скважины  
 $d_{ср}=(394+640)/2=517$  мм.

Объем скважины в данном интервале

$$V_{с}=(3,14/4)0,517^2 \cdot 255=53,5 \text{ м}^3.$$

### 17.3. Прихваты колонн бурильных и обсадных труб

Прихваты колонн бурильных и обсадных труб – одно из наиболее распространенных и тяжелых осложнений в бурении. Прихваты бурильных труб происходят вследствие перепада давления (дифференциальные прихваты), в результате образования желобов (прихват в желобной выработке), в суженной части ствола, из-за осыпей, обвалов, сальникообразований и др.

Прижимающая сила, возникающая вследствие перепада давления, определяется из уравнения

$$P_{\Delta p}=(p_{б,р}-p_{нл})(h_{н,з}\delta)f, \quad (17.36)$$

где  $p_{б,р}$  – гидростатическое давление бурового раствора;  $h_{н,з}\delta$  – площадь контакта;  $h_{н,з}$  – мощность проникаемой зоны;  $\delta$  – толщина глинистой корки;  $f$  – коэффициент трения между стальной бурильной трубой и глинистой коркой.

Если невозможно предупредить образование толстых фильтрационных корок на хорошо проникаемых стенках скважины, способствующих появлению затяжек и посадок колонны труб, то рекомендуется тщательно проработать ствол скважины в этих интервалах и осуществить углубленную кольматацию проникаемого интервала ствола путем установки специальной ванны из отверждающей смеси, составы которых приведены в табл.18.10 [3].

Вероятность заклинивания в желобе (при коэффициенте трения труб о стенку  $f \approx 0,3$ ) наиболее велика по данным ВНИИБТ при



$$1 < d/\alpha < 1,25, \quad (17.37)$$

где  $d$  – наружный диаметр элемента бурильного инструмента;  $\alpha$  – ширина желоба или диаметр бурильных замков.

Для предотвращения этого над участком бурильной колонны, где справедливо соотношение (17.37), следует устанавливать четырехлопастный спиральный центратор. Отношение диаметра центратора  $d_c$  к ширине желоба  $\alpha$  должно быть следующим:

$$d_c/\alpha \geq 1,35. \quad (17.38)$$

При бурении шарошечными, лопастными и колонковыми долотами для очистки ствола скважины от осадков твердых тел необходимо использовать забойные шламометаллоуловители ШМУ конструкции ВНИИБТ, принцип действия которых основан на способности создавать высокие скорости, необходимые для подъема частиц, и резко их уменьшить в зоне улавливания частиц.

При наличии прихватоопасных интервалов для повышения смазочной способности необходимо в течение всего цикла бурения скважины поддерживать в буровом растворе определенное содержание смазочных веществ: нефти, СМАД-1, ОЖГ (омыленные кислоты), СГ (смеси гудронов) – 2-4% и др.

Для регулирования содержания твердой фазы бурового раствора, увеличение которой приводит к возникновению осложнений (сальникообразования, прихваты), рекомендуется применять набор средств [17], которые выбираются в соответствии с проходимыми породами и плотностью бурового раствора (см. табл. 17.11 [5]).

Выбор устройств для очистки буровых растворов в США [17] ведется в зависимости от размера частиц твердой фазы.

После возникновения **прихвата бурильной колонны**, т.е. аварии после 2-3 ч расхаживания и проворота бурильной колонны, необходимо установить жидкостную ванну (нефтяную, кислотную, водяную, или щелочную). Перед началом работ по ликвидации прихватов любым из известных способов [12,13] требуется определить верхнюю границу прихвата бурильной колонны.

Приближенный расчет верхней границы прихвата бурильной колонны, выведенный из практики, состоит в том, что каждые 1000 м труб, свободных от прихвата, при натяжении с усилием на 200 кН, превышающим их собственный вес, удлиняются следующим образом [15]

Диаметр бурильных труб, мм	114	127	140	168
Удлинение, м	0,35	0,30	0,25	0,20

Длину свободной части одноразмерных труб (верхнюю границу прихвата) определяют по формуле

$$L_0 = 1,05 \Delta l E S / G_p \quad (17.39)$$

где 1,05 – коэффициент, учитывающий наличие жестких замков;  $\Delta l$  – упругое удлинение свободной части буровой колонны под действием растягивающего усилия, м;  $E$  – модуль продольной упругости материала труб, Па;  $S$  – площадь поперечного сечения труб, м<sup>2</sup>;  $G_p = qM$  – растягивающее усилие, Н, превышающее собственную массу колонны  $M$ , кг.

Эффективное средство освобождения прихваченного бурового инструмента при наличии циркуляции бурового раствора – **жидкостная ванна**. В зависимости от причины прихвата применяют нефтяную, водяную или кислотную ванну (см. табл. 18.15 [5])

Для ликвидации прихватов ЛБТ в карбонатных породах рекомендуются применять ванны из 15-20%-ного раствора сульфаминовой кислоты.

При расчетах ванн пренебрегают разницей между диаметрами турбобуров, УБТ и буровых труб.

При прихвате труб на забое объем нефти, кислоты или воды определяется по формуле

$$V_{ж.а} = \frac{3,14}{4} (kD_c^2 - d_m^2) h_{ж.а} + \frac{3,14}{4} d_b^2 h_{ж.а.т} \quad (17.40)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий увеличение диаметра скважины за счет образования каверн, трещин и пр.,  $k=1,05 \div 1,3$ ;  $D_c$  – диаметр скважины, м;  $d_m$  – наружный диаметр буровых труб, м;  $h_{ж.а}$  – высота подъема жидкого агента в затрубном пространстве, м;  $d_b$  – внутренний диаметр труб, м;  $h_{ж.а.т}$  – высота подъема жидкого агента в буровых трубах, необходимая для периодического (через 1-2 ч) подкачивания нефти в затрубное пространство, м.

Высоту подъема жидкого агента определяют из расчета перекрытия верхней границы зоны прихвата на 50-100 м:

$$h_{ж.а} = H - L_0 + (50 \div 100). \quad (17.41)$$

Объем продажной жидкости для продавки жидкого агента для ванны (нефти, кислоты, воды)

$$V_{пр} = \pi d^2 / 4 \cdot (H - h_{бм}). \quad (17.42)$$

Максимальное давление на манометре насоса при закачке жидкого агента, когда за бурильными трубами находится буровой раствор, а трубы заполнены нефтью,

$$p_{max}=10^6 qH(\rho_{б,р} - \rho_{ж})+p_z, \quad (17.43)$$

где  $p_r$ , - давление на преодоление гидравлических сопротивлений,

$$p_z=10^4 \cdot qH. \quad (17.44)$$

Аварийность в бурении можно охарактеризовать с помощью следующих коэффициентов:

числа аварий (прихваты бурильных и обсадных колонн; аварии с элементами бурильной колонны, долотами, обсадной колонной и элементами ее оснастки, из-за неудачного цементирования, с забойными двигателями и прочие аварии), проходящихся на 1000 м бурения

$$K=1000 n_{ав}/\sum H \quad (17.45)$$

( $n_{ав}$  – число аварий за исследуемый период;  $\sum H$  – число пробуренных материалов);

среднего коэффициента тяжести (среднего числа часов, затраченных на ликвидацию одной аварии)

$$K_r=t/n_{ав} \quad (17.46)$$

( $t$  – общее число часов, задолженных для ликвидации аварий); условного коэффициента тяжести (число часов, необходимое для ликвидации аварии при бурении 1 м скважины)

$$K_y=t/\sum H. \quad (17.47)$$

**17.3.1. Прижог алмазного породоразрушающего инструмента.** Нарушение нормального температурного режима работы бурового инструмента может создать аварийные ситуации – прижоги алмазной коронки.

Причиной нарушения нормального теплового режима работы алмазной коронки, приводящего к преждевременной потере работоспособности инструмента и, как следствие, к удорожанию буровых работ, является несоблюдение рационального соотношения между технологическими параметрами бурения или превышения их предельного допустимых значе-

ний. Наиболее типичные технологические ситуации, приводящие к появлению на забое скважины высоких контактных температур, приведены в табл.10.2 учебного пособия [10].

Рекомендации по предупреждению прижога алмазной коронки: контроль за работой бурового насоса, обеспечение герметичности бурового снаряда, выбор минимально допустимого расхода циркулирующего агента, разработки и внедрение принципов управления процессом бурения и предупреждения прижогов алмазных коронок по диаграммам мощности (при появлении характерного изменения мощности – самопроизвольного ее возрастания следует немедленно оторвать инструмент от забоя без остановки его вращения.

Пример 17.12. Определить величину прижимающей силы прихвата (прилипания) в проницаемой зоне мощностью 10,2 м. Исходные данные: гидростатическое давление бурового раствора  $p_{б.р}=46,4$  МПа;  $p_{пл}=38,9$  МПа; толщина глинистой корки  $\delta=12,2$  мм; коэффициент трения  $f=0,1$ .

Решение. Подставляя исходные данные в выражение (17.36) получаем

$$P_{\Delta p}=(46,4 - 38,9)10,2 \cdot 0,0122 \cdot 0,1=93330 \text{ Па.}$$

Пример 17.13. В скважине глубиной  $H=1975$  м произошел прихват 168,3-мм бурильных труб с толщиной стенки  $\delta=10$  мм. Определить длину прихваченной части бурильной колонны, если удлинение свободной части их при натяжении  $G_p=1200$  кН составляет  $\Delta l=1,2$  м.

Решение. Площадь поперечного сечения бурильных труб

$$S=3,14/4 \cdot [(168,3 \cdot 10^{-3})^2 - (148,3 \cdot 10^{-3})^2]=0,00494 \text{ м}^2.$$

По формуле (17.39) находим длину свободной части прихваченного бурильного инструмента

$$L_0 = \frac{1,05 \cdot 1,2 \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot 0,00494}{1200 \cdot 10^3} = 1034,4 \text{ м.}$$

Высота прихвата труб

$$L_1 = H - L_0 = 1975 - 1034,4 = 640,6 \text{ м.}$$

Пример 17.14. В скважине глубиной  $H=2540$  м и диаметром  $D_c=295,3$  мм перед подъемом произошел прихват бурильной колонны диаметром

$d_{\text{тр}}=140$  мм с толщиной стенки  $\delta=9$  мм. После продавки циркуляция была восстановлена, однако расхаживание бурильной колонны не дало положительных результатов. Для освобождения прихваченных труб было решено применить нефтяную ванну. Рассчитать нефтяную ванну, если известно, что длина неприхваченной части колонны  $L_0=2170$  м, плотность бурового раствора  $\rho_{б,р}=1260$  кг/м<sup>3</sup>; плотность нефти  $\rho_n=850$  кг/м<sup>3</sup>.

Решение. Высота столба нефти в затрубном пространстве по формуле (17.41)

$$h_{\text{ж.а}}=2540 - 2170+75=445 \text{ м.}$$

Внутренний диаметр бурильных труб

$$d_{\text{ц}}=139,7 - 2\cdot 9=121,7 \text{ мм}(127,7\cdot 10^{-3} \text{ м}).$$

Приняв  $h_{\text{бт}}=220$  м и  $k=1,25$ , по формуле (17.40) находим

$$V_{\text{ж.а}}=0,785[1,25(295,3\cdot 10^{-3})^2 - (139,7\cdot 10^{-3})^2]445+(121,7\cdot 10^{-3})^2 220=34,5 \text{ м}^3.$$

Количество продавочной жидкости из выражения (17.42) составит

$$V_{\text{пр}}=\frac{3,14}{4} (121,7\cdot 10^{-3})^2(2540 - 220)\approx 30 \text{ м}^3.$$

Давление к концу ванны из уравнения (17.43)

$$p_{\text{max}}=10^{-6}\cdot 9,81\cdot 2540(1260 - 850)+2,49=12,7 \text{ МПа}$$

$$(p_r=10^{-4}\cdot 9,81\cdot 2540=2,49 \text{ МПа}).$$

Пример 17.15. Оценить аварийность буровых работ, если за исследуемый период пробурено 39 870 м и  $n_{\text{ав}}=40$ , а на устранение всех аварий задолжено  $t=8923$  ч.

Решение. Коэффициенты, качественно характеризующие аварийность, определяются по формулам

$$K=1000\cdot 40/39870=1;$$

$$K_r=8923/40=223,1 \text{ ч};$$

$$K_y=8923/39870=0,22.$$

## 17.4. Флюидопроявления

Флюидопроявление (газонефтеводопроявления) могут возникнуть в следующих случаях: при вскрытии объектов (пластовых жидкостей и газов) с высоким относительным давлением; когда давление в пласте больше давления, создаваемого столбом бурового раствора; когда давление на забой понижается при поглощении бурового раствора или во время быстрого подъема бурильной колонны при отсутствии циркуляции на величину  $p_\theta$ , затрачиваемую на преодоление напряжения сдвига  $\theta$ .

Относительное давление в пласте определяется из выражения

$$p_{nn(om)} = p_{nn} / q \rho_\theta H. \quad (17.48)$$

Плотность бурового раствора для предупреждения выброса при вскрытии продуктивного горизонта

$$\rho_{б.р} = k_p p_{nn} / q H, \quad (17.49)$$

где  $k_p$  – коэффициент превышения гидростатического давления над пластовым, величина которого выбирается в зависимости от глубины  $H$  залегания горизонта  $H$ :  $k_p = 1,15 \div 1,20$  при  $H < 1200$  м;  $k_p = 1,05 \div 1,10$  при  $H > 1200$  м.

Значение  $\rho_{б.р}$ , необходимое для создания противодействия на пласт, можно также вычислить из выражения

$$\rho_{б.р} = (p_{nn} + \Delta p) / q H \quad (17.50)$$

где  $\Delta p$  – требуемая величина превышения гидростатического давления над пластовым, устанавливаемая опытным путем.

Давление (в Па), необходимое для начала движения бурового раствора в кольцевом пространстве

$$p_\theta = 4L\theta / (D - d), \quad (17.51)$$

где  $L$  – длина бурильной колонны, м;  $D, d$  – диаметр соответственно скважины и бурильных труб, м.

Давление (в Па) сдвига вязкопластичной жидкости (глинистого раствора) на забое

$$p_c = 4\theta h / D. \quad (17.52)$$

Опорожнение скважины при подъеме бурильной колонны может служить самостоятельной причиной возникновения проявления и в сочетании с другими факторами.

Условие возникновения газопроявления при подъеме труб из скважины выражается неравенством

$$p_z - p_0 - \Delta p_{ст} - \rho q h < p_{пл} \quad (17.53)$$

где  $p_r$  – гидростатическое давление, создаваемое столбом бурового раствора;  $\Delta p_{ст}$  – снижение статического давления в неподвижном буровом растворе.

Объем бурового раствора для долива в скважину определяется исходя из объема поднятых труб с учетом объемов разлитого при подъеме раствора и налипшего на стенках труб.

Ликвидация возникшего флюидопроявления состоит в удалении из скважины поступившего в нее флюида. Первоначальная информация о виде поступившего в скважину флюида может быть получена путем использования показания манометров на выкидной линии превенторов и стояке.

Для инженерных расчетов удобны формулы [21], полученные без учета структурных свойств бурового раствора:

для оценки пластового давления на забое

$$p_{пл} = p_y + \rho q h; \quad (17.54)$$

для оценки плотности флюида

$$\rho_{ф} = \rho_{б.р} - (p_y - p_n) / q h_{ф}, \quad (17.55)$$

где  $p_y$  – давление на устье скважины в затрубном пространстве;  $p_n$  – давление в нагнетательной линии насосов;  $h_{ф}$  – длина столба флюида, которую находят по объему поступившего в скважину флюида, равного объему вытесненного бурового раствора, и по площади сечения кольцевого зазора.

Считается [16], что при  $\rho_{ф} = 1080 \div 1200 \text{ кг/м}^3$  в скважину поступила пластовая вода, а при  $\rho_{ф} < 360 \text{ кг/м}^3$  – газ. В случае  $\rho_{ф} = 360 \div 1080 \text{ кг/м}^3$  возможно поступление нефти с газом, нефти, воды с газом.

Содержание газа в буровом растворе (%) можно рассчитать по формуле

$$C_r = \frac{v_m \pi D^2 C_1 p_{заб}}{4 Q p_y},$$

где  $v_m$  – механическая скорость проходки, м/с;  $D$  – диаметр скважины, м;  $C_1$  – содержание газа в породе, %;  $p_{заб}$  и  $p_y$  – соответственно забойное и

устьевого давления, МПа;  $Q$  – объемная скорость потока бурового раствора в затрубном пространстве, м<sup>3</sup>/с.

**Поступление сероводорода  $H_2S$**  в скважину значительно затрудняет буровые работы (сильно корродируются бурильные и обсадные трубы и оборудование, что может привести к тяжелым авариям и загрязнению окружающей среды). В случае обильного поступления в глинистый раствор  $H_2S$  (при  $pH$ , близком к 7) в скважине образуются сгустки, обладающие высокой липкостью, которые могут быть причиной прихвата. При появлении в растворе на водной основе  $H_2S$  необходимо поддерживать  $pH > 9$ , добавляя в буровой раствор ингибиторы коррозии, способные связывать серу в соединения, трудно растворимые в воде.

Эффективными нейтрализаторами являются нейтрализатор  $H_2S$  ВНИИТЬ-1 и ЖС-7 (железный сурик  $Fe_2O_3$ ) ВолгоградНИПИнефти.

Расход реагента ВНИИТЬ-1 для полной нейтрализации  $H_2S$  приведен в табл. 18.7[5].

Количество ЖС-7 как добавки в буровой раствор определяется условиями бурения и ожидаемой концентрацией  $H_2S$  в пластовом флюиде. Величину добавки рассчитывают по номограмме [3], приведенной на рис.17.3. Исходные данные для расчета концентрации ЖС-7:  $D$  – диаметр скважины, м;  $d$  – наружный диаметр бурильных труб, м;  $F_k$  – площадь поперечного сечения кольцевого (затрубного) пространства скважины, м<sup>2</sup>;  $H$  – глубина залегания сероводородсодержащего пласта, м;  $C_{H_2S}$  – объемная концентрация  $H_2S$  в пластовом флюиде, %;  $Q$  – подача насосов, л/с.

При сооружении геотермальных скважин в процессе бурения и выполнения вспомогательных работ, не связанных с углублением скважины, под воздействием высоких температур горных пород температура бурового раствора заполняющего ствол, достигает точки кипения, что приводит к возникновению пароводопроявлений, а при соответствующих условиях и паровых выбросов.

Внезапные выбросы горячей воды и перегретого пара происходят при [17]: отсутствии соответствующего противодавления на продуктивные зоны; наличии поглощения после вскрытия продуктивной зоны; подъеме бурильных труб из скважины без долива ее буровым раствором; частых простоях скважины без своевременных промывок; отсутствии должного контроля за параметрами бурового раствора и уровнем его в приемных емкостях и др.

Поэтому при проектировании скважин на парогидротермы следует предусмотреть технологические и профилактические мероприятия по выбору соответствующих схем обвязки устья и качественному монтажу противовыбросового оборудования.



