

ПЕРВОЕ ВЫСШЕЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УЧЕБНОЕ ЗАВЕДЕНИЕ РОССИИ



**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

УТВЕРЖДАЮ

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'М.В. Двойников'.

**Руководитель программы
аспирантуры
профессор М.В. Двойников**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ
ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ ПО ДИСЦИПЛИНЕ**

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

Подготовка научных и научно-педагогических кадров в аспирантуре

Область науки:	2. Технические науки
Группа научных специальностей:	2.8. Недропользование и горные науки
Научная специальность:	2.8.2 Технология бурения и освоения скважин
Отрасли науки:	Технические
Форма освоения программы аспирантуры:	Очная
Срок освоения программы аспирантуры:	4 года
Составитель:	к.т.н., доц. П.А. Блинов

Санкт-Петербург

Введение

На завершающем этапе бурения нефтяных и газовых скважин все предусмотренные проектным заданием работы объединяют единым термином *заканчивание скважин*, под которым понимают комплекс технологических процессов от начала вскрытия продуктивных пластов бурением до окончания их освоения как промышленного объекта.

Этот комплекс включает следующие операции:

- первичное вскрытие продуктивных пластов;
- испытание пластов;
- крепление ствола скважины обсадными трубами;
- межпластовая изоляция затрубного пространства тампонажными материалами;
- вторичное вскрытие продуктивных пластов;
- вызов притока пластового флюида;
- исследование продуктивности пластов и оценка их эксплуатационной значимости.

Такое многообразие специальных технологических операций требует серьезных знаний и навыков проведения соответствующих расчетов.

1. ОБОСНОВАНИЕ И ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН

При обосновании и проектировании конструкции скважин целесообразно использовать рабочую документацию (РД), инструкции, учебную и справочную литературу [1, 14, 15, 17, 18, 22].

Конструкция скважины определяется заданием заказчика (добывающей организации) и геологическими условиями района работ. Обоснование конструкции проводится в два этапа. На первом этапе выбирается метод вхождения в пласт, число обсадных колонн и глубины их спуска. На втором – размеры колонн, диаметры долот, интервалы цементирования.

Число обсадных колонн и возможные глубины их спуска зависят от количества интервалов, несовместимых по условиям бурения, что определяют по графику совмещенных давлений (графику изменения коэффициентов аномальности пластовых давлений и индексов давлений начала поглощения по глубине).

Коэффициент аномальности K_a и индекс давления начала поглощения K_n определяются по следующим формулам:

$$K_a = \frac{P_{пл}}{P_{гс}} = \frac{P_{пл}}{\rho_v g H_{пл}}; \quad (1.1)$$

$$K_n = \frac{P_{грп}}{P_{гс}} = \frac{P_{грп}}{\rho_v g H_{пл}}; \quad (1.2)$$

$$P_{гс} = \rho_v g H_{пл}, \quad (1.3)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, Па; $P_{грп}$ – давление гидроразрыва пород, Па; $P_{гс}$ – гидростатическое давление воды, Па; $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$ – плотность воды; $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения; $H_{пл}$ – глубина залегания пласта, м.

В тех случаях, когда значения давлений поглощения (гидроразрыва) неизвестны, для расчета можно воспользоваться эмпирическими зависимостями.

По Б.А.Итону, давление гидроразрыва (начала поглощения) определяется по формуле

$$P_{\text{грп}} = \frac{\mu}{1-\mu}(P_{\text{г}} - P_{\text{пл}}) + P_{\text{пл}}, \quad (1.4)$$

где $P_{\text{г}}$ – геостатическое давление горных пород на глубине $H_{\text{пл}}$, Па; μ – коэффициент Пуассона для горной породы.

Ориентировочно для крепких кварцевых песчаников коэффициент Пуассона равен 0,17; для песчаников с контактным цементом – 0,20; для песчаников и алевролитов – 0,30; для известняков и доломитов – 0,25; аргиллитов – 0,30; уплотненных глин – 0,36; пластичных глин и каменной соли – 0,44.

По К.В.Гаврилкевичу, давление гидроразрыва (начала поглощения) определяется по упрощенной формуле

$$P_{\text{грп}} = 0,0083H_{\text{пл}} + 0,66P_{\text{пл}}. \quad (1.5)$$

Под совместимостью условий бурения понимается такое сочетание технологических параметров, при котором бурение нижележащего интервала скважины не вызовет осложнения в пробуренном вышележащем интервале, если последний не закреплен обсадной колонной.

Для выделения интервалов (зон) совместимости условий бурения определяется относительная плотность бурового раствора:

$$\rho_o = \frac{\rho_p}{\rho_b}, \quad (1.6)$$

где ρ_p – плотность бурового раствора, кг/м³.

В пределах одной зоны относительная плотность бурового раствора ρ_o должна быть такой, чтобы предотвратить флюидопроявление и одновременно поглощение бурового раствора:

$$k_p K_a < \rho_o < \frac{K_{\text{п}}}{k_b}, \quad (1.7)$$

где k_p – коэффициент превышения гидростатического давления столба бурового раствора в скважине над пластовым (для пластов, залегающих на глубине до 1200 м, $k_p = 1,10$; для больших глубин $k_p = 1,05$); k_b – коэффициент безопасности, для предотвращения гидроразрыва пород принимается равным 1,2-1,5 в зависимости от степени изученности района работ.

При выборе числа обсадных колонн необходимо учитывать устойчивость горных пород и необходимость перекрытия многолетнемерзлых пород. Важно помнить о наличии флюидов, агрессивных по отношению к промысловым жидкостям, обсадным трубам и тампонажным материалам. В случае бурения поисково-разведочных скважин – необходимо предусмотреть возможность спуска резервной обсадной колонны.

Интервалы цементирования обсадных колонн определяются в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности [19]. Направления и кондукторы во всех скважинах должны быть зацементированы до устья. Обязательному цементированию подлежат:

- продуктивные горизонты, кроме запроектированных к эксплуатации открытым забоем;
- продуктивные горизонты, не подлежащие эксплуатации, в том числе с непромышленными запасами;
- истощенные горизонты;
- горизонты вторичных (техногенных) залежей нефти и газа;
- интервалы, сложенные пластичными породами, склонными к деформации;
- интервалы, породы которых или продукты их насыщения способны вызывать ускоренную коррозию обсадных труб.

Возможно принятие других решений, но они должны быть соответствующим образом обоснованы.

Диаметры обсадных колонн и диаметры долот для бурения под них определяют снизу вверх, начиная с эксплуатационной колонны. При этом надо учитывать литологию, профиль скважины и другие факторы согласно требованиям работ [14, 15, 17-19, 22]. Например, в наклонных скважинах зазоры должны быть увеличены. Если участок ствола скважины представлен недостаточно устойчивыми породами, склонными к выпучиванию, зазор между обсадной колонной и стенкой также необходимо увеличивать. Типоразмеры труб можно взять из работ [8, 14, 22, 24].

Наружные диаметры эксплуатационных колонн выбирают по суммарному дебиту скважины (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн

Нефтяные скважины		Газовые скважины	
Дебит, м ³ /сут	Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм	Дебит, тыс. м ³ /сут	Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм
< 40	114	< 75	114
40-100	127-140	75-250	114-146
100-150	140-146	250-500	146-178
150-300	168-178	500-1000	178-219
> 300	178-194	1000-5000	219-273

Диаметр долота под обсадную колонну вычисляют по формуле

$$D_{\text{д}}^{\text{ок}} = D_{\text{м}}^{\text{ок}} + 2\delta, \quad (1.8)$$

где $D_{\text{м}}^{\text{ок}}$ – диаметр муфты обсадной колонны; δ – радиальный зазор между муфтой и стенками скважины.

В зависимости от наружного диаметра тела трубы радиальный зазор между муфтой обсадной колонны и стенками скважины следующий:

$D_{\text{нар}}^{\text{ок}}$, мм	114-127	140-146	168-194	219-245	273-299	324-351	377-426
δ , мм	10	15	20	25	30	35	45

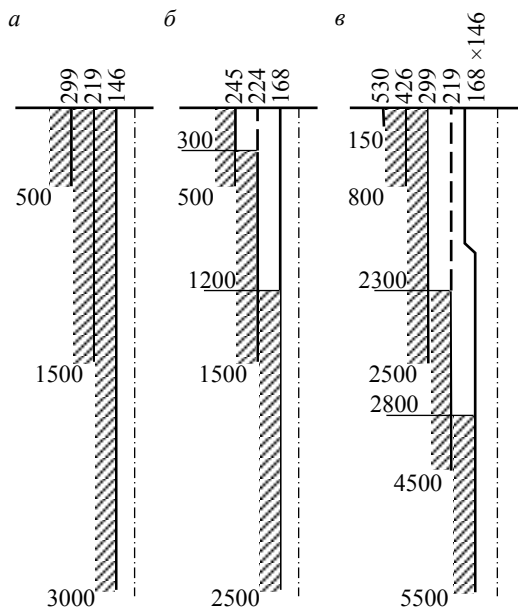
С учетом значений зазоров определяют расчетный диаметр долота под обсадную колонну. Затем уточняют этот диаметр по отраслевой нормали (ГОСТ 20692-75).

Далее определяют внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны для свободного прохода долота:

$$D_{\text{вн}}^{\text{ок}} = D_{\text{дол}} + 2\Delta, \quad (1.9)$$

где $\Delta = 3 \div 5$ мм – зазор для свободного прохождения долота.

По расчетному значению внутреннего диаметра выбирают обсадную колонну (ГОСТ 632-80) и определяют наружные диаметры тела трубы $D_{\text{нар}}^{\text{ок}}$ и муфты $D_{\text{м}}^{\text{ок}}$.



Конструкция скважин: *a* – со сплошными колоннами; *б* – с хвостовиком; *в* – с хвостовиком. Диаметр колонны не менее 100 мм выше башмака следующей колонны (вышестоящей).

Результаты расчетов по данному разделу удобно представить в виде таблицы (например, табл. 1.2) или графического изображения конструкции скважины (см. рисунок).

Таблица 1.2

Результаты расчета конструкции скважины (пример)

Название колонны	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска колонны, м	Интервал цементирования от башмака, м	Диаметр долота, мм
Направление	426	40	До устья	490
Кондуктор	324	560	«	393,7
Промежуточная	245	3200	«	295,3
Эксплуатационная	146	4500	2100	215,5

Аналогично повторяют расчет для каждой последующей колонны.

Определяют интервал цементирования. Правилами ведения буровых работ установлено что:

- в разведочных и газовых скважинах все колонны цементируются от башмака до устья;
- в эксплуатационных скважинах на нефть направление и кондуктор цементируются полностью. Промежуточные колонны для скважин глубиной до 3000 м цементируются на высоту не менее 50 м от башмака. Для скважины глубиной более 3000 м – по всей длине. Эксплуатационные колонны цементируются

Проектную конструкцию скважины необходимо сравнить с конструкцией скважины, применяемой на данной площади.

2. РАСЧЕТ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Обсадные колонны в процессе цементирования и эксплуатации скважины подвергаются воздействию различных нагрузок, основными из которых являются:

- осевые растягивающие нагрузки от веса колонны;
- осевые сжимающие нагрузки от веса части колонны при ее посадке на уступ или забой;
- динамические нагрузки, возникающие при неустановившемся движении колонны;
- осевые статические нагрузки от избыточного давления и температуры;
- избыточные наружные и внутренние давления в затрубном пространстве и внутри обсадной колонны;

- изгибающие нагрузки из-за искривления колонны в результате потери устойчивости или при нахождении ее в искривленных участках ствола скважины.

Наиболее опасными являются осевые растягивающие, наружные и внутренние избыточные давления. Поэтому в отечественной и зарубежной практике тип обсадных труб, марка стали и толщина стенок определяются из расчета на смятие (от действия наружного избыточного давления), расчета на разрыв (от действия внутреннего

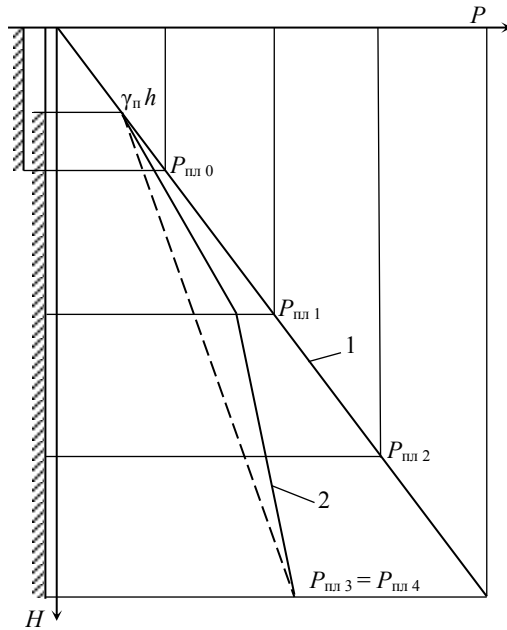


Рис.2.1. Эпюры наружных давлений

1 – после цементирования (до затвердевания цементного раствора); 2 – после затвердевания цемента;
 $P_{пл}$ – пластовое давление; $P_{гс}$ – гидростатическое давление

$$P_{пл} > P_{гс}$$

$$P_{пл} > P_{гс}$$

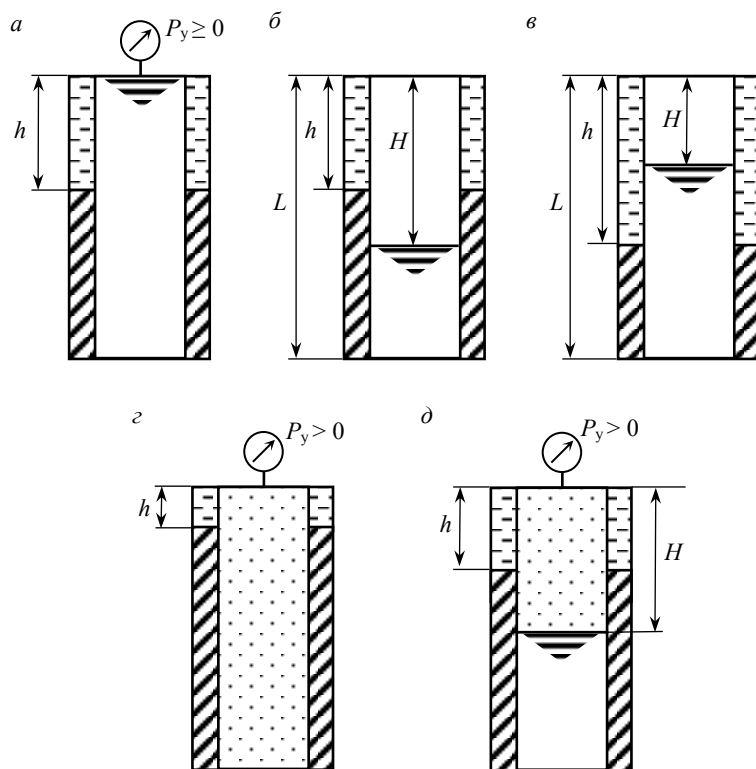


Рис.2.2. Схемы уровней в нефтяных (а-в), газовых (г) и газожидкостных (д) скважинах
 L – глубина скважины; h – глубина цементирования; H – уровень жидкости в обсадной колонне; P_y – давление на устье

избыточного давления), расчета на страгивание (от действия растягивающих нагрузок). Аналогичные расчеты выполняются после капитального ремонта скважины и ремонтно-изоляционных работ, при определении давления опрессовки, при чистке фильтра и т.д. Расчет должен проводиться согласно действующей инструкции [8].

