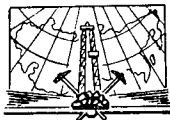


Т. Е. ЕРЕМЕНКО

# КРЕПЛЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

*Д о п у щ е н о  
Министерством высшего и среднего  
специального образования СССР  
в качестве учебного пособия  
для студентов нефтяных вузов  
и факультетов*



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»  
Москва 1965

## АННОТАЦИЯ

В книге изложены теория и практика крепления и цементирования глубоких нефтяных и газовых скважин; приведена методика расчета обсадных колонн, описаны конструкции низа обсадных колонн, разобщение пластов в скважинах (цементирование и влияние отдельных факторов на качество крепления скважин); изложены методика расчета цементирования скважин и заключительные работы при креплении скважин (проверка результатов, возможные причины неудачного цементирования, их предупреждение и устранение).

Книга предназначена в качестве учебного пособия для студентов нефтяных вузов и факультетов, а также будет полезна для инженерно-технических работников буровых предприятий.

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Перспективным планом разведочных работ на нефть и газ предусматривается бурение большого количества скважин на глубину 4—7 тыс. м, а также скважин глубиной 10—18 тыс. м.

В процессе проходки и проектирования глубоких скважин возникает ряд сложных технических задач, среди которых прочность крепления скважин имеет особенно важное значение.

При креплении каждой скважины главное внимание уделяется выбору, составлению и обоснованию конструкции скважины.

При составлении конструкции скважины вопросы техники, технологии бурения и экономики находятся в тесной взаимосвязи. От правильного решения этих вопросов будет зависеть достижение требуемых технико-экономических показателей и окончание проходки скважины в заданный срок.

Применение более точных и обоснованных технических расчетов позволяет получить необходимый, предельно минимальный (но являющийся оптимальным) диаметр колонн обсадных труб со строго обоснованной уменьшенной толщиной стенок, а также определить нужное количество цемента, реагентов, продавочной жидкости и пр.

В курсовом и дипломном проектировании большое значение имеет раздел «Крепление скважин». При выполнении этого раздела в проекте студент самостоятельно оперирует приобретенными в институте знаниями и с помощью технических расчетов находит тип, размеры и прочность колонн, входящих в выбранную им конструкцию скважины; рассчитывает процесс цементирования скважин, при котором определяет требуемые количества цемента, воды, цементировочных агрегатов, время цементирования и т. д.

Зная трудности, испытываемые студентами при проектировании, особенно студентами-заочниками, мы увеличили количество примеров расчетов и изложили их более детально. С этой же целью

подробно изложена методика составления равнопрочных колонн. В трех вариантах дан расчет диаметра эксплуатационных колонн газовых скважин; приводятся характеристики и сопоставление результатов, получаемых по отдельным расчетным формулам, с результатами, достигнутыми на стендах.

В книге отражен опыт передовых буровых организаций, особенно в области крепления скважин в Азербайджане, Башкирии, на Кубани и Украине и в других районах.

Возможно, в книге имеются недостатки, поэтому автор будет благодарен преподавателям, студентам, инженерам и другим читателям, которые пришлют свои замечания.

Автор выражает благодарность сотрудникам б. нефтяного факультета Львовского политехнического института гг. А. А. Федорову, Н. Г. Гелетию, А. В. Тищенко, Б. Т. Шемеляку и А. И. Ванчаку за помощь, оказанную ими при написании книги.

---

## Глава I

# КРЕПЛЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

## ЦЕЛИ И МЕТОДЫ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН

Чтобы предохранить стенки ствола скважины от обрушения, их необходимо закреплять.

Вначале они крепятся в процессе бурения при помощи циркулирующего в скважине глинистого раствора. Образующаяся при этом на стенках ствола скважины плотная глинистая корка скрепляет разрушенные долотом породы, благодаря чему скважину можно бурить до требуемой глубины.

Для более надежного крепления и на более длительное время применяют трубы. В пробуренный ствол скважины спускают колонну, составленную из свинченных металлических труб, называемых обсадными. Ствол скважины, обсаженный колонной труб, сохраняет круглое сечение в течение всего периода бурения и эксплуатации скважины.

Другим очень важным назначением трубного крепления ствола скважины является разобщение вскрытых в скважине нефтяных и газовых пластов от водяных пластов и каждого из них друг от друга. Разобщение пластов достигается закачкой цементного раствора на заданную высоту в пространство между колонной обсадных труб и стенками ствола скважины. Затвердевший в затрубном пространстве цементный раствор образует каменную перемычку, перекрывающую пласты с полезным ископаемым, и этим разобщает их от других пластов, могущих обводнить и обесценить их.