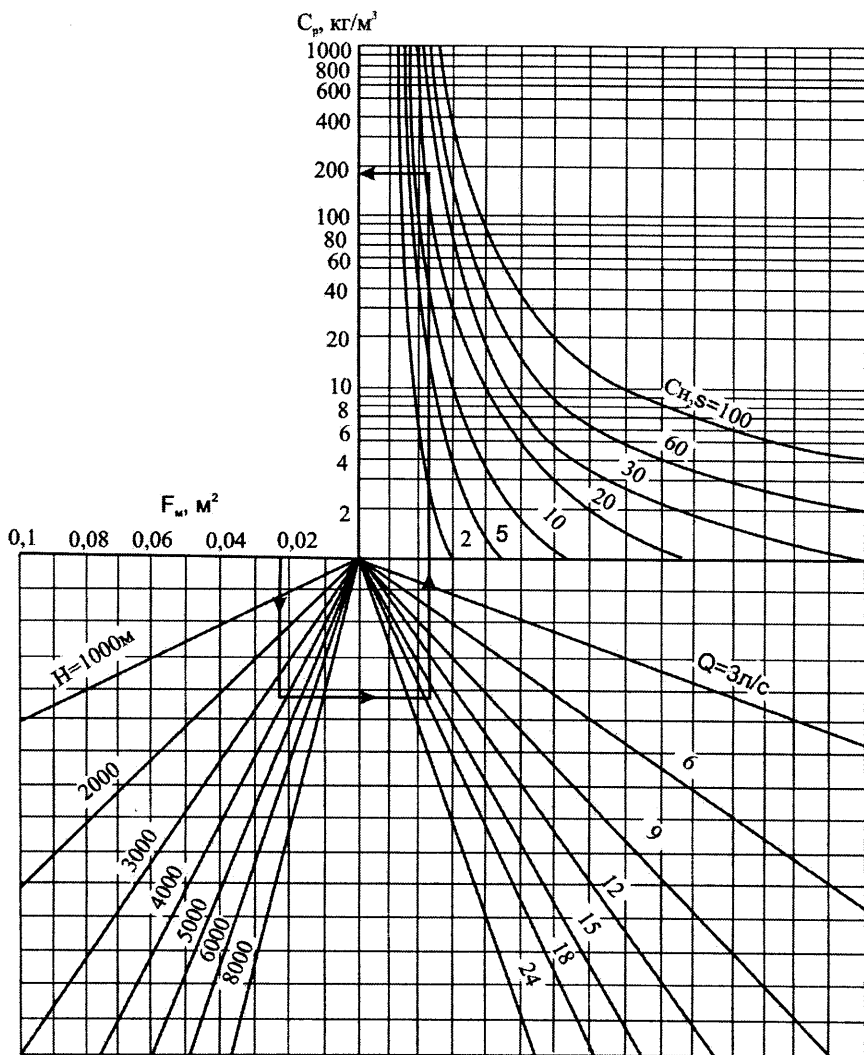


Рис.17.3.

Номограмма для определения количества добавки нейтрализатора сероводорода ЖС-7

Особенно опасный вид осложнений – **рапопроявления**. Начальная интенсивность притока рапы составляет от 3-5 до 5500-8500 м<sup>3</sup>/сут. Температура рапы на выходе из скважины достигает 110 °С, плотность – 1250-1360 кг/м<sup>3</sup>, общая минерализация -300-400 г/л, а иногда до 670 г/л, водородный показатель  $pH=5,0\div 6,4$ . Градиенты пластового давления достигают 0,0235 МПа/м. Рапа оказывает коррозионное воздействие на наземное оборудование, бурильные и обсадные трубы, а также на цементный камень. Борьба с рапопроявлением осуществляется путем подавления притока из водонапорных пластов утяжеленным буровым раствором.

Пример 17.16. Газоносный пласт, давление в котором  $p_{пл}=35$  МПа, залегает на глубине  $H=2800$  м. Требуется оценить относительное давление.

Решение. Относительное давление в пласте вычисляется из выражения (17.48):

$$P_{пл(от)} = \frac{35 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 1000 \cdot 2800} = 1,27 \text{ Па.}$$

Пример 17.17. Глубина залегания кровли газоносного горизонта  $H=3170$  м, пластовое давление  $p_{пл}=39,6$  МПа. Определить плотность бурового раствора для предупреждения выброса при вскрытии продуктивного пласта.

Решение. Принимаем  $k_p=1,10$ . Подставляя данные в формулу (17.49), находим

$$\rho_{б.р} = \frac{1,10 \cdot 39,6 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 3170} = 1400 \text{ кг/м}^3.$$

Пример 17.18. На глубине  $H=1000$  м пластовое давление  $p_{пл}=11,5$  МПа. Для безопасности требуется превышение гидростатического давления над пластовым  $\Delta p=2,5$  МПа. Какой должен быть плотность бурового раствора?

Решение. Из уравнения (17.50)

$$\rho_{б.р} = \frac{(11,5 + 2,5) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 1000} = 1427 \text{ кг/м}^3.$$

Пример 17.19. Из скважины, диаметр которой  $D=398 \text{ мм}=398 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ , требуется поднять бурильную колонну наружным диаметром  $d=140 \text{ мм}=140 \cdot 10^{-3} \text{ м}$  и длиной  $L=1800 \text{ м}$ . Определить давление, необходимое для начала движения глинистого раствора в кольцевом пространстве (снижение давления на стенки скважины), если статическое напряжение сдвига утяжеленного глинистого раствора, заполняющего скважину,  $\theta=19 \text{ Па}$ .

Решение. Искомое давление находим по формуле (17.51)

$$p_0 = \frac{4 \cdot 1800 \cdot 19}{(398 - 140)10^{-3}} = 527 \cdot 10^3 \text{ Па} = 0,527 \text{ МПа}.$$

Пример 17.20. Оценить вид флюида, поступившего в скважину. Исходные данные: диаметр скважины в открытом стволе 200 мм; бурильная колонна состоит из УБТ диаметром 146 мм длиной 180 м и бурильных труб диаметром 127 мм; плотность бурового раствора  $\rho_{б,р}=1490 \text{ кг/м}^3$ ; объем поступившего флюида  $4,4 \text{ м}^3$ ; давление на устье в кольцевом пространстве  $p_y=9,0 \text{ МПа}$ , а в трубах  $5,4 \text{ МПа}$ ; глубина скважины в начале проявления 3100 м; глубина спуска 219-мм промежуточной колонны 2200 м (открытый ствол 3100-2200=900 м).

Решение. Объем (в  $\text{м}^3$ ) кольцевого пространства между УБТ и открытым стволом

$$V_{к(УБТ)} = 3,14/4(0,2^2 - 0,146^2)180 = 2,64 \text{ м}^3.$$

Поскольку объем поступившего флюида больше объема кольцевого пространства в интервале УБТ и открытого ствола ( $4,4 > 2,64$ ), высота столба поступившего флюида

$$h_f = 180 + \frac{4,4 - 2,64}{0,0187} = 274,1 \text{ м},$$

где 0,0187 – площадь сечения кольцевого пространства между бурильными трубами и открытым стволом [ $S=3,14/4(0,2^2 - 0,127^2)=0,0187 \text{ м}^2$ ].

Тогда по формуле (17.55) находим плотность поступившего флюида

$$\rho_f = 1490 - \frac{(9,0 - 5,4)10^6}{9,81 \cdot 274,1} = 151,2 \text{ кг/м}^3.$$

Так как  $\rho_{\text{ф}} < 360 \text{ кг/м}^3$ , можно считать, что в скважину поступил газ. Для окончательной оценки вида флюида следует воспользоваться дополнительной информацией, например показаниями газокаротажа.

Пример 17.21. Дано:  $F_{\text{к}}=0,022 \text{ м}^2$ ,  $H=3700 \text{ м}$ ,  $Q=16 \text{ л/с}$ ,  $C_{\text{H,S}}=20\%$ .

Решение. От точки на оси  $F_{\text{к}}=0,022$  (см.рис.17.3) проводим прямую, перпендикулярную к оси  $F_{\text{к}}$ , до пересечения с прямой  $H=3700$ , далее от точки пересечения проводим прямую, параллельную оси  $F_{\text{к}}$ , до пересечения ее с линией  $Q=16 \text{ л/с}$  и затем параллельно оси  $C_{\text{р}}$  до пересечения с кривой  $C_{\text{H,S}}=20\%$ . От этой точки, проводя прямую, параллельную оси  $F_{\text{к}}$ , на пересечении ее с осью  $C_{\text{р}}$  находим требуемое количество ЖС-7. В данном случае  $177 \text{ кг/м}^3$ .

#### Список литературы

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. Учебник. М., Недра. 2000.
2. Башкатов А.Д. Прогрессивная технология сооружения скважин. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». 2003.
3. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению. 1993-1996. Кн.1-4 М., Недра.
4. Ганджумян Р.А. Быстрохватывающаяся смесь для бурения гидрогеологических скважин в сложных геологических условиях. Тезисы докл. П международного симпозиума по бурению скважин в осложненных условиях. Санкт-Петербург, 1992
5. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Никитин Б.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин. М., Недра 2000.
6. Ивачев Л.М. Борьба с поглощениями промывочной жидкости при бурении геологоразведочных скважин. М., Недра, 1982.
7. Инструкция по борьбе с прихватами колонн труб при бурении скважин М.: Недра, 1976.
8. Инструкция по предупреждению газонефтепроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности М., 2001.РД 08-254-98 Госгортехнадзор России.
9. Коломоец А.В. Предупреждение и ликвидация прихватов в разведочном бурении. – М.: Недра, 1985.
10. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в осложненных условиях. Учебное пособие для вузов. М., Недра, 1987.

11. Логанов Ю.Д., Соболевский В.В, Симонов В.М. Открытие фонтаны и борьбы с ними. Справочник. М., Недра, 1991.
12. Михайлова Н.Д. Техническое проектирование колонкового бурения М., Недра, 1985
13. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. утв.Постановлением Госгортехнадзора России № 24 от 09.04.1998. и введены в действие с 01.09.1998г.
14. Пустовойтенко В.С. Предупреждение и методы ликвидации аварий и осложнений в бурении. М., Недра, 1987.
15. Пустовойтенко И.П., Сельващук А.П. Справочник мастера по сложным буровым работам. – М.: Недра, 1983
16. Рабиа Х. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Пер. с англ. – М.: Недра, 1989
17. Самотой А.К. Прихваты колонн при бурении скважин. – М.: Недра, 1984.
18. Справочник по бурению геологоразведочных скважин. Афанасьев И.С., Блинов Г.А., Пономарев П.П и др.Л., ВИТР, 2000.
19. Справочник – Буровое оборудование. Буровой инструмент. т.2 М.: Недра 2003.
20. Технология и техника разведочного бурения. Учебник для вузов/Ф.А.Шамшев, С.Н.Тараканов, Б.Б. Кудряшов и др. Изд. 3-е, перераб. и доп.-М.: Недра, 1983.
21. Ясов В.Г., Мыслюк М.А. Осложнения в бурении. Справочное пособие. М., Недра, 1991.

## 18. Расчеты при kernовом опробовании в процессе бурения скважин

Запроектированные параметры режима бурения геологоразведочных скважин должны обеспечивать не только высокие технические показатели работы породоразрушающего инструмента, но и высокий выход керна. Поэтому получение керна в достаточном количестве и хорошего качества – важная задача буровых работ.

Наиболее благоприятные условия для получения представительного керна обеспечиваются при колонковом бурении твердосплавными и алмазными коронками. При этом в устойчивых и крепких породах диаметр керна близок к внутреннему диаметру коронки. Диаметр керна значительно отличается от внутреннего диаметра коронки при бурении мягких, перемятых и раздробленных пород и полезных ископаемых (если не приняты соответствующие меры по сохранению керна).

При хорошей сохранности керна достаточно точные данные о проценте его выхода можно получить по формуле (линейный выход керна)

$$B_{к.л} = \frac{l_k}{l_n} \cdot 100\% \quad (18.1)$$

где  $l_k$  – длина поднятого керна, м;  $l_n$  – длина пройденного интервала, м.

При весовом способе выход керна определяется по формуле [8]

$$B_{к.в} = 4m_k / (\pi d_k^2 h_p \rho) \cdot 100\% \quad (18.2)$$

где  $m_k$  – фактическая масса поднятого керна;  $d_k$  – диаметр керна;  $h_p$  – проходка за рейс;  $\rho$  – плотность породы.

Наиболее достоверные результаты обеспечивает объемный способ определения выхода керна:

$$B_{к.о} = 124h_p(Q-q) / d_k^2 \quad (18.3)$$

где  $Q$  и  $q$  – объем соответственно мерного сосуда и доливаемой воды,  $дм^3$ .

Минимально допустимый

Минимально допустимый выход керна для конкретного месторождения можно вычислить по формуле

$$B_{к\ min} = \frac{(1 - K_p) I}{(1 - K_p) I + K_p m_{к\ доп}} \cdot 100\% \quad (18.4)$$

где  $K_p$  – коэффициент равномерности оруденения (отношение среднего содержания компонента в руде к максимальному);  $I$  – степень избира-

тельности истирания (доля перетертого керна, приходящая на рудный материал);  $m_{к доп}$  – допустимая техническая погрешность опробования, отн.ед.

Для большинства полезных ископаемых выход керна устанавливается не ниже 70-80%, а для ископаемых солей – 85%.

На качество и количество получаемого керна влияют многие геолого-технические факторы. Институтом ВИТР разработана и применяется эталонная схема классифицирования горных пород по трудности отбора керна (см. табл. 8.2 [9]).

Получить качественный керн при обычном колонковом бурении с промывкой в мягких и рыхлых породах очень трудно и требует ограничения длины рейса и применения промывки глинистого раствора.

Многообразие устройств для бурения с отбором керна требует внимательного отношения к их выбору, так как любое специальное устройство может выполнить свою роль только в тех условиях, для которых оно предназначено.

В монолитных и однородных по составу и твердости породах диаметр коронки следует выбирать минимальным, так как выход керна почти не зависит от принятого диаметра скважины, а производительность при этом резко возрастает. При бурении скважин коронками малых диаметров в разнородных по составу и твердости слоистых и хрупких породах необходимо применять двойные колонковые трубы и снаряды.

Для отбора керна в сильнотрещиноватых, перемежающихся породах в последнее время наиболее распространены эжекторные колонковые снаряды (ЭКС), при бурении с которыми создается местная обратная циркуляция очистного агента, что предотвращает самозаклинивание и истирание керна.

Рекомендации по обеспечению кондиционного выхода керна в различных комплексах пород можно найти в табл. 8.9. справочника [9].

Наиболее достоверное опробование при бурении в породах II-IV категорий с пропластками пород V-VII категорий по буримости может обеспечить гидравлический транспорт керна через бурильные трубы с помощью метода бурения с двойной колонной бурильных труб, обеспечивающий непрерывную транспортировку керна на поверхность обратным потоком промывочной жидкости. В последние годы широко применяется гидроударное бурение скважин с применением эжекторных снарядов (гидроударно-эжекторное бурение), обеспечивающее высокий процент выхода керна. Этот способ особенно эффективен в сочетании с использованием коронок, армированных твердыми сплавами и синтети-

ческими алмазами, и высокооборотного гидроударно-алмазного бурения при пониженном расходе промывочной жидкости.

При колонковом бурении в случае отбора керна низкого качества (избирательного истирания его) в небольшом количестве (менее 60%) для получения достоверности отбираемых проб *собирается шлам*. Сбор его – единственное средство получения фактического материала при бескерновом бурении.

Глубина скважины  $z_1$ , с которой отобран шлам

$$z_1 = z - \frac{z v_m k_{ш}}{v_b}, \quad (18.5)$$

где  $z$  – глубина скважины в момент отбора шлама, м;  $v_m$  – средняя скорость бурения, м/ч;  $k_{ш} = 0,80 \div 0,85$  – опытный поправочный коэффициент к скорости подъема частиц шлама размером 0,4–0,5 мм при нормальном глинистом растворе;  $v_b$  – скорость восходящего потока промывочной жидкости, м/ч.

Количество шлама, образующегося при бескерновом бурении, в первом приближении можно определить по уравнению

$$q = 0,2 v_m D_c^2, \quad (18.6)$$

где  $q$  – скорость поступления шлама в промывочную жидкость, кг/ч;  $v_m$  – механическая скорость бурения, м/ч;  $D_c$  – диаметр скважины, см.

Пример 18.1. После бурения интервала  $h_p = 2,5$  м по перемежающимся неоднородным породам коронкой СМ6-93 из скважины был поднят разрушенный керн, состоящий из отдельных кусков неправильной формы. Фактическая масса керна оказалась равной  $m_k = 13,1$  кг, а объемная масса его  $\rho = 2400$  кг/м<sup>3</sup>. Требуется определить процент выхода керна весовым способом, если диаметр керна составляет  $d_k = 74 \cdot 10^{-3}$  м.

Решение. По формуле (18.2)

$$V_{к.о} = \frac{4 \cdot 13,1}{3,14 \cdot 74 \cdot 10^{-3} \cdot 2,5 \cdot 2400} \cong 51\%.$$

Пример 18.2. Из скважины в процессе бурения отобран шлам с размером кусков 0,45 мм. Глубина скважины в момент отбора шлама  $Z = 550$  м. С какой глубины отобран шлам, если средняя скорость бурения



составляет  $v_{\max}=5,4$  м/ч, а скорость восходящего потока промывочной жидкости  $v_{\text{в}}=0,3$  м/с.

Решение. Принимаем  $k_{\text{ш}}=0,83$ ;  $v_{\text{в}}=0,3 \cdot 3600=1080$  м/ч. По формуле (18.5)

$$Z_1=550-\frac{550 \cdot 5,4 \cdot 0,83}{1080}=547,8 \text{ м.}$$

При бурении разведочных и эксплуатационных скважин на нефть и газ также приходится отбирать (периодически) образцы пород в виде кернов.

При разработке технологии бурения для обеспечения высокого и качественного выноса керна колонковыми турбодолотами рекомендуются следующие параметры циркулирующего потока жидкости и режима бурения:

$$\rho_{\text{б,р}}=1200-1500 \text{ кг/м}^3; T_{500}=35-80\text{с}; V_{30} \leq 10 \text{ см}^3; \text{П} \leq 2\%;$$

$$P_{\text{д}}=140 \text{ кН}; Q=22-28 \text{ л/с (КТД 4)};$$

$$P_{\text{д}}=180 \text{ кН}; Q=35-40 \text{ л/с (КТД 3)}.$$

При роторном бурении с целью повышения выхода керна рекомендуется предусматривать:

- возможно низкую производительность буровых насосов в рыхлых породах:

- механическую подачу долота вместо ручной (особенно важна равномерная подача без рывков);

- минимальное количество отрывов долота от забоя, но гарантирующее от прихвата инструмента;

- осевую нагрузку  $P_{\text{д}}=80-100$ кН; частоту вращения  $n=70$  мин<sup>-1</sup>; подачу насоса  $Q=15-20$  дм<sup>3</sup>/с (в рыхлых породах 10-15 дм<sup>3</sup>/с);

- применение бурильных головок с более высокими значениями коэффициентов керноприема и керноотбора.

Коэффициент керноприема определяется отношением диаметра керна ( $d_{\text{к}}$ ) к расстоянию от забоя до грунтоноски ( $h_{\text{к}}$ ):

$$k_{\text{к,п}}=\frac{d_{\text{к}}}{h_{\text{к}}}. \quad (18.7)$$

Коэффициент керноотбора, определяется отношением диаметра керна к диаметру бурильной головки ( $D_{б,г}$ )

$$K_{к.о} = \frac{d_k}{D_{б,г}} \quad (18.8)$$

#### Список литературы

1. Бергштейн О.Ю., Великосельский М.А., Вугин Р.Б. Совершенствование методов и средств отбора керна в глубоком бурении. М.: Недра. 1977.
2. Булнаев И.Б. Техника и технология отбора проб при разведочном бурении. М.: Недра, 1974.
3. Выбор минимальных диаметров керна, допустимых для опробования разных видов твердых полезных ископаемых./ В.Г.Соловьев, Ю.Л.Михалкевич, Г.Г.Пежемский и др.Л.: Недра, 1973.
4. Достоверность керновых проб и выбор диаметров скважин при разведке месторождений. Л.: Недра, 1982.
5. Инструктивные указания по отбору керна при вращательном колонковом бурении геологоразведочных скважин./ В.А.Каулин, П.П.Пономарев, В.В.Васильев, М.А.Денисов, Л.: ВИТР, 1985.
6. Калинин А.Г., Ошкордин О.В., Питерский В.М., Соловьев Н.В. Разведочное бурение. Учебник для вузов. М., ООО, Недра. Бизнес-центр», 2000.
7. Каулин В.А., Пономарев П.П., Васильев В.В., Петрова Г.В. Основы выбора технических средств для отбора керна при колонковом геологоразведочном бурении. – Экспресс-информация ВИЭМС. Техника и технология геологоразведочных работ; организация производства, М., 1983. Обзор ВИЭМС
8. Пономарев П.П. Каулин В.А. Отбор керна при геологоразведочном бурении Л., Недра, 1989.
9. Справочник по бурению геологоразведочных скважин. Афанасьев И.С., Блинов Г.А. Пономарев П.П. и др. Л., ВИТР, 2000.
10. Сулакшин С.С. Бурение геологоразведочных скважин. Учебник для вузов. М., Недра, 1994.
11. Сулакшин С.С. Способы, средства и технология получения представительных образцов пород и полезных ископаемых при бурении геологоразведочных скважин: Учеб.пособие. – Томск: изд-во НТЛ, 2000.