На первом этапе расчета определяются наружные и внутренние избыточные давления, действующие на обсадную колонну. Необходимо иметь в виду, что в разные моменты времени они могут иметь разные значения. Максимальное значение внутреннего избыточного давления обычно наблюдается при испытании обсадных колонн на

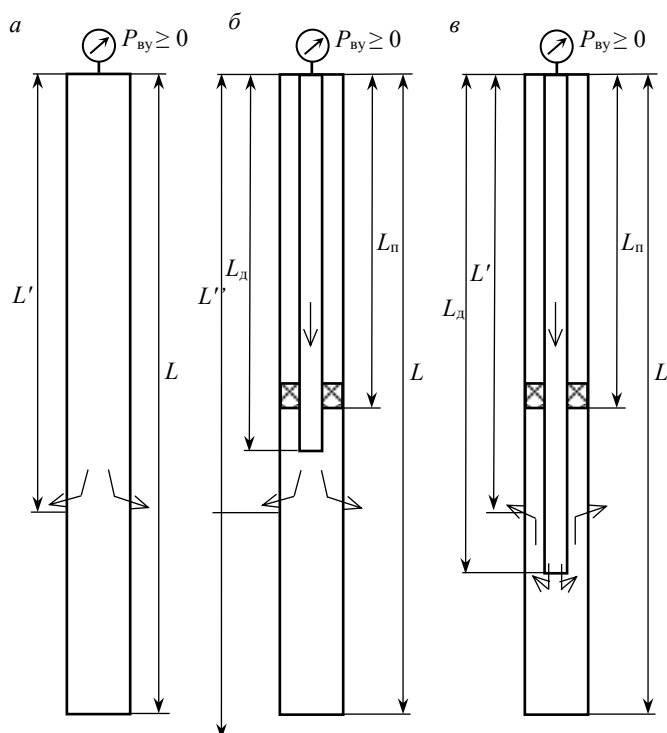


Рис.2.3. Расчетные схемы при нагнетании жидкости в скважину по обсадной колонне (а) и через дополнительную колонну труб с пакером (б, в)

L – глубина скважины; $L_{п}$ – глубина установки пакера; $L_{д}$ – глубина установки дополнительной колонны; L' – глубина зоны нагнетания жидкости; $P_{вы}$ – давление внутри обсадной колонны на устье

герметичность или в конце продавки цементного раствора. Избыточные наружные давления максимальны при создании депрессии во время вызова притока или в конце эксплуатации (если она ведется без поддержания пластового давления). Для этого необходимо рассмотреть схемы уровней цементного и глинистого растворов, пластового флюида на начало и конец эксплуатации (рис. 2.1-2.3). Схемы приведены для вертикальных скважин. Расчет обсадных колонн в наклонно направленных скважинах будет рассмотрен далее. Согласно схемам необходимо определить наружные и внутренние давления на указанные моменты времени, а затем рассчитать и построить эпюры наружных и внутренних избыточных давлений.

2.1. Определение наружных давлений

При определении наружных давлений P_n , действующих на обсадную колонну, руководствуются следующими условиями.

В незацементированной зоне наружное давление на колонну на глубине z (от устья скважины до уровня цемента) определяют по формуле

$$P_{nz} = \rho_{пж}gz \quad \text{при } 0 \leq z \leq h, \quad (2.1)$$

где $\rho_{пж}$ – плотность промывочной жидкости за обсадной колонной; h – глубина незацементированной части колонны (по вертикали).

До затвердевания цементного раствора наружное давление по всей длине колонны ($h \leq z \leq H$) на глубине z определяют на момент окончания процесса продавливания тампонажного раствора и рассчитывают с учетом давления составного столба промывочной жидкости и тампонажного растворов:

$$P_{nz} = \rho_{пж}gh + \rho_{цр}g(z - h), \quad (2.2)$$

где $\rho_{цр}$ – плотность цементного раствора.

Если используются цементные растворы нескольких плотностей, то в формулу (2.2) вместо $\rho_{цр}$ можно подставить значение средней плотности:

$$\rho_{цр.ср} = \frac{\rho_{цр1}l_{цр1} + \rho_{цр2}l_{цр2}}{l_{цр1} + l_{цр2}}, \quad (2.3)$$

где $l_{цр1}$ и $l_{цр2}$ – интервалы цементных растворов с плотностями $\rho_{цр1}$ и $\rho_{цр2}$ соответственно.

После затвердевания цемента в зацементированной зоне в интервале межколонного пространства $h \leq z \leq L_0$, закрепленном предыдущей колонной, наружное давление на глубине z (P_{nz}) определяют по давлению составного столба бурового раствора и гидростатического столба воды плотностью $\rho_{гс} = 1100 \text{ кг/м}^3$. При затвердении цементного раствора минерализованной водой вместо $\rho_{гс}$ используется плотность этой жидкости (но в любом случае ее значение должно быть не менее 1100 кг/м^3),

$$P_{nz} = \rho_{пж}gh + \rho_{гс}g(z - h) \quad \text{при } h \leq z \leq L. \quad (2.4)$$

В зацементированной зоне открытого ствола (см.рис.2.1) наружное давление на колонну после области затвердевания цемента (ОЗЦ) определяют с учетом пластового или горного давления, а против непроницаемых устойчивых пород – по формуле (2.3).

В интервале пластов с известным пластовым давлением (рис.2.1) наружное давление принимают равным пластовому и определяют для середины пласта при его толщине менее 200 м,

$$P_{nz} = P_{плз} . \quad (2.5)$$

В пластах толщиной более 200 м наружное давление в интервале пласта распределяется между кровлей и подошвой по линейной зависимости.

Расчет наружного давления в интервале залегания пород, склонных к текучести, производят по горному (геостатическому) давлению:

$$P_{nz} = \rho_{гп} g z , \quad (2.6)$$

где $\rho_{гп}$ – плотность вышележащих горных пород.

Расчет по формуле (2.6) производят для интервала, равного толщине пласта, увеличенной на 100 м (по 50 м выше кровли и ниже подошвы пласта).

Как правило, наружное давление определяют для характерных точек и распределение давления между ними принимают линейным (рис.2.1).

В любом случае расчетное наружное давление, действующее на обсадную колонну, не может быть меньше гидростатического давления столба воды плотностью $\rho_{гс} = 1100 \text{ кг/м}^3$.

2.2. Определение внутренних давлений

При определении внутренних давлений P_v , действующих на обсадную колонну, руководствуются следующими соображениями.

Для нефтяных скважин внутреннее давление на глубине z ($P_{вz}$) в период ввода в эксплуатацию при закрытом устье определяют по формуле

$$P_{вz} = P_{плL} - \rho_n g (L - z) \text{ при } 0 \leq z \leq L , \quad (2.7)$$

где ρ_n – плотность нефти.

Расчет внутренних давлений в нефтяных скважинах при вызове притока, испытании на герметичность снижением уровня и по окончании эксплуатации (схемы б, в на рис.2.2) производят по формулам

$$\begin{aligned} P_{вz} &= 0 \text{ при } 0 \leq z \leq H; \\ P_{вz} &= \rho_n g(z - H) \text{ при } H \leq z \leq L. \end{aligned} \quad (2.8)$$

Внутреннее давление в колонне на глубине z при выполнении работ, связанных с нагнетанием жидкости в скважину (интенсификация, гидроразрыв, ремонтные работы и др.), определяют по следующим формулам.

Внутреннее давление при отсутствии дополнительно спущенных труб и пакера (нагнетание непосредственно по колонне) (рис.2.3, а)

$$P_{вz} = P_{плL} + \Delta P - \rho_{ж} g(L - z) \text{ при } 0 \leq z. \quad (2.9)$$

Давление на устье при $z = 0$

$$P_{вz} = P_{вы} = P_{плL} + \Delta P - \rho_{ж} gL, \quad (2.10)$$

где ΔP – дополнительное давление (репрессия), необходимое для обеспечения выхода жидкости из колонны при ее закачке в пласт (определяется опытным путем, выдается геологической службой); $\rho_{ж}$ – плотность жидкости, закачиваемой в пласт.

По этим же формулам определяют внутреннее давление на глубине z при нагнетании жидкости через дополнительно спущенную колонну труб с пакером на глубине $L_n \leq L$ и $L_n \leq L_d$ (рис.2.3, б).

При расчете колонн для газовых скважин в период ввода их в эксплуатацию (рис.2.2, з) внутреннее давление на глубине z ($P_{вz}$) определяют по формуле

$$P_{вz} = \frac{P_{плL}}{e^S} \text{ при } 0 \leq z \leq L. \quad (2.11)$$

При этом коэффициент

$$S = \frac{0,03415 \rho_{ог}(L - z)}{mT_{cp}}, \quad (2.12)$$

где $\rho_{ог}$ – относительная плотность газа по воздуху; для первых двух-трех разведочных скважин $\rho_{ог}$ можно принять равным 0,6;

m – коэффициент сжимаемости газа, он зависит от давления и температуры и обычно меняется в пределах 0,8-1,1; T_{cp} – средняя температура по стволу скважины, К.

Распределение внутреннего давления по длине колонны допустимо принимать линейным и рассчитывать по формуле

$$P_{вz} = P_{вы} + \frac{P_{вL} - P_{вы}}{L} z, \quad (2.13)$$

где $P_{вL}$ – внутреннее давление на глубине L ; $P_{вы}$ – внутреннее давление на устье при его герметизации.

При $L \leq 1000$ м и $P_{плL} \leq 10$ МПа, а также при $P_{плL} \leq 4,0$ МПа и любой глубине пласта допустимо считать, что внутреннее давление по всей глубине скважины равно пластовому.

В качестве минимального внутреннего давления при окончании эксплуатации скважины принимают наименьшие устьевое и забойное давления (рис.2.2, з).

При расчете колонн газонефтяных и газовых скважин, в которых при закрытом устье одновременно имеется столб нефти (жидкости) и газа (рис.2.2, д), на всех стадиях эксплуатации внутреннее давление определяют по формулам:

$$P_{вz} = P_{плL} - \rho_n g(L - z) \text{ при } H \leq z \leq L; \quad (2.14)$$

$$P_{вz} = \frac{P_{плL} - \rho_n g(L - z)}{e^S} \text{ при } 0 \leq z \leq H, \quad (2.15)$$

где S определяют по формуле (2.12), подставляя вместо L значение H .

Значение H при давлении насыщения газа $P_{нас} < P_{плL}$, т.е. при наличии в пласте только нефти с растворенным газом, определяют по формуле

$$H = L - \frac{P_{плL} - P_{нас}}{\rho_n g}, \quad (2.16)$$

где ρ_n принимается по плотности нефти в пластовых условиях.

На участке от устья до глубины H распределение давления допустимо принимать линейным:

$$P_{вz} = P_{вy} + \frac{P_{вн} - P_{вy}}{H} z, \quad (2.17)$$

где $P_{вy}$ и $P_{вн}$ определяют по формуле соответственно при $z = 0$ и $z = H$.

При $H < 1000$ м и $P_{вн} < 10$ МПа, а также при $P_{вн} \leq 4$ МПа и любых значениях H давление на участке от устья до глубины H можно принимать постоянным и равным $P_{вн}$.

При $P_{нас} > P_{плL}$ принимают $H = L$ (колонна заполнена газом), и расчет внутреннего давления производят как для газовой скважины. По полученным значениям внутреннего давления строится график.

2.3. Определение избыточных давлений, действующих на обсадную колонну

Избыточное наружное давление на глубине z ($P_{низ}$) в общем случае определяют как разность между наружным и внутренним давлениями:

$$P_{низ} = P_{нз} - P_{вz}. \quad (2.18)$$

Его определяют графическим или расчетным путем для характерных точек с учетом формул для определения наружного и внутреннего давлений на момент времени, когда наружные избыточные давления достигают максимальных значений, а именно:

- при окончании цементирования;
- при испытании колонн на герметичность снижением уровня;
- при окончании эксплуатации скважины.

При определении наружного давления в зацементированной зоне, согласно [8], приняты следующие допущения:

- схватывание и твердение тампонажного раствора происходит без объемных изменений, поэтому наружное давление на колонну во весь период твердения тампонажного раствора остается неизменным;
- цементный камень и окружающие породы являются упругими телами с одинаковыми модулями упругости и коэффициентами Пуассона, поэтому рассматриваются как единая оболочка вокруг колонны;

- при уменьшении давления внутри колонны снижается и наружное давление, однако радиальная деформация колонны происходит без нарушения ее сцепления с цементной оболочкой.

Для учета этих допущений при расчете наружного избыточного давления в продуктивной части разреза вводится коэффициент разгрузки цементного кольца (K).

При этом для скважин с нормальными условиями бурения и эксплуатации расчет избыточных наружных давлений в зацементированной зоне производят по составному столбу бурового и цементного растворов с учетом коэффициента разгрузки для сечения, расположенного у башмака обсадной колонны, по формуле

$$P_{\text{низ}} = [(P_{\text{гст.ц.р}} + P_{\text{гст.пр.ж}}) - P_{\text{гст.нефт}}](1 - K), \quad (2.19)$$

где $P_{\text{гст.ц.р}}$ – гидростатическое давление цементного раствора за обсадной колонной; $P_{\text{гст.пр.ж}}$ – гидростатическое давление цементной жидкости за обсадной колонной; $P_{\text{гст.нефт}}$ – гидростатическое давление столба нефти в скважине; K – коэффициент разгрузки цементного кольца.

В зависимости от диаметра обсадных колонн коэффициент разгрузки цементного кольца принимает следующие значения:

$D_{\text{нар}}^{\text{ок}}$, мм	114-178	194-245	273-324	340 и более
K	0,25	0,30	0,35	0,40

Следует отметить, что формулы (2.18) и (2.19) дают близкие значения наружных избыточных давлений в призабойной зоне скважины.

Избыточное внутреннее давление на глубине z ($P_{\text{виз}}$ в общем случае) определяют как разность между внутренним и наружным давлениями, установленными для одного и того же момента времени:

$$P_{\text{виз}} = P_{\text{вз}} - P_{\text{нз}}, \quad (2.20)$$

где $P_{\text{вз}}$ – внутреннее давление при испытании колонн на герметичность; $P_{\text{нз}}$ – наружное давление (учет горного давления не производится).

Внутренние избыточные давления рассчитываются для характерных точек, а распределение давления между ними принимается линейным.

Таблица 2.1

Минимально необходимое (нормативное) избыточное внутреннее устьевое давление при испытании на герметичность

$D_{нар}, \text{мм}$	$P_{оп.норм}, \text{МПа}$	$D_{нар}, \text{мм}$	$P_{оп.норм}, \text{МПа}$
114-127	15,0	219-245	9,0
140-146	12,5	273-351	7,5
168	11,5	377-508	6,5
178-194	9,5		

Расчет колонны по внутреннему избыточному давлению производят по-разному для двух случаев испытания колонн на герметичность: в один прием – без установки пакера; в два или несколько приемов – с установкой пакера.

При испытании колонны в один прием – без пакера

$$P_{вз} = P_{оп} + \rho_{ож}gz, \quad (2.21)$$

где $P_{оп} = 1,1P_{ву}$ при $1,1P_{ву} > P_{оп.норм}$; $P_{оп} = P_{оп.норм}$ при $1,1P_{ву} < P_{оп.норм}$; $P_{оп.норм}$ – минимально допустимое (нормативное) внутреннее давление при опрессовке колонны (табл. 2.1).

Для скважин с нормальными условиями бурения и эксплуатации расчет избыточных внутренних давлений в зацементированной зоне продуктивного пласта производят с учетом разгрузки цементного камня по формуле

$$P_{ви} = \left\{ (1,1P_y + \rho_{ож}gL) - [\rho_{ц}g(L-h) + \rho_{пж}gh] \right\}.$$

Пример графиков наружных и внутренних избыточных давлений, действующих на обсадную колонну, будет приведен далее при решении примера.

При выполнении задания студент должен произвести расчет и построить графики избыточных давлений для эксплуатационной колонны. Расчет и построение графиков избыточных давлений для других колонн допускается выполнять с использованием программ для ПК, разработанных на кафедре, либо с применением авторских программ.

2.4. Проектирование обсадной колонны

На втором этапе конструируют (рассчитывают) обсадную колонну. Как правило, расчет ведут снизу вверх, начиная подбор секций

труб с расчета на наружное избыточное давление и проверяя подобранные секции на внутреннее давление и растяжение. Прочностные характеристики обсадных труб приведены в инструкциях и справочниках [8, 24]. При использовании в расчетах ПК необходимо сделать несколько вариантов расчета и выбрать из них оптимальный. При расчете обсадных колонн необходимо учитывать следующие требования.

1. Расчет на действие наружного избыточного давления.

Избыточное наружное давление $P_{\text{низ}}$ для труб рассчитываемой секции не должно превышать допустимого с учетом запаса прочности:

$$P_{\text{низ}} \leq \frac{P_{\text{кр}}}{n_1}; P_{\text{низ}} \leq \frac{P'_{\text{кр}}}{n_1}, \quad (2.22)$$

где $P_{\text{кр}}$ – критическое наружное давление, при котором напряжения в теле трубы достигают предела текучести (определяется по формуле Саркисова и приведено в инструкциях и справочниках [8,24]); n_1 – коэффициент запаса прочности на смятие (для секций, находящихся в пределах эксплуатационного объекта, $n_1 = 1,0 \div 1,3$ в зависимости от устойчивости коллектора и $n_1 = 1,0$ для остальных секций).

Критическое давление для труб с учетом растягивающих нагрузок

$$P'_{\text{кр}} = P_{\text{кр}} \left(1 - \frac{Q}{Q_T} \right), \quad (2.23)$$

где Q – осевая растягивающая нагрузка от веса (в воздухе) нижерасположенной части колонны; Q_T – растягивающая нагрузка, при которой напряжения в теле трубы достигают предела текучести [8].