В связи с угрозой обводнения газовых и нефтяных пластов в разбушиваемом месторождении необходимо строго выполнять проект крепления скважин и разобщения пластов, чтобы обеспечить надежную охрану недр. Для достижения этой цели требуются два условия: 1) прочность и герметичность обсадных труб и цементного камня, исключающие возможность просачивания газа, нефти и воды через резьбовые соединения труб и через затрубное пространство скважины; 2) успешное проведение процесса закачки цементного раствора в затрубное пространство скважины (цементирование скважины).

Таким образом, крепление скважины преследует две основные цели: 1) создать прочный и герметичный трубный канал для выхода нефти и газа из недр земли на дневную поверхность; 2) получить высококачественное цементирование колонны, обеспечивающее разобщение пластов затвердевшим непроницаемым цементным камнем, плотно соединяющимся со стенками ствола скважины.

Существуют два метода крепления скважин. По одному из них, получившему в настоящее время повсеместное применение, колонна обсадных труб спускается по достижению заданной глубины скважины или когда бурение скважины закончено и ее необходимо сдать в эксплуатацию. До спуска колонн обсадных труб обрушение стенок ствола скважины, как отмечалось выше, предотвращалось их глинизацией с помощью глинистого раствора при вращательном способе бурения скважин.

По другому методу, применявшемуся при ударном способе бурения, колонна обсадных труб спускалась отдельными трубами по мере углубления скважины. Подвешенная в скважине колонна периодически наращивалась одной или двумя трубами. Затем спущенным через нее бурильным инструментом с долотом и расширителем скважина немного углублялась, после чего колонна наращивалась вновь, пока не была доведена до требуемой глубины, где колонна задавливалась в породу забоя. Отсутствие при этом способе бурения столба глинистого раствора в скважине приводило к обрушению стенок и к прихватам колонн, что вызывало необходимость спуска новых колонн уменьшенного диаметра, число которых в отдельных скважинах достигало 10—12.

В настоящее время в Советском Союзе ударный способ бурения скважин на нефтяных и газовых месторождениях полностью заменен более совершенным вращательным: турбинным, роторным и с использованием электробурра. При бурении скважин этим способом с промывкой глинистым раствором число спускаемых в скважины обсадных колонн по сравнению с ударным способом бурения намного уменьшилось.

## КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН. ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ КОНСТРУКЦИЮ СКВАЖИН

В зависимости от геологических особенностей разреза и глубины бурящейся скважины в нее спускается необходимое количество обсадных колонн.

Концентрическое расположение спущенных в скважину обсадных колонн с указанием их диаметра, глубины установки, высоты подъема закачанного цементного раствора, диаметра долот, которыми ведется бурение под каждую колонну, а иногда и других буровых данных, называется конструкцией скважины (рис. 1).

Конструкцию скважины принято изображать на бумаге графически в виде ряда параллельно расположенных вертикальных линий, представляющих образующие обсадных колонн по одну

сторону оси симметрии. Вверху над каждым рядом колонн пишется диаметр, а внизу — глубина ее установки, высота подъема цементного раствора, диаметр долота и другие данные. Сведения о диаметре бурильных труб, толщине стенки, марки стали обсадных и бурильных труб целесообразно приводить в отдельной таблице, расположенной рядом со схемой конструкции скважины [29].

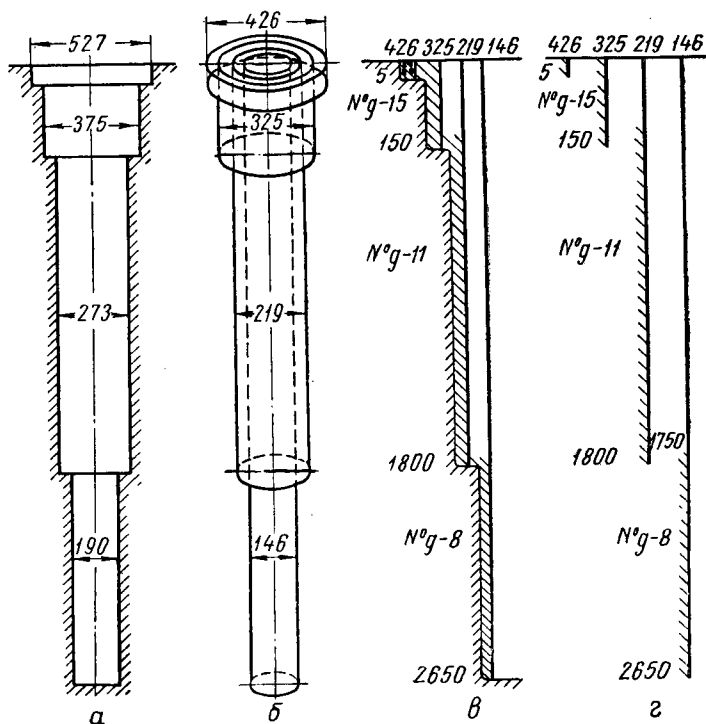


Рис. 1. Конструкция скважины.

а — профиль ствола скважины; б — концентрическое расположение колонн в стволе скважины; в — графическое изображение конструкции скважины; г — рабочая схема конструкции скважины.