## 19. Расчеты при вскрытии и испытании продуктивных пластов

### 19.1. Вскрытие продуктивных нефтегазовых пластов

Получение начального притока нефти и газа из пласта зависит от технологии бурения, состава и свойств циркулирующего раствора, схемы вскрытия и длительности воздействия на продуктивный пласт.

За критерий оценки качества вскрытия продуктивного пласта бурением (первичное вскрытие) принято считать относительную продуктивность (отношение фактической продуктивности пласта к потенциально возможной, т.е. теоретической). Качество вскрытия оценивают также по удельному дебиту скважины  $Q_y$  т/сутки·м и удельной продуктивности  $q_{уд}$ . За удельный дебит принимается количество добываемой нефти  $Q$  в тоннах за сутки на 1 м эффективной толщины пласта  $h$ , т.е.

$$Q_y = \frac{Q}{h}. \quad (19.1)$$

Под удельной продуктивностью понимают удельный дебит на 1 ат перепада давления в системе скважина – пласт (депрессии) –  $\Delta P$

$$q_{уд} = \frac{Q_y}{\Delta P}. \quad (19.2)$$

Для качественного вскрытия продуктивного пласта необходимо соблюдать следующие требования к составу и свойствам бурового раствора [6]:

- состав промывочной жидкости должен быть таким, чтобы ее фильтрат не способствовал набуханию глинистых частиц, увеличению гидрофильности породы, увеличению количества физически связанной воды в порах пласта;

- состав фильтрата бурового раствора должен соответствовать составу фильтра, заполняющего пласт, чтобы при проникании фильтрата в пласт не происходили такие физические или химические взаимодействия, в результате которых могут образовываться нерастворимые осадки;

- в составе промывочной жидкости необходимо иметь достаточное количество грубодисперсной твердой фазы, способной создавать закупоривающие мостики в трещинах и тем самым препятствовать глубокому проникновению промывочной жидкости в пласт;

- соленость и солевой состав фильтрата должны соответствовать солености и солевому составу пластовой воды;

- фильтрат промывочной жидкости, используемый для вскрытия нефтяных пластов, должен уменьшать поверхностное натяжение на границе фильтрат – нефть;

- водоотдача бурового раствора в забойных условиях должна быть минимальной;

- плотность промывочной жидкости должна быть такой, чтобы дифференциальное давление было близким к нулю или, если вскрывается пласт с аномально низким давлением, - меньше нуля.

Ниже приводится краткое описание методов вхождения в продуктивную толщу, т.е. порядок операций, проводимых в скважине непосредственно перед бурением и во время разбуривания продуктивной толщи (рис.19.1).

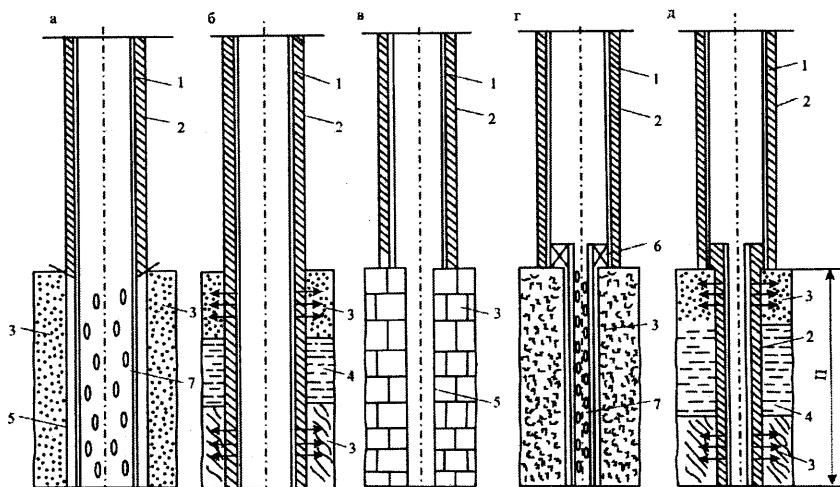


Рис. 19.1.

Методы вхождения в продуктивную толщу:

1 – обсадная колонна; 2 – цементный камень; 3 – нефтеносные пласты; 4 – водоносные пласты; 5 – открытый ствол; 6 – пакер; 7 – фильтр; П – продуктивный пласт.

По первому методу (рис.19.1, а) продуктивный горизонт вскрывается долотами того же диаметра, что и вышележащие породы. В скважину спускают эксплуатационную колонну, нижняя часть которой перфорирована и выполняет функцию фильтра. Скважина цементируется выше продуктивного пласта. Данный метод применяют при вскрытии неустойчивых пород, продуктивный горизонт содержит одну жидкость, т.е. однороден, параметры промывочной жидкости при вскрытии пласта и прохождении вышележащих пород практически одинаковые.

Второй метод (рис.19.1, б) отличается от первого тем, что после разбуривания в скважину спускают эксплуатационную колонку до забоя, а затем цементируют. Для сообщения полости эксплуатационной колонны с продуктивным пластом ее перфорируют (простреливают большое число отверстий). Метод применяется при вскрытии неоднородных по составу флюидов, малых и перемежающихся пропластков, т.е. когда требуется селективная эксплуатация. Параметры циркулирующего раствора, как правило, при вскрытии не меняются.

По третьему методу (рис.19.1, в) перед вскрытием продуктивной толщи вышележащую обсадную колонну цементируют, после чего, продуктивную толщу проходят долотом меньшего диаметра, оставляя ствол открытым. Метод применяется при вскрытии устойчивых пород и однородного флюида. Состав и свойства бурового раствора подбирают только с учетом характеристики продуктивной толщи.

В отличие от третьего метода, ствол скважины в продуктивной толще по четвертому методу оборудуют фильтром, подвешенным в обсадной колонне и изолированным пакером. Этот метод применяется при вскрытии слабоустойчивых пород и однородных флюидов.

При пятом методе (рис.19.1, д) после спуска обсадной колонны до кровли продуктивного пласта и ее цементирования вскрывают продуктивную толщу долотами меньшего диаметра, а затем перекрывают хвостовиком. Хвостовик цементируют по всей длине и перфорируют против заданных интервалов. Метод применяется при необходимости селективной эксплуатации различных пропластов.

Каждый из указанных методов вскрытия продуктивных пластов имеет определенные преимущества и недостатки и выбирается в зависимости от конкретных геолого-технических условий строительства скважины. Одним из наиболее перспективных и значимых направлений в области рационального метода вскрытия является внедрение технологии бурения горизонтальных и разветвлено-горизонтальных скважин (см.раздел 13).

При выборе способа вхождения в продуктивную зону следует:

- оценить мощность продуктивной толщи, выяснить число проницаемых пластов на всем интервале от кровли толщи до проектной глубины скважины;

- определить характер насыщенности всех проницаемых пластов, т.е. уточнить содержат ли они одну и ту же жидкость или насыщены разными (один – водой, второй – нефтью, третий – газом и т.д);

- выявить устойчивость пород продуктивной зоны;

- учесть соотношение коэффициентов аномальности пластовых давлений в продуктивной толще (см.раздел 1) и в расположенных выше ее проницаемых горизонтах и оценить возможную степень загрязнения продуктивной толщи буровым раствором в процессе бурения.

Для вскрытия пластов с очень низкими коэффициентами аномальности наиболее эффективны газообразные агенты и газожидкостные смеси.

**Пример 19.1. Вариант А.** Продуктивная толща залегает на глубине 2000 м и включает три проницаемых пропластка (мощность каждого 7-8м): первый и третий – нефтеносные, второй – водоносный. Общая мощность толщи – 80 м, пластовое давление  $p_{пл1}=19\div 20$  МПа. Над продуктивной толщиной залегают аргиллиты мощностью 25 м, а выше – доломиты с прослоями водоносных песчаников – пластовое давление  $p_{пл2}=22$  МПа (рис.19.2)

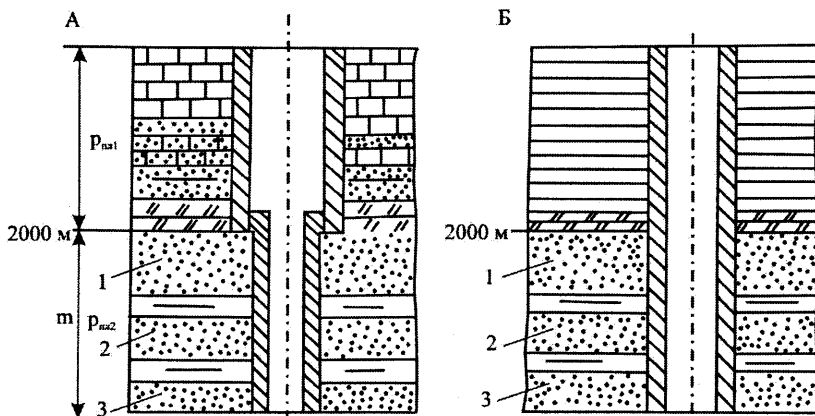


Рис.19.2.

Схема вскрытия продуктивной толщи:

1,2,3, - продуктивные пласты; m – мощность продуктивных пластов

Решение. Оценивая мощность продуктивного горизонта, число проницаемых пропластков, однородность их насыщения, следует отметить, что требуется селективный отбор нефти, т.е. второй и пятый методы, которые отвечают этому требованию.

Определим коэффициенты аномальности по формуле (1.28):

$$k_{a1}=19,0 \div 20,0 / (0,01 \cdot 2000) = 0,95 \div 1,0;$$

$$k_{a2}=22,0 / (0,01 \cdot 2000) = 1,1$$

Если использовать второй метод, то потребуется промывочная жидкость с плотностью

$$\rho_o = 1,05 \cdot 1,1 = 1,15,$$

где  $k_p = 1,05$  рекомендуемое значение коэффициента резерва.

Гидростатическое давление на продуктивный пласт

$$p_{гст} = 0,01 \cdot 1,15 \cdot 2000 = 23,0 \text{ МПа.}$$

Разность между гидростатическим давлением и пластовым в продуктивной зоне

$$p_{гст} - p_{пл1} = 23,0 - 19,0 = 4,0 \text{ МПа.}$$

Если использовать раствор на водной основе, то возможно сильное загрязнение продуктивной толщи.

По пятому методу, относительная плотность промывочной жидкости

$$\rho_o = 1,05 \cdot 1,0 = 1,05.$$

Гидростатическое давление на продуктивный пласт

$$p_{ст} = 0,01 \cdot 1,05 \cdot 2000 = 21,0 \text{ МПа.}$$

Тогда

$$p_{ст} - p_{пл1} = 21,0 - 19,0 = 2,0 \text{ МПа}$$

т.е. вдвое меньше, чем при использовании второго метода.

Таким образом, здесь предпочтительнее использовать пятый метод.

Вариант Б. В данном варианте при отсутствии проницаемых пластов в породах, лежащих выше продуктивного горизонта, целесообразно

но применять второй метод. Во-первых, это увеличит площадь фильтрации нефти, а во-вторых, при прохождении глинистых толщ можно использовать растворы на углеводородной основе, что позволит улучшить устойчивость глин, снизить трение между бурильными трубами и стенками скважины, а следовательно, повысить скорость бурения.

## 19.2. Вскрытие водоносных горизонтов

Под вскрытием водоносных пластов следует понимать технологический процесс, при котором в продуктивном горизонте образуется выработка для оборудования водоприемной части скважины.

Качество вскрытия продуктивных водоносных пластов в основном определяется способом бурения интервала залегания пласта и типом циркулирующего агента, применяемого при вскрытии. При ударно-канатном бурении практически не нарушается естественное состояние водоносного горизонта, не происходит его глинизация и, как следствие, не требуется проведение сложных работ по вызову водопритока в скважину.

При сооружении водозаборных и дренажных скважин большого диаметра (на глубину до 200-300 м) наиболее эффективно для вскрытия водоносного горизонта, выбирать бурение с обратновсасывающей промывкой водой. При этом дебит скважин увеличивается от 4 до 8 раз по сравнению со скважинами пробуренными с промывкой глинистым раствором и в 2 раза по сравнению с ударным способом.

При выборе типа промывочной жидкости для вскрытия водоносного горизонта вращательным способом можно воспользоваться рекомендациями приведенными в табл.19.1.

Т а б л и ц а 19.1

Циркулирующие среды, рекомендуемые для вскрытия водоносных пластов

Характеристика вскрываемого водоносного горизонта	Рекомендуемый вид циркуляционного агента
Скальные, устойчивые породы; мелко – и среднезернистые пески (при коэффициенте фильтрации $k_{\phi} \leq 20$ м/сут и статическом уровне подземных вод $h_c = 1,5 \div 3$ м)	Техническая вода
Крупнозернистые и грубообломочные породы	Полимерные, безглинистые растворы (малоглинистый водный раствор гипана)



Циркулирующие среды, рекомендуемые для вскрытия водоносных пластов

Характеристика вскрываемого водоносного горизонта	Рекомендуемый вид циркуляционного агента
Разнозернистые пески; высоконапорный пласт	Стабильный глинистый раствор с добавкой КМЦ
Мелко- и разнозернистые пески с включением гравия	Меловые растворы
Слабонапорные тонко- и среднезернистые пески	Самораспадающиеся растворы (модифицированный крахмал)
Трещиноватые породы	Газожидкостные смеси (воздух, азирования промысловая жидкость и др.
В районах распространения многолетнемерзлых пород	Крахмально-солевые растворы.

Показателем распространения и характера зоны кольматации служит количество отфильтровавшейся жидкости в пласт.

Глубину проникновения глинистого раствора  $l$  в поры водоносного пласта, представленного мелкозернистыми песками, рекомендуется определить по формуле Царевича [15].

$$L = \frac{k\Delta P}{10\tau_0}, \quad (19.3)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий сопротивление движению жидкости в зависимости от размеров зерен породы, их формы и т.д;  $\Delta P$  – репрессия на пласт, МПа;  $\tau_0$  – начальное сопротивление раствора сдвигу, МПа.

Общее количество фильтрата, попадающее в пласт  $\Phi$ , складывается из количества фильтратов раствора, поступающего при статических  $\Phi_c$  и гидродинамических  $\Phi_d$  условиях

$$\Phi = \Phi_c + \Phi_d. \quad (19.4)$$

При вскрытии неустойчивых водовмещающих пород удельный вес бурового раствора  $\gamma$  подбирают так, чтобы не допустить обрушения стенок скважины, и в то же время предотвратить или свести к минимуму поступления раствора и его фильтра в пласт:

$$\gamma = \frac{(P_{nn} - \Delta p)}{H_{nn}}. \quad (19.5)$$

Радиус зоны кольматации трещины ( $R$ ) рекомендуется определять по формуле [2]

$$R=0,0265 \frac{k_{ш} Q}{v_{к} \varepsilon}, \quad (19.6)$$

где  $k_{ш}$  – коэффициент, учитывающий рост осадка шлама в трещине,  $k_{ш} < 1$ ;  $Q$  – начальный расход потока, л/мин;  $v_{к}$  – критическая скорость потока, см/с;  $\varepsilon$  – ширина щели, см.

Исследования влияния промывочной жидкости на проницаемость породы при бурении геотехнологических скважин, проведенные во ВСЕГИНГЕО [16] показали, что главным фактором максимального сохранения естественной проницаемости продуктивных горизонтов, представленных мелкозернистыми песками является сведение к минимуму времени контакта циркулирующей промывочной среды с вскрываемым горизонтом.

Перед вскрытием пласта, содержащего термальные воды рекомендуется (после замены старого раствора) промывать скважину водой со скоростью восходящего потока  $v_{к} \geq 0,7$  м/с до полного удаления шлама и кольматанта.

При вскрытии пластов минеральных вод скважину рекомендуется промывать минерализованной водой того же состава (обычно полученной из соседних скважин). Плотность ее выбирается с учетом ожидаемого пластового давления.

### 19.3. Выбор типа фильтра и расчет его основных размеров

При бурении скважин в рыхлых и полускальных породах для предохранения водоприемной части скважины от запыливания и обвалов породы, для очистки воды, поступающей в эксплуатационную колонну, от механических примесей устанавливают фильтры. Тип фильтра (каркасный, каркасно-стержневой, сетчатый и т.д.) выбирают в зависимости от свойств породы водоносного горизонта. Рекомендуемый [3,15] для различных водоносных горизонтов типы фильтров приведены в табл.19.2. Для выбора размеров проходных отверстий фильтра можно пользоваться данными табл.19.3.

Для агрессивных вод с большим содержанием углекислоты, сероводорода и кислорода каркасы фильтров изготавливаются из нержавеющей стали или неметаллических труб.

Таблица 19.2

## Рекомендуемые типы фильтров

Водосодержащие породы	Типы фильтров
Скальные и полускальные породы. Гравийно-галечниковые отложения с размером частиц от 20 до 100 мм (>50 мас.%)	Трубчатые с круглой и щелевой перфорацией; каркасно-стержневые
Гравий, гравелистый песок с размером частиц от 1 до 10мм с преобладающим размером 2-5 мм (>50 мас.%)	Трубчатые и стержневые каркасы с водоприемной поверхностью из проволоки или без нее. Трубчатые и стержневые каркасы с водоприемной поверхностью из проволоки или штампованного листа
Пески среднезернистые с преобладающим размером частиц 0,25-0,50 (>50 мас.%)	Гравийно-обсыпные с уширенным контуром. Возможно применение двухслойных фильтров
Пески мелкозернистые с преобладающим размером частиц 0,10-0,25 мм (>50 мас.%)	Гравийно-обсыпные с уширенным контуром. Возможно применение двухслойных обсыпок и блочных фильтров

Таблица 19.3

## Размеры проходных отверстий фильтров

Типы фильтров	Размеры проходных отверстий при коэффициенте неоднородности пород $K_H$	
	$\leq 2$	$\geq 2$
С круглой перфорацией	$(2,5 \div 3) d_{50}$	$(3 \div 4) d_{50}$
Со щелевой перфорацией	$(1,25 \div 1,5) d_{50}$	$(1,5 \div 2) d_{50}$
Сетки	$(1,5 \div 2) d_{50}$	$(2 \div 2,5) d_{50}$
Примечание. $K_H = d_{60}/d_{10}$ ; $d_{10}$ , $d_{50}$ и $d_{60}$ – размеры частиц, соответствующие 10, 50 и 60%-ному содержанию их в породе.		

Каркасы фильтров выполняют из стальных обсадных труб нефтяного сортамента, геологоразведочного сортамента, стальных насосно-компрессорных труб, труб из нержавеющей стали, а также винипластовых, полиэтиленовых, стеклопластиковых, асбестоцементных и др.

Фильтры эксплуатационных скважин на воду должны удовлетворять условиям длительной эксплуатации и ремонта.

Размеры проходных отверстий фильтров при устройстве гравийной обсыпки принимаются равными среднему диаметру частиц слоя обсыпки, примыкающего к стенкам фильтра.

Под скважностью фильтра понимают отношение площади отверстий к общей площади боковой поверхности фильтра, выраженное в процентах.