2. Расчет на внутреннее избыточное давление. Избыточное внутреннее давление $P_{\text{виз}}$ на любом участке обсадной колонны не должно превышать допустимого значения P_T , определенного по формуле Барлоу, с учетом запаса прочности:

$$P_{\text{виз}} \leq \frac{P_T}{n_2}, \quad (2.24)$$

где n_2 – коэффициент запаса прочности на внутреннее давление (табл.2.2); значения P_T приведены в инструкциях и справочниках [8, 24].

3. Расчет на растяжение. В любом сечении вес нижерасположенной части обсадной колонны Q не должен превышать допустимого с учетом запаса прочности:

$$Q \leq [P]; [P] = \frac{P_{стр}}{n_3}, \quad (2.25)$$

Таблица 2.2
Значения коэффициента запаса прочности на внутреннее давление n_2

Диаметр труб, мм	Исполнение Б	Исполнение А
114-219	1,15	1,15
> 219	1,45	1,15

где $P_{стр}$ – страгивающая нагрузка, при которой напряжения в опасном сечении резьбового соединения достигают предела текучести (значения приведены в работах [8, 24]); n_3 – коэффициент запаса прочности на страгивание для труб с треугольной резьбой (табл.2.3).

Все значения указанных коэффициентов можно использовать при расчетах как эксплуатационных, так и промежуточных колонн.

Результаты расчетов представляют в виде таблицы (табл.2.4).

Результаты расчетов представляют в виде таблицы (табл.2.4).

Таблица 2.3

Значения коэффициента запаса прочности на страгивание для труб с треугольной резьбой n_3 вертикальной скважины

Диаметр колонны, мм	Длина колонны, м	n_3	Диаметр колонны, мм	Длина колонны, м	n_3
114-168	≤3000	1,15	273-324	≤1500	1,45
114-168	>3000	1,30	273-324	>1500	1,60
178-245	≤1500	1,30	>324	≤1500	1,60
178-245	>1500	1,45	>324	>1500	1,75

Таблица 2.4

Результаты расчета эксплуатационной колонны

Номер секции	Группа прочности	δ , мм	l , м	Q , Н	P_t , МПа	$P_{стр}$, кН	$P_{кр}$, МПа	q , Н/м

2.5. Особенности расчета обсадных колонн для наклонно направленных скважин

Расчет обсадных колонн для наклонно направленных скважин производят согласно [8] с учетом планируемого профиля на стадии проектирования или по фактическим данным инклинометрии ствола скважины.

Расчет наружного и внутреннего избыточного давлений производят по формулам, приведенным в разделах 2.1-2.3. При этом

расчетные глубины определяют как проекции глубин по стволу скважины на вертикальную плоскость. Расчетные глубины допускается определять графическим методом по проекции на вертикальную плоскость проектного или фактического профиля скважины (рис.2.4).

Проекцию участка скважины глубиной z' на вертикальную плоскость z определяют по формуле

$$z = z' - \Delta z', \quad (2.26)$$

где $\Delta z'$ – удлинение на глубине z' , определяется по фактическим данным инклинометрии ствола, а на стадии проектирования – расчетным путем.

При общем удлинении колонны не более чем на 50 м допускается расчет давлений производить так же, как для вертикальных скважин.

Для построения эпюры избыточных давлений на вертикальной оси откладывают значения глубин по стволу скважины z' , соответствующие характерным точкам L, h', H' , а в горизонтальном направлении от точек 1, 2, 3 откладывают значения давлений, определенных по значениям вертикальных проекций L, H_1, L_1 . Полученные точки последовательно соединяют между собой (рис.2.4).

Допускаемые растягивающие нагрузки для резьбовых соединений определяют согласно требованиям подраздела 2.4. Влияние изгиба учитывается увеличением запаса прочности в зависимости от интенсивности искривления, размера и прочности соединения.

Интенсивность искривления ствола скважины (искривление на длине 10 м в градусах) на стадии проектирования определяют по формуле

$$\alpha_0 = \frac{573}{R}, \quad (2.27)$$

где R – проектный радиус искривления, м.

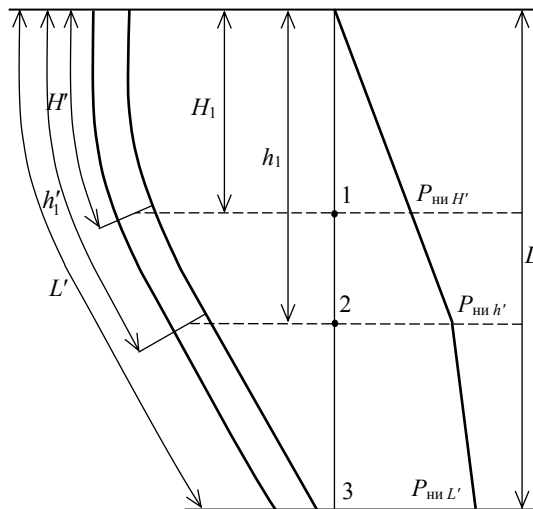


Рис.2.4. Эпюры избыточных давлений для наклонно направленной скважины

Для пробуренного ствола α_0 находят по результатам инклинометрии. Значение α_0 при пространственном искривлении определяют по формуле

$$\alpha_0 = \frac{573}{l} \sqrt{2(1 - \sin \delta_1 \sin \delta_2 \cos \beta - \cos \delta_1 \cos \delta_2)}, \quad (2.28)$$

где δ_1, δ_2 – углы наклона (зенитные углы) в начальной и конечной точках рассматриваемого участка длиной l ; β – разность азимутальных углов в тех же точках.

Коэффициент запаса прочности на растяжение для обсадных труб с треугольной резьбой на изогнутом участке ствола определяют по формуле

$$n'_3 = \frac{n_3}{1 - n_3 \lambda (d_0 - 0,5)}, \quad (2.29)$$

где λ – коэффициент, учитывающий влияние размеров соединения и его прочностные характеристики [8].

По ГОСТ 632-80 минимальное значение запаса прочности при $\alpha_0 = 0,5^\circ/10$ м следующее:

D_t , мм	114-168	178-245	273-324	Более 324
n'_3	1,3	1,45	1,6	1,75

Допустимую нагрузку рассчитывают по выражению

$$[P] = \frac{P_{стр}}{n'_3}. \quad (2.30)$$

Для труб с резьбами трапецеидального профиля и нормальным диаметром муфт (ОТТМ, ОТТГ, ТБО и импортных труб с резьбой «Батресс», «Экстрем Лайн», «УАМ» и др.):

- при интенсивности искривления скважин до $5^\circ/10$ м для труб диаметром до 168 мм и до $3^\circ/10$ м для труб диаметром выше 168 мм расчет на прочность соединения при растяжении производят так же, как для вертикальных скважин без учета действия изгибающих напряжений;

- при интенсивности искривления от $3^\circ/10$ м до $5^\circ/10$ м для труб диаметром выше 168 мм допускаемая нагрузка на растяжение уменьшается на 10 %.

При расчете обсадных колонн для горизонтальных скважин следует руководствоваться инструкцией [9].

3. ОБОСНОВАНИЕ СОСТАВА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ОСНАСТКИ И РАЗМЕЩЕНИЕ ЕЕ ЭЛЕМЕНТОВ НА ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ

В данном разделе следует обосновать необходимость применения, тип, количество и места установки скребков, турбулизаторов, башмаков, обратных клапанов, разделительных пробок, центрирующих фонарей (центраторов) и других элементов оснастки. При этом следует учитывать профиль скважины, геологический разрез, результаты кавернометрии, а также опыт цементирования по ранее пробуренным скважинам.

Число центрирующих фонарей, их тип и место установки определяются в соответствии с требованиями инструкций и справочников [10, 14, 18, 22].

В промышленных условиях центраторы устанавливаются через 10 м в интервалах продуктивных пластов и местах искривления ствола скважины, в остальных интервалах цементирования – через 50 м.

Турбулизаторы предназначены для завихрения восходящего потока цементного раствора с целью лучшего замещения бурового раствора цементным, особенно в зонах каверн. Поэтому места их установки определяют по результатам кавернометрии. Расстояние между турбулизаторами обычно принимают равным 3 м.

Скребки устанавливают на обсадной колонне с целью удаления глинистой корки со стенок скважины в интервалах залегания проницаемых пластов. Удаление глинистых корок скребками осуществляется при промывке скважины и цементировании с расхаживанием. Поэтому расстояние между скребками не должно превышать размер расхаживания обсадной колонны. Обычно скребки устанавливают в интервалах продуктивных пластов на расстоянии 3 м друг от друга.

Низ колонны оборудуется башмаком с направляющей пробкой. В настоящее время используются в основном башмаки с бетонной пробкой типа БК.

Над башмаком в первом или втором стыке обсадных труб устанавливают один или два обратных клапана, которые предназначены для предотвращения поступления цементного раствора в об-

садную колонну после окончательного его продавливания в затрубное пространство в процессе цементирования колонны.

В последнее время наибольшее распространение получили обратные клапаны типа ЦКОД. Клапан ЦКОД дополнительно выполняет роль кольца «стоп», так как на него устанавливают разделительные пробки в процессе цементирования колонны.

Для предотвращения смешивания цементного раствора с промывочной и продавочной жидкостями на границах его движения по колонне используют разделительные пробки. При этом верхняя пробка используется практически всегда, а нижняя – в тех случаях, когда не используется буферная жидкость и если при перемешивании бурового и цементного растворов могут образовываться загущенные, трудно прокачиваемые пробки.

Если режим течения тампонажного раствора в обсадной колонне пробковый (структурный), то при цементировании рекомендуется использовать две разделительные пробки – верхнюю и нижнюю. Это необходимо для предотвращения конвективного смешения тампонажного раствора с буферной или промывочной жидкостью. В случае турбулентного течения тампонажного раствора в колонне труб конвективное смешение резко уменьшается и можно ограничиваться одной верхней (глухой) разделительной пробкой.

Результаты расчетов и обоснований для данного раздела следует представить в виде таблицы.

Состав технологической оснастки обсадной колонны

Название колонны	Диаметр колонны, мм	Вид оснастки	Тип	Количество	Глубина установки, м
Эксплуатационная	168	Башмак	БК-168	1	3000
		Обратный клапан	ЦКОД-168-1	1	2980
		Центратор	ЦЦ-168/216-245-1	10	2990, 2980, 2970, ...
		Турбулизатор	ЦТ-168/212-216	5	2700, 2697, 2694, ...
		Скребки	СК-168/214	5	2970, 2967, 2964, ...
		Пробка разделительная	ПП-168	1	–

4. СПУСК ОБСАДНЫХ КОЛОНН

В данном разделе рассчитываются предельная скорость спуска колонны [1, 15] и допустимая глубина опорожнения колонны при спуске [15].

Предельная скорость спуска обсадной колонны определяется из соотношения

$$P_c = P_{\text{гст}} + P_{\text{гд}} \leq P_{\text{грп}}, \quad (4.1)$$

где $P_{\text{гст}}$ – гидростатическое давление столба промывочной жидкости на глубине наиболее слабого пласта (пласта с наименьшим индексом давления начала поглощения или гидроразрыва); $P_{\text{гд}}$ – гидродинамическое давление в скважине при спуске колонны труб с закрытым нижним концом; $P_{\text{грп}}$ – давление начала поглощения (гидроразрыва) наиболее слабого пласта.

При спуске обсадных колонн гидродинамическое давление при турбулентном течении вытесняемой жидкости определяется по формуле

$$P_{\text{гд}} = \frac{\rho_{\text{пж}}}{2} \sum_{i=1}^n \frac{l_i \omega_{\text{жи}}^2}{D_i}; \quad (4.2)$$

при ламинарном течении – по формуле

$$P_{\text{гд}} = 4\tau_0 \sum_{i=1}^n \frac{l_i}{\beta_i D_i}. \quad (4.3)$$

Здесь n – количество участков кольцевого пространства различного размера от устья до наиболее слабого пласта; l_i и D_i – соответственно длина и гидравлический диаметр кольцевого пространства на i -м участке; $\omega_{\text{жи}}^2$ – скорость течения жидкости на i -м участке; τ_0 – динамическое напряжение сдвига.

Коэффициент β является функцией параметра Сен-Венана – Илюшина:

$$\beta_i = f(\text{Sen}_i), \quad (4.4)$$

его определяют по графикам, приведенным в работах [2,3], или по интерполяционной формуле (для интервала $10 < \text{Sen} < 900$)

$$\beta = \frac{0,236 + 0,033\text{Sen}}{1 + 0,036\text{Sen}}. \quad (4.5)$$

Здесь $\text{Sen}_i = \tau_0 D_i / (\eta \omega_i)$.

Скорость течения вытесняемой жидкости при спуске колонны труб с закрытым нижним концом определяется из выражения

$$\omega_{жи} = \omega_T \left(\frac{D_{oi}^2}{D_{ci}^2 - D_{oi}^2} + b_T \right), \quad (4.6)$$

где ω_T – скорость движения труб; D_{ci} , D_{oi} – соответственно диаметр скважины и наружный диаметр обсадных труб на i -м участке скважины; b_T – коэффициент, учитывающий увеличение части жидкости стенками колонны труб, для практических расчетов можно принимать $b_T = 0,5$.

По приведенным уравнениям строят зависимость $P_c = f(\omega_T)$ и, зная значение $P_{гр.п.}$, по графику находят предельно допустимую скорость спуска колонны труб.

Практическую скорость, соответствующую смене режимов течения, находят из выражения

$$\omega_{кр} = \frac{\eta \text{Re}_{кр}}{\rho_{пж} (D_c - D_o)}, \quad (4.7)$$

где $\text{Re}_{кр} = 7,3\text{He}^{0,58} + 2100$; He – параметр Хедстрема, определяется из уравнения $\text{He} = [\tau_0 \rho_{пж} (D_c - D_o)^2] / \eta^2$.

Для упрощенных расчетов $\omega_{кр}$ можно определить из выражения

$$\omega_{кр} \approx 25 \sqrt{\frac{\tau_0}{\rho_{пж}}}. \quad (4.8)$$

Полученные значения скорости спуска сравниваются с нормативными, после чего принимается окончательное решение, которое записывается в геолого-технический наряд.

Допустимая глубина опорожнения колонны при спуске определяется из условия предупреждения ее смятия наружным избыточным давлением:

$$H \leq \frac{P_{кр} - P_{гд}}{\rho_{пж} g} . \quad (4.9)$$

5. ОБОСНОВАНИЕ СПОСОБА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ И РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

Способ цементирования зависит от геологических условий разбуриваемой площади, высоты подъема тампонажного раствора, опасности возникновения газопроявлений, наличия необходимого количества цементировочной техники, технологической оснастки и т.д. Можно выбрать один из следующих методов: прямой (одноступенчатый, многоступенчатый, с разрывом во времени, без разрыва во времени), обратный, метод встречных заливок и др.

Процесс расчета параметров цементирования делится на следующие этапы:

- обоснование необходимой плотности тампонажного раствора;
- определение вида и требуемого количества материалов (цемента, модифицирующих добавок, реагентов, воды для приготовления тампонажных растворов);
- обоснование вида и определение объемов продавочной и буферной жидкостей;
- расчет необходимого количества цементировочной техники по видам;
- обоснование схемы расстановки цементировочной техники;
- определение режимов работы цементировочной техники (расчет процесса закачивания и продавливания тампонажного раствора);
- определение планируемого времени цементирования, корректировка рецептуры тампонажного раствора.

5.1. Обоснование плотности тампонажных материалов

Плотность тампонажного раствора определяется из условий недопущения гидроразрыва наиболее слабого пласта в процессе цементирования ($P_{кп} < P_{гп}$), с учетом того, что интервал продуктив-

ного горизонта должен быть зацементирован тампонажным материалом без облегчающих добавок.

Давление гидроразрыва наиболее слабого пласта $P_{грп}$ определяется по графику совмещенных индексов давлений; ожидаемое давление в кольцевом пространстве $P_{кп}$ против «слабого» пласта на момент окончания цементирования определяется из выражения

$$P_{кп} = P_{гст} + P_{гд} + P_{укуп}, \quad (5.1)$$

где $P_{гст}$ – гидростатическое давление составного столба жидкостей в кольцевом пространстве против «слабого» пласта на момент окончания цементирования; $P_{гд}$ – гидродинамическое давление в кольцевом пространстве против «слабого» пласта; $P_{укуп}$ – противодействие на устье скважины в кольцевом пространстве (задается в зависимости от принятой технологии цементирования для исключения разрыва сплошности потока цементного раствора в процессе его закачки при цементировании).

Поскольку гидродинамическое давление зависит от плотности тампонажного раствора и его реологических характеристик, решать данную задачу целесообразно методом последовательных приближений. Для этого задается верхняя и нижняя границы возможных вариаций плотности тампонажного раствора:

$$\rho_{цр}^H = \rho_{пж} + 200; \quad (5.2)$$

$$\rho_{цр}^B = \frac{P_{гр} - \rho_{пж}gh}{g(L_{сл} - h)}, \quad (5.3)$$

где $\rho_{пж}$ – плотность промывочной жидкости, применяемой при вскрытии продуктивного горизонта, кг/м^3 ; $L_{сл}$ – глубина залегания подошвы наиболее «слабого» пласта, м; h – уровень тампонажного раствора от устья, м.