Каждая колонна, входящая в конструкцию скважины, имеет свое наименование. Первая, самая короткая колонна, называется *направление*. Она устанавливается обычно еще до начала бурения скважины и предназначена для предохранения устья скважины от размыва грунта циркулирующей промывочной жидкостью. В зависимости от прочности грунта глубина установки направления колеблется от 5 до 30 м.

Вторую колонну в конструкции скважины называют *кондуктор*ом. Эта колонна должна способствовать образованию вертикального ствола бурящейся скважины и перекрывать верхние

неустойчивые породы и водоносные пласты. Спускается кондуктор на глубину 80—300 м, а иногда и значительно глубже.

Внизу кондуктор, как и все колонны, спускаемые после него, заканчивается короткой утолщенной с заостренным нижним торцом трубой — башмаком.

Третья колонна, спускаемая после кондуктора, называется промежуточной; она предусматривается для устранения возможных осложнений при бурении скважины. При помощи этой колонны перекрывают и разобщают неустойчивые или газонефтеносные пласты, которые могут явиться причиной прихвата бурильной колонны, разгазирования промывочной жидкости и выбросов газа и нефти. Спуск промежуточной колонны облегчает бурение глубоких скважин, так как делает его менее опасным в отношении возможного возникновения упомянутых осложнений или аварий. В закрепленном стволе значительно облегчается проведение буровых и других работ, включая и ловильные. Но, с другой стороны, спуск промежуточных колонн намного удорожает стоимость 1 м проходки. Поэтому промежуточные колонны спускают только тогда, когда при помощи глинистого раствора и других мероприятий не удастся преодолеть обвалы, газонефтяные выбросы или поглощение раствора в скважине. Спуску промежуточных колонн должно предшествовать убедительное технико-экономическое обоснование.

Последняя колонна труб, предназначенная для эксплуатации продуктивного пласта, называется эксплуатационной.

Ввиду важности назначения эксплуатационной колонны особенно большое внимание уделяется ее прочности, герметичности, цементированию и перфорации в зоне продуктивного горизонта.

Когда башмак эксплуатационной колонны устанавливается в кровле продуктивного горизонта, последний перекрывается дополнительно спускаемой небольшой колонной, называемой хвостовиком, фильтром, сеткой или лайнером.

При подсчете количества колонн, входящих в конструкцию скважины, направление и кондуктор не учитываются. Конструкцию скважины, состоящую из эксплуатационной колонны и одной промежуточной колонны, называют двухколонной; из эксплуатационной колонны и двух промежуточных колонн — трехколонной и т. д. В практике бурения скважин на нефть и газ чаще всего встречаются одноколонные и двухколонные конструкции скважин. В глубоких скважинах применяются более тяжелые конструкции: из трех, четырех, а иногда и из большего числа колонн (рис. 2).

При одноколонной конструкции скважины расход металла труб наименьший, коммерческая скорость бурения скважины наибольшая, себестоимость 1 м проходки по сравнению с многоколонными конструкциями скважины минимальная. Однако целесообразность применения одноколонной или многоколонной конструкции определяется не только экономическими соображениями, но и рядом геолого-технических факторов.

Следующие основные факторы определяют конструкцию скважины.

1. Геологический разрез месторождения. В зависимости от количества нефтяных (газовых) и водяных пластов, величины пластового давления в каждом из них, глубины залегания и прочности пород, разобшающих их, наличия зон поглощения, обвалов, газовых выбросов и общей глубины скважины определяется необходимое количество колонн обсадных труб, обеспечивающих успешное доведение скважины до проектной глубины и полное разобшение вскрытых продуктивных горизонтов при надлежащей изоляции их от водоносных пластов.

При отсутствии газифицирующих, водонапорных пластов и зон, сильно поглощающих промывочную жидкость, может быть выбрана одноколонная конструкция скважины. Наличие же в разрезе скважины хотя бы одной из перечисленных выше зон, осложняющих бурение, может вызвать необходимость спуска промежуточных колонн.

Значительная глубина скважины (порядка 4000—7000 м) является причиной спуска трех и более промежуточных колонн, часть которых может перекрывать ствол лишь частично на некоторую его высоту от забоя, обычно на 50—200 м выше установки башмака предыдущей колонны (рис. 2, 3).

Рис. 2. Четырехколонная конструкция скважины.

2. Диаметр эксплуатационной колонны. При составлении конструкции скважины выбранный диаметр эксплуатационной колонны должен быть возможно меньшим, но удовлетворять двум важным требованиям: обеспечивать оптимальный отбор нефти и газа из вскрытого продуктивного пласта в скважине и позволять производить в этой колонне ловильные и ремонтные работы существующими инструментами.