Минимальный диаметр каркаса фильтра следует принимать не менее 80-100 мм, а скважность следует доводить до 20-25%.

В фильтрах с водопрёмной поверхностью из проволочной обмотки и штампованного стального листа скважность каркасов принимается исходя из условий их прочности, до 30-60%.

Расчет фильтра заключается в определении его диаметра и длины водопримной части в зависимости от дебита, состава и условий залегания водоносных пород, мощности и гидравлического режима водоносного горизонта.

Диаметр фильтра  $D_\phi$  для малонапорных и маломощных водоносных горизонтов выбирают с учетом поперечных габаритов водоподъемного оборудования, длину фильтра – в зависимости от проектного дебита скважины и мощности водоносного горизонта. В водоносных горизонтах мощностью до 10 м длина рабочей части фильтра ( $l_\phi$ ) принимается равной их мощности. Для более мощных горизонтов длина рабочей части фильтра (в м)

$$l_\phi = \alpha Q / D_\phi, \quad (19.7)$$

где  $\alpha$  – опытный коэффициент, зависящий от гранулометрического состава породы водоносного горизонта;  $Q$  – проектный дебит, м<sup>3</sup>/ч;  $D$  – диаметр фильтра, мм.

Значение коэффициент  $\alpha$  для различных пород:

песок мелкозернистый.....	90
песок среднезернистый.....	60
песок крупнозернистый.....	50
песчано-гравийные отложения.....	30
известняки слаботрешиноватые.....	90
известняки среднетрешиноватые.....	60
известняки сильнотрешиноватые.....	30

Обязательно необходимо учесть, какие вскрываются воды – напорные или безнапорные. Когда вскрываются безнапорные воды, в верхней части фильтра размещается насос. Поэтому диаметр корпуса фильтра определяется диаметром насоса.

Рабочую часть фильтра следует устанавливать против участков, обладающих наибольшей водопроницаемостью, но не менее 0,5-1 м от кровли и подошвы водоносного пласта.

При наличии нескольких водоносных горизонтов рабочие части фильтров устанавливаются в каждом водоносном горизонте и соединяются между собой глухими трубами.

Верхняя, глухая часть фильтра должна находиться выше башмака обсадной колонны не менее чем на 3 м. Между обсадной колонной и надфильтровой трубой должен быть установлен сальник или кольцевой тампон. Длина отстойника принимается 1-2 м.

Ориентировочный диаметр фильтров определяется по формуле

$$D = \frac{\alpha Q}{l_{\phi}}. \quad (19.8)$$

В гравийных фильтрах в качестве материала для обсыпки применяются песок, гравий, песчано-гравийные смеси. Размер частиц материалов для обсыпки выбирают из соотношения

$$\frac{D_{50}}{d_{50}} = 8 \div 12, \quad (19.8a)$$

где  $D_{50}$  и  $d_{50}$  размеры частиц, соответствующие 50% - ному содержанию в обсыпке и породе.

В гравийных фильтрах толщина слоев обсыпки принимается с учетом конструкции фильтра. Для фильтров, собираемых на поверхности земли и опускаемых в скважину в готовом виде, толщина каждого слоя обсыпки должна быть не менее 30 мм. Для фильтров, создаваемых на забое скважин засыпкой гравия по межтрубному пространству, толщина каждого слоя обсыпки должна быть не менее 50 мм.

Наиболее надежны в эксплуатации скважины фильтры с гравийной обсыпкой толщиной в 150-200 мм.

При устройстве двухслойных обсыпок подбор механического состава материала слоев производится по соотношению

$$\frac{D_2}{D_1} = 4 \div 6$$

где  $D_2$  и  $D_1$  – средние диаметры частиц материала соседних слоев обсыпки.

Первый слой обсыпки, прилегающий к каркасу фильтра, подбирается таким образом, чтобы размеры гравия были большие.

При устройстве гравийных фильтров за наружный диаметр скважины следует принимать диаметр внешнего контура обсыпки.

Для предотвращения разрушения несцементированных и слабо-сцементированных песчаных коллекторов и выноса песка в скважину при эксплуатации нефтяных и газовых скважин и сооружении скважин подземного выщелачивания призабойный участок также оборудуют гравийным фильтром. Расчетный оптимальный размер зерен гравия находят из соотношения

$$d_{opt} = 6d_6 \quad (19.9)$$

Принципы проектирования гравийного фильтра достаточно полно изложены в работах [1,8,14].

Фильтры являются важнейшим звеном буровой скважины подземного выщелачивания, разрабатывающих гидрогенные месторождения проницаемых урановых руд [16]. На полигонах подземного выщелачивания используют фильтры различных конструкций, изготовленные, как правило, из полимерных материалов (фильтры должны быть стойкими к химически агрессивным средам). При наличии в продуктивном горизонте мелкозернистых песков наиболее эффективны гравийно-обсыпные фильтры.

Наиболее распространенный материал обсыпки – окатанный кварцевый песок, который нейтрален ко всем видам выщелачивающих растворов. Кроме того, в качестве материала обсыпки применяют кремниевый песок, гранулированный пирролюзит, гранула стекла и полиэтилена. Размер частиц для гравийной обсыпки выбирают из соотношения (19.8а).

В работах [1,8] рекомендованы рациональные схемы намывка гравийных фильтров для различных условий сооружения скважин.

Пример 19.2. Подобрать фильтр для условий примера 6.3 из раздела 6.

Решение. Учитывая характер пород, слагающих водоносный горизонт, выбирается гравийно-обсыпной фильтр с уширенным контуром.

Приняв размер частиц породы водоносного горизонта  $d_{50}=0,5$  мм, подбираем материал для гравийной обсыпки из соотношения (19.8а):

$$D_{50}/0,5=10, \text{ откуда } D_{50}=5 \text{ мм.}$$

При мощности водоносного горизонта 10м длина рабочей части фильтра  $l_{\phi}=10$ м. Зная расход воды и длину рабочей части фильтра, из формулы (19.8) находим диаметр фильтровой колонны.

$$D_{\phi}=60 \cdot 21 / 10 = 126 \text{ мм.}$$

Для каркаса фильтра выбираем обсадную трубу  $D_{o,r}=127$  мм.  
Наружный диаметр фильтра

$D_{\phi} = D_{o,r} + 2d_1 + 2\delta_1 + 2\delta_2 = 127 + 4 + 60 + 4 = 195$  мм,  
где  $d_1=2$ мм – диаметр проволоки, навиваемой на каркас;  $\delta_1=30$  мм – толщина слоя обсыпки;  $\delta_2=2$ мм – толщина проволочной металлической сетки наружного кожуха.

Общая длина фильтровой колонны

$$L_{\phi} = l_1 + l_{\phi} + l_2 = 4 + 10 + 2 = 16 \text{ м,}$$

где  $l_1=4$ м – длина надфильтровой части;  $l_2=2$ м – длина отстойника с пробкой.

Конечный диаметр скважины – 215,9 мм.

Пример 19.3. Подобрать фильтр для следующих условий: пласт мощностью 14 м представлен среднезернистыми песками, проектный дебит  $Q=36$  м<sup>3</sup>/ч.

Решение. Длину фильтра принимаем равной мощности пласта, т.е.  $L=14$  м, так как это обеспечивает совершенство скважины по степени вскрытия.

Диаметр фильтра по формуле (20.7), при  $\alpha=60$ :

$$D = \frac{60 \cdot 36}{14} = 154 \text{ мм.}$$

Если выбрать сетчатый фильтр, то его конструкция будет состоять из каркаса (трубы стандартного размера) проволочной обмотки и сетки, поэтому расчетный диаметр можем получить, приняв трубы каркаса 146 мм, проволоку для обмотки – 5 мм (толщиной сетки пренебрегаем).

$$D = 146 + 2 \cdot 5 = 156 \text{ мм.}$$

Если выбрать гравийный фильтр, формируемый на забое, то его конструкция и диаметр определяются из следующих соображений.

Пусть средний размер частиц водоносного песка 0,2 мм. Тогда средний размер частиц гравия  $D_Г=(8\div 12)d_H\approx 10\cdot 0,2=2$  мм.

Конструкция каркаса гравийного фильтра должна включать трубы и проволочную обмотку.

Минимальное проходное отверстие труб каркаса 80-100 мм.

Выбираем трубы диаметром 114 мм и проволоку диаметром 3 мм.

Минимальная толщина гравийной обсыпки 50 мм.

$$D=114+6+100=220 \text{ мм.}$$

Полученный размер должен быть увязан со стандартным размером долот.

Выбираем ближайший больший размер долот 244,5 мм  $D_\Phi=D_8=244,5$  мм.

Полученный размер и будет диаметром гравийного фильтра, учитывая как его пропускную способность, так и другие приведенные соображения. Следует иметь в виду, что приведенные расчеты справедливы только для потайной конструкции фильтра. Если проектируется выведение верхней глухой части фильтра на поверхность, то диаметр каркаса фильтра необходимо увязать с размером эксплуатационного насоса, устанавливаемого в этих трубах.

Пример 19.4. Проектируемая скважина должна вскрыть водоносный горизонт мощностью 15 м, состоящий из среднезернистого песка. Какой длины должна быть рабочая часть фильтра диаметром  $D_\Phi=168$  мм, если дебит скважины  $Q=70\text{ м}^3/\text{ч}$ ?

Решение. Приняв  $\alpha=60$ , по формуле (19.7) определим длину рабочей части фильтра:  $l_\Phi=60\cdot 70/168=25$  м.

## 19.4. Расчет бесфильтровой скважины.

Бесфильтровую эксплуатацию используют, когда водоносные горизонты представлены устойчивыми, необрушающимися трещиноватыми скальными и полускальными породами, мелкозернистыми пылеватыми песками и когда водоносные пески залегают под прочной водопорной кровлей.

Бесфильтровые скважины (рис.19.3) сооружаются путем бурения ствола до продуктивного пласта и последующего вымывания из него песка в количестве, достаточном для создания каверны (опрокинутой воронки), объем которой обеспечивает требуемый приток воды без пескования.



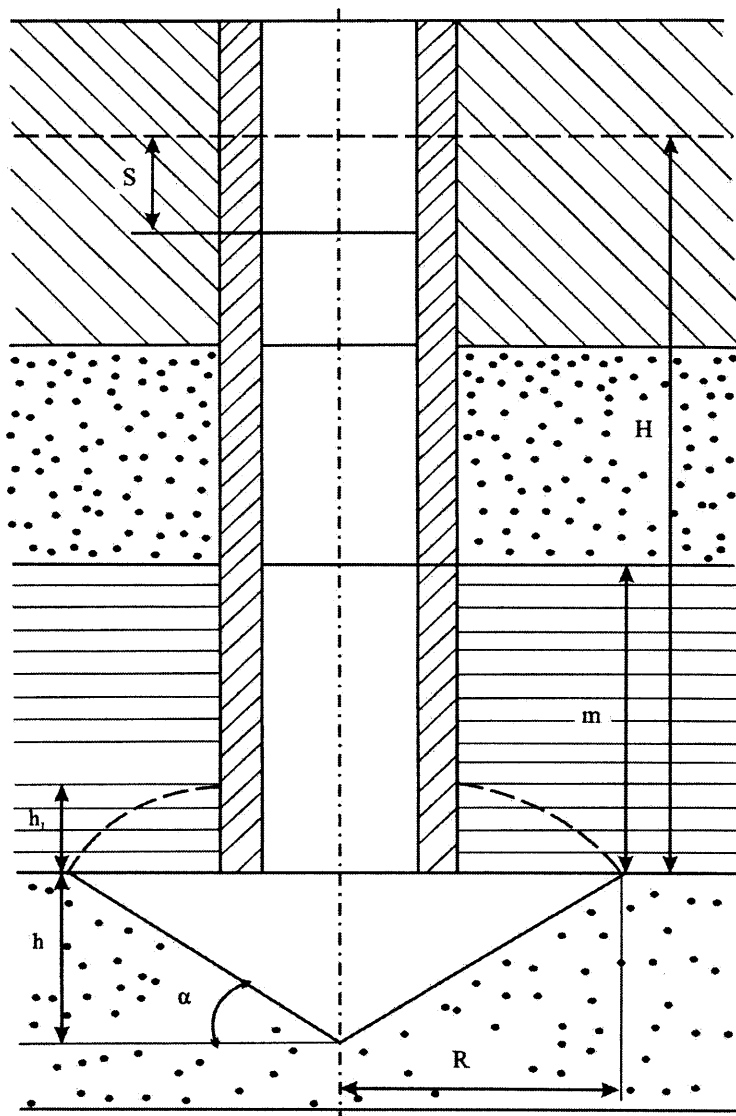


Рис.19.3.  
Бесфильтровая скважина.

Расчет бесфильтровой скважины проводится с целью определения размеров полости, обеспечивающей необходимую пропускную способность, и выяснения устойчивости кровли сформированной полости.

Проектный дебит ( $Q$  м<sup>3</sup>/ч) бесфильтровой скважины ориентировочно может быть подсчитан по формуле

$$Q = \frac{\pi R^2 V_\phi}{\cos \alpha}, \quad (19.10)$$

где  $R$  – радиус полости, м;  $V_\phi$  – скорость фильтрации, м/ч;  $\alpha$  – угол естественного откоса ( $\alpha \cong 20-25^\circ$ ).

Скорость фильтрации

$$v_\phi = \eta_1 \eta_2 k (1 - \Pi) (\rho_n - 1), \quad (19.11)$$

где  $\eta_1 = 0,7 \div 0,8$  – коэффициент запаса;  $\eta_2$  – коэффициент, учитывающий уменьшение скорости фильтрации в зависимости от угла откоса песка, для мелкозернистого песка  $\eta_2 = 0,9$ , для среднезернистого  $\eta_2 = 0,8$ , для крупнозернистого  $\eta_2 = 0,74$ ;  $k$  – коэффициент фильтрации;  $\Pi \approx 0,3 \div 0,4$  – пористость песка;  $\rho_n$  – плотность пород водоносного пласта.

Радиус полости

$$R = \sqrt{\frac{24Q \cos \alpha}{\pi V_\phi}} \text{ м.} \quad (19.12)$$

Устойчивость пород кровли определяется следующим образом:

$$h_1 = \frac{R}{f}, \text{ м,} \quad (19.13)$$

где:  $h_1$  – высота свода естественного равновесия пород кровли, м;

$$f - \text{коэффициент крепости пород} \left( f = \frac{\sigma_{сж}}{100} \right).$$

---

\* Свободная поверхность откоса рыхлой горной породы сохраняет свой наклон под некоторым углом к горизонтальной плоскости, называемым углом естественного откоса.

Породы кровли обрушаться не будут, если давление воды на непроницаемую кровлю будет больше столбика породы в пределах свода естественного равновесия:

$$h_1 \gamma_k < (H-S) \gamma_w, \quad (19.14)$$

где:  $H$  – превышение статического уровня воды над кровлей водоносного горизонта, м;  $S$  – понижение уровня при откачке, м;  $\gamma_k$  – относительная плотность пород кровли ( $\gamma_k=2,5-3$ ).

Учитывая (19.13) и (19.14) условие устойчивости можно представить в виде:

$$R < \frac{(H-S)f}{\gamma_k}. \quad (19.15)$$

Дополнительным условием устойчивости пород кровли является условие:

$$h_1 \leq 0,75m, \quad (19.16)$$

где:  $m$  – мощность устойчивых пород кровли, м.

Если неравенства выполняются, породы кровли (в случае их непроницаемости) не обрушаются и бесфильтровую скважину проектировать можно.

Значения  $f$ ,  $k$  и  $\gamma_w$  приведены в методическом пособии С.В.Пенкевича [12].

После цементирования эксплуатационной колонны продолжают бурение в пределах водоносного слоя на глубину 1,5-2 м от кровли, после чего начинают разработку полости.

Формирование водоприемной полости производится эрлифтной откачкой с помощью компрессоров (типа ДК – 9М или др.). На первом этапе откачки во избежание образования песчаных пробок в скважину опускается колонна труб, по которой подается вода от бурового насоса, входящего в комплект буровой установки. После разработки каверны в зоне пласта подача воды прекращается.

При сдаче скважины в эксплуатацию производительность водозабора должна быть меньше производительности при опытной откачке в 1,3-1,5 раза.

В пылеватых и тонкозернистых песках, а также в случае недостаточно устойчивой кровли в водопримную воронку может быть засыпан гравий.

Пример 19.5. Дано: порода кровли сложена глинистыми сланцами,  $f=2,0$ ,  $\gamma_k=2,9$ ; мощность кровли  $m=15$  м; пьезометрический напор пласта  $H=50$  м; максимальное понижение  $S=15$  м; водоносный пласт сложен мелкозернистыми песками,  $\alpha=20^\circ$ ,  $k=6$  м/сутки;  $\rho_n=2,3$  – относительная плотность песка;  $Q=100$  м<sup>3</sup>/ч.

Решение: Скорость фильтрации

$$V_\phi = 0,7 \cdot 0,9 \cdot 6 \cdot (1 - 0,4) \cdot (2,3 - 1) = 2,95 \text{ м/сутки.}$$

Радиус полости бесфильтровой скважины [см. формулу (19.12)]

$$R = \sqrt{\frac{24 \cdot 100 \cdot 0,9}{\pi \cdot 2,95}} = 15,3 \text{ м.}$$

Условия устойчивости [см. формулу (19.15) и (19.16)].

$$h_1 = \frac{15,3}{2} = 7,6 \text{ м;}$$

$$15,3 < \frac{(50 - 15) \cdot 2}{2,9};$$

$$15,3 < 24;$$

$$0,75m = 0,75 \cdot 15 = 11,2 \text{ м;}$$

$$7,6 < 11,2.$$

Условия устойчивости кровли выполняются, поэтому проектировать бесфильтровую скважину можно.

## 19.5. Расчеты при опробовании перспективных горизонтов в процессе бурения

Для опробования перспективных горизонтов в процессе бурения глубоких скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые, пока приствольная зона объекта еще существенно не загрязнена, применяют комплекты испытательного инструмента, позволяющие проводить одноцикловое и многоцикловое испытание скважин.

Под испытанием пласта понимается комплекс работ, обеспечивающий вызов притока, отбор проб пластовой жидкости и газа, выявление нефтегазосодержания пласта, определение основных гидродинамических параметров пласта. Основные параметры комплектов испытательного инструмента (КИИ), позволяющих производить одноцикловое испытание скважин и многоциклового испытательного оборудования (МИГ), приводятся в табл.16.4 и 16.5 [13].

Для герметичного перекрытия кольцевого пространства ствола скважины и изоляции испытываемого пласта от остальной части ствола предназначены пакеры с металлической опорой (см.табл.17.3 [4]).

Надежность пакеровки прежде всего определяется правильным выбором диаметра пакерующего элемента.

Диаметр резинового элемента механического пакера

$$d_{p,n}=(0,85\div 0,9)D_c, \quad (19.17)$$

где  $D_c$  – диаметр скважины в месте установки пакера, м.

Пройодимость пакера по стволу скважины и надежность пакеровки при испытании характеризуется коэффициентом пакеровки.

$$k_n = \frac{D_c}{d_{p,n}} \quad (19.18)$$

Минимальные значения  $k_n$ , при которых обеспечивается надежная пакеровка в зависимости от устанавливаемых перепадов давления на пакер, приведены ниже.

Перепад давления на пакер, МПа	<16	16-25	>25
Коэффициент пакеровки	1,08-1,10	1,10-1,12	1,12-1,14
Характеристика работы пакера	Повышенная устойчивость	Средняя устойчивость, проходимость	Повышенная проходимость

Выбор диаметра пакера рекомендуется производить в соответствии с данными табл.17.6 [4], в которой приведены диаметры резиновых элементов в зависимости от диаметра необсаженной скважины в интервале установки пакера и численные значения пакеровки.