Плотность тампонажного раствора выбирается в пределах установленных границ ($\rho_{цр}^H \leq \rho_{цр} \leq \rho_{цр}^B$) и проверяется на момент окончания цементирования (условие $P_{кп} < P_{гр}$). При этом следует учитывать, что чем меньше плотность тампонажного раствора, тем, как правило, хуже качество образующегося цементного камня (ниже

прочность и коррозионная стойкость, выше проницаемость и т.д.). В случае отсутствия достаточно больших каверн ($D_c \leq 1,15D_d$) и концентричном расположении труб в скважине процесс продавливания рекомендуется осуществлять при пробковом режиме движения жидкостей в кольцевом пространстве, а при значительной кавернозности ($D_c > 1,15D_d$) – при турбулентном. Пробковый режим движения жидкостей обеспечивается при скорости потока $\omega_{кп} \leq \omega_{кр}$, а турбулентный при $\omega_{кп} \geq \omega_{кр}$. При невыполнении условия $P_{кп} \leq P_{гр}$ расчетную плотность тампонажного раствора понижают на 100 кг/м^3 и вычисления повторяют.

Следует учитывать, что если не оговорены специальные условия, интервал продуктивного пласта и зона на 300-500 м выше должна цементироваться цементным раствором нормальной плотности ($1800\text{-}1900 \text{ кг/м}^3$).

5.2. Обоснование потребного объема материалов

Потребный объем цементного раствора

$$V_{цр} = \frac{\pi}{4}(D_c^2 - D_{нар}^{ок2})h + V_{ст}; \quad (5.4)$$

$$V_{ст} = \frac{\pi}{4}D_{вн}^{ок2}h_{ст},$$

где D_c – диаметр скважины (с учетом коэффициента кавернозности) или внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны; $D_{нар}^{ок}$ и $D_{вн}^{ок}$ – наружный и внутренний диаметры обсадной колонны; h – высота столба тампонажного раствора в кольцевом пространстве, м; $V_{ст}$ и $h_{ст}$ – объем и высота цементного стакана в обсадной колонне.

В случае применения тампонажных растворов различной плотности необходимо рассчитать объем каждого типа раствора.

Потребное количество материалов для приготовления единицы объема тампонажного раствора необходимой плотности $\rho_{цр}$ определяется из уравнения

$$q = \frac{\rho_{цр}}{1 + (В/Ц)}, \quad (5.5)$$

где В/Ц – водоцементное (В/Т – водотвердое) отношение.

При регламентированных (определенных экспериментально в лаборатории) значениях В/Ц, плотности жидкости затворения $\rho_{ж}$, плотности твердой фазы $\rho_{тв}$ количество цемента для приготовления 1 м³ цементного раствора может быть определено из уравнения

$$q = \frac{\rho_{тв}\rho_{ж}}{\rho_{ж} + (В/Ц)\rho_{тв}}. \quad (5.6)$$

Следует помнить, что тампонажные растворы нормальной плотности получают из портландцемента при В/Ц = 0,45÷0,50. Для получения утяжеленных или облегченных тампонажных растворов применяют утяжеляющие или облегчающие добавки в количестве 15-40 % от массы сухой тампонажной смеси. Утяжеленные тампонажные растворы имеют В/Ц(В/Т) = 0,30÷0,45, а облегченные 0,7-1,2. При расчетах по уравнению (5.6) значение $\rho_{тв}$ должно учитывать плотность добавок, использованных для регулирования плотности получаемого тампонажного раствора. Плотность наиболее широко применяемых модифицирующих добавок следующая, кг/м³ [7]:

Портландцементный клинкер	3100-3200
Кварцевый песок	2600-2700
Известняк	2700-2900
Мел	2600-2800
Шлаки металлургические доменные	2700-3200
Гипс	2200-2400
Диатомит	2100-2500
Опока, трепел	2300-2700
Зола ТЭЦ	2000-2100
Известь негашеная	2300-2900
Известь гашеная	2200-2300
Пемза	2400-2500
Огарки колчеданные (пиритные)	3200-3600
Гематит	4900-5100
Барит	4300-4400
Титановый концентрат	4500-5300
Свинцовый шлак	3800-3900
Шлак производства ферротитана	3500-3700
Глинопорошок	2300-2700

Глиез	2600-2700
Резиновая крошка	1300-1400
Пыль электрофильтров цементнообжигательных печей	2600-2800
Хроматный шлам	2700-2900
Керамзитовая пыль	2500-2700

При выборе конкретных рецептур тампонажных растворов и определении их параметров рекомендуется использовать справочники [17, 22].

Количество материалов для приготовления 1 м^3 тампонажного раствора с облегчающими или утяжеляющими добавками можно рассчитать, пользуясь следующей системой уравнений:

$$q_c(1 + V/T) = \rho_{цр};$$

$$q_c \left[\frac{1-a}{\rho_{ц}} + \frac{a}{\rho_{д}} + 10^{-3}(V/T) \right] = 1; \quad (5.7)$$

$$q = q_c(1 - a), \quad q_{д} = q_c a,$$

где $q_c, q_{д}$ – общее количество соответственно тампонажного материала и добавки; a – доля добавки в тампонажной смеси; $\rho_{ц}, \rho_{д}$ – плотность цемента и добавки.

Массовая доля облегчающей или утяжеляющей добавки задается из соображений обеспечения седиментационной устойчивости или прокачиваемости тампонажного раствора и определяется обычно по данным лабораторных испытаний. Можно воспользоваться данными справочного руководства [7]. При использовании в качестве облегчающей добавки глинопорошка его доля в сухой тампонажной смеси не должна превышать 20 %. В противном случае резко снижаются прочностные характеристики камня и его коррозионная стойкость. Следует иметь в виду, что глина как облегчающая добавка к цементам является наихудшим из всех традиционно применяемых материалов.

Общая масса тампонажного материала для приготовления тампонажных растворов

$$G_{тм} = K_{т} q_c V_{тр}, \quad (5.8)$$

где K_t – коэффициент, учитывающий потери цемента при транспортировке и затворении, $K_t = 1,03 \div 1,06$.

Вид тампонажного материала зависит от температуры в скважине, агрессивности пластовых флюидов и выбирается на основе экспериментальных данных. Если нет особых пожеланий к виду тампонажных материалов со стороны заказчика, то для выбора состава тампонажных материалов можно воспользоваться рекомендациями работ [2, 7, 26].

Количество жидкости для затворения каждого из тампонажных растворов определится из выражения

$$G_{\text{ж}} = K_{\text{в}} (В/Ц) G_{\text{тм}}, \quad (5.9)$$

где $K_{\text{в}} = 1,08 \div 1,10$ – коэффициент, учитывающий потери воды.

Количество химических реагентов, используемых при цементировании для регулирования свойств тампонажных растворов (тампонажного камня), рассчитывается в процентах по отношению к массе сухого тампонажного материала. Как правило, для этого используют результаты лабораторных исследований. Также можно воспользоваться рекомендациями работ [2, 7].

Необходимый объем продавочной жидкости будет равен объему манифольда и внутреннему объему обсадной колонны без цементного стакана:

$$V_{\text{прод.ж}} = (V_{\text{ман}} + V_{\text{обс.кол}} - V_{\text{цем.ст}}) \Delta, \quad (5.10)$$

где $V_{\text{ман}}$ – объем манифольда – трубопроводов, связывающих цементировочные агрегаты с цементировочной головкой, м^3 , для практических расчетов принимают $V_{\text{ман}} = 0,5 \text{ м}^3$; $V_{\text{обс.кол}}$ – внутренний объем обсадной колонны; Δ – коэффициент, учитывающий сжимаемость продавочной жидкости, принимается $\Delta = 1,02 \div 1,04$.

5.3. Обоснование технологических параметров процесса закачивания тампонажного раствора

Определяется число смесительных машин для каждого вида тампонажного материала:

$$n_{\text{см}} = \frac{G_{\text{тм}}}{m_{\text{нас}} V_{\text{бунк}}}, \quad (5.11)$$

где $m_{\text{нас}}$ – насыпная масса сухой тампонажной смеси, кг/м³; $V_{\text{бунк}}$ – емкость бункера смесительной машины, м³.

Следует помнить, что смесительные машины (2СМН-20, АС-20) имеют транспортную грузоподъемность 10 т, тогда как в стационарных условиях их грузоподъемность составляет 20 т. Это необходимо учитывать при определении числа смесительных машин и при необходимости планировать привлечение цементовозов для доставки цемента на буровую.

Тип цементировочного агрегата зависит от выбранных смесительных машин. Например, цементировочные агрегаты ЦА-400 не имеют водяного насоса, поэтому их следует использовать с машинами АС-20, имеющими такой насос. В комплекте цементировочных агрегатов ЦА-320 имеется водяной насос для подачи воды в смеситель при затворении тампонажного раствора, и эти агрегаты можно использовать в паре со смесителем 2СМН-20. Характеристики цементировочных и насосных агрегатов приведены в работе [14] и табл. 5.1

Таблица 5.1

Подача Q (в литрах в секунду) и давление P (в мегапаскалях), развиваемые цементировочными агрегатами

Тип агрегата	Скорость	Диаметр втулок, мм									
		100		110		115 (120)		125		140	
		Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P
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	8,1	10	–	–
	IV	8,6	9	–	–	10,7	8	14,5	6	–	–
ЗЦА-400	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
4АН-700	I	6,0	70	–	–	9,0	47	–	–	–	–
	II	8,3	51	–	–	12,3	34	–	–	–	–
	III	11,6	36	–	–	17,3	24	–	–	–	–

Количество цементировочных агрегатов (ЦА), работающих совместно с конкретной цементно-смесительной машиной, определяется производительностью смесителя по тампонажному раствору и суммарной производительностью насосов высокого давления у ЦА, производящих закачку приготовленного раствора в скважину. Эти производительности должны соответствовать друг другу.

Производительность смесителя по тампонажному раствору зависит от производительности водяного насоса $Q_{вн}$ и состава тампонажного раствора:

$$Q_{см} = \frac{Q_{вн}}{(В/Ц)q}. \quad (5.12)$$

Примерные производительности смесительных машин показаны в табл.5.2.

Из табл.5.2, например, следует, что при $Q_{вн} = 13$ л/с с каждой смесительной машиной должны работать не менее двух ЦА-320 (максимальная производительность ЦА-320 при диаметрах втулок 125 мм равна 14 л/с).

При $Q_{вн} = 7$ л/с и использовании ЦА-400 с каждой смесительной машиной можно использовать один цементный агрегат. Следует также учитывать, что в процессе цементирования возможны поломки ЦА, поэтому во избежание перерывов в работе при цементировании глубоких скважин стремятся с каждой смесительной машиной обвязывать два ЦА.

Общее количество ЦА зависит от графика работы смесителей. При параллельной (одновременной) работе смесителей в приго-

товлении и закачке тампонажного раствора участвуют все ЦА. Естественно, что параллельно могут работать смесители, загруженные одним тампонажным материалом.

При последова-

Таблица 5.2

Производительность смесительных машин по тампонажному раствору, л/с

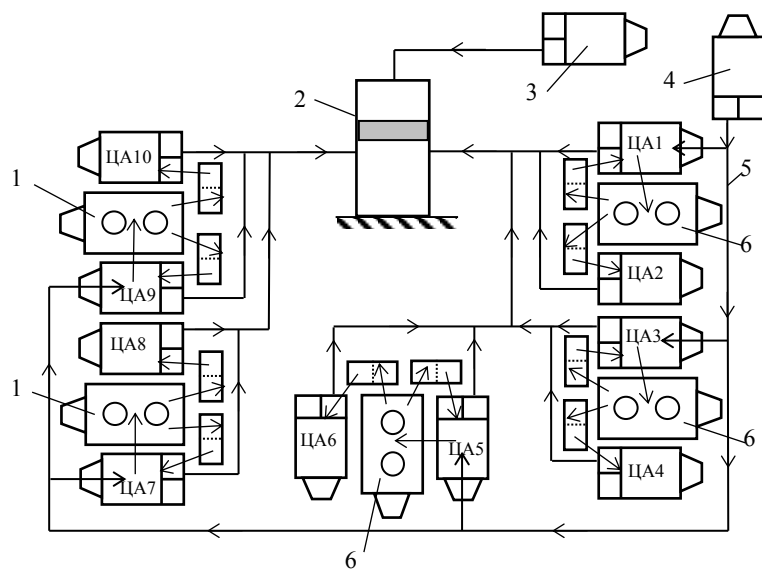
Водоцементное отношение раствора (В/Ц)	Подача водяного насоса $Q_{вн}$, л/с	
	7	13
0,4-0,5	11-12	21-22
0,8-1,0	8,5-9,6	16-18

тельной работе смесителей цементировочные агрегаты, затворившие цемент из первого смесителя, во время работы второго смесителя могут подсоединяться к третьему смесителю и участвовать в его работе. Последовательная работа смесителей позволяет сократить требуемое количество цементировочных агрегатов, но увеличивает продолжительность цементирования скважины. Вследствие этого, а также из-за сложностей с обвязкой ЦА с двумя смесителями последовательную работу применяют редко, только при недостатке агрегатов для закачки и продавки тампонажного раствора.

Некоторые варианты обвязки цементировочной техники приведены на рис.5.1-5.3.

При планировании операции цементирования необходимо определить количество тампонажных материалов по видам загружаемого в каждую цементосмесительную машину, объем воды, находящейся в мерных емкостях цементировочных агрегатов, количество химических реагентов, добавляемых в жидкость для каждого вида тампонажного материала. Важно определить схему подачи продавочной жидкости к агрегатам, участвующим в процессе продавки.

Применяемые в настоящее время цементосмесительные машины не обеспечивают постоянной подачи тампонажного материала



36

Рис.5.1. Схема обвязки цементировочной техники

- 1 – узел приготовления цементного раствора (смесительная машина);
- 2 – цементировочная головка; 3 – цементировочный агрегат для начала продавки;
- 4 – цементировочный агрегат для подачи воды и продавочной жидкости; 5 – линии подачи воды и продавочной жидкости; 6 – узел приготовления облегченного цементного раствора

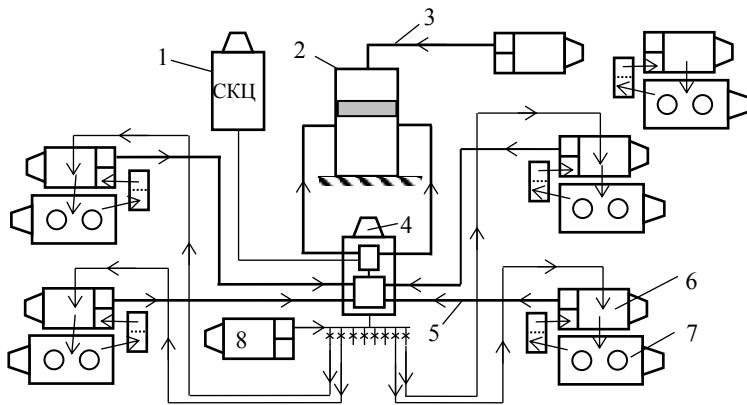


Рис.5.2. Схема обвязки цементировочной техники с использованием блока мани-
 фольдов БМ-700

1 – станция контроля цементирования; 2 – цементировочная головка; 3 – линия подачи воды
 и продажной жидкости; 4 – блок манифольдов; 5 – нагнетательные линии подачи цементного
 раствора и продажной жидкости; 6 – ЦА-320; 7 – 2СМН-20; 8 – агрегат на подачу воды
 — линия высокого давления (подача цементного раствора); — линия низкого давлени-
 я (откачка-подача жидкости затворения); СКЦ – станция контроля цементирования

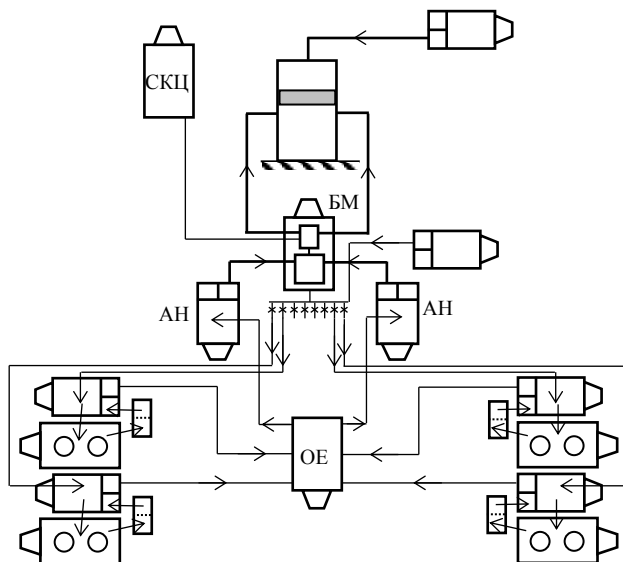


Рис.5.3. Схема обвязки цементировочной техники с помощью осреднительной емкости
 ОЕ – осреднительная емкость; АН – агрегат насосный; БМ – блок манифольдов

в воронку смешения, в результате чего не всегда обеспечивается постоянство состава и свойств тампонажного раствора. В связи с этим в процессе приготовления и закачки тампонажного раствора в скважину целесообразно использовать осреднительную емкость. Особенно это важно при последовательной работе смесительных машин. В этом случае ЦА, обвязанные со смесительными машинами, откачивают приготовленный тампонажный раствор в осреднительную емкость, а другие цементировочные (ЦА) или насосные (АН) агрегаты нагнетают тампонажный раствор из нее в скважину. Суммарная производительность насосных агрегатов, откачивающих тампонажный раствор из осреднительной емкости, должна соответствовать производительности смесительных машин, готовящих тампонажный раствор. Закачку тампонажного раствора в скважину целесообразно начинать, когда осреднительная емкость заполнится больше чем на 50 %. В качестве осреднительной емкости иногда используются старые смесительные машины (с демонтированными шнеками для подачи тампонажного материала) с объемом 14 м³. Схема обвязки цементировочной техники с использованием осреднительной емкости показана на рис.5.3.