Практикой и исследовательскими работами установлено, что замена 168-мм эксплуатационной колонны 114-мм эксплуатацион-

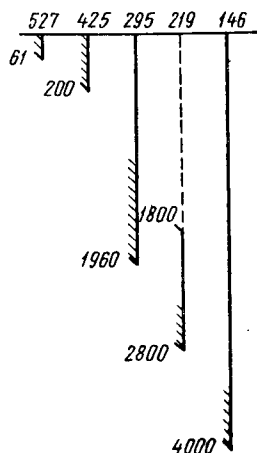
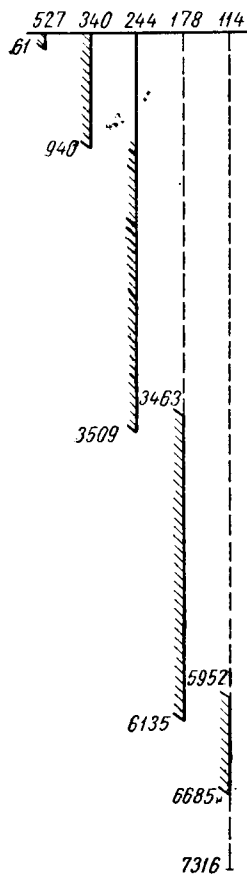


Рис. 3. Трехколонная (проектная) конструкция скв. 355, Анастасиевская, Краснодарского края.

ной колонной не вызывает значительного снижения дебита скважины. К тому же для компенсации возможного недополучения нефти существует целый ряд испытанных эффективных технических средств, таких, как разрыв пласта, торпедирование, солянокислотная обработка и др.

Эксплуатационные колонны диаметром 114 мм обеспечивают достижение необходимой производительности подъемников, спускаемых при фонтанном и компрессорном способах эксплуатации, а также и при глубиннонасосном. Расчеты показывают, что 114-мм эксплуатационная колонна почти в 1,5—2 раза легче 168-мм колонны и почти в 2 раза прочнее на смятие. Не исключено, что при дальнейшем увеличении глубин нефтяных скважин диаметр эксплуатационных колонн будет принят 75—90 мм. Очевидно, спуску эксплуатационных колонн такого уменьшенного диаметра должно предшествовать изыскание средств, не допускающих снижения дебита вследствие уменьшения диаметра эксплуатационных колонн и подъемников. Опыт отечественной и зарубежной практики эксплуатации скважин малого диаметра, в которые спущены 114-мм эксплуатационные колонны, показывает, что дебиты нефти из таких скважин на немного ниже дебитов из скважин, имеющих 168-мм эксплуатационную колонну [28].

Ловильные и ремонтные работы в 114-мм колонне почти не отличаются от этих же работ в 168-мм эксплуатационных колоннах. Правда, в связи с уменьшением диаметра размеры (диаметры) некоторых инструментов, применяющихся при ловильных и ремонтных работах, соответственно уменьшены. Ловильные инструменты, работающие по принципу захвата или накрытия извлекаемых из скважины деталей и труб, заменяются метчиками (или другими инструментами) уменьшенного диаметра. При ремонтных работах штанги, желонки, пики и другие инструменты также должны быть соответственно уменьшены в диаметре.

3. Выход из-под башмака предыдущей колонны. При бурении скважин в устойчивых породах, при отсутствии газифицирующих и поглощающих пластов в разрезе возможна почти неограниченная величина выхода из-под башмака кондуктора.

В действительности же в большинстве районов при бурении скважин на нефть и газ встречаются пласты с газифицирующими, обваливающимися или поглощающими раствор породами. В процессе проходки скважин в таких породах, особенно когда применяющийся глинистый раствор не отвечает требованиям бурения в данных осложненных условиях, выход из-под башмака предыдущей колонны снижается до 300—400 м и меньше.

Практикой бурения установлено, что величина выхода предыдущей колонны из-под башмака находится в прямой зависимости от качества применяемой промывочной жидкости, а также от степени освоения технологии проходки скважин в данном районе.

Как было отмечено выше, применение высококачественной промывочной жидкости может способствовать укреплению стенок

ствола скважины настолько, что отпадает необходимость в спуске промежуточных колонн. В таких условиях для крепления скважины можно воспользоваться самой экономичной одноколонной конструкцией.

Помимо этого, на выход из-под башмака предыдущей колонны оказывают влияние еще и другие важные факторы:

1) величина зазора (просвета) между диаметром муфты спускаемой колонны обсадных труб и диаметром скважины или внутренним диаметром предыдущей колонны, установленной в стволе скважины;

2) величина диаметра спускаемой колонны и ее конструкция;

3) степень искривления ствола скважины и наличие уступов на стенках ствола скважины;

4) темп спуска колонны обсадных труб и организация цементировочных работ.

Величина зазора или просвета определяется как полуразность между диаметром ствола скважины и диаметром муфты обсадной трубы по формуле

$$a = \frac{D_c - D_m}{2}, \quad (1)$$

где  $D_c$  — диаметр скважины в мм;

$D_m$  — диаметр муфты обсадной трубы в мм.