При выборе интервала испытания следует стремиться к тому, чтобы вся эффективная мощность проницаемой части пласта, найденной по результатам геолого-геофизических исследований, находилась в пределах интервала между пакером и забоем скважины. Значения минимальной длины интервала для установки пакера можно найти в справочном пособии [4] (см.табл 17.7).

Нагрузка, необходимая для пакеровки, определяется по формуле

$$G_{\Pi} = 3E_y S_o (k_{\Pi} - 1) \left( 1 + \frac{2}{3} \frac{r_1^2}{r_2^2} \right), \quad (19.19)$$

где  $E_y$  – модуль упругости резины,  $E_y=9,4$  МПа;  $S_o$  – площадь сечения резинового элемента пакера до деформации;  $k_{\Pi}$  – коэффициент пакеровки.

Депрессия, создаваемая для получения притока пластовой жидкости при первичном вскрытии перспективного горизонта

$$P_{\text{деп}} \geq 3(\rho_{\text{б.р}} g z_{\text{пл}} - p_{\text{пл}}), \quad (19.20)$$

которая во избежание разрушения объекта испытания должна удовлетворять условию

$$P_{\text{деп}} < 0,5[\sigma_{\text{сж}} - 2(\rho_{\text{г.п}} g z_{\text{пл}} - p_{\text{пл}})], \quad (19.21)$$

где  $\sigma_{\text{сж}}$  – прочность породы при одноосном сжатии, Па;  $\rho_{\text{г.п}}$  – объемная плотность вышележащей толщи пород, кг/м<sup>3</sup>.

Глубина заполнения жидкостью, необходимой для создания депрессии плотностью  $\rho_{\text{ж}} \leq \rho_{\text{б.р}}$ :

$$z_{\text{ж}} = z_{\text{пл}} - (p_{\text{пл}} - p_{\text{деп}}) / \rho_{\text{ж}} g. \quad (19.22)$$

В начальный момент опробования избыточное наружное давление, действующее на пластоиспытатель и пакер достигает максимума

$$P_{\text{и.п}} = \rho_{\text{б.р}} g z_{\text{и.п}} - \rho_{\text{ж}} g (z_{\text{и.п}} - z_{\text{ж}}), \quad (19.23)$$

где  $z_{\text{и.п}}$  – глубина установки испытателя пластов.

Если один пакер не способен воспринимать такой перепад давлений, то устанавливают последовательно два пакера.

Необходимую величину осевой сжимающей нагрузки  $G_{с.п.}$  (кН) целесообразно создавать за счет веса секции УБТ, длина которого определяется по формуле (9.4).

Во время пакеровки и опробования объекта хвостовик, расположенный ниже пакера, испытывает осевое сжатие от действия трех сил: от осевой сжимающей нагрузки  $G_{с.п.}$ , гидравлической нагрузки  $G_{с.г.}$ , возникающей при открытии главного клапана пластоиспытателя, и силы трения  $F_{тр.}$  пакера о стенки скважины.

Действующая на хвостовик в начальный момент сжимающая (статическая)  $G_{ст}$  нагрузка может быть определена по номограмме [7], приведенной на рис. 19.4 (на ней приведен пример пользования номограммой:  $D_c=240$  мм;  $d_{шт}=90$  мм;  $\Delta p=20$  МПа;  $G_{сг}=780$  кН).

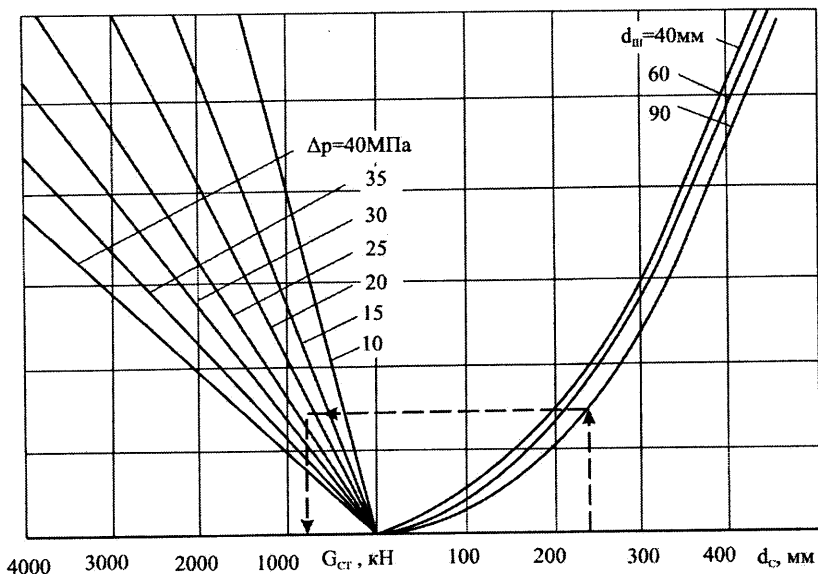


Рис.19.4.

Номограмма для определения статической нагрузки на хвостовик.

Расчет максимально допустимых сжимающих нагрузок на хвостовик осуществляется по формуле [7]

$$G_{кр} = S[\sigma_m - 5,04(d_c - d_m) \sqrt{Elq^2 / W}], \quad (19.24)$$

где  $\sigma_T$  – предел текучести материала труб, Па;  $S$  – площадь поперечного сечения хвостовика, м<sup>2</sup>;  $d_c$ ,  $d_T$  – соответственно диаметры скважины и хвостовика, м;  $q$  – вес 1 м хвостовика, Н;  $W$  – момент сопротивления сечения хвостовика, м<sup>3</sup>.

Гидравлическая нагрузка приближенно рассчитывается по формуле

$$P_{\varepsilon} \approx (S_c - S_x) [\rho_{б.р} g z_{пак} - \rho_{ж} g (z_{пак} - z_{ж})], \quad (19.25)$$

где  $S_c$ ,  $S_x$  – соответственно площадь поперечного сечения скважины в месте пакеровки и площадь сечения хвостовика, м<sup>2</sup>;  $z_{пак}$  – глубина установки пакера, м

Силу трения можно оценить по следующей формуле (П.С. Лапшин, 1974)

$$P_{тр} \approx k_{тр} \mu_{тр} \rho_{у.н} \pi d_c h_{р.н} (d_{р.н}^2 - d_{шт}^2) / (d_c^2 - d_{шт}^2), \quad (19.26)$$

где  $k_{тр}$  – опытный коэффициент,  $k_{тр} \approx 0,2$ ;  $\mu_{тр}$  – коэффициент трения резинового элемента о стенки скважины,  $\mu_{тр} = 0,1$ ;  $h_{р.н}$  – высота резинового элемента пакера, м;  $d_{шт}$  – диаметр штока пакера, м.

Напряжения изгиба в хвостовике можно оценить по формуле [7]

$$\sigma_n = 5,04 (d_c - d_x) \sqrt[3]{EI_x q_x^2 g^2 (1 - \rho_{б.р} / \rho_m)^2} / W_x. \quad (19.27)$$

где  $d_x$  – наружный диаметр хвостовика, м;  $I_x$  – момент инерции сечения хвостовика, м<sup>4</sup>;  $W_x$  – момент сопротивления того же сечения, м<sup>3</sup>;  $q_x$  – масса 1 м хвостовика, кг.

Дополнительные сжимающие температурные напряжения в хвостовике на время опробования

$$\sigma_m = \alpha_t E \Delta t, \quad (19.28)$$

где  $\alpha_t$  – температурный коэффициент линейного расширения хвостовика, К<sup>-1</sup>.

Поправка, учитывающая влияние температуры на модуль упругости,

$$E = E_{20} k_E (t, -20) \quad (19.29)$$

и предел текучести материала хвостовика



$$\sigma_m = (\sigma_m)_{20} - k_\sigma(t_3 - 20), \quad (19.30)$$

где  $E_{20}$  и  $(\sigma_T)_{20}$  – модуль упругости и предел текучести при температуре 20 °С, приводимые в справочной литературе;  $k_E$  и  $k_\sigma$  – температурные поправки, МПа/К, для стали  $k_E \approx 70$  МПа/К и  $k_\sigma \approx 0,47$  МПа/К.

Условие прочности хвостовика при сжатии

$$\sigma_m \geq k_3(\sigma_z + \sigma_u + \sigma_v), \quad (20.31)$$

где  $\sigma_z$  – напряжение осевого сжатия, Па,  $\sigma_z = (P_{c.п} + P_r + P_{тп})/S_x$  (собственным весом хвостовика за малостью обычно пренебрегают);  $k_3 = 1,3$  – коэффициент запаса прочности.

Дополнительная ударная нагрузка, действующая в момент открытия главного клапана пластоиспытателя из-за резкого снижения давления в подпакерной зоне [7].

$$P_{y\partial} = (P_{cп} + P_z) \sqrt{1 + 2ES_x(z_{нак} - h_{нр})(d_o / D_c)^4 / \mu_{ш} l_x P_z}, \quad (20.32)$$

где  $h_{нр}$  – высота столба бурового раствора, эквивалентная по создаваемому давлению высоте столба жидкости в бурильных трубах, м,

$$h_{нр} = (z_{нак} - z_{ж})\rho_{ж}/\rho_{б.р}; \quad (20.33)$$

$d_o$  – диаметр отверстия в штуцере пластоиспытателя, м;  $\mu_{ш}$  – коэффициент расхода штуцера,  $\mu_{ш} = 0,6 \div 0,65$ ;  $l_x$  – длина хвостовика, м.

Условия прочности по ударной нагрузке

$$P_{y\partial} < [P]_{y\partial}, \quad (20.34)$$

где  $[P]_{уд}$  – допустимая ударная нагрузка, Н;

$$[P]_{y\partial} = k_\theta k_{y\partial} S_x (\sigma_m - \sigma_u - \sigma'_z); \quad (20.35)$$

$k_{уд}$  – коэффициент, учитывающий возрастание предела текучести хвостовика при динамическом нагружении по сравнению со статическим,  $k_{уд} = 2 \div 2,34$ ,

$$\sigma'_z = P_{cп}/S_x. \quad (20.36)$$

При проведения операций с испытателем пластов бурильные трубы испытывают различные нагрузки: растягивающие усилия при спуске

и подъеме инструмента; сжимающие усилия при нагружении пакера и открытии испытателя пластов; внешние сминающие давления при испытании неглубоких скважин; дополнительные напряжения кручения при вращении буровой колонны (при смене позиций запорного клапана), увеличивающиеся с глубиной; растягивающие осевые и сжимающие радиальные нагрузки при срыве пакера, которые могут достигать опасных значений.

## 19.6. Выбор водоподъемных средств. Расчет эрлифта

Выбор водоподъемных средств определяется положением динамического уровня воды в скважине, требуемой ее производительностью, внутренним диаметром обсадных труб участка скважины, на котором устанавливается насос, назначением скважины и временем работы по откачке воды.

Различают водоподъемники для неглубоких (до 6-8 м от поверхности земли) и глубоких динамических уровней (100 м и более). К первым относятся горизонтальные поршневые и центробежные насосы, ко вторым – штанговые поршневые насосы простого и двойного действия, артезианские центробежные (погружные) и винтовые насосы с вертикальным валом, эрлифты и др.

Штанговые поршневые насосы используются для временных (пробных) откачек воды при сравнительно небольших дебитах.

Погружные центробежные насосы ЭЦВ с подачей 4-500 м<sup>3</sup>/ч широко применяются для откачек чистой воды.

Эрлифты используются для откачки воды с песком, а также в случае необходимости получения большого количества воды при сравнительно небольших размерах скважины. Кроме эрлифта для опытных откачек воды могут применяться и струйные аппараты.

Расчет эрлифта [12,15] заключается в определении глубины погружения смесителя расхода и давления воздуха, а также размеров воздухопроводящих и водоподъемных труб. Исходные данные для расчета (рис. 19.5): глубина скважины  $z$  в м; высота уровня излива воды над поверхностью земли  $a$  в м; глубина статического уровня от уровня излива  $h_{ст}$  в м; глубина динамического уровня воды от уровня излива  $h_{дин}$  в м; расчетный дебит скважины.

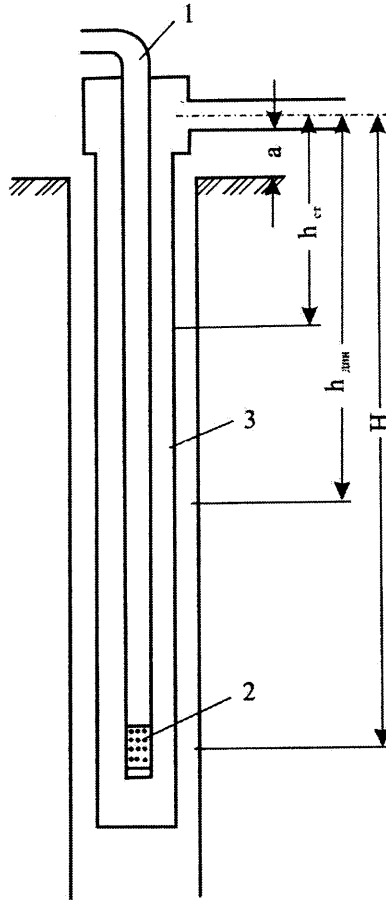


Рис.19.5.

Схема оборудования скважин эрлифтом

1 – воздухопроводные трубы; 2 – смеситель; 3 – водоподъемные трубы.

Глубина погружения смесителя  $H$  (расстояние от центра смесителя до уровня излива смеси на поверхности) зависит от положения динамического уровня:

$$H = kh_{дин} \quad (19.37)$$

где  $k$  – коэффициент погружения смесителя эрлифта под динамический уровень ориентировочно принимается по данным, приведенным ниже:

$h, \text{м}$	15	15-30	30-60	60-90	90-120
$K$	3-2,5	2,5-2,2	2,2-2	2-1,8	1,8-1,6

Следует учитывать, что при  $K < 1,6$  КПД эрлифта очень низок, а при  $K > 3$  работа эрлифтовой установки (эрлифт+компрессор) требует очень значительных затрат энергии приводящего двигателя.

Гидравлический коэффициент полезного действия эрлифта

$$\eta = \frac{(K-1)^{0,85}}{1,05 \cdot K} \quad (19.37a)$$

где  $K$  – коэффициент погружения смесителя

Удельный расход воздуха  $V_0$  (в  $\text{м}^3$ ), необходимый для подъема из скважины  $1 \text{ м}^3$  воды

$$V_0 = \frac{h}{c1g \frac{h(k-1)+10}{10}}, \quad (19.38)$$

где  $c$  – опытный коэффициент, зависящий от коэффициента погружения  $k$ :

$k$	4	3,35	2,85	2,5	2,2	2	1,8	1,7	1,55
$c$	14,3	13,9	13,6	13,1	12,4	11,5	10	9	8.

Полный расход воздуха (в  $\text{м}^3/\text{мин}$ )

$$W = QV_0/60. \quad (19.39)$$

Давление воздуха при пуске компрессора (в МПа)

$$p = 10^{-6} g \rho_v (k h_{\text{дин}} - h_{\text{ст}} + 2); \quad (19.40)$$

во время работы компрессора

$$p = 10^{-6} g \rho_v [h_{\text{дин}}(k-1) + 5] \quad (19.41)$$

( $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$  – плотность воды).

Расход воздушно-водяной эмульсии при изливе (в  $\text{м}^3/\text{с}$ )

$$q=Q_1+W/60. \quad (19.42)$$

( $Q_1$  – расчетный расход воды, м<sup>3</sup>/с).

Площадь сечения водоподъемной трубы (в м<sup>3</sup>) при изливе

$$F=q/v_2, \quad (19.43)$$

где  $v_2$  – скорость движения эмульсии (в м/с) в зависимости от динамического уровня воды:

Глубина динамического уровня воды от уровня из-лива, мм.	20	40	60
Скорость движения эмульсии у форсунки $v_1$ , м/с	1,8	2,7	3,6
Скорость движения эмульсии при изливе $v_2$ , м/с	6	7-8	9-10

Внутренний диаметр водоподъемной трубы (в мм)

$$d=\sqrt{(4F+\pi d_1^2)/\pi}, \quad (19.44).$$

где  $d_1$  – наружный диаметр воздухопроводных труб в скважине, мм (33; 42; 50; 63,5 мм).

Рекомендуемые диаметры воздухопроводных труб  $d_1$  в зависимости от количества воздуха, засасываемого компрессором  $W$ :

$W$ , м <sup>3</sup> /ч	10-3	34-59	60-100	101-200
$d_1$ , мм	15-20	20-25	25-32	32-40
$W$ , м <sup>3</sup> /ч	201-400	401-700	701-1000	1001-1600
$d_1$ , мм	40-50	50-70	70-80	80-100

Подача компрессора (в м<sup>3</sup>/мин)

$$W_k=1,2 W. \quad (19.45)$$

Рабочее давление компрессора (в МПа) при расположении труб по схеме «рядом»

$$P_k=p+\sum p, \quad (19.46)$$

где  $\sum p$  – сумма потерь давления в воздушной линии от компрессора до скважины, в среднем  $\sum p=0,05$  МПа.

Пример 19.6. Из скважины глубиной 40 м должна быть проведена откачка эрлифтом при следующих исходных данных: высота уровня излива воды над поверхностью земли  $a=1$  м; глубина статического уровня от уровня излива  $h_{ст}=3$  м; глубина динамического уровня воды от уровня излива  $h_{дин}=10$  м; расчетный дебит скважины  $Q=25$  м<sup>3</sup>/ч; диаметр эксплуатационной колонны 245 мм; диаметр фильтра 195 мм; трубы расположены по схеме «рядом».

Решение. Принимая коэффициент погружения смесителя  $k=2,5$ , определяем глубину погружения смесителя из уравнения (19.37)

$$H=2,5 \cdot 10=25 \text{ м.}$$

Находим  $c=13,1$ . Тогда удельный расход воздуха, необходимый для подъема 1 м<sup>3</sup> воды, вычислим по формуле (19.38)

$$V_0 = \frac{10}{13,1 \lg \frac{10(2,5-1)+10}{10}} = 2,7 \text{ м}^3.$$

Полный расход воздуха из выражения (19.39)

$$W=25 \cdot 2,7/60=1,1 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

Давление воздуха при пуске компрессора по формуле (19.40)

$$p_0=10^{-6} \cdot 9,81 \cdot 1000(2,5 \cdot 10 - 3+2)=0,235 \text{ МПа.}$$

Рабочее давление воздуха из уравнения (19.41)

$$p=10^{-6} \cdot 9,81 \cdot 1000[10(2,5-1+5)]=0,19 \text{ МПа.}$$

Расход эмульсии на изливе из выражения (19.42)

$$q=69 \cdot 10^{-4}+1,1/60=0,025 \text{ м}^3/\text{с,}$$

$$\text{где } Q=25 \text{ м}^3/\text{ч}=69 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с.}$$

Находим  $v_2=6$  м/с. Тогда необходимое сечение водоподъемной трубы у излива по формуле (19.43)

$$F=0,025/6=4\cdot 10^{-3}\text{ м}^2.$$

Внутренний диаметр водоподъемной трубы на изливе по формуле (19.44)

$$d=\sqrt{\frac{4\cdot 4\cdot 10^{-3}+3,14}{3,14}}=0,078\text{ м}=78\text{ мм}.$$

Выбираем обсадные трубы с ниппельными соединениями диаметром 89 мм.

Подача компрессора по уравнению (19.45)

$$W_k=1,2\cdot 1,1=1,32\text{ м}^3/\text{мин}.$$

Рабочее давление компрессора по формуле (19.46)

$$P_k=0,19+0,05=0,24\text{ МПа}.$$

По максимальному значению давления и полному расходу воздуха выбирается компрессор.