В качестве примера представим в табл.5.3 и 5.4 результаты расчета для схемы на рис.5.1.

Таблица 5.3

Загрузка цементосмесительных машин

Смесительная машина		Тампонажный материал		ЦА, работающие с СМН
Номер	Тип	Вид	Количество, т	
1	2АС-20	Облегченный	12	ЗЦА-400; N 1,2
2	2АС-20	Облегченный	12	
3	2АС-20	Облегченный	15	
4	2СМН-20	Нормальной плотности	18	ЦА-320; N 7,8
5	2СМН-20	Нормальной плотности	18	ЦА-320; N 9,10

Таблица 5.4

Участие ЦА в операции цементирования

Номер ЦА	Количество воды для затворения цементного раствора, м ³	Участие в продавке цементного раствора	Примечание
1	6	Да	
2	6	Да	
3	6	Да	

Окончание таблицы 5.4

Номер ЦА	Количество воды для затворения цементного раствора, м ³	Участие в продавке цементного раствора	Примечание
4	6	Да	
5	6	Нет	
6	6	Нет	
7	6	Нет	
8	3	Нет	Закачка 6 м ³ буферной жидкости
9	6	Нет	
10	3	Нет	
11	–	Да	Начало продавки
12	–	Нет	Подача воды

Следует учесть, что при больших скоростях закачки тампонажного раствора при параллельной работе смесительных машин давление на цементировочной головке может превысить допустимое давление цементировочных агрегатов из-за чрезмерного роста гидравлических сопротивлений внутри обсадной колонны и в кольцевом пространстве.

5.4. Обоснование технологических параметров процесса продавливания тампонажного раствора

Для обеспечения непрерывности потока процесс продавливания должен начинаться с производительностью, на которой закачивается закачка цементного раствора.

При продавливании тампонажного раствора в заколонное пространство должны выполняться условия:

$$P_{\text{кп}} < P_{\text{гст}}; \quad (5.13)$$

$$P_{\text{цг}} < [P_{\text{нас}}], \quad (5.14)$$

где $P_{\text{кп}}$ – давление в кольцевом пространстве на забое скважины; $P_{\text{гст}}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве; $P_{\text{цг}}$ – давление на цементировочной головке; $P_{\text{цг}} = P_{\text{кп}} - P_{\text{гст}} + P_{\text{гдкп}} + P_{\text{гдок}}$; $[P_{\text{нас}}]$ – допустимое давление, развиваемое насосом цементировочного или насосного агрегата при заданном диаметре втулок

(см. табл. 5.1); $P_{\text{гдкп}}$ – гидродинамическое давление, обусловленное движением жидкости в кольцевом пространстве; $P_{\text{гдок}}$ – гидродинамическое давление, обусловленное движением жидкости в обсадной колонне.

Для турбулентного режима движения

$$P_{\text{гдок}} = \frac{8\lambda Q^2}{\pi^2 D_b^3} \sum_{i=1}^N l_i \rho_i, \quad (5.15)$$

где l_i – длина столба i -й жидкости в обсадной колонне, м.

Для пробкового режима движения

$$P_{\text{гдок}} = \frac{4}{D_b} \sum_{i=1}^N \frac{\tau_i l_i}{\beta_i}, \quad (5.16)$$

где τ_i – динамическое напряжение сдвига i -й жидкости в обсадной колонне, Па; β_i – коэффициент для i -й жидкости, находящейся в обсадной колонне, зависящий от критерия Сен-Венана – Ильюшина [1, 15]

Критерий

$$\text{Sen} = \frac{\tau_i D}{\eta_i \omega}, \quad (5.17)$$

где η_i – эффективная вязкость i -й жидкости, находящейся в обсадной колонне, Па·с.

Как было показано в разделе 4, для определения β можно пользоваться эмпирическими соотношениями (4.5).

Для обоснования режимов продавки тампонажного раствора можно использовать графический метод. Для этого задаются несколькими значениями объема продавочной жидкости, например $V_{\text{пр}}$ равно 0; 25; 50; 75; 100 %, и рассчитывают на каждый момент распределение жидкостей в кольцевом пространстве и обсадной колонне. Затем определяют давления на устье скважины, на забое и против наиболее слабого пласта в статических и динамических условиях при различных расходах продавочной жидкости. Значения расходов зависят от типа, количества и производительности ЦА, принимающих участие в продавке цементного раствора. Результаты вычислений можно оформить в виде графиков. Графики изменения давлений можно рассчитать и на весь процесс цементирования,

включая закачку буферной жидкости, облегченного тампонажного раствора (ОЦР), цементного раствора нормальной плотности (ЦР) и продавочной жидкости.

Отмечая на графиках значения допустимых давлений, развиваемых насосами цементировочных агрегатов [$P_{нас}$], рассчитывают моменты изменения режимов продавки – перехода на меньшую подачу насосов ЦА или изменения количества ЦА, участвующих в продавке. Такой же график можно строить и для давления в кольцевом пространстве, которое сравнивается с давлением поглощения слабого пласта. При анализе полученных зависимостей из условий (5.13) и (5.14) и определяется режим продавливания.

Полученные выводы обобщают и окончательно устанавливают режимно-технологические параметры процесса закачки и продавливания цементного раствора.

Для предупреждения прорыва колонны от гидравлического удара при посадке разделительной пробки на кольцо «стоп» последние 1-1,5 м³ продавочной жидкости следует закачивать с наименьшей производительностью одним агрегатом.

Если разность гидростатических давлений жидкостей, находящихся в обсадной колонне и в кольцевом пространстве, в какой-то момент времени окажется меньше гидродинамических потерь давления в трубах и кольцевом пространстве, на устье скважины (на цементировочной головке) возникнет вакуум. Последнее может вызвать подсос воздуха через негерметичности в соединениях труб и, как следствие, образование пустот в цементном камне за колонной. Во избежание этого рекомендуется всегда иметь положительное давление на цементировочной головке на устье скважины, создавая в случае необходимости давление на устье в кольцевом пространстве, направляя выходящую из скважины жидкость через штуцерную батарею.

5.5. Определение времени цементирования

В соответствии с рассчитанными режимами работы цементировочной техники, определяется планируемое время цементирования:

$$T_{\text{цеи}} = \frac{V_{\text{б.ж}}}{Q_{\text{б.ж}}} + \sum_{i=1}^n \frac{V_{i\text{тр}}}{Q_{i\text{тр}}} + \sum_{j=1}^m \frac{V_{j\text{пр.ж}}}{Q_{j\text{пр.ж}}} + (600 - 900) \text{ с}, \quad (5.18)$$

где $V_{i\text{тр}}$ – объем тампонажного раствора, закаченного в скважину при расходе Q_i ; $V_{j\text{пр.ж}}$ – то же для продавочной жидкости; $Q_{\text{б.ж}}$ – расход при закачке буферной жидкости; $V_{\text{б.ж}}$ – объем буферной жидкости.

Согласно [19] время цементирования не должно превышать 75 % от времени прокачивания тампонажного раствора.

В случае ступенчатого цементирования расчет процесса производится аналогично, но отдельно для каждой ступени. Место установки цементировочной муфты определяется геологическими условиями. При опасности поглощения тампонажного раствора муфта должна устанавливаться выше зоны поглощения. При этом должно соблюдаться условие $P_{\text{кп}} < P_{\text{тр}}$. В случае опасности газопроявлений цементировочная муфта должна быть установлена на 100-200 м выше кровли газоносного пласта.

Результаты расчетов по данному разделу должны быть представлены в виде таблицы и графиков.

6. ПРИМЕРЫ

Пример 6.1. Определение коэффициентов аномальности пластового давления и индексов давления поглощения

Исходные данные: тип скважины – эксплуатационная на нефть; характеристика залежи – неоднородная; глубина скважины 1500 м; планируемый дебит 30 м³/сут; мощность пласта 25 м; пластовое давление зависит от интервала глубин:

$h, \text{ м}$	0-150	150-1475	1475-1500
$P_{\text{пл}}$	$P_{\text{гс}}$	$0,7P_{\text{гс}}$	$1,3P_{\text{гс}}$

Решение. Используя формулы (1.3) и (1.5), вычислим пластовое давление и давление начала поглощения.

Пластовое давление:

$$P_{\text{пл}150} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 150 = 1,5 \text{ МПа};$$

$$P_{пл1475} = 0,7 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1475 = 10,1 \text{ МПа};$$

$$P_{пл1500} = 1,3 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1500 = 19,1 \text{ МПа}.$$

Давление начала поглощения (гидроразрыва):

$$P_{грп150} = 0,0083 \cdot 150 + 0,66 \cdot 1,5 = 2,2 \text{ МПа};$$

$$P_{грп1475} = 0,0083 \cdot 1475 + 0,66 \cdot 10,1 = 18,9 \text{ МПа};$$

$$P_{грп1500} = 0,0083 \cdot 1500 + 0,66 \cdot 19,1 = 25,1 \text{ МПа}.$$

Полученные значения давлений занесем в табл.6.1.

Таблица 6.1

Результаты расчета давления

Интервал скважины	Глубина скважины h , м	Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	Давление начала поглощения $P_{пог}$, МПа
1	150	1,5	2,2
2	1475	10,3	18,9
3	1500	19,5	25,1

Определим коэффициент аномальности по формуле (1.1):

$$K_{a(0-150)} = \frac{1500000}{1000 \cdot 9,81 \cdot 150} = 1,0;$$

$$K_{a(150-1475)} = \frac{10300000}{1000 \cdot 9,81 \cdot 1475} = 0,7;$$

$$K_{a(1475-1500)} = \frac{19500000}{1000 \cdot 9,81 \cdot 1500} = 1,3.$$

Определим индекс давления начала поглощения по формуле (1.2):

$$K_{п(0-150)} = \frac{2200000}{1000 \cdot 9,81 \cdot 150} = 1,5;$$

$$K_{п(150-1475)} = \frac{19000000}{1000 \cdot 9,81 \cdot 1475} = 1,3;$$

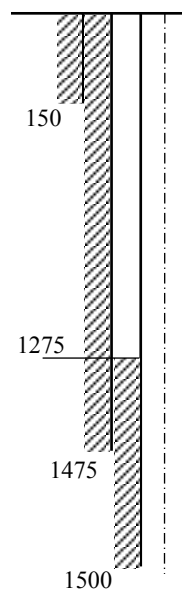
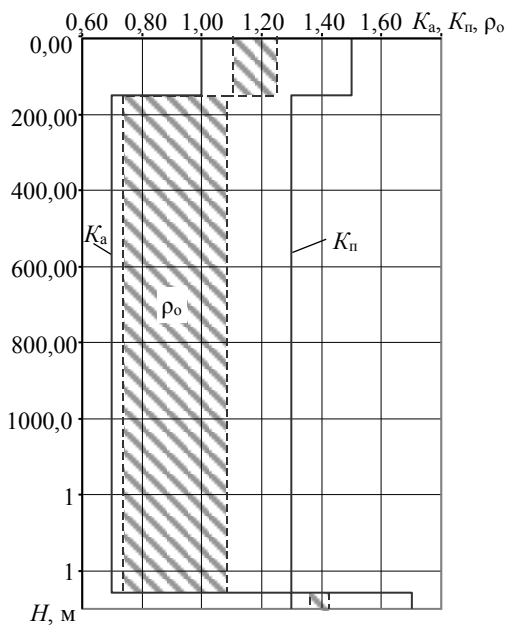
$$K_{п(1475-1500)} = \frac{25300000}{1000 \cdot 9,81 \cdot 1500} = 1,7.$$

Полученные значения занесем в табл.6.2.

Таблица 6.2

Результаты расчета

Интервал скважины	Глубина скважины h , м	Коэффициент аномальности K_a	Индекс давления начала поглощения $K_{п}$
1	0-150	1	1,5
2	150-1475	0,7	1,3
3	1475-1500	1,3	1,7



Пример 6.2. Построение графика совмещенных давлений, определение относительной плотности бурового раствора и количества обсадных колонн

Исходные данные взять из примера 6.1.

Решение. Определим относительную плотность бурового раствора по формуле (1.7):

$$1,1 \cdot 1 < \rho_{o(0-150)} < \frac{1,5}{1,2} \Rightarrow 1,10 < \rho_{o(0-150)} < 1,25;$$

$$1,05 \cdot 0,7 < \rho_{o(150-1475)} < \frac{1,3}{1,2} \Rightarrow 0,74 < \rho_{o(150-1475)} < 1,08;$$

$$1,05 \cdot 1,3 < \rho_{o(1475-1500)} < \frac{1,7}{1,2} \Rightarrow 1,36 < \rho_{o(1475-1500)} < 1,42.$$

Результаты расчета занесем в табл.6.3 и построим график совмещенных давлений (рис.6.1).

Таблица 6.3

Результаты расчета относительной плотности

Интервал скважины	Глубина скважины h , м	Коэффициент аномальности K_a	Индекс давления начала поглощения K_n	Относительная плотность ρ_o
1	0-150	1	1,5	1,10-1,25
2	150-1475	0,7	1,3	0,74-1,08
3	1475-1500	1,3	1,7	1,36-1,42

Если на каком-то интервале скважины плотность бурового раствора меняется, то перед заменой раствора необходимо закрепить ствол скважины обсадными трубами и зацементировать затрубное пространство.

В нашем случае плотность меняется три раза, следовательно, необходимо установить три обсадные колонны: кондуктор, промежуточную и эксплуатационную.

Определим интервалы цементирования обсадных колонн. Кондуктор во всех скважинах на нефть и газ цементируется до устья. Промежуточная колонна эксплуатационных скважин на нефть

цементируется не ниже 50 м от башмака предыдущей колонны, поэтому цементируем ее до устья. Эксплуатационная колонна эксплуатационных скважин на нефть цементируется не ниже 100 м от башмака предыдущей колонны, поэтому цементируем ее до глубины 1275 м. Графическое изображение предварительной конструкции скважины представим на рис.6.2.

Пример 6.3. Расчет и построение конструкции скважины

Исходные данные взять из примеров 6.1 и 6.2.

Решение. Расчет диаметров обсадных колонн и долот производится снизу вверх и начинается с определения диаметра эксплуатационной колонны. Для нефтяной скважины с дебитом $Q = 30 \text{ м}^3/\text{сут}$ по табл.1.1 рекомендуемый наружный диаметр эксплуатационной колонны составит $D_{\text{нар}}^э = 114 \text{ мм}$. По ГОСТ 632-80 наружный диаметр муфты $D_{\text{м}}^э = 133 \text{ мм}$. При $D_{\text{нар}}^э = 114 \text{ мм}$ радиальный зазор $\delta = 10 \text{ мм}$. Диаметр долота под эксплуатационную колонну (интервал 1475-1500 м) вычислим по формуле (1.8):

$$D_{\text{д}}^э = 133 + 2 \cdot 10 = 153 \text{ мм.}$$

Полученное значение диаметра долота округлим до ближайшего большего значения согласно ГОСТ 20692-75. Получим $D_{\text{д}}^э = 161 \text{ мм}$.