Так, например, при бурении ствола скважины долотами № 8 под 146-мм обсадную колонну величина зазора составляет

$$a = \frac{196,9 - 166}{2} = 15,45 \text{ мм.}$$

При бурении ствола скважины под 219-мм обсадную колонну зазор увеличивают. Это обусловлено тем, что колонны больших диаметров при спуске в скважину менее гибки и теряют способность «облегать» выступы и извилины стенок скважины, вызванные искривлением ствола.

В литературе встречается выражение величины зазора  $a$ , отнесенной к диаметру ствола скважины  $D_c$  в виде

$$a_0 = \frac{a}{D_c} = \frac{D_c - D_m}{2D_c} \quad (2)$$

(величину  $a_0$  называют коэффициентом просвета).

Из уравнения (2) можно получить значение диаметра ствола скважины, выраженное через коэффициент просвета и диаметр муфты

$$D_c = \frac{1}{1 - 2a_0} D_m. \quad (3)$$

Обозначив величину  $\frac{1}{1 - 2a_0}$  через  $f$ , будем иметь

$$D_c = f D_m. \quad (4)$$

Таким образом, используя формулу (4), можно найти величину диаметра ствола скважины путем умножения величины диаметра муфты обсадной колонны на условный коэффициент просвета  $f$ .

На практике вместо безразмерного коэффициента  $f$  пользуются величиной зазора  $a$ , дающей непосредственное и конкретное представление сразу о величине диаметра ствола скважины, о диаметре муфты колонны и, наконец, о величине самого зазора между ними (табл. 1).

Т а б л и ц а 1

**Величина зазора между стенками ствола скважины  
и муфтами обсадных колонн**

Наружный диаметр обсадных труб, мм	Величина зазора между стенками ствола скважины и диаметром муфт этих труб, мм
141, 146 и 159	10—15
168 и 194	15—20
219 и 245	20—25
273 и 299	30—35
325 и 351	35—45
377 и 426	45—50

По отдельным скважинам величина зазора отклоняется от приведенной в табл. 1 в сторону увеличения и в сторону уменьшения. Увеличенный зазор наблюдается в скважинах, бурящихся в осложненных условиях, или при бурении первых разведочных скважин. Конструкция разведочных скважин, кроме величины зазоров и диаметров отдельных колонн, по существу ничем не отличается от конструкций эксплуатационных скважин, бурящихся на нефть или газ. Предусматривавшийся ранее резерв диаметра для спуска промежуточной колонны при бурении разведочной скважины в новых районах ныне не соблюдается.

Конструкции скважин с уменьшенной величиной зазора применяются при бурении скважин на нефть и газ в США. Особый интерес представляет спуск колонн обсадных труб в глубокие скважины при большом выходе из-под башмака предыдущей колонны и малых зазорах. Например, в скважине 1-ЕЕ Университи (Техас) последняя техническая колонна длиной 6986 м, комбинированная из труб диаметром 7<sup>5/8</sup> и 7", спущена при выходе из-под башмака, равном 3645 м, и зазоре 11 мм. Спущенный затем через эту колонну хвостовик из труб диаметром 6 и 5" длиной 734 мм на глубину 7724 м имел зазор 7 мм.

Как наш, так и зарубежный опыт показывает, что, когда в процессе бурения большое внимание обращают на качество промывочной жидкости и особенно на организацию, обеспечивающую быстрый и безостановочный спуск обсадных колонн, оба показателя — зазор и выход из-под башмака — будут наилучшими. По мнению

отдельных специалистов, громоздкую конструкцию с очень большими зазорами и малыми выходами колонн нельзя больше оправдывать геологическими причинами, так как действительной их причиной является низкий уровень организации буровых работ и слабое освоение технологии и техники бурения в данном районе.

### Выбор и методика составления рациональной конструкции скважины

На выбор конструкции скважин оказывают влияние следующие факторы:

- а) способ бурения: роторный, турбинный или с электробуром;
- б) назначение скважины: эксплуатационная, разведочная, нагнетательная, структурно-поисковая и др.;
- в) прочность пород, слагающих геологический разрез месторождения;
- г) глубина залегания продуктивных пластов и их количество;
- д) способы вскрытия продуктивного горизонта и извлечения полезного ископаемого и др.

Обоснованная рациональная конструкция скважины должна отвечать требованиям, предъявляемым к ней со стороны геологии, бурения и особенно со стороны последующей эксплуатации.

К таким требованиям относятся:

- 1) правильно выбранный диаметр каждой колонны, входящей в конструкцию скважины;
- 2) надлежащая прочность и герметичность спущенных в скважину обсадных колонн;
- 3) наименьший расход металла на 1 м глубины скважины;
- 4) возможность применения любого из существующих способов эксплуатации скважин;
- 5) возможность возврата для эксплуатации перекрытых колонными вышележащих продуктивных пластов;
- 6) возможность проведения ловильных и ремонтных работ при бурении и эксплуатации скважины.