#### Список литературы

1. Башкатов А.Д. Прогрессивные технологии сооружения скважин. –М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2003.
2. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование / Под общ. Ред. А.М. Гусмана, К.П. Порожского. – Екатеринбург: УГ-ГА, 2002.
3. Гаврилко В.М., Алексеев В.С. Фильтры буровых скважин. 3-е изд. перераб. и доп. М., Недра, 1985.
4. Ганджумян Р.А, Калинин А.Г., Никитин Б.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин: Справ. пособие / под ред. А.Г.Калинина. –М.: ОАО Издательство «Недра», 2000.
5. Инструкция по вскрытию продуктивного пласта с применением пен. М., 1978. РД 39-1-71-78 ВНИИ
6. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г. Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые. Справочное пособие / Под ред А.Г.Калинина –М.: ООО «Недра», 2001.

7. Карнаухов М.Л., Рязанцев Н.Ф. Справочник по испытанию скважин. –М.: Недра, 1984.
8. Г.П. Квашнин, А.И. Деревянных. Водозаборные скважины с гравийными фильтрами. М., Недра, 1981.
9. Овнатанов Г.Т. Вскрытие и обработка пласта. М.: Недра, 1970
10. Оноприенко М.Г. Бурение и оборудование гидрогеологических скважин М., Недра 1978.
11. Опыт оборудования глубоких скважин гравийными фильтрами уширенного контура. В.М. Гаврилко, Я.Е. Маргашак, В.И. Фоменко. – Разведка и охрана недр, 1967, №4, с.51-55.
12. Пенкевич С.В. Методические указания к расчету эрлифта при откачке из гидрогеологических скважин. М., МГГРУ, 2003.
13. Сердюк Н.И., Куликов В.В., Тунгусов А.А и др. Бурение скважин различного назначения М.: РГГРУ, 2006.
14. Соловьев Е.М. Задачник по заканчиванию скважин. М., Недра, 1989.
15. Справочник по бурению скважин на воду. Под. ред. Д.Н.Башкатова М.: Недра, 1979.
16. Справочник по геотехнологии урана /В.И.Белецкий, Л.К.Багатков, Н.И. Волков и др. Под ред. Д.И. Скороварова М., Энергоатомиздат, 1997.
17. Сухоносов Г.Д., Шакиров А.Ф., Усачев Е.П. Справочник по испытанию необсаженных скважин. –М.: Недра, 1985.



## 20. Освоение скважин

Освоение скважин – заключительный этап сооружения (строительства) скважин и представляет собой комплекс работ по вызову притока флюида из пласта. Цель освоения – обеспечение проектной производительности скважин и подготовка их к длительной эксплуатации.

### 20.1. Вызов притока из продуктивного нефтегазового пласта

Для вызова притока снижается давление столба жидкости в скважине (забойное давление  $p_{заб}$ , Па) ниже пластового, при котором пластовая жидкость начинает поступать в скважину и по колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) на поверхность:

$$p_{заб} = \rho_{ж} H g < p_{пл} \quad (20.1)$$

где  $\rho_{ж}$  – плотность жидкости, заполняющей скважину,  $\text{кг/м}^3$ ;  $H$  – глубина залегания продуктивного пласта, м.

Интенсивное дренирование с одновременной очисткой призабойной зоны от загрязняющих материалов пласта должна обеспечить депрессию

$$\Delta p = p_{пл} - p_{заб}. \quad (20.2)$$

Депрессия на пласт корректируется по мере накопления информации по конкретному месторождению (залежи, объекты освоения) [5]

Проницаемость, $\text{мкм}^2$	0,05	0,05-0,2	>0,2
Депрессия на пласт, МПа:			
слабозагрязненный	10-20	5-10	5
загрязненный	15-20	40-15	10

В скважинах, пробуренных на пласты, которые представлены слабосцементированными породами, с близко напорными водо- и газоносными горизонтами забойное давление снижают медленно (поэтапно, ступенчато): по скважинами глубиной до 3000 м  $\rho_{б.р}$  снижается за каждый цикл промывки на 300–400  $\text{кг/м}^3$ , а по скважинам глубиной свыше 3000 м – на 200–400  $\text{кг/м}^3$ .

Давление  $p_{у.к}$  (Па) в межколонном пространстве у устья при замене бурового раствора на облегченный способом обратной циркуляции дос-

тигает максимума в тот момент, когда облегченная жидкость подойдет к башмаку колонны НКТ

$$p_{max} = p_1 + p_2 + p_3, \quad (20.3)$$

где  $p_1$  – давление, уравновешивающее разность плотностей бурового раствора и воды, Па,

$$p_1 = L_{нкт}(\rho_{б.р.} - \rho_{о.ж.})g; \quad (20.4)$$

$p_2, p_3$  – потери давления при движении соответственно воды в кольцевом пространстве и бурового раствора по колонне НКТ, Па;  $L_{нкт}$  – глубина спуска НКТ, м;  $\rho_{о.ж.}$  – плотность облегченной жидкости,  $кг/м^3$ .

Вызов притока из пласта с применением пен имеет ряд существенных преимуществ по сравнению с аэрированными растворами: достигается плавность запуска скважины в результате сравнительно легкого изменения средней плотности пены в широком диапазоне (снижение до  $200 кг/м^3$ ); предотвращается проникновение бурового раствора (воды) в пласт за счет изолирующих свойств пены; достигается более эффективная очистка скважины от загрязняющих материалов (поскольку пена обладает высокой выносной способностью); дополнительно снижается забойное давление (на 25-30%) в результате самоизлива пены после прекращения циркуляции.

Основные принципы проектирования технологических процессов освоения скважин с применением пены разработаны СевкавНИИгазом.

Плотность облегченной жидкости при заданной статической депрессии на пласт можно вычислить из следующего уравнения

$$\rho_{о.ж.} = (\rho_{пл} - \Delta p + p_{max})/Hg. \quad (20.5)$$

Объем порции облегченной жидкости, необходимый для замены бурового раствора,

$$V_{о.ж.} = \frac{\pi}{4} (d^2 - d_n^2 + d_v^2) L_{нкт} k_1, \quad (20.6)$$

где  $d$  – средний внутренний диаметр эксплуатационной колонны;  $d_n, d_v$  – наружный и внутренний диаметры колонны НКТ;  $k_1$  – коэффициент длины.

Продолжительность закачки определяют по формуле

$$t_{о.ж.з} = V_{о.ж.} / q_{н.п} \quad (20.7)$$

где  $q_{н.п}$  – подача насоса, закачивающего облегченную жидкость.

Число насосных агрегатов определяют из условия, что процесс промывки (замены на облегченный раствор) не должен продолжаться свыше 2 ч [5]

$$n_a = V_c / 2 q_{н.п.} \quad (20.8)$$

где  $V_c$  – объем скважины, м<sup>3</sup>.

При снижении уровня жидкости с помощью компрессора (если приток пластового флюида не начинается после замены утяжеленного бурового раствора облегченной жидкостью), предельное значение глубины статического уровня жидкости ( $z_{ст}$ )<sub>пред</sub> (в м), при котором слив оттесняемой воздухом воды станет невозможным [20].

$$(z_{ст})_{пред} = \frac{P_{комп} S_k}{g(S_k + S_b)(\rho_{ж} - \rho_z P_{комп} / P_{ат})}, \quad (20.9)$$

где  $P_{комп}$  – наибольшее давление, создаваемое компрессором при подаче воздуха;  $S_k$  – площадь межколонного пространства;  $S_b$  – площадь поперечного сечения канала колонны НКТ;  $\rho_{ж}$  – плотность воды в эксплуатационной колонне, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_r$  – плотность воздуха при атмосферном давлении, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_r = 1,29$  кг/м<sup>3</sup>;  $P_{ат}$  – атмосферное давление, Па.

В случае, если  $z_{ст} < (z_{ст})_{пред}$ , то максимальная глубина, до которой может быть оттеснен уровень жидкости в межколонном пространстве,

$$(z_k)_{max} = P_{комп} / [g(\rho_{ж} - \rho_z P_{комп} / P_{ат})]. \quad (20.10)$$

**Пример 20.1.** Найти плотность облегченной жидкости при замене ею глинистого раствора плотностью 1200 кг/м<sup>3</sup> в скважине глубиной 2500 м, если пластовое давление составляет 24 МПа, а по опыту освоения предыдущих скважин для получения интенсивного притока требуется создать депрессию 8 МПа, причем максимальное давление на устье составляет 8 МПа.

**Решение.** По формуле (20.5)

$$\rho_{о.ж} = (24 - 8 + 8)10^6 / (2500 - 9,81) = 978 \text{ кг/м}^3.$$

**Пример 20.2.** Вычислить объем порции облегченной жидкости, необходимый для замены утяжеленного бурового раствора в вертикальной скважине, если известно, что глубина спуска колонны НКТ 2980 м, средний внутренний диаметр эксплуатационной колонны 126 мм, наружный и внутренний диаметры колонны НКТ соответственно 73 и 62 мм.

Решение. По уравнению (20.6)  
 $V_{о.ж.} = 0,785(0,126^2 - 0,073^2 + 0,062^2)2980 = 15,7 \text{ м}^3$ .

Пример 20.3. Рассчитать предельную глубину статического уровня воды для следующих условий: эксплуатационная колонна наружным диаметром 146 мм и средним внутренним 126 мм заполнена водой плотностью 1000 кг/м<sup>3</sup>; наружный диаметр колонны НКТ составляет 60 мм, давление на компрессоре УКП-80  $p_{комп} = 8 \text{ МПа}$ .

Решение. Площади поперечного канала в НКТ и межколонном пространстве

$$S_{в} = \frac{3,14}{4} 0,0503^2 = 1,99 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2;$$

$$S_{к} = \frac{3,14}{4} (0,126^2 - 0,06^2) = 9,64 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

По формуле (20.9)

$$(z_{ст})_{пред} = \frac{8 \cdot 10^6 \cdot 9,64 \cdot 10^{-3}}{9,81(9,64 + 1,99)10^{-3} [1000 - 1,29 \cdot 8 \cdot 10^6 / 0,1 \cdot 10^6]} = 870 \text{ м}.$$

## 20.2. Выбор и расчет колонны насосно-компрессорных труб

Размеры и масса НКТ гладких, с высаженными наружу концами, гладких высокогерметичных НКМ и безмуфтовых с высаженными наружу концами НКБ приведены в табл.12.2, 12.3 и 12.4 справочного пособия [7], а также в [5,6,15].

Оптимальный внутренний диаметр колонны НКТ определяется из выражения [5].

$$d_{в} = 188 \sqrt{\frac{\rho L}{p_1 - p_y}} \sqrt{\frac{Q_{ж} g L}{\rho g L - (p_1 - p_y)}}, \quad (20.11)$$

где  $\rho$  – плотность ГЖС, кг/м<sup>3</sup>;  $L$  – глубина спуска колонны НКТ (подъемных труб), м;  $p_1$  – для фонтанных скважин принимается как давление на забое  $p_{заб}$ , Па, для газлифтных скважин как пусковое давление  $p_n$ , Па;  $p_y$  – давление на устье, Па;  $Q_{ж}$  – дебит жидкости, добываемой из скважины, м<sup>3</sup>/сут.

После вычисления по формуле (20.11) выбираются по стандарту трубы ближайшего большего диаметра. В случае ступенчатой конструкции НКТ первая секция должна состояться из труб ближайшего к расчетному диаметру, а последующие секции – из труб большего диаметра.

Колонну НКТ рассчитывают на прочность при растяжении, на сопротивляемость смятию избыточным наружным давлением, на сопротивляемость разрыву избыточным внутренним давлением. Методика расчета свободно подвешенных колонн НКТи при наличии пакера несколько различны.

Предельные осевые растягивающие нагрузки  $P_{стр}$  (Н), при которых в резьбовом соединении гладких труб напряжения достигают предела текучести, определяют по формуле Яковлева-Шумилова. Предельное растягивающее усилие  $P_T$  (Н), при котором в теле труб с высаженными наружу концами (НКБ) возникает напряжение, равное пределу текучести, находят из выражения

$$P_T = \pi D \delta \sigma_T \quad (20.12)$$

Значения предельных сдвигающей и растягивающей нагрузок для НКТ можно найти в табл.12.6 [7], инструкции [5] и справочнике [15].

Допустимая растягивающая нагрузка  $[P]_p$ , действующая на верхнюю трубу каждой секции (ступени) должна составлять:  
для труб с гладкими концами и труб НКМ

$$[P]_p \leq P_{стр} / k_1; \quad (20.13)$$

для труб с высаженными наружу концами и труб НКБ

$$[P]_p \leq P_T / k_1; \quad (20.14)$$

где  $k_1$  – нормативный коэффициент запаса прочности (КЗП) для вертикальных скважин  $k_1 = 1,3$ .

В искривленных скважинах КЗП определяют по формуле

$$k_1' = \frac{k_1}{1 - k_1 C_0 (i_0 - 0,5)}, \quad (20.15)$$

где  $k_1$  – нормативный КЗП,  $k_1=1,3$ ;  $C_0$  – коэффициент, учитывающий прочностные характеристики материала труб,

$$C_0=ED/(4 \cdot 573 \sigma_T); \quad (20.16)$$

$i_0$  – интенсивность искривления, градус/10 м;  $E$  – модуль упругости, Па,  $E=2,1 \cdot 10^{11}$  Па.

При испытании колонны на герметичность или установке гидравлического пакера осевую растягивающую нагрузку  $P_p$  (Н) в верхней части произвольной  $n$ -й секции колонны НКТ находят из выражения

$$P_{p(n)} = \sum_{i=1}^n q_i l_i g + p_{н.в} S_v. \quad (20.17)$$

При извлечении пакера

$$P_{p(n)} = \sum_{i=1}^n q_i l_i g + \Delta P. \quad (20.18)$$

В формулах (20.17) и (20.18)  $i$  – порядковый номер секции;  $n$  – число секций;  $q_i$  – масса 1 м трубы  $i$ -й секции, кг;  $S_v$  – площадь проходного канала трубы, м<sup>2</sup>;  $p_{н.в}$  – внутреннее избыточное давление, Па;  $\Delta P$  – осевая растягивающая нагрузка при извлечении пакера, Н.

Значение  $P_{н.в}$  определяется техническими характеристиками пакера (см. табл. 12.8 [7]) и якоря (см. табл. 12.9 [7]), а максимальное значение  $\Delta P$  должно составлять 125 кН (см. табл. 12.10 [7] примечание).

Осевая сжимающая нагрузка при установке механического или гидромеханического пакеров

$$P_{сж} = P_{раз}, \quad (20.19)$$

где  $P_{раз}$  – разгрузка части веса труб на пакер, Н.

Значение  $P_{раз}$  определяется по табл. 20.10 [7].

Осевую нагрузку на колонну с пакером под влиянием давлений, собственного веса труб и температуры жидкости в скважине в процессе эксплуатации рассчитывают по формулам:

$$P_{p(n)} = \sum_{i=1}^n q_i l_i g + P_0, \quad (20.20)$$

$$P_0 = \frac{\pi d^2}{4} P_{\text{пак}} (1 - 2\mu) + \frac{\pi d^2 \mu}{2} P_{\text{бур}} - \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) \rho_H g h - \frac{\pi \mu}{4} (D^2 \Delta \rho_H - d^2 \Delta \rho_v) g l_{\text{пак}} - P_{\text{раз}} - P_t, \quad (20.21)$$

где  $P_0$  – дополнительная растягивающая (сжимающая) нагрузка, Н;  $p_{\text{пак}}$  – давление рабочее на пакере, Па;  $\mu=0,3$  – коэффициент Пуассона;

$$\Delta \rho_H = \rho_H - \rho'_H; \quad \Delta \rho_v = \rho'_v - \rho_v,$$

$\rho'_H, \rho'_v$  – плотность жидкости снаружи и внутри колонны НКТ после ее спуска в скважину,  $\text{кг/м}^3$ ;  $l_{\text{пак}}$  – глубина установки пакера от устья скважины, м;  $P_t$  – осевая нагрузка от температурных изменений, Н,

$$P_t = a E S \Delta t;$$

$a$  – коэффициент линейного расширения, для стали  $a=12 \cdot 10^{-6}$ ;  $\Delta t$  – средняя температура жидкости в скважине,  $^{\circ}\text{C}$  (при нагреве принимается со знаком «+»; при охлаждении – со знаком «-»);

$$\Delta t = \frac{(t_3 - t_1) + (t_4 - t_2)}{2};$$

$t_1, t_2$  – температура в скважине соответственно на устье и на глубине  $l_{\text{пак}}$  до начала эксплуатации,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $t_3, t_4$  – температура в скважине соответственно на устье и на глубине  $l_{\text{пак}}$  во время эксплуатации,  $^{\circ}\text{C}$ .

При эксплуатации скважин на колонну НКТ действуют дополнительные нагрузки, вызванные внутренним и наружным давлениями. Схема конструкции двух- и однорядных лифтовых колонн с пакером и без пакера показаны на рис. 20.1 и рис. 20.2 [5] соответственно.

Наружное избыточное давление ( $P_a$ ) определяют из выражения

$$P_{\text{н.из}} = p_0 + (\rho_H - \rho_v) z g, \quad (20.22)$$

где  $p_0$  – давление на устье при освоении, Па;  $\rho_H = \rho_0$  – плотность жидкости, закачиваемой в скважину при освоении,  $\text{кг/м}^3$ .

На однорядную колонну НКТ без пакера в процессе эксплуатации действует наружное избыточное давление (Па), вычисляемое по формуле

$$P_{н.и.з} = [p_{заб} - \rho_{ж}g(L - z)] - \left[ (p_{заб} - p_{буф}) \frac{z}{L} + p_{буф} \right], \quad (20.23)$$

где  $p_{заб}$  – забойное давление, Па;  $\rho_{ж} = \rho_{в} = \rho_{н}$  – плотность жидкости в скважине, кг/м<sup>3</sup>;  $p_{буф}$  – буферное устьевое давление, Па.

При расчете колонны НКТ, на которую действует внутреннее избыточное или наружное избыточное давление, верхнюю трубу каждой секции проверяют на прочность.

Внутреннее избыточное давление  $p_{т}$  (Па), при котором наибольшее напряжение в трубах достигает предела текучести, определяют по формуле Барлоу  $p_{кр} = 2\delta\sigma_{т}/d_{н}$ .

Внутреннее избыточное давление не должно превышать допускаемого значения

$$p_{н.в} \leq p_{т}/k_2, \quad (20.24)$$

где  $k_2 = 1,32$  – нормативный КЗП.

Наружное избыточное давление  $p_{кр}$  (Па), при котором наибольшие напряжения в трубах достигают предела текучести, определяют по формуле Г.М.Саркисова [15].

Значения  $p_{т}$  и  $p_{кр}$ , приведены в табл. 12.11 [7].

$$p_{н.н} \leq p_{кр}/k_3, \quad (20.25)$$

где  $k_3 = 1,15$  – КЗП.

При совместном действии растягивающей осевой нагрузки и наружного давления на свободно подвешенную колонну условие прочности трубы описывается выражением

$$\frac{P_p}{S} + 1,15 \frac{p_{н.нз} D}{2\delta} \leq \frac{\sigma_m}{k_1}, \quad (20.26)$$

где  $P_p$  – растягивающая нагрузка, Н;  $p_{н.нз}$  – наружное избыточное давление, Па;  $D$  – наружный диаметр трубы, мм;  $S$  – площадь поперечного сечения трубы, мм<sup>2</sup>;  $k_1 = 1,3$ .