Выполним расчет промежуточной колонны. Внутренний диаметр колонны вычислим по формуле (1.9), приняв зазор для свободного прохождения долота $\Delta = 3 \text{ мм}$:

$$D_{\text{вн}}^{\text{пр}} = 161 + 2 \cdot 3 = 167 \text{ мм.}$$

Полученное значение округлим в большую сторону согласно ГОСТ 632-80 и определим наружные диаметры тела трубы и муфты. Получим: $D_{\text{вн}}^{\text{пр}} = 168,3 \text{ мм}$; $D_{\text{нар}}^{\text{пр}} = 193,7 \text{ мм}$; $D_{\text{м}}^{\text{пр}} = 215,9 \text{ мм}$. При $D_{\text{нар}}^{\text{пр}} = 193,7 \text{ мм}$ радиальный зазор $\delta = 20 \text{ мм}$. Диаметр долота под промежуточную колонну (интервал 150-1475 м) вычислим по формуле (1.8):

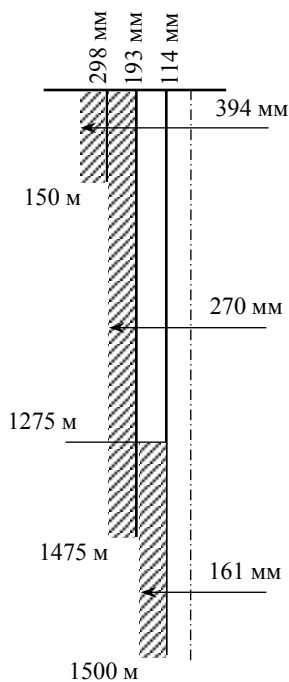


Рис. 6.3. Окончательная конструкция скважины

$$D_{\text{д}}^{\text{пр}} = 215,9 + 2 \cdot 20 = 255,9 \text{ мм.}$$

Полученное значение диаметра долота округлим до ближайшего большего согласно ГОСТ 20692-75. Окончательно $D_{\text{д}}^{\text{пр}} = 269,9 \text{ мм.}$

Выполним расчет кондуктора. Внутренний диаметр колонны вычислим по формуле (1.9), приняв зазор для свободного прохождения долота $\Delta = 3 \text{ мм.}$

$$D_{\text{вн}}^{\text{к}} = 269,9 + 2 \cdot 3 = 275,9 \text{ мм.}$$

Полученное значение округлим в большую сторону согласно ГОСТ 632-80 и определим наружные диаметры тела трубы и муфты. Получим: $D_{\text{вн}}^{\text{к}} = 276,3 \text{ мм.}$
 $D_{\text{нар}}^{\text{к}} = 298,5 \text{ мм.}$ $D_{\text{м}}^{\text{к}} = 323,9 \text{ мм.}$ При $D_{\text{нар}}^{\text{к}} = 298,5 \text{ мм}$ радиальный зазор $\delta = 30 \text{ мм.}$ Диаметр долота под кондуктор (интервал 0-150 м) вычислим по формуле (1.8):

$$D_{\text{д}}^{\text{к}} = 323,9 + 2 \cdot 30 = 383,9 \text{ мм.}$$

Полученное значение диаметра долота округлим до ближайшего большего согласно ГОСТ 20692-75. Окончательно $D_{\text{д}}^{\text{к}} = 393,7 \text{ мм.}$

Результаты расчетов сведем в табл. 6.4.

Таблица 6.4

Результаты расчета конструкции скважины

Название колонны	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска колонны, м	Интервал цементирования от башмака, м	Диаметр долота, мм
Кондуктор	298	150	До устья	394
Промежуточная	193	1475	До устья	270
Эксплуатационная	114	1500	225	161

С учетом выполненных расчетов построим окончательное графическое изображение конструкции скважины (рис.6.3).

Пример 6.4. Расчет обсадной колонны

Исходные данные. Рассчитать эксплуатационную колонну диаметром $D_{нар}^3 = 146$ мм для нефтяной скважины глубиной $l = 3150$ м. Пластовое давление в кровле продуктивного пласта $P_k = 49$ МПа. Толщина продуктивного пласта 120 м. На глубине $L_3 = 2100$ м начинается проницаемый пласт толщиной 40 м, имеющий в середине пласта давление $P_3 = 30$ МПа. Цементный раствор плотностью $\rho_{цр1} = 1800$ кг/м³ поднят до 1900 м (от устья), выше находится облепченный раствор плотностью $\rho_{цр2} = 1580$ кг/м³, который поднят на 200 м выше башмака предыдущей колонны. Промежуточная колонна спущена на глубину 980 м. Скважина заканчивается раствором (глинистым) плотностью $\rho_p = 1450$ кг/м³. Плотность нефти, не содержащей газа и сероводорода, $\rho_n = 670$ кг/м³.

Герметичность эксплуатационной колонны будет определяться опрессовкой, проводимой продавочной жидкостью с плотностью 1050 кг/м³ сразу после получения сигнала «стоп». Пластовое давление в конце эксплуатации 3,5 МПа.

Решение. 1. Расчет давлений, действующих на обсадную колонну. Наружное давление до затвердевания цементного раствора в незацементированном интервале 0-780 м по формуле (2.1)

$$P_{н780} = 1450 \cdot 9,81 \cdot 780 = 11,1 \text{ МПа.}$$

Средняя плотность цементного раствора по формуле (2.3)

$$\rho_{\text{цр.ср.}} = \frac{1800 \cdot 1250 + 1580 \cdot 1120}{1250 + 1120} = 1696 \text{ кг/м}^3.$$

В зацементированном интервале 780-3150 м после цементирования (сразу после получения сигнала «стоп») по формуле (2.2) давление

$$P_{\text{н}3150} = 1450 \cdot 9,81 \cdot 780 + 1696 \cdot 9,81 \cdot (3150 - 780) = 50,5 \text{ МПа.}$$

После затвердевания цемента колонна испытывает наружное давление, обусловленное действием поровой жидкости цементного камня, которое вычисляется по формуле (2.4):

$$P_{\text{н}2120} = 1450 \cdot 9,81 \cdot 780 + 1100 \cdot 9,81 \cdot (2120 - 780) = 25,6 \text{ МПа;}$$

$$P_{\text{н}3150} = 1450 \cdot 9,81 \cdot 780 + 1100 \cdot 9,81 \cdot (3150 - 780) = 36,7 \text{ МПа.}$$

В интервале проницаемых пород наружное давление берется равным пластовому давлению. В данном случае согласно условию задачи $P_{\text{н}2120} = 30 \text{ МПа}$. Согласно полученным данным построим графики наружных давлений (рис.6.4).

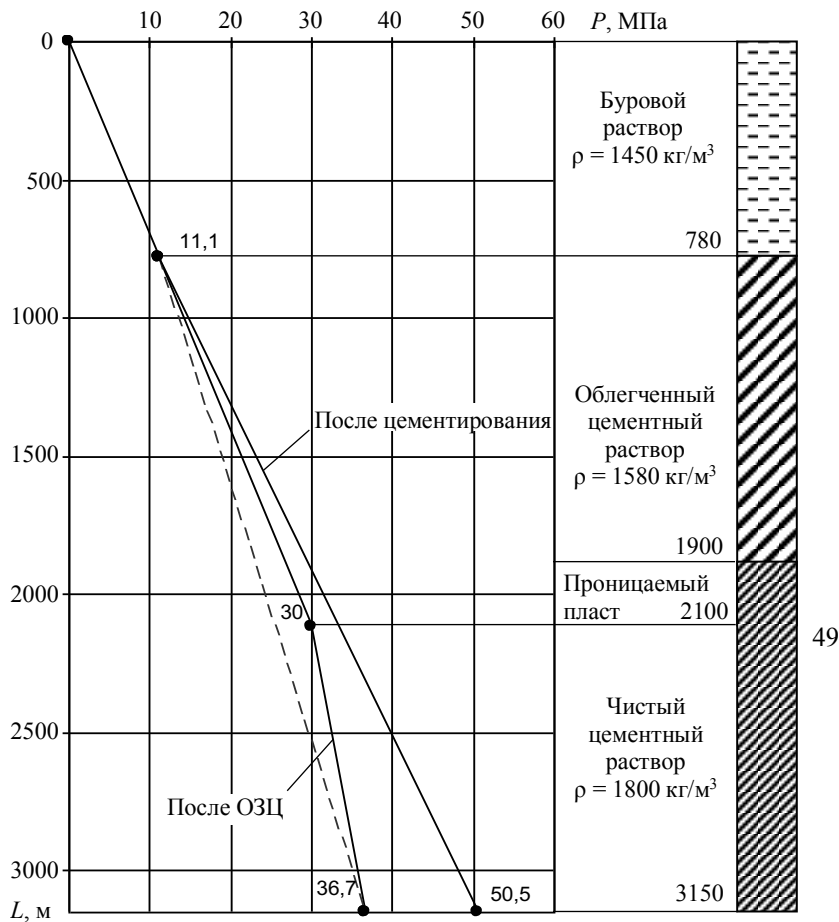


Рис.6.4. Графики наружных давлений, действующих на обсадную колонну

Находим *внутреннее давление* на устье скважины в период ввода в эксплуатацию по формуле (2.6):

$$P_{\text{вы}} = 49 \cdot 10^6 - 670 \cdot 9,81 \cdot (3150 - 0) = 28,1 \text{ МПа.}$$

Поскольку устьевое давление больше нормативного ($P_y > [P_{\text{оп}}] = 2,5 \text{ МПа}$), то в расчет закладывается наибольшее значение давлений.

При испытании колонны на герметичность в один прием без пакера вычислим давление опрессовки по формуле (2.21):

$$P_{\text{оп}} = 1,1P_{\text{вы}} = 1,1 \cdot 28,1 = 30,9 \text{ МПа.}$$

Тогда

$$P_{\text{в}3150} = 30,9 \cdot 10^6 + 1050 \cdot 9,81 \cdot 3150 = 63,3 \text{ МПа.}$$

В конце времени эксплуатации скважины устьевое давление равно нулю, так как пласт истощен (формула (2.8)):

$$P_y = 0.$$

Уровень жидкости в скважине определим из уравнений (2.7):

$$0 = P_{\text{пл}} - \rho_{\text{н}} g(L - z);$$

$$z = L - \frac{P_{\text{плкэ}}}{\rho_{\text{н}} g} = 3150 - \frac{3,5 \cdot 10^6}{670 \cdot 9,81} = 2617 \text{ м,}$$

где $P_{\text{плкэ}}$ – пластовое давление в конце эксплуатации.

По полученным данным построим график внутренних давлений (рис.6.5), затем графики избыточных давлений (рис.6.6).

Внутренние избыточные давления равны разности давлений при опрессовке и наружных давлений после цементирования (формула (2.20)):

$$P_{\text{виу}} = 30,9 - 0 = 30,9 \text{ МПа;}$$

$$P_{\text{ви}3150} = 63 - 50,5 = 12,5 \text{ МПа.}$$

Наружные избыточные давления равны разности наружных давлений после ОЗЦ (давление поровой жидкости цементного камня) и внутреннего давления в конце эксплуатации:

$$P_{\text{ну}} = 0;$$

$$P_{\text{ни}2100} = 30 - 0 = 30 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{ни}3150} = 36,7 - 3,5 = 33,2 \text{ МПа}.$$

Необходимо также учитывать коэффициент разгрузки $K = 0,25$, с которым расчетная формула (2.19) принимает вид

$$P_{\text{ни}3150} = P_{\text{ни}3150}(1 - K) = 33,2(1 - 0,25) = 27,5 \text{ МПа}.$$

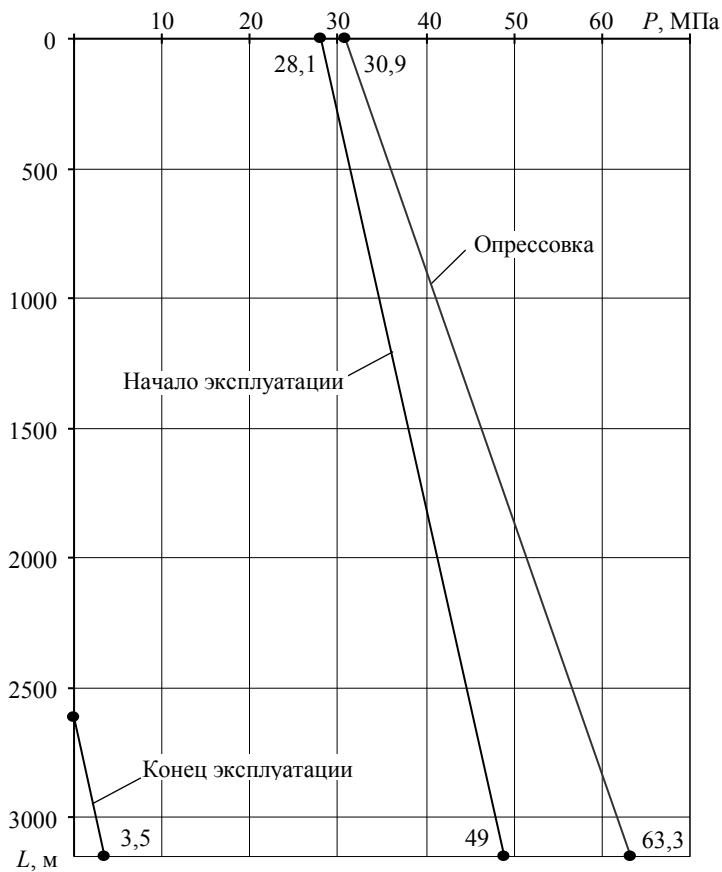


Рис. 6.5. График внутренних давлений, действующих на обсадную колонну

По результатам расчета построим график наружных и внутренних избыточных давлений (рис.6.6).

2. Расчет обсадной колонны. Подбор компоновки эксплуатационной колонны ведется по эпюрам наружных избыточных давлений (рис.6.6) с учетом внутренних давлений и сдвигающих нагрузок. Расчет производится по формулам (2.22)-(2.24) с использованием табл.2.2-2.4 и литературы [8, 24].

Первая секция колонны должна перекрыть продуктивный пласт и иметь дополнительно 50 м, поэтому $l_1 = 170$ м. Наибольшее значение $P_{ни}$ фиксируется на уровне верхнего конца первой секции колонны: при $L = 2980$ м давление $P_{ни2980} = 28$ МПа.

С учетом коэффициента запаса прочности $n_1 = 1,3$ трубы первой секции должны выдерживать давление $n_1 P_{ни2980} = 1,3 \cdot 28 = 36,4$ МПа. По нормативным материалам [8, 24] определим, что такое давление выдерживают трубы группы прочности Д с толщиной стенок $\delta = 10,7$ мм (D10,7), $P_{кр} = 40,2$ МПа.

По условию задачи возьмем трубы исполнения Б, с треугольной удлиненной резьбой. Вес первой секции $Q_1 = q_1 l_1 = 360 \cdot 170 =$

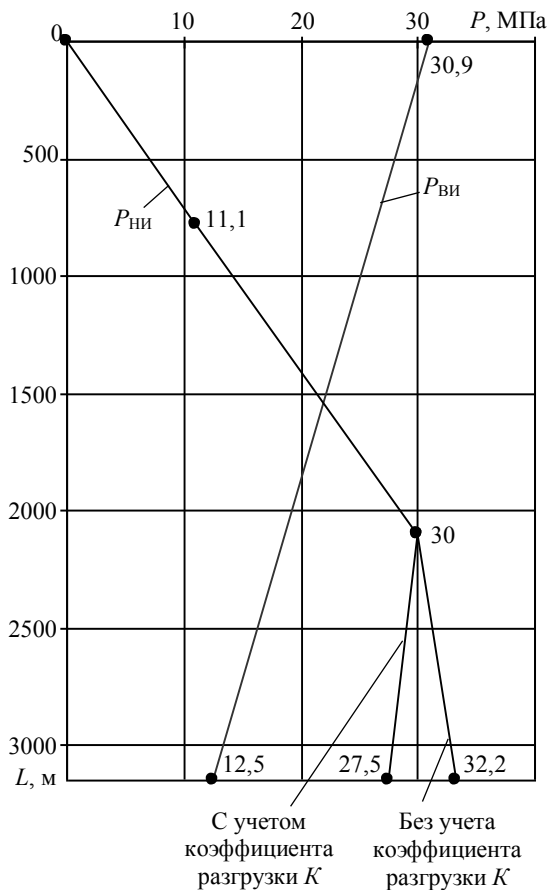


Рис.6.6. Графики избыточных давлений

= 61200 Н (по [9,10] вес 1 м труб D10,7 составляет 360 Н). Трубы проверим на действие внутренних избыточных давлений $P_{\text{вн}2980} = 14$ МПа; $P_{\text{т}1} = 47,7$ МПа по [8, 24]:

$$\frac{P_{\text{т}1}}{P_{\text{вн}2980}} = \frac{47,7}{14} = 3,41 > [n_2] = 1,15.$$

Для второй секции выберем трубы с меньшей толщиной стенки (D9,5) при $n_1 = 1$; $P_{\text{кр}2} = 33,8$ МПа, $Q_{\text{т}2} = 1510$ кН. Определим $P'_{\text{кр}2}$ для труб второй секции с учетом растягивающих нагрузок от веса первой секции:

$$P'_{\text{кр}2} = P_{\text{кр}2} \left(1 - 0,3 \frac{Q_1}{Q_{\text{т}2}} \right) = 33,8 \left(1 - 0,3 \frac{61200}{1510 \cdot 10^3} \right) = 33,7 \text{ МПа.}$$

Чтобы определить длину второй секции, выберем трубы для третьей секции D8,5 с $P_{\text{кр}3} = 28,4$ МПа, $Q_{\text{т}3} = 1373$ кН. Эти трубы могут быть установлены выше глубины 2000 м. Следовательно, $l_2 = 2980 - 2000 = 980$ м. Тогда

$$Q_2 = q_2 l_2 = 323 \cdot 980 = 316540 \text{ Н.}$$

Затем определим $P'_{\text{кр}3}$ с учетом растягивающих нагрузок от веса труб первой и второй секций колонны:

$$Q_{12} = Q_1 + Q_2 = 61200 + 316540 = 377740 \text{ Н;}$$

$$P'_{\text{кр}3} = P_{\text{кр}3} \left(1 - 0,3 \frac{Q_{12}}{Q_{\text{т}3}} \right) = 28,4 \left(1 - 0,3 \frac{377740}{1372 \cdot 10^3} \right) = 26,04 \text{ МПа.}$$

По эпюре уточним глубину, выше которой должны быть установлены трубы третьей секции, и соответственно нанесем на рисунок уточненную длину второй секции. Трубы третьей секции должны быть установлены с глубины 1800 м:

$$l'_2 = 2980 - 1800 = 1180 \text{ м.}$$

Определим уточненный вес второй секции:

$$Q'_2 = q_2 l'_2 = 323 \cdot 1180 = 381140 \text{ Н.}$$

Четвертая секция составляется из труб D7,7 с $P_{кр4} = 24$ МПа. Эти трубы могут быть установлены выше глубины 1700 м. Отсюда $l_3 = 1800 - 1700 = 100$ м.