Конструкция скважины составляется снизу вверх, от забоя к устью, и начинается с определения диаметра эксплуатационной колонны.

Научные основы разработки нефтяных и газовых месторождений, а также современные методы эксплуатации скважин позволяют остановиться на величине диаметра для эксплуатационной колонны нефтяной скважины 114—146 мм и на диаметре 75—168 мм для эксплуатационной колонны газовой скважины.

Диаметр ствола скважины под эксплуатационную колонну, обусловливаемый диаметром ее муфты, может быть найден по формуле

$$D_c \approx D_{\text{дол}} = D_m + 2a = 166 + 2 \cdot 10 = 186 \text{ мм}, \quad (5)$$

где  $D_c$  — диаметр ствола скважины;

$D_{\text{дол}}$  — диаметр долота для бурения ствола под эксплуатационную колонну;

$D_{\text{м}}$  — диаметр муфты, равный 166 мм;

$a$  — величина зазора, согласно табл. 1 равная 10—15 мм.

При величине зазора 15 мм диаметр долота (ствола скважины), будет равен 196 мм. Если величину зазора принять 12 мм, то для нашего случая получим диаметр долота 190 мм (соответствует размеру долота № 8).

Затем определяют диаметр предыдущей колонны.

Предположим, что глубина скважины равна 3000 м и необходимость спуска промежуточной колонны, например, с целью перекрытия зоны поглощения, залегающей на глубине 1800 м, достаточно обоснована.

Величину внутреннего диаметра предыдущей колонны, в нашем случае промежуточной, можно определить по величине диаметра долота, найденной выше и равной 190 мм, к которой для обеспечения свободного прохода долота внутри колонны следует прибавить 4 мм. Полученной величине 194 мм соответствует размер внутреннего диаметра обсадной колонны (ГОСТ 632—57), имеющей наружный диаметр 219 мм ( $8\frac{5}{8}''$ ) и наружный диаметр муфты, равный 243 мм.

По формуле (3) находят диаметр долота для бурения ствола скважины под 219-мм промежуточную колонну, который при величине зазора 25-мм (табл. 1) составляет 293 мм.

Следующей колонной, через которую спускается долото диаметром 293 мм, будет кондуктор. По ГОСТ труб с внутренним диаметром 293 мм нет, но близкими к ним по размеру являются трубы диаметром 325 мм ( $12\frac{3}{4}''$ ), имеющие внутренний диаметр 301 мм. При использовании обсадных труб этого размера зазор увеличивают до 29 мм вместо 25 мм  $\left(\frac{301-243}{2}\right)$ .

Диаметр долота для бурения ствола скважины под кондуктор согласно формуле (3) получается равным 401 мм ( $351 + 50$ ), что соответствует трубам с наружным диаметром 426 мм ( $16\frac{3}{4}''$ ) и внутренним 402 мм.

Расчетные данные, соответствующие выбранной конструкции скважины, сведены в табл. 2.

На выбор конструкции скважины, как было указано ранее, оказывает влияние и способ бурения. При роторном способе можно бурить долотом № 8 и 114-мм ( $4\frac{1}{2}''$ ) бурильными трубами. Под промежуточную колонну и кондуктор можно использовать долота № 12 и 16 и 168-мм ( $6\frac{5}{8}''$ ) бурильные трубы.

При турбинном бурении важное значение имеют гидравлические потери потока промывочной жидкости в канале бурильных труб. Поэтому целесообразно применять трубы диаметром 146 мм ( $5\frac{3}{4}''$ ) вместо труб 114-мм, турбобур  $7\frac{1}{2}''$  (ТС5А- $7\frac{1}{2}''$ ) и долото № 9. Трубы диаметром 146 мм позволяют уменьшать гидравлические потери при прокачке промывочной жидкости, а  $7\frac{1}{2}''$  турбобур обеспечивает большую удельную забойную мощность, в результате

Характеристика двух вариантов конструкции скважин

Колонна	I вариант (рис. 4)							Глубина установки колонны, м	Выход колонны из под башмака, м	II вариант (рис. 5)			
	$D_H$	$D_{BH}$	$D_M$	$D_{св}$	$N_{дол}$	$d_6, \text{т}$	$a$			$D_H$	$N_{дол}$	$d_6, \text{т}$	$a$
Направление . . .	426	402								475			
Кондуктор . . .	325	301	351	402	16	168	25,5	150	150	351	18	146	28
Промежуточная	219	194	243	310	12	168	29	1800	1650	245	13	146	28
Эксплуатационная . . . . .	146	122	166	190	8	114	12	3000	1200	146	9	146	37

чего повышается механическая скорость проходки. Но, с другой стороны, применение более тяжелых 146-мм бурильных труб по сравнению с 114-мм увеличивает затраты на спуско-подъемные операции.