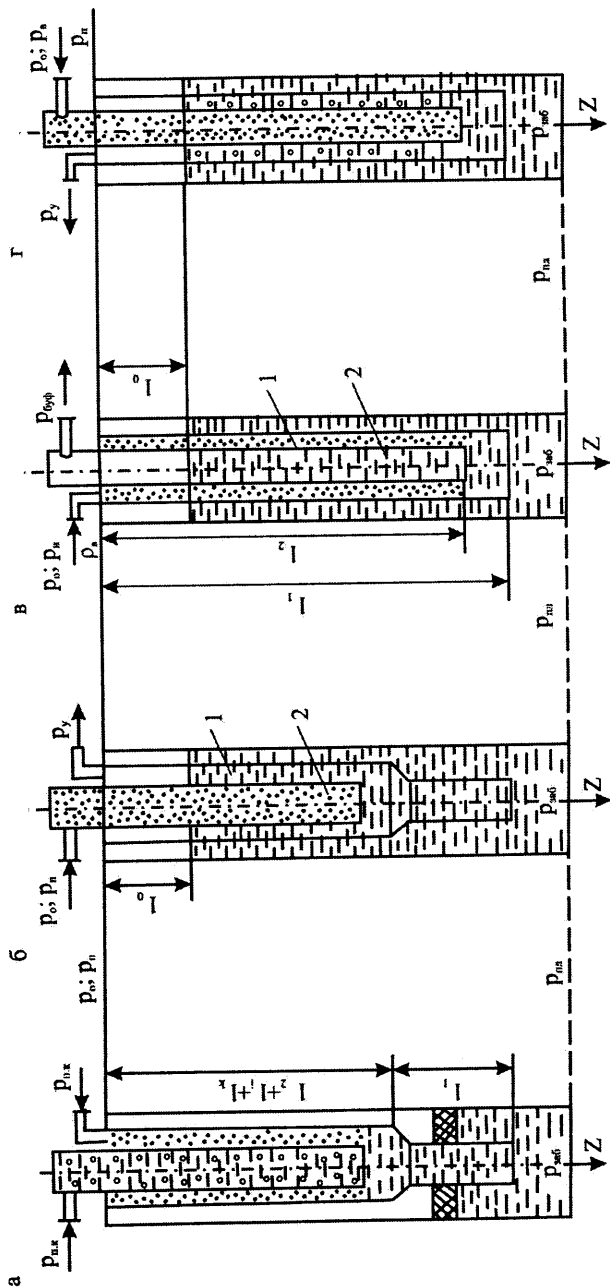


Рис.20.1.  
 Конструкции двухрядных лифтовых колонн (подъемников) с пакером (а), и без пакера (б),  
 а также кольцевая (з) и центральная (з) системы.  
 1,2 — номера рядов

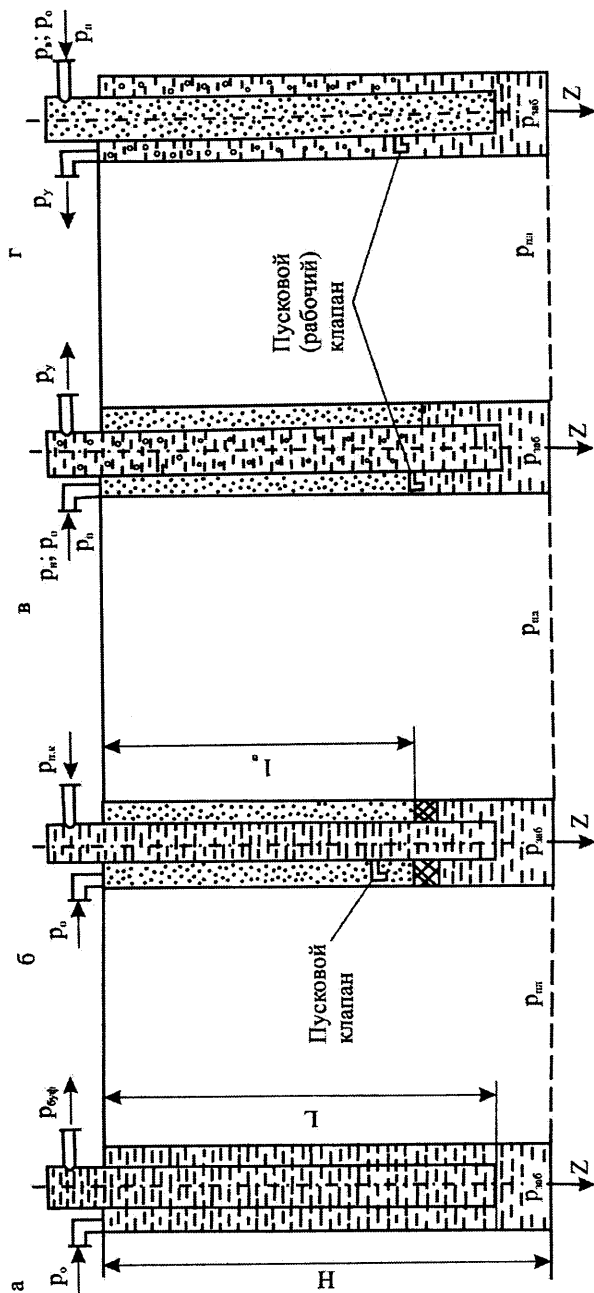


Рис.20.2.  
 Конструкция односторонних лифтовых колонн без пакера (а), с пакером (б),  
 а также кольцевая (в) и центральная (г) системы

В процессе установки пакера (механического или гидромеханического) нижняя часть колонны НКТ находится в изогнутом состоянии. Условие прочности этого участка записывается в следующем виде:

$$P_{сж} \left( \frac{1}{S_0} + \frac{f}{2W_0} \right) \leq \frac{\sigma_m}{k_1}, \quad (20.27)$$

где  $P_{сж}$  – осевая сжимающая нагрузка (разгрузка на пакер), Н;  $S_0$  – площадь опасного сечения труб (для гладких труб по основной плоскости), м<sup>2</sup>;  $f$  – зазор между обсадной колонной и колонной НКТ, м;  $W_0$  – осевой момент сопротивления опасного сечения труб, м<sup>3</sup>.

Критическая сжимающая нагрузка (Н), при которой колонна НКТ подвергается продольному изгибу, определяется по формуле

$$P_{кр} = 3,35^3 \sqrt{EI(qg)^2}, \quad (20.28)$$

где  $EI$  – жесткость трубы, Н·м<sup>2</sup>;  $q$  – масса 1 м труб в воздухе, кг/м.

Нижняя часть колонны НКТ над пакером может принять изогнутую форму не только при установке пакера, но и в процессе эксплуатации скважины под действием осевых сжимающих нагрузок, связанных с влиянием давлений и температуры. Условие прочности при этом записывается в следующем виде:

$$\frac{[p_{у.с.у} + (\rho_s - \rho_n) \gamma_n g] D}{2\delta} + \frac{P_0}{S_0} + \frac{0,2f}{W_0} [P_0 + (p_{у.с.у} + \rho_s g l_n) S_s - \rho_n g l_n S_n] \leq \frac{\sigma_m}{k_1}, \quad (20.29)$$

где  $P_0$  – определяют по формуле (20.21), Н; значения  $S_0$ ,  $W_0$ ,  $S_s$ ,  $S_n$  можно вычислить по формулам, или данным табл. 12.12 [7].

Для каждой секции колонны НКТ надо определять КЗП по следующим формулам: для гладких труб и труб типа НКМ

$$k_{1(n)} = P_{стр(n)} / P_{p(n)}; \quad (20.30)$$

для труб с высаженными наружу концами и типа НКБ

$$k_{1(n)} = P_{\pi(n)} / P_{p(n)}, \quad (20.31)$$

где  $P_{p(n)}$  – определяют по формуле (20.20).

КЗП можно вычислить также по формуле:

$$k_{1(n)} = \frac{P_{\text{стр}(n)}}{\sum_{i=1}^n l_i q_i g + P_0} \quad (20.32)$$

Длину первой секции (м) свободно подвешенной колонны (рис.20.2, а, в, з) рассчитывают по формуле.

$$l_1 = P_{\text{стр}} / k_1 q_1 g \quad (20.33)$$

где  $P_{\text{стр}}$  – страгивающая нагрузка для труб с гладкими концами или растягивающая нагрузка  $P_T$  для труб с высаженными наружу концами и труб типов НКМ и НКБ, Н;  $k_1$  – КЗП на растяжение;  $q_1$  – теоретическая масса 1м колонны НКТ, кг/м.

Предельные глубины спуска одноступенчатой колонны, составленной из труб по ГОСТ 633-80 одной группы прочности при  $k_1=1,3$  даны в табл.10.31 и 10.32 [1]; 12.13 [4].

Длина второй и последующих секций находят по формуле

$$l_n = \frac{\frac{P_{\text{стр}(n)}}{k_1} - \sum_{i=1}^{n-1} l_i q_i g}{q_n g} \quad (20.34)$$

где  $P_{\text{стр}(n)}$  – страгивающая нагрузка для труб  $n$ -й секции, Н;  $l_i$  и  $q_i$  – длина (м) и масса (кг/м) труб  $i$ -й секции.

Можно также воспользоваться выражением

$$l_n = \frac{P_{\text{стр}(n)} - P_{\text{стр}(n-1)}}{k_1 q_n g} \quad (20.35)$$

Длину первой секции колонны, устанавливаемой с гидравлическим (гидромеханическим) пакером, или колонны, подвергаемой испытанию на герметичность, определяют из выражения

$$l_n = \frac{\frac{P_{\text{стр}(n)}}{k_1} - P_0}{q_1 g} \quad (30.36)$$

Длину второй и последующей секции ( $n \geq 2$ ).

$$l_n = \frac{\frac{P_{\text{смп}(n)}}{k_1} - \sum_{i=1}^{n-1} l_i q_i g - P_{\text{Д}}}{q_n g}, \quad (20.37)$$

где  $P_{\text{доп}}$  – дополнительная нагрузка, действующая на колонну от избыточного устьевого давления или от напряжения колонны при освобождении пакера, Н.

В расчетах принимается большее из значений  $P_{\text{Д}}$ , полученных по формулам

$$P_{\text{Д}} = S_{\text{п}} p_{\text{пак}}; \quad P_{\text{Д}} = S_{\text{в.р.в.}} p_{\text{р.в.}}; \quad P_{\text{доп}} = \Delta P, \quad (20.38)$$

где  $S_{\text{в}}$  – площадь проходного канала труб, м<sup>2</sup>;  $p_{\text{пак}}$  – рабочее давление пакера, Па;  $\Delta P$  – усилие натяжения колонны при освобождении пакера, Н.

**Пример 20.4.** Определить диаметр колонны НКТ, свободно подвешенной без пакера, при следующих условиях: плотность жидкости, закачиваемой в скважину при освоении  $\rho = 820$  кг/м<sup>3</sup>; длина колонны НКТ  $L = 3100$  м; давление на забое  $p_{\text{заб}} = 25$  МПа; давление на устье (буфере)  $p_{\text{у}} = 3,5$  МПа; предполагаемый отбор (дебит) жидкости из скважины  $Q_{\text{ж}} = 73$  м<sup>3</sup>/сут.

**Решение.** Оптимальный внутренний диаметр колонны НКТ определяется по формуле (20.11)

$$d_{\text{в}} = 188 \sqrt[3]{\frac{0,82 \cdot 10^3 \cdot 3100}{25 \cdot 10^6 - 3,5 \cdot 10^6}} \sqrt[3]{\frac{73 \cdot 9,8 \cdot 3100}{0,82 \cdot 10^3 \cdot 9,8 \cdot 3100 - (25 - 3,5) \cdot 10^6}} = 56 \text{ мм.}$$

По табл.12.2 [7] принимается ближайший большой стандартный внутренний диаметр труб 59 мм и соответственно трубы 73x7-D по ГОСТ 633-80.

**Пример 20.5.** Воспользовавшись условием и решением примера 20.4, рассчитать колонну НКТ, при следующих исходных данных: внутренний диаметр обсадной колонны  $d_{\text{в}} = 132$  мм; интенсивность искривления ствола в интервале 500-2080 м составляет  $i_{\text{в}} = 3^{\circ}/10\text{м}$ ,  $k'_1 = 1,4$ , пластовое давление  $p_{\text{пл}} = 29$  МПа; давление на устье при освоении  $p_{\text{у}} = 10$  МПа; плотность жидкости в скважине  $\rho_{\text{ж}} = 1040$  кг/м<sup>3</sup>;  $P_{\text{с.т.р.}} = 370$  кН.

**Решение.** Длина первой секции для выбранных труб 73x7 и значению  $P_{\text{с.т.р.}} = 370$  кН по формуле (20.33) при  $i_{\text{в}} = 3^{\circ}/10\text{м}$ ,  $k'_1 = 1,4$ .

$$l_1 = \frac{370 \cdot 10^3}{1,40 \cdot 11,7 \cdot 9,8} = 2305 \text{ м.}$$

При совместном действии растягивающей осевой нагрузки и наружного давления верхняя труба первой секции на глубине  $z=L-l_1=3100-2305=795$  м проверяется на наружное давление по формулам (20.22) и (20.23):

$$p_{н.нз} = 1 \cdot 10^7 + (820 - 1040)795 = 9,8 \cdot 10^6 \text{ Па;}$$

$$p_{н.нз} = [25 \cdot 10^6 - 820(3100 - 795)] -$$

$$\left[ (25 \cdot 10^6 - 3,5 \cdot 10^6) \frac{795}{3100} + 3,5 \cdot 10^6 \right] = 14,1 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

По большому из рассчитанных значений  $p_{н.нз}$  определяем фактическое значение КЗП по формуле (20.25)

$$\frac{264,3 \cdot 10^3}{14,5 \cdot 10^{-4}} + 1,15 \frac{14,1 \cdot 10^6 \cdot 73}{2 \cdot 7} = \frac{373 \cdot 10^6}{k'_1},$$

где  $P_p = 9,8 \cdot 11,7 \cdot 2305 = 264,3 \cdot 10^3 \text{ Н}$ ;  $S = 14,5 \text{ см}^2$ ;  $k'_1 = 1,4$ , что больше допустимого.

Длину второй секции определяем по формулам (20.34) и (20.35) и комплектуем эту секцию из труб 73x7-К по ГОСТ 633-80 (по возрастной группе прочности).

Согласно табл. 12.6 [7]  $P_{стр2} = 486 \cdot 10^3 \text{ Н}$ ,  $P_{стр1} = 370 \cdot 10^3 \text{ Н}$ ;  $k'_1 = 1,38$ .

Следовательно,

$$l_2 = \frac{(486 - 370) \cdot 10^3}{1,38 \cdot 9,8 \cdot 11,7} = 734 \text{ м.}$$

Последнюю третью секцию комплектуем из труб 73x7-Е по ГОСТ 633-80:  $l_3 = L - (l_1 + l_2) = [3100 - (2305 + 734)] = 61 \text{ м}$ .

Однако в целях уменьшения числа секций в колонне целесообразно вторую секцию колонны НКТ комплектовать из труб с высаженными наружу концами 73x7 группы прочности Д. По табл.12.6 и 12.7 [7]  $P_{т2} = 540 \cdot 10^3 \text{ Н}$ ;  $k'_1 = 1,40$ .

$$\text{Тогда } l_2 = \frac{(540 - 370) \cdot 10^3}{1,40 \cdot 9,8 \cdot 11,87} = 1044 \text{ м.}$$

Длина второй секции  $l_2=3100-2305=795\text{м}$ .

По формуле (20.25) проверим на прочность верхнюю трубу второй секции с учетом избыточного наружного давления  $p_{н.н}=10^7\text{МПа}$  при  $P_p=(9,8 \cdot 11,70 \cdot 2305 + 9,8 \cdot 795 \cdot 11,87)=356,7 \cdot 10^3\text{Н}$ ;

$$\frac{356,7 \cdot 10^3}{14,5 \cdot 10^{-4}} + 1,15 \frac{10^7 \cdot 73}{2 \cdot 7} = \frac{373 \cdot 10^6}{k'_1}.$$

Коэффициент  $k'_1=1,22$ , что меньше допустимого. Следовательно, вторую секцию колонны НКТ необходимо комплектовать из труб 73x7 группы прочности К.

При проверке на прочность

$$\frac{356,7 \cdot 10^3}{14,5 \cdot 10^{-4}} + 1,15 \frac{10^7 \cdot 73}{2 \cdot 7} = \frac{491 \cdot 10^6}{k'_1}.$$

Устанавливаем, что  $k'_1=1,6$ , что больше допустимого значения.

Конструкция колонны, полученная в результате расчета, приведена в табл.20.1

Т а б л и ц а 20.1

Номер секции	Условное обозначение труб по ГОСТ 633-80	Длина секции, м	Вес секции, кН	Коэффициент запаса прочности $k_1$
1	73x7-Д	2305	264	1,40
2	В-73x7-К	795	92,5	1,60

**Пример 20.6.** Рассчитать колонну НКТ с гидравлическим пакером, установленным на глубине  $l_{\text{пак}}=2900\text{ м}$  в вертикальной скважине  $H=2980\text{ м}$  для следующих условий: внутренний диаметр обсадной колонны  $D_0=132\text{ м}$ ; давление на забое  $p_{\text{заб}}=24\text{ МПа}$ ; давление на устье  $p_{\text{буф}}=2,5\text{ МПа}$ ; пластовое давление  $p_{\text{пл}}=28\text{ МПа}$ ; перепад давления на пакере  $p_{\text{пак}}=21\text{ МПа}$ ; предполагаемый дебит (отбор) жидкости из скважины  $Q_{\text{ж}}=53\text{ м}^3/\text{сут}$ ; плотность жидкости: добываемой  $\rho_{\text{в}}=840\text{ кг/м}^3$ , в скважине  $\rho_{\text{ж}}=900\text{ кг/м}^3$ , закачиваемой в скважину при освоении  $\rho_{\text{н}}=840\text{ кг/м}^3$ ; температура жидкости в скважине в процессе эксплуатации: на устье  $t_3=35^{\circ}\text{C}$ ,  $t_4=90^{\circ}\text{C}$ ; длина колонны НКТ  $L=2930\text{ м}$ .

**Решение.** На основании исходных данных оптимальный внутренний диаметр колонны НКТ определяется из выражения (20.11):

$$d_s = 188 \sqrt{\frac{0,84 \cdot 10^3 \cdot 2930}{24 \cdot 10^6 - 2,5 \cdot 10^6}} \sqrt{\frac{53 \cdot 9,8 \cdot 2930}{0,84 \cdot 10^3 \cdot 9,8 \cdot 2930 - (24 \cdot 10^6 - 2,5 \cdot 10^6)}} = 60 \text{ мм.}$$

Расчетному диаметру соответствуют трубы с наружным диаметром 73 мм. Выбираем трубы 73x5,5-Д по ГОСТ 633-80.

По прочностным характеристикам труб, приведенным в табл.12.6 [7], определяем длину первой секции колонны НКТ по формуле (20.36) при  $k'_1=1,3$ ;  $P_{стр1}=278 \cdot 10^3 \text{ Н}$ ;

$$l_1 = \frac{\frac{278 \cdot 10^3}{1,3} - 10^5}{9,47 \cdot 9,8} = 1227 \text{ м.}$$

Здесь  $P_d = 21 \cdot 10^6 \cdot 30,18 \cdot 10^{-4} = 63,4 \cdot 10^3 \text{ Н}$  (см. формулу (20.38) и табл.12.12 [7]). Так как дополнительная максимальная нагрузка при извлечении пакера  $\Delta P = 10^5 \text{ Н}$  больше нагрузки от действия давления, то для расчета принимаем наибольшее значение  $P_d = \Delta P = 10^5 \text{ Н}$ .

Длина первой секции  $l_1$  меньше общей длины колонны  $L$ , поэтому необходимо выполнить расчет длины второй секции.