Вес секции

$$Q_3 = q_3 l_3 = 292 \cdot 100 = 29200 \text{ Н};$$

$$Q_{123} = Q_1 + Q'_2 + Q_3 = 61200 + 381140 + 29200 = 471540 \text{ Н}.$$

Далее рассчитываем

$$P'_{кр4} = P_{кр4} \left(1 - 0,3 \frac{Q_{123}}{Q_{т4}} \right) = 24 \left(1 - 0,3 \frac{471540}{1254 \cdot 10^3} \right) = 21,29 \text{ МПа},$$

поэтому трубы четвертой секции могут быть установлены с глубины 1450 м. Уточненная длина третьей секции

$$l'_3 = 1800 - 1450 = 350 \text{ м},$$

откуда

$$Q'_3 = q_3 l'_3 = 292 \cdot 350 = 102200 \text{ Н}.$$

Длину четвертой секции выберем по формуле

$$l_4 = \frac{[P_4] - Q_{123}}{q_4} = \frac{625,4 \cdot 10^3 - 544540}{267} = 303 \text{ м},$$

$$[P_4] = \frac{P_{стр}}{n_3} = \frac{813}{1,3} = 625,4 \text{ кН}, \quad P_{стр} = 813 \text{ кН}, \quad n_3 = 1,3.$$

Вес секций:

$$Q_{123} = Q_1 + Q'_2 + Q'_3 = 61200 + 381140 + 102200 = 544540 \text{ Н};$$

$$Q_4 = q_4 l_4 = 267 \cdot 303 = 80901 \text{ Н}.$$

Трубы четвертой секции проверим на действие $P_{ви}$:

$$P_{ви}^{1147} = 25 \text{ МПа}; \quad P_{т} = 34,3 \text{ МПа};$$

$$\frac{P_{т}}{P_{ви}^{841}} = \frac{34,3}{25} = 1,37 > [n_2] = 1,15.$$

С глубины 1147 м должны быть установлены трубы пятой секции, например D7. Их допустимая длина

$$l_5 = \frac{[P_5] - Q_{1234}}{q_5},$$

нагрузка

$$[P_5] = \frac{P_{\text{стр}}}{n_3} = \frac{725}{1,3} = 557,7 \text{ кН},$$

вес

$$Q_{1234} = Q_{123} + Q_4 = 544540 + 80901 = 625441 \text{ Н},$$

$$[P_5] < Q_{1234}.$$

Вес секций труб больше допустимой растягивающей нагрузки для данного типоразмера труб. Поэтому трубы D7 не могут быть применимы в пятой секции обсадной колонны.

Проверим трубы D8,5, тогда

$$[P_5] = \frac{912}{1,3} = 701,5 \text{ кН};$$

$$l_5 = \frac{701,5 \cdot 10^3 - 625441}{292} = 261 \text{ м};$$

$$Q_5 = 261 \cdot 292 = 76212 \text{ Н}.$$

На глубине 886 м действует нагрузка $P_{\text{ви886}} = 26 \text{ МПа}$,

$$\frac{P_{\text{т}}}{P_{\text{ви886}}} = \frac{37,9}{26} = 1,46 > [n_2] = 1,15.$$

Для шестой секции можно применить трубы D9,5 с $P_{\text{кр}} = 33,8$; $P_{\text{т}} = 42,4$ и $P_{\text{стр}} = 1039 \text{ кН}$:

$$l_6 = \frac{[P_6] - Q_{12345}}{q_6};$$

$$[P_6] = \frac{1039}{1,3} = 799,2 \text{ кН};$$

$$Q_{12345} = Q_{1234} + Q_5 = 625441 + 76212 = 701653 \text{ Н};$$

$$l_6 = \frac{799,2 \cdot 10^3 - 701653}{323} = 302 \text{ м};$$

$$P_{\text{ви584}} = 29 \text{ МПа};$$

$$\frac{P_{\text{т}}}{P_{\text{ви584}}} = \frac{42,4}{29} = 1,46 > [n_2] = 1,15;$$

$$Q_6 = 97546 \text{ Н}.$$

Для седьмой секции можно использовать трубы К10,7:

$$[P_7] = \frac{P_{\text{стр7}}}{n_3} = \frac{1569}{1,3} = 1206,9 \text{ кН};$$

$$Q_{123456} = Q_{12345} + Q_6 = 701653 + 97546 = 799199 \text{ Н};$$

$$l_7 = \frac{1206,9 \cdot 10^3 - 799199}{360} = 1132 \text{ м}.$$

Примем трубы $l_7 = 584 \text{ м}$; $Q_7 = 210240 \text{ Н}$,

$$\frac{P_{\text{т}}}{P_{\text{виу}}} = \frac{62,8}{30,9} = 2,03 > [n_2] = 1,15.$$

Итоги расчета представим в табл. 6.5.

Таблица 6.5

Результаты расчета обсадной колонны

Номер секции	Группа прочности	δ , мм	l , м	Q , Н	$P_{\text{т}}$, МПа	$P_{\text{стр}}$, кН	$P_{\text{кр}}$, МПа	q , Н/м
1	Д	10,7	170	61200	47,7	1196	40,2	360
2	Д	9,5	1180	381140	42,4	1039	33,8	323
3	Д	8,5	350	29200	37,9	912	28,4	292
4	Д	7,7	303	80901	34,3	813	24	267
5	Д	8,5	261	76212	37,9	912	28,4	292
6	Д	9,5	302	97546	42,4	1039	33,8	323
7	К	10,7	584	210240	62,8	1569	51,3	360

Пример 6.5. Расчет одноступенчатого цементирования

Исходные данные. Обосновать параметры цементного раствора, рассчитать количество материалов, цементировочной техники и разработать схему ее обвязки при цементировании эксплуатационной колонны в разведочной скважине.

Конструкция скважины: кондуктор диаметром 426,0 мм спущен на глубину 350 м, первая промежуточная колонна диаметром 323,9 мм спущена на глубину 1400 м, вторая промежуточная колонна диаметром 244,5 мм спущена на глубину 2000 м, эксплуатационная колонна диаметром 168,3 мм спущена на глубину 4300 м. Диаметр долота для бурения под эксплуатационную колонну 215,9 мм. Толщина стенки труб эксплуатационной колонны 10,6 мм, второй промежуточной 10,0 мм. Индекс давления поглощения в интервале 2000-2500 м равен 1,68; в интервале 2500-4200 равен 1,87; в интервале продуктивного пласта 4200-4300 м равен 1,73. Для вскрытия продуктивного пласта использован глинистый раствор плотностью 1450 кг/м³. Забойная температура 92 °С.

Решение. 1. Определение параметров цементного раствора.

Для цементирования интервала продуктивного пласта и выше него необходимо применить тампонажный раствор нормальной плотности (1850 кг/м³). С учетом забойной температуры в интервале 2500-4300 м рекомендуется использовать тампонажный портландцемент ПЦТ-1-100 (ГОСТ 1581-96) с водоцементным отношением 0,5. Для регулирования свойств тампонажного раствора используются ССБ – 0,2 % и хромпик – 0,2 %.

В интервале 0-2500 м необходимо использовать облегченный тампонажный цемент, плотность которого определяется из условий (5.2). Согласно этим рекомендациям, нижняя граница плотности тампонажного раствора должна быть на 200 кг/м³ больше плотности промывочной жидкости, т.е. 1650 кг/м³. Далее необходимо проверить возможность подъема цементного раствора выбранных рецептур до устья. Сначала проверим отсутствие поглощения тампонажного раствора в интервале слабого пласта ($P_{скв} < P_{гст} + P_{гд}$). Поскольку расчет гидродинамических давлений достаточно сложен, их значение в конце цементирования можно принять равным 10 % от гидростатического давления.

При этом давление поглощения на глубине 2500 м по формуле (1.2), в которой $P_{\text{грп}} = P_{\text{погл}}$,

$$P_{\text{погл}}^{2500} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 2500 \cdot 1,68 = 41,2 \text{ МПа.}$$

Условие недопущения поглощения будет выражаться уравнением $P_{\text{погл}}^{2500} \geq 1,1P_{\text{гст}}^{2500}$. Тогда

$$1,1P_{\text{гст}}^{2500} = 1,1 \cdot 1650 \cdot 9,81 \cdot 2500 = 44,5 > 41,2 \text{ МПа.}$$

Следовательно, при выбранной плотности цементного раствора возможен недоподъем цементного раствора до проектной высоты. Примем плотность облегченного цементного раствора $\rho_{\text{оцр}} = 1500 \text{ кг/м}^3$ и еще раз проведем проверку:

$$1,1P_{\text{гст}}^{2500} = 1,1 \cdot 1500 \cdot 9,81 \cdot 2500 = 40,5 < 41,2 \text{ МПа.}$$

Условие выполняется.

Такая же проверка по формуле (1.2) проводится и для продуктивного пласта:

$$P_{\text{погл}}^{4300} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 4300 \cdot 1,73 = 73 \text{ МПа;}$$

$$1,1P_{\text{гст}}^{4300} = 1,1(1650 \cdot 9,81 \cdot 2500 + 1850 \cdot 9,81 \cdot 1800) = 76,45 > 73 \text{ МПа.}$$

Поскольку существует опасность поглощения в продуктивном пласте, приходится уменьшать высоту интервала, зацементированного чистым цементом. Примем его равным 1000 м и проведем повторную проверку:

$$1,1P_{\text{гст}}^{4300} = 1,1(1650 \cdot 9,81 \cdot 3300 + 1850 \cdot 9,81 \cdot 1000) = 66,7 < 73 \text{ МПа.}$$

2. Определение объемов тампонажных растворов. Объем цементного раствора вычислим по формуле (5.4):

$$V_{\text{цр}} = \frac{\pi}{4} (0,237^2 - 0,168^2) \cdot 1000 + 0,25 = 22,2 \text{ м}^3,$$

приняв $D_c = 1,1D_d^3 = 1,1 \cdot 0,216 = 0,237 \text{ м}$ и

$$V_{\text{ст}} = \frac{3,14}{4} (0,1687 - 2 \cdot 0,0106)^2 \cdot 20 = 0,25 \text{ м}^3.$$

Объем облегченного цементного раствора по формуле (5.4)

$$V_{\text{оцр}} = \frac{3,14}{4} [(0,237^2 - 0,168^2)1300 + (0,225^2 - 0,168^2)2000] = 63,7 \text{ м}^3.$$

Объем продавочной жидкости по формуле (5.10)

$$V_{\text{пр.ж}} = (1,27 \cdot 4300 / 100 - 0,25 + 0,5)1,05 = 57,6 \text{ м}^3.$$

Объем буферной жидкости взят с таким расчетом, чтобы ее высота в кольцевом пространстве составила не менее 150 м,

$$V_{\text{буф.ж}} = S_{\text{кп}} h_{\text{буф}} = 0,02 \cdot 150 = 3 \text{ м}^3,$$

где $S_{\text{кп}} = 3,14 : 4(0,237^2 - 0,168^2) = 0,02 \text{ м}^2$ – площадь кольцевого пространства скважины.

3. Определение количества цемента и воды для затворения.

Количество цемента для приготовления цементного раствора определим из уравнений (5.7) и (5.8):

$$G_{\text{цр}} = \frac{1,05 \rho_{\text{цр}} V_{\text{цр}}}{1 + (В/Ц)} = \frac{1,05 \cdot 1850 \cdot 22,2}{1 + 0,5} = 28,7 \text{ т.}$$

Объем воды, необходимый для затворения этого количества цемента, определим по формуле (5.9):

$$V_{\text{ж}} = \frac{1,1 \cdot 0,5 \cdot 28,7}{1000} = 14,35 \text{ м}^3.$$

Определение количества облегченного цемента и воды для затворения ведется по аналогичным формулам:

$$G_{\text{оцр}} = \frac{1,05 \cdot 1500 \cdot 63,7}{1 + 0,8} = 55,7 \text{ т};$$

$$V_{\text{ж}} = \frac{1,1 \cdot 0,8 \cdot 55,7}{1000} = 44,56 \text{ м}^3.$$

Для расчета реологических параметров растворов воспользуемся следующими формулами:

$$\tau_0 = 0,0085\rho - 7; \quad \eta = 0,004\tau_0.$$

Цементный раствор:

$$\tau_0 = 0,0085 \cdot 1850 - 7 = 8,7 \text{ Па}; \quad \eta = 0,004 \cdot 8,7 = 0,035 \text{ Па}\cdot\text{с}.$$

Облегченный цементный раствор:

$$\tau_0 = 0,0085 \cdot 1500 - 7 = 5,75 \text{ Па}; \quad \eta = 0,004 \cdot 5,75 = 0,023 \text{ Па}\cdot\text{с}.$$

Буровой раствор: $\tau_0 = 7 \text{ Па}; \quad \eta = 0,014 \text{ Па}\cdot\text{с}.$

В качестве буферной жидкости будем использовать техническую воду с плотностью 1050 кг/м^3 .

4. Определение количества цементировочной техники.

Рассчитаем число смесительных машин для каждого вида тампонажного материала по формуле (5.11): цементный раствор (смесители 2СМН-20)

$$n_{\text{см}} = \frac{28,7}{1,4 \cdot 14,5} = 1,4 \Rightarrow 2 \text{ машины};$$

облегченный цементный раствор (смесители 2МСН-20)

$$n_{\text{см}} = \frac{55,7}{1,2 \cdot 14,5} = 3,2 \Rightarrow 4 \text{ машины}.$$

Производительность смесителя 2СМН-20 по цементному раствору определим по формуле (5.12):

$$Q_{\text{см}} = \frac{13 \cdot 22,2}{0,5 \cdot 28,7} = 20,1 \text{ л/с};$$

производительность смесителя 2СМН-20 по облегченному цементному раствору:

$$Q_{\text{см}} = \frac{13 \cdot 63,7}{0,8 \cdot 55,7} = 18,6 \text{ л/с}.$$

Для приготовления и закачки цементного раствора выбраны цементировочные агрегаты (ЦА-320). Поскольку производитель-

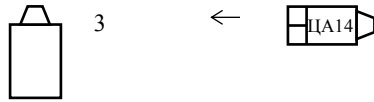
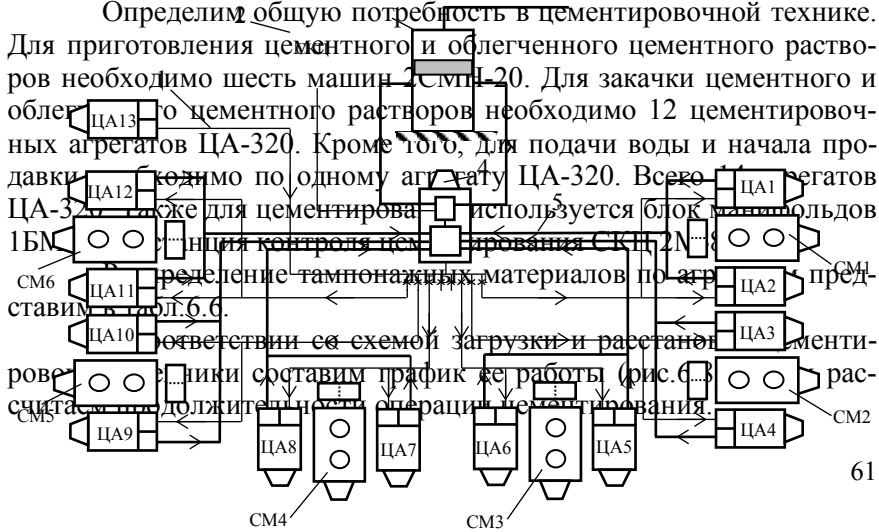


Рис.6.7. Схема расстановки тампонажной техники:

- 1 – линия подачи воды и продавочной жидкости; 2 – станция контроля цементирования;
- 3 – цементирующая головка; 4 – блок манифольдов; 5 – нагнетательные линии
- линия высокого давления (подача цементного раствора);
- линия низкого давления (откачка-подача жидкости затворения)

ность смесителя по цементному раствору 20,1 л/с, а максимальная производительность ЦА-320 – 14,5 л/с, с каждым смесителем должно работать по два агрегата (рис.6.7).