Исследования, проведенные В. С. Федоровым и другими авторами, показывают, что величина механической скорости  $v_{\text{мех}}$  (при прочих равных условиях) пропорциональна величине удельной мощности, приходящейся на единицу площади забоя —  $W_{\text{уд}}$ .

Известно, что

$$W_{\text{уд}} = \frac{W_T}{d^2},$$

где  $d$  — диаметр долота;

$W_T$  — мощность на валу турбобура

$$W_T = A_W \gamma_p Q^3,$$

здесь  $A_W$  — постоянная турбобура.

При 114-мм бурильных трубах, турбобуре ТС4-6<sup>5</sup>/s'', удельном весе глинистого раствора  $\gamma_p = 1,2 \text{ Г/см}^3$  и допустимом давлении в насосах  $p_0 = 140 \text{ кг/см}^2$  максимальная про-

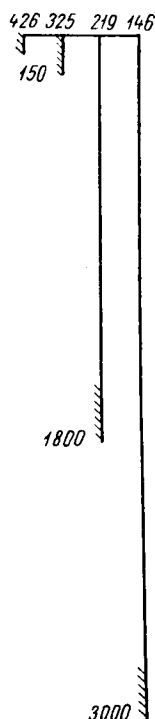


Рис. 4. Конструкция скважины (вариант I).

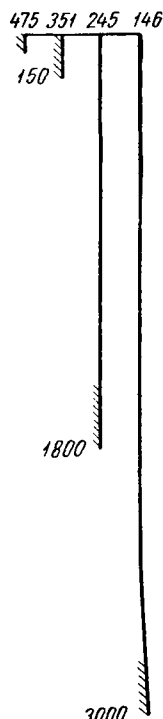


Рис. 5. Конструкция скважины (вариант II).

изводительность насосов при условии полного использования их гидравлической мощности (глубина скважины  $L = 3000$  м) будет

$$Q = \sqrt{\frac{p_0}{(a_0 L + b_0 + A_p) \gamma_p}} =$$

$$= \sqrt{\frac{140}{(20,2 \cdot 10^{-6} \cdot 3000 + 332 \cdot 10^{-6} + 0,00955) 1,2}} = 27,3 \text{ л/сек},$$

где  $a_0$  — суммарный коэффициент гидравлических потерь, зависящих от глубины скважины (длины бурильной колонны)

$$a_0 = a_t + a_{к.п} + a_3;$$

здесь  $a_t$ ,  $a_{к.п}$ ,  $a_3$  — коэффициенты потерь соответственно в бурильных трубах, кольцевом пространстве и бурильных замках;

$b_0$  — суммарный коэффициент потерь, не зависящих от длины бурильной колонны

$$b_0 = b_d + b_m + b_{у.н} + b_{в.т};$$

здесь  $b_d$ ,  $b_m$ ,  $b_{у.н}$ ,  $b_{в.т}$  — коэффициенты потерь соответственно в долоте, обвязке, утяжеленном низе и верхнем узле турбобура.

Значение  $A_p$  (постоянной турбобура из формулы  $p_t = A_p \gamma Q^2$ ) определяется по В. С. Федорову.

Для турбобура ТС5-7 $\frac{1}{2}$ '' и 146-мм бурильных труб при той же насосной установке

$$Q = \sqrt{\frac{140}{(9,7 \cdot 10^{-6} \cdot 3000 + 324 \cdot 10^{-6} + 0,00832) 1,2}} = 32,2 \text{ л/сек}.$$

Мощность на валу турбобура соответственно составит:

$$W_{т(6\frac{5}{8}''}) = A_w \gamma_p Q^3 = 0,00416 \cdot 1,2 \cdot 20346 = 101,5 \text{ л. с.}$$

$$W_{т(7\frac{1}{2}''}) = 0,0073 \cdot 1,2 \cdot 33386 = 292,5 \text{ л. с.}$$

Тогда удельная мощность при долотах № 8 и 9 будет

$$W_{уд(8)} = \frac{101,5}{19^2} = 0,28 \text{ л. с./см}^2.$$

$$W_{уд(9)} = \frac{292,5}{21,4^2} = 0,64 \text{ л. с./см}^2.$$

Если принять величину механической скорости для первого варианта  $v_{мех}$ , равную единице, то для второго варианта  $v'_{мех}$  будет равна  $0,64 : 0,28 = 2,3$ .

Следовательно, при турбинном бурении долотом № 9 механическая скорость проходки может быть получена в 2,3 раза большей. Однако предпочтение следует отдать этому варианту конструкции скважины лишь после сопоставления расхода металла, цемента,

затрат на доставку труб, на бурение скважины и спуско-подъемные операции по обоим вариантам конструкции скважины при роторном и турбинном способах бурения.

При бурении скважины под кондуктор и промежуточную колонну можно применять турбинный и роторный способы для первого и второго вариантов. В этом случае следует решить вопрос, какой размер диаметра бурильных труб будет выгодным — 168 или 146 мм. В роторном бурении с точки зрения прочности труб целесообразнее использовать 168-мм трубы, особенно при бурении под кондуктор долотом № 18. В турбинном бурении эти бурильные трубы также применимы, потому что дают меньшие гидравлические потери. Но 168-мм трубы, будучи более тяжелыми по сравнению с 146-мм трубами, требуют большей затраты физического труда, расходов на доставку их и др.

Бурильные трубы диаметром 146 мм легче и имеют преимущество в случае применения их для бурения долотами № 9, когда скважину можно бурить от нуля и до проектной глубины бурильными трубами одного размера. При этом отпадает необходимость завозить на скважину два комплекта бурильных труб (168 и 146-мм), что приводит к уменьшению расходов на транспортировку труб, особенно при большом расстоянии скважин от трубной базы.

В Краснодарнефти, Азнефти и в других районах турбинный или роторный способ бурения применяют в отдельных интервалах скважины в зависимости от эффективности разбуривания пород отдельных свит при сочетании долотами определенного типа, например с трехлопастными в Краснодарнефти. Чередование роторного способа с турбинным, осуществляемое в зависимости от твердости пород и их буримости, обеспечивает более высокую коммерческую скорость комбинированного способа бурения [12].

---

## Глава II

### ОСОБЕННОСТИ КРЕПЛЕНИЯ И СОСТАВЛЕНИЯ КОНСТРУКЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Рациональная разработка газового месторождения предусматривает создание такой конструкции скважины, которая бы обеспечивала наибольший отбор газа.

Так как газовые месторождения эксплуатируются только фонтанным способом, важное значение имеет рациональное расходование пластовой энергии, заключенной в сжатом газе. Потери энергии, расходуемой на подъем газа по стволу, можно уменьшить путем правильно выбранного размера диаметра эксплуатационной колонны.

Величина диаметра эксплуатационной колонны и фонтанных труб газовой скважины в отличие от нефтяной должна быть найдена с учетом возможной потери энергии газа при движении его по этим трубам. При сравнительно больших дебитах газа потеря энергии газа может быть настолько значительной, что требуемое количество газа не поступит на поверхность или поступит с очень низким давлением. Потери на трение будут возрастать по мере истощения пласта и падения в нем давления. Поэтому расчеты следует производить с учетом падения давления в пласте при соответствующем ему уменьшении дебита.

Перепады давления, обуславливаемые значительными потерями пластовой энергии на трение в высокодебитных скважинах, составляют десятки атмосфер. Чтобы сократить эти потери, применяют эксплуатационные колонны возможно большего диаметра, например 168 и 219 мм. Так как эксплуатационные колонны увеличенного диаметра обеспечивают высокие дебиты скважины, то это позволит уменьшить общее количество скважин. В свою очередь уменьшение числа бурящихся скважин на данном газовом месторождении снизит общие затраты на разработку месторождения. Несмотря на то что эксплуатационные колонны будут увеличенного диаметра, затраты по таким скважинам окажутся ниже, чем по скважинам меньшего диаметра, пробуренным в большем количестве.

Таким образом, при проектировании конструкции газовой скважины исходный диаметр эксплуатационной колонны надо опре-

делять путем технического расчета минимальных потерь давления при заданных величинах суточного дебита газа и пластового давления.

Однако решающим для выбора диаметра эксплуатационной колонны в газовых скважинах является экономический расчет, выполняемый дополнительно к техническому. В основу экономического расчета берется запланированный отбор газа из данного газового месторождения по годам при заданных давлениях — пластовом и на устье скважины, — обеспечивающих нормальную работу газопровода.

На газовых месторождениях в начальный период эксплуатации газ, как правило, движется от пласта до потребителя за счет пластовой энергии. С падением пластового давления появляется необходимость ввода в действие компрессорных станций. Применение увеличенных диаметров эксплуатационных колонн способствует продлению срока бескомпрессорной эксплуатации газового месторождения. Следует, однако, иметь в виду, что для месторождений с небольшими суточными дебитами газа, как показывают расчеты, целесообразно применять эксплуатационные колонны меньшего диаметра — 146, 114 и даже 89 мм.

Крепление скважин, бурящихся для эксплуатации чисто газовых месторождений, имеет ряд других отличительных особенностей по сравнению с креплением нефтяных или, точнее говоря, нефтегазовых скважин, так как почти во всех нефтях содержится растворенный газ.

Эти особенности крепления газовых скважин обусловлены следующим:

- 1) высокой подвижностью газа и его способностью проникать через тончайшие щели и неплотности в соединениях обсадных труб, не говоря уже о порах и трещинах в породах, вскрываемых при проходке газовой скважины;

- 2) отсутствием в скважине столба жидкости, оказывающего противодействие на забой скважины при ее эксплуатации;

- 3) высоким