Вторую секцию составляем из труб 73x5,5-К и рассчитываем по формуле (20.37) при  $k'_1=1,3$ ;  $P_{стр2}=365 \cdot 10^3 \text{ Н}$ :

$$l_2 = \frac{\frac{365 \cdot 10^3}{1,3} - 1227 \cdot 9,47 \cdot 9,8 - 10^5}{9,47 \cdot 9,8} = 730 \text{ м.}$$

Так как  $l_1 + l_2 < L$ , то необходимо выполнить расчет третьей секции, которую составляем из труб 73x5,5-Е ( $k'_1=1,3$ ;  $P_{стр3}=402 \cdot 10^3 \text{ Н}$ ):

$$l_3 = \frac{\frac{402 \cdot 10^3}{1,3} - 9,47 \cdot 9,8(1227 + 730) - 10^5}{9,47 \cdot 9,8} = 298 \text{ м.}$$

Так как  $l_1 + l_2 + l_3 < L$ , то необходимо выполнить расчет четвертой секции, которую составляем из труб 73x5,5-Л ( $k'_1=1,3$ ;  $P_{стр4}=476 \cdot 10^3 \text{ Н}$ ):

$$l_4 = \frac{\frac{476 \cdot 10^3}{1,3} - 9,47 \cdot 9,8(1227 + 730 + 298) - 10^5}{9,47 \cdot 9,8} = 613 \text{ м.}$$



Поскольку  $l_1+l_2+l_3+l_4=2868 \text{ м} < L$ , то последнюю, пятую, секцию необходимо составить из труб 73x5,5-М по ГОСТ 633-80 ( $P_{\text{стр}5}=540 \cdot 10^3 \text{ Н}$ );  $l_5=(2930-2868)=63 \text{ м}$ .

Согласно приведенным расчетам последнюю, пятую, секцию колонны составляем из труб 73x5,5-М ( $P_{\text{стр}5}=540 \cdot 10^3 \text{ Н}$ ).

Данная предельная нагрузка соответствует трубам В-73x5,5-К, у которых  $P_{\tau}=572 \cdot 10^3 \text{ Н}$ . Поэтому вместо четырех последних секций колонны (групп прочности К, Е, Л, М) можно составить одну секцию из труб В-73x5,5-К:

$$l_2 = \frac{\frac{572 \cdot 10^3}{1,3} - 9,47 \cdot 9,8 \cdot 1227 - 10^5}{9,64 \cdot 9,8} = 2393 \text{ м};$$

$$l_1+l_2=1227+2393=3620 \text{ м} > L.$$

Поэтому длину второй секции принимаем

$$l_2=L-l_1=2930-1227=1703 \text{ м}.$$

В процессе эксплуатации скважины с гидравлическим пакером колонну проверяют на устойчивость под воздействием температуры и давления.

С этой целью определяется осевая нагрузка на трубы по формуле (20.20), предварительно рассчитываются дополнительные нагрузки  $P_t$ ,  $P_0$  при  $P_{\text{раз}}=0$ :

$$P_t=12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 11,65 \cdot 10^{-4} \cdot 20=58716 \text{ Н}=58,72 \cdot 10^3 \text{ Н},$$

$$\text{где } \Delta t = \frac{(35-15)+(90-70)}{2} = 20 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$P_0 = \frac{3,14}{4} 6,2^2 \cdot 10^{-4} \cdot 21 \cdot 10^6 (1 - 2 \cdot 0,3) - \frac{3,14}{4} (7,3^2 - 6,2^2) \cdot 10^{-4} \cdot 0,82 \cdot 10^4 \cdot 2930 + \\ + \frac{3,14 \cdot 0,3}{2} 6,2 \cdot 10^{-4} \cdot 2,5 \cdot 10^6 - \frac{3,14 \cdot 0,3}{2} (7,3^2 \cdot 0,82 - 6,2^2 \cdot 0,82) 10^4 \cdot 10^{-4} \cdot 2900 - \\ 58,72 \cdot 10^3 = -174206 \text{ Н} = -174 \text{ кН}.$$

Так как  $P_0$  величина отрицательная, КЗП по формуле (20.21) не определяют. В этом случае над пакером действуют сжимающие нагрузки. Критическую сжимающую нагрузку определяем по формуле (20.28):

$$P_{кр} = 3,35 \sqrt[3]{137540(9,47 \cdot 9,8)^2} = 3544 \text{ Н.}$$

Поскольку  $P_0 > P_{кр}$ , нижняя часть колонны над пакером изогнется. При этом условие прочности проверяем по формуле (20.29) при следующих значениях величин:

$$S_b = 30,18 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2; S_n = 41,83 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2; S_0 = 8,51 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2;$$

$$W_0 = 13,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3; \rho_b = 0,84 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3; \rho_n = 0,84 \cdot 10^4 \text{ кг/м}^3;$$

$$f = \frac{13,2 - 7,3}{2} = 2,95 \text{ см} = 2,95 \cdot 10^{-2} \text{ м};$$

$$\frac{[2,5 \cdot 10^6 + (0,82 - 0,82) \cdot 2900 \cdot 10^4] \cdot 73}{2 \cdot 5,5} + \frac{-174 \cdot 10^3}{8,51 \cdot 10^{-4}} + \frac{0,2 \cdot 2,95 \cdot 10^{-2}}{13,3 \cdot 10^{-6}} \times$$

$$\times \left[ \frac{-174 \cdot 10^3 + (2,5 \cdot 10^6 + 0,82 \cdot 10^4 \cdot 2900) \cdot 73}{-30,18 \cdot 10^{-4} - 0,82 \cdot 10^4 \cdot 2900 \cdot 4183 \cdot 10^{-4}} \right] = \frac{373 \cdot 10^6}{k_1}$$

Отсюда  $k_1 = 1,98$ , что больше допустимого значения.

Конструкция колонны, полученная в результате расчета, и наиболее рациональная конструкция колонны приведены в табл.20.2.

Т а б л и ц а 20.2.

Конструкция колонны					
Номер секции (снизу вверх)	Условное обозначение труб по ГОСТ 633-80	Длина секции, м	Вес секции кН	Коэффициент запаса прочности	
				$k_1$	$k_2$
Расчетная					
1	73x5,5-Д	1227	116	1,3	1,96
2	73x5,5-К	730	68	1,3	-
3	73x5,5-Е	298	27	1,3	-
4	73x5,5-Л	613	57	1,3	-
5	73x5,5-М	62	57	1,54	-
Наиболее рациональная					
1	73x5,5-Д	1227	116	1,3	1,98
2	В-73x5,5-К	1703	161	1,54	-

### 20.3. Освоение водоносных горизонтов

Работы по освоению водоносных горизонтов предусматриваются сразу же после оборудования прифильтровой зоны. Если для вскрытия пласта применяется техническая вода, то процесс освоения сводится к прокачке эрлифтом или струйным насосом, поскольку они могут перекачивать воду с большим содержанием твердой фазы.

Освоение бесфильтровых скважин начинается с размыва воронки в зоне пласта.

При вскрытии рыхлых водовмещающих горизонтов с использованием глинистого раствора (при залегании уровня подземных вод менее, чем на 3м от поверхности) может быть использован метод освоения (разглинизации) с помощью обратной промывки.

Если проведена разглинизация, может быть использован способ нагнетания воды в пласт с помощью пакерного устройства [13].

Практикой установлено [13], что давление нагнетания воды в разглинизированный пласт для мелкозернистых песков составляет  $0,5 \div 0,7 P_r$  и для крупнозернистых не более  $0,5 P_r$  ( $P_r$  – геостатическое давление).

Избыточное давление, устанавливаемое во внутренней полости оболочки пакера рассчитывается по формуле

$$p_{и\leq} = \frac{[\sigma](D_c^2 - d_{o.n}^2)}{d_{o.n} - d_{ш.п}}, \quad (20.39)$$

где  $[\sigma]$  – допустимое напряжение резины на разрыв;  $D_c$  – диаметр скважины (наружный диаметр оболочки, прижатой к стенкам скважины);  $d_{o.n}$  – внутренний диаметр оболочки пакера после прижатия его к стенкам скважины;  $d_{ш.п}$  – наружный диаметр штока пакера, на котором закреплена герметизирующая оболочка.

Способы освоения (декольматажа) и их параметры более подробно изложены в учебном пособии [9].

### 20.4. Освоение геотехнологических скважин

Работы по освоению геотехнологических скважин также включают удаление глинистой корки со стенок скважин в интервале размещения фильтров, создание вокруг фильтра породной оболочки с фильтрацией

не ниже естественной фильтрации пород рудовмещающего горизонта и очистку полости фильтра от механических примесей.

Основной объем работ по освоению скважин связан с разглинизацией пород продуктивного горизонта, разрушением зон кольматации продуктивного пласта и фильтра. Процесс разглинизации включает следующие последовательно выполняемые операции [12]:

снижение противодавления на продуктивный горизонт заменой раствора, находящегося в эксплуатационной колонне, менее плотным, например водой;

снижение противодавления на пласт понижением уровня раствора в эксплуатационной колонне ниже пьезометрического уровня пластовых вод, в результате чего происходит обрушение глинистой корки со стенок скважины и вынос продуктов кольматации в полость отстойника через окна, выполненные в его боковых стенках;

подъем продуктов кольматации из скважин эрлифтом с одновременной подачей в полость эксплуатационной колонны воды для предотвращения забивки отверстий фильтра обрушающейся породой. При этом расход подаваемой воды должен быть меньше производительности откачки эрлифтом. Разглинизация скважины заканчивается при поступлении с откачиваемым раствором чистого песка.

Завершающий этап освоения скважин подземного выщелачивания – прокачка (для откачных скважин) и налив (для нагнетательных скважин) с производительностью, превышающей проектную не менее чем в 1,5 раза. Прокачку осуществляют эрлифтом или погружным электронасосом. Налив производят свободной подачей воды в скважину или под давлением с помощью поршневых или центробежных насосов.

Если требуемая производительность скважин не достигается, их подвергают дополнительной химической обработке с применением растворов солей и кислот.

Рекомендуемый способ химической обработки скважин заключается в цикличном задавливании химических реагентов в прифильтровую зону и выносе растворенных отложений в полость колонны с последующей откачкой их на поверхность.

#### Список литературы

1. Башкатов Д.Н., Драхлис С.Л., Сафонов В.В., Квашнин Г.П. Специальные работы при бурении и оборудовании скважин на воду. М., Недр, 1988.

2. Башкатов Д.Н., Панков А.В., Коломиец А.М. Прогрессивная технология бурения гидрогеологических скважин. М., Недра, 1992.
3. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению.: В 4т – М.: Недра, 1993-96.
4. Булатов А.И., Кочмар Ю.Д., Макаренко П.П., Яремийчук Р.С. Освоение скважин. Справочное пособие/ Под.ред. Р.С.Яремийчука.М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999.
5. Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб. ВНИИТнефть. Куйбышев. 1990.
6. Иогансен К.Б. Спутник буровика. Справочник. -3-е изд. перераб. и доп.М.:Недра, 1990.
7. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.Г. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые./ Под ред. А.Г. Калинина - .: ООО Недра-Бизнесцентр», 2001.
8. Сароян А.Е., Субботин М.А. Эксплуатация колонн насосно-компрессорных труб. М., Недра, 1985.
9. Сердюк Н.И., Куликов В.В., Тунгусов А.А., и др. Бурение скважин различного назначения М.: РГГРУ, 2006.
10. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. –М.: Недра, 1988.
11. Соловьев Е.М. Задачник по заканчиванию скважин. М., Недра, 1989.
12. Справочник по геотехнологии урана / В.И.Белецкий, Л.К. Богатков, Н.И. Волков и др. Под. ред. Д.И. Скороварова М., Энергоатомиздат, 1997.
13. Справочник по бурению скважин на воду. Под ред. Д.Н.Башкатова, М.: Недра, 1979.
14. Справочник по бурению и оборудованию скважин на воду / Под общ. ред. В.В. Дубровского. – 2-е изд. перераб. и доп. –М.: Недра. 1972.
15. Трубы нефтяного сортамента. Справочник /Под общей ред. А.Е. Сарояна. М., Недра, 1987.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие.....	3
1. Определение инженерно-геологических условий бурения.....	5
1.1 Оценка механических, абразивных и теплофизических свойств горных пород.....	5
1.2 Буримость горных пород.....	16
1.3 Геостатическое, боковое и пластовое давления.....	20
1.4 Гидростатическое и дифференциальное давление на забой. Давление гидроразрыва горной породы.....	24
1.5 Температура горных пород и циркулирующего бурового раствора. Мерзлые породы.....	26
1.6 Оценка напряженного состояния пород в приствольной зоне и устойчивости стенок скважины.....	31
1.7 Анизотропность свойств горных пород.....	33
Список литературы.....	35
2. Выбор породоразрушающих инструментов.....	36
2.1 Бурение неглубоких скважин без очистного агента...	36
2.2 Ударно-канатное бурение.....	37
2.3 Колонковое бурение.....	38
2.4 Бурение нефтяных, газовых и водозаборных скважин.....	43
2.5 Принципы выбора типа долота.....	49
Список литературы.....	58
3. Обоснование выбора типа циркулирующего агента.....	60
3.1 Принципы выбора свойств циркулирующих агентов.....	60
3.2 Выбор состава буровых растворов и газообразных агентов.....	74
3.3 Выбор химических реагентов, применяемых для регулирования свойств циркулирующих агентов.....	76
Список литературы.....	81
4. Выбор способа бурения.....	82
4.1 Выбор способа бурения при разведке россыпных месторождений и инженерно-геологических скважин.....	82
4.2 Выбор способа бурения колонковых разведочных скважин.....	84
4.3 Выбор способа бурения скважин на воду.....	86

4.4	Выбор способа бурения глубоких скважин на нефть и газ.....	88
	Список литературы.....	92
5.	Проектирование профиля скважины.....	94
5.1	Выбор проектного направления оси геолого-разведочной скважины.....	94
5.2	Расчет параметров проектного профиля наклоннонаправленных и горизонтальных скважин на нефть и газ.....	105
	Список литературы.....	124
6.	Проектирование конструкций скважин.....	125
6.1	Проектирование конструкций геологоразведочных и инженерно-геологических скважин.....	125
6.2	Проектирование конструкций водозаборных скважин.....	129
6.3	Проектирование конструкций скважин на нефть и газ.....	133
6.4	Принципы построения конструкций геотехнологических скважин.....	150
6.5	Выбор конструкции геотермальных скважин.....	156
6.6	Рекомендации по выбору конструкции газовых скважин в районах многолетнемерзлых пород.....	157
	Список литературы.....	158
7.	Расчеты, связанные с приготовлением, регулированием свойств и утяжелением циркулирующих агентов.....	160
7.1	Расчет потребного количества бурового раствора для бурения скважины.....	160
7.2	Расчеты при приготовлении и утяжелении буровых растворов.....	162
7.3	Расчеты при регулировании свойств буровых растворов.....	169
7.4	Расчеты при приготовлении эмульсионных, полимерных и полимербентонитовых растворов.....	175
	Список литературы.....	180
8.	Выбор буровой установки. Расчет потребной мощности буровой установки.....	182

8.1	Принципы выбора типа буровых установок.....	182
8.2	Расчет потребной мощности буровой установки.....	192
8.3	Расчет мощности двигателей, потребной для промывки (продувки) скважины.....	205
	Список литературы.....	207
9.	Выбор и расчет бурильной колонны.....	209
9.1	Выбор типа и размера бурильных труб.....	209
9.2	Выбор параметров УБТ.....	213
9.3	Проверочный расчет бурильной колонны на прочность.....	222
	Список литературы.....	243
10.	Расчет обсадных колонн.....	245
10.1	Нагрузки, действующие на обсадные трубы геологоразведочного сортамента.....	245
10.2	Расчет обсадных колонн, составленных из труб нефтяного сортамента.....	248
10.3	Расчет усилия натяжения обсадной колонны.....	289
10.4	Особенности расчета обсадных колонн для специфических условий в скважине.....	295
	Список литературы.....	296
11.	Расчеты, связанные с цементированием обсадных колонн, технологическим и ликвидационным тампониowaniem... ..	298
11.1	Выбор тампонажного материала.....	298
11.2	Проектирование подготовки ствола скважины.....	302
11.3	Определение конфигурации и объема ствола скважины.....	305
11.4	Расчет одноступенчатого цементирования.....	312
11.5	Расчет установки цементного моста в открытом стволе скважины.....	326
11.6	Технологическое тампониowanie.....	328
11.7	Ликвидационное тампониowanie.....	328
	Список литературы.....	334
12.	Основы расчета и проектирования бурового оборудования.....	336
12.1	Талевые системы.....	336
12.2	Канаты талевых систем.....	341



12.3	Буровые вышки и мачты.....	348
12.4	Буровые лебедки.....	362
12.5	Вращатели.....	386
12.6	Вертлюг.....	401
12.7	Очистные устройства циркуляционной системы.....	403
12.8	Оборудование для промывки (продувки) скважин....	407
	Список литературы.....	423
13.	Расчеты при регулировании направления проводки ствола скважины.....	426
13.1	Способы предупреждения искривления ствола вертикальной скважины.....	426
13.2	Выбор и расчет компоновок низа бурительной колонны (КНБК).....	427
13.3	Расчет устойчивости и вписываемости колонковых снарядов. Допустимая кривизна скважины.....	438
13.4	Выбор и расчет отклоняющих компоновок для бурения наклонно-направленных скважин.....	443
13.5	Выбор типа отклонителя для бурения геологоразведочных скважин. Расчет числа циклов искусственного искривления.....	456
	Список литературы.....	463
14.	Гидравлические расчеты при промывке скважины.....	464
14.1	Расчет необходимого расхода бурового раствора...	464
14.2	Расчет гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе.....	472
	Список литературы.....	501
15.	Расчет параметров потока газообразного агента.....	503
15.1	Определение расхода воздуха.....	503
15.2	Расчет аэродинамических сопротивлений (потерь давления) в циркуляционной системе при бурении с продувкой в «сухих» разрезах.....	507
15.3	Расчеты, связанные с применением газожидкостных смесей.....	512
	Список литературы.....	518
16.	Расчет параметров режима бурения.....	520
16.1	Бурение неглубоких скважин без промывки.....	520

16.2	Вращательное бурение с промывкой (продувкой).....	528
16.3	Бурение скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые.....	548
16.4	Рекомендации по выбору оптимальных значений параметров режима бурения.....	563
	Список литературы.....	566
17.	Расчеты по предупреждению и ликвидации осложнений...	569
17.1	Поглощение буровых и тампонажных растворов.....	569
17.2	Нарушение целостности стенок скважины.....	583
17.3	Прихваты колонн буровых и обсадных труб.....	591
17.4	Флюидопроявления.....	597
	Список литературы.....	603
18.	Расчеты при керновом опробовании в процессе бурения скважин.....	605
	Список литературы.....	609
19.	Расчеты при вскрытии и испытании продуктивных пластов.....	610
19.1	Вскрытие продуктивных нефтегазовых пластов.....	610
19.2	Вскрытие водоносных горизонтов.....	615
19.3	Выбор типа фильтра и расчет его основных размеров.....	617
19.4	Расчет бесфильтровой скважины.....	623
19.5	Расчеты при опробовании перспективных горизонтов в процессе бурения.....	627
19.6	Выбор водоподъемных средств. Расчет эрлифта.....	633
	Список литературы.....	638
20.	Освоение скважин.....	640
20.1	Вызов притока из продуктивного нефтегазового пласта.....	640
20.2	Выбор и расчет колонны насосно-компрессорных труб.....	643
20.3	Освоение водоносных горизонтов.....	658
20.4	Освоение геотехнологических скважин.....	658
	Список литературы.....	659

# СПРАВОЧНОЕ ПОСОБИЕ

**Ганджумян Рубен Александрович**  
**Калинин Анатолий Георгиевич**  
**Сердюк Николай Иванович**

Под общей редакцией доктора технических наук,  
профессора А.Г.Калинина.

## РАСЧЕТЫ В БУРЕНИИ

Компьютерная верстка М.В.Пресс

---

Подписано в печать 01.02.2007. Формат 60×84 1/16.  
Бумага офсетная № 1. Офсетная печать. Усл. печ. 41.75.  
Тираж 1000 экз. (1-й з-д 1-300 экз.). Заказ № 4321.

---

117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д.23. РГГРУ.

Отпечатано в ФГУП «Производственно-издательский комбинат ВИНТИ».  
140010, г. Люберцы, Московская обл., Октябрьский просп. 403.