Определим общую потребность в цементирующей технике. Для приготовления цементного и облегченного цементного растворов необходимо шесть машин СМН-20. Для закачки цементного и облегченного цементных растворов необходимо 12 цементирующих агрегатов ЦА-320. Кроме того, для подачи воды и начала продавки можно по одному агрегату ЦА-320. Всего агрегатов ЦА-320 также для цементировки используется блок манифольдов 1БМ, станция контроля цементировки СКЦ-2М, станция распределения тампонажных материалов по агрегатам ЦА-10, ЦА-11, ЦА-12, ЦА-13, ЦА-14. Ответственными за схему загрузки и расстановки техники составим график ее работы (рис.6.8) и должители всех операций цементировки.



Операция цементирования начинается ЦА1, который закачивает 3 м³ буферной жидкости с производительностью 11 л/с, затем ЦА5, ЦА6, ЦА7, ЦА8 начинается закачка облегченного цементного раствора, приготовленного смесительными агрегатами СМ3 и СМ4.

Таблица 6.6

Распределение тампонажных материалов по агрегатам рис.6.7

Номер смесителя	Номер ЦА	Материал	Цемент, т	Вода, м ³	Буф.ж. *, м ³	Продавка, м ³
1	1	ЦР	14,35	3,6	3	
	2	ЦР		3,6		
2	3	ЦР	14,35	3,6		
	4	ЦР		3,6		
3	5	ОЦР	14,0	5,6		
	6	ОЦР		5,6		
4	7	ОЦР	14,0	5,6		11,0
	8	ОЦР		5,6		11,0
5	9	ОЦР	14,0	5,6		11,0
	10	ОЦР		5,6		11,0
6	11	ОЦР	13,7	5,5		11,6
	12	ОЦР		5,5		
-	13			Подача воды		
-	14					2

* Буф. ж. – буферная жидкость

После того как цемент из этих смесителей вырабатывается, ЦА9-ЦА12 начинается закачка облегченного цемента, приготовленного смесителями № 5 и 6. Затем ЦА1-ЦА4 начинается закачка цементного раствора, приготовленного смесителями СМ1 и СМ2. После закачки тампонажных растворов освобождается цементировочная пробка и агрегатом № 14 начинается продавка, к которой сначала подключаются ЦА7-ЦА9. Цементировочные агрегаты ЦА7-ЦА9, имеющие втулки диаметром 115 мм, ведут продавку на четвертой скорости.

Для снижения гидродинамических давлений последние 0,6 м³ продавочной жидкости закачиваются одним цементировочным агрегатом на первой скорости с расходом 1,7 л/с.

Зная объемы закачанных жидкостей и расходы, несложно рассчитать время каждого этапа и общее время операции цементи-

рования по формуле (5.18). Тогда время закачки буферной жидкости ЦА1 на четвертой скорости при диаметре втулок 115 мм

$$T_{\text{бж}} = \frac{3}{10,7 \cdot 10^{-3}} = 280 \text{ с.}$$

Номер ЦА	Производительность ЦА, л/с									
	14					14				
13										
12			10,7							
11			10,7				10,7	6	3,2	1,7
10			10,7				10,7	6	3,2	
9			10,7			10,7				
8		10,7				10,7				
7		10,7				10,7				
6		10,7								
5		10,7								
4				10,7						
3				10,7						
2				10,7						
1	10,7			10,7						

→

Буф.ж. ОЦР ЦР Продавочная жидкость Время

Рис. 6.8. График работы цементировочной техники

Время закачки облегченного цементного раствора ЦА5-ЦА8 на четвертой скорости при диаметре втулок 115 мм

$$T_{\text{оцр1}} = \frac{32,4}{4 \cdot 10,7 \cdot 10^{-3}} = 757 \text{ с.}$$

Время закачки облегченного цементного раствора ЦА9-ЦА12 на четвертой скорости при диаметре втулок 115 мм

$$T_{\text{оцр2}} = \frac{31,3}{4 \cdot 10,7 \cdot 10^{-3}} = 731 \text{ с.}$$

Время закачки цементного раствора ЦА1-ЦА4 на четвертой скорости при диаметре втулок 115 мм

$$T_{\text{цр}} = \frac{22,2}{4 \cdot 10,7 \cdot 10^{-3}} = 519 \text{ с.}$$

Время заправки продавочной жидкости ЦА14 на четвертой скорости при диаметре втулок 125 мм:

$$T_{\text{пр.ж1}} = \frac{2}{14,5 \cdot 10^{-3}} = 143 \text{ с.}$$

Время заправки продавочной жидкости ЦА10, ЦА11 на четвертой скорости при диаметре втулок 115 мм

$$T_{\text{пр.ж2}} = \frac{12}{2 \cdot 10,7 \cdot 10^{-3}} = 561 \text{ с.}$$

Время заправки продавочной жидкости ЦА10, ЦА11 на третьей скорости при диаметре втулок 115 мм

$$T_{\text{пр.ж3}} = \frac{6}{2 \cdot 6 \cdot 10^{-3}} = 500 \text{ с.}$$

Время заправки продавочной жидкости ЦА10, ЦА11 на второй скорости при диаметре втулок 115 мм

$$T_{\text{пр.ж4}} = \frac{4}{2 \cdot 3,2 \cdot 10^{-3}} = 625 \text{ с.}$$

Время заправки продавочной жидкости ЦА11 на первой скорости при диаметре втулок 115 мм

$$T_{\text{пр.ж4}} = \frac{0,6}{1,7 \cdot 10^{-3}} = 353 \text{ с.}$$

Общее планируемое время цементирования по формуле (5.18)

$$T_{\text{цемент}} = 280 + 757 + 731 + 519 + 143 + 561 + \\ + 500 + 625 + 353 + 600 = 5069 \text{ с} = 85 \text{ мин.}$$

График работы цементировочной техники представим на рис.6.8.

7. ЗАДАЧИ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

В таблице приведены исходные данные для решения следующих задач:

1. Определение коэффициентов аномальности пластового давления и индексов давления поглощения.

Варианты заданий для расчетов

Номер варианта	Глубина скважины, м	Тип коллектора	Ожидаемый дебит, м ³ /сут	Разбивка скважины по интервалам, м		
				$P_{пл} = P_{гс}$	$P_{пл} = 0,8P_{гс}$	$P_{пл} = 1,3P_{гс}$
1	1851	Неоднородный устойчивый	150	0-125	125-975	975-1851
2	2015	» »	50	0-350	350-1320	1320-2015
3	2370	» »	15	0-274	274-1152	1152-2370
4	4027	» »	40	0-520	520-2780	2780-4027
5	3642	» »	100	0-310	310-2534	2534-3642
6	1929	» »	30	0-186	186-1050	1050-1929
7	3912	» »	70	0-415	415-3042	3042-3912
8	1793	» »	150	0-125	125-975	975-1793
9	3524	» »	50	0-350	350-1320	1320-3524
10	3871	Неустойчивый неоднородный	15	0-274	274-1152	1152-3871
11	2736	» »	40	0-520	520-1780	1780-2736
12	4125	» »	100	0-310	310-2534	2534-4125
13	1995	» »	30	0-186	186-1050	1050-1995
14	2934	» »	70	0-415	415-1042	1042-2934
15	4247	» »	150	0-310	310-2534	2534-4247
16	1754	» »	50	0-125	125-975	975-1754
17	3754	Неоднородный	150	0-125	125-975	975-3754

Продолжение таблицы

Номер варианта	Глубина скважины, м	Тип коллектора	Ожидаемый дебит, м ³ /сут	Разбивка скважины по интервалам, м		
				$P_{пл} = P_{гс}$	$P_{пл} = 0,8P_{гс}$	$P_{пл} = 1,3P_{гс}$
18	4353	Однородный, с выносом песка	50	0-350	350-3320	3320-4353
19	2010	» » »	15	0-274	274-1152	1152-2010
20	3005	» » »	40	0-520	520-1780	1780-3005
21	4560	» » »	100	0-310	310-2534	2534-4560
22	1853	» » »	30	0-186	186-1050	1050-1853
23	2243	» » »	70	0-415	415-1042	1042-2243
24	3351	» » »	150	0-310	310-2534	2534-3351
25	4167	Неоднородный	50	0-125	125-2975	2975-4167
26	2653	»	150	0-125	125-975	975-2653
27	2900	»	50	0-350	350-1320	1320-2900
28	4320	»	15	0-274	274-1152	1152-4320
29	2967	»	40	0-520	520-1780	1780-2967
30	3792	»	100	0-310	310-2534	2534-3792
31	4421	»	30	0-186	186-3050	3050-4421
32	1984	»	70	0-415	415-1042	1042-1984
33	3315	Неустойчивый неоднородный	150	0-310	310-2534	2534-3315
34	1953	» »	50	0-125	125-975	975-1953
35	4625	» »	30	0-186	186-3050	30504625

Окончание таблицы

Номер варианта	Глубина скважины, м	Тип коллектора	Ожидаемый дебит, м ³ /сут	Разбивка скважины по интервалам, м		
				$P_{пл} = P_{гс}$	$P_{пл} = 0,8P_{гс}$	$P_{пл} = 1,3P_{гс}$
36	3417	Неустойчивый неоднородный	70	0-310	310-2534	2534-3417
37	3712	» »	15	0-125	125-2975	2975-3712
38	1924	Неоднородный устойчивый	40	0-350	350-1320	1320-1924
39	2445	» »	100	0-274	274-1152	1152-2445
40	3456	» »	30	0-520	520-1780	1780-3456
41	4567	Неоднородный	70	0-310	310-3534	3534-4567
42	2345	»	150	0-186	186-1050	1050-2345
43	1789	»	50	0-415	215-1042	1042-1789
44	2134	»	30	0-310	310-1534	1534-2134
45	4305	»	70	0-125	125-3175	3175-4305
46	3017	»	100	0-186	186-2050	2050-3017
47	3567	»	30	0-310	310-2534	2534-3567
48	3200	»	40	0-400	400-2300	2300-3200
49	2860	»	120	0-300	300-2000	2000-2860
50	2518	»	60	0-500	500-2400	2400-2518

2. Построение графика совмещенных давлений, определение относительной плотности бурового раствора и количества обсадных колонн.

3. Расчет и построение конструкции скважины.

4. Расчет обсадных колонн.

5. Обоснование состава технологической оснастки обсадных колонн.

6. Расчет режима спуска обсадных колонн.

7. Расчет одноступенчатого цементирования.

РЕКОМЕНДАТЕЛЬНЫЙ БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Басарьгин Ю.М.* Заканчивание скважин / Ю.М.Басарьгин, А.И.Булатов, Ю.М.Проселков. М.: Недра, 2000. 670 с.
2. *Булатов А.И.* Тампонажные материалы: Учебное пособие для вузов / А.И.Булатов, В.С.Данюшевский. М.: Недра, 1987. 280 с.
3. *Гоинс У.К.* Предотвращение выбросов / У.К.Гоинс, Р.Шеффилд. М.: Недра, 1987. 288 с.
4. ГОСТ 26798.1-96. Цементы тампонажные. Методы испытаний / Минземстрой России, ГУП ЦПП. М., 1998. 18 с.
5. ГОСТ 1581-96. Цементы тампонажные: Технические условия / Госстрой России, ГУП ЦПП. М., 1999. 13 с.
6. *Гульянц Г.М.* Справочное руководство по противовыбросовому оборудованию. М.: Недра, 1983. 384 с.
7. *Данюшевский В.С.* Справочное руководство по тампонажным скважинам / В.С.Данюшевский, Р.М.Алиев, И.Ф.Толстых. М.: Недра, 1987. 373 с.
8. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин / Госгортехнадзор РФ. М., 1997. 194 с.
9. Инструкция по расчету обсадных колонн для горизонтальных скважин / Госгортехнадзор РФ. М., 1998. 32 с.
10. Инструкция по применению центраторов для обсадных колонн / ВНИИБТ. М., 1971. 23 с.
11. Инструкция по расчету бурильных колонн / Госгортехнадзор РФ. М., 1997. 156 с.
12. Инструкция по одновременному производству буровых работ, освоению и эксплуатации нефтяных скважин в кусте. РД 08-435-02. М., 2002. 15 с.
13. Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность / Миннефтепром. М., 1999. 35 с.
14. *Иогансен К.В.* Спутник буровика. М.: Недра, 1990. 303 с.
15. *Калинин А.Г.* Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник. М.: Изд-во ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. 848 с.
16. *Карнаухов М.Л.* Справочник по испытанию скважин / М.Л.Карнаухов, Н.Ф.Резанцев. М.: Недра, 1984. 268 с.
17. Расчеты в бурении: Справочное пособие / Под ред. А.Г.Калинина. М.: Изд-во РГГУ, 2007. 668 с.
18. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин / Газпром. М., 2000. 278 с.
19. РД-08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности / Госгортехнадзор РФ. М., 2003. 252 с.
20. РД-08-195-98. Инструкция по техническому диагностированию состояния передвижных установок для капитального ремонта скважин. Промышленная безопасность на газоперерабатывающих производствах: Сборник документов. Серия 08. Выпуск 1 / Госгортехнадзор РФ. М., 2002. 75 с.

21. РД 39-0147014-0002-89 Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб / ВНИИТнефть. М., 1989. 52 с.
22. Справочник инженера по бурению / Под ред. В.И.Мищевича. М.: Недра, 1973. Т.1. 520 с.; т.2. 375 с.
23. Справочное руководство по цементировочному оборудованию / И.О.Бездробный, А.И.Булатов, В.Д.Барановский и др. М.: Недра, 1979. 202 с.
24. Трубы нефтяного сортамента: Справочник / Под ред. А.Е.Сарояна. М.: Недра, 1987. 488 с.
25. Учебно-методическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Заканчивание скважин» для студентов специальности 09.08 «Бурение нефтяных и газовых скважин». Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. 77 с.
26. *Шадрин Л.Н.* Технология и организация крепления скважин. М.: Недра, 1975. 342 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1. Обоснование и проектирование конструкции скважин	4
2. Расчет обсадных колонн.....	9
2.1. Определение наружных давлений	12
2.2. Определение внутренних давлений.....	13
2.3. Определение избыточных давлений, действующих на обсадную колонну.....	16
2.4. Проектирование обсадной колонны	18
2.5. Особенности расчета обсадных колонн для наклонно направленных скважин	20
3. Обоснование состава технологической оснастки и размещение ее элементов на обсадной колонне	23
4. Спуск обсадных колонн.....	25
5. Обоснование способа цементирования и расчет параметров процесса цементирования	27
5.1. Обоснование плотности тампонажных материалов	27
5.2. Обоснование потребного объема материалов	29
5.3. Обоснование технологических параметров процесса закачивания тампонажного раствора.....	32
5.4. Обоснование технологических параметров процесса продавливания тампонажного раствора	38
5.5. Определение времени цементирования	40
6. Примеры	41
Пример 6.1. Определение коэффициентов аномальности пластового давления и индексов давления поглощения.....	41
Пример 6.2. Построение графика совмещенных давлений, определение относительной плотности бурового раствора и количества обсадных колонн.....	43
Пример 6.3. Расчет и построение конструкции скважины.....	45
Пример 6.4. Расчет обсадной колонны.....	47
Пример 6.5. Расчет одноступенчатого цементирования	56
7. Задачи для самостоятельной работы	63
Рекомендательный библиографический список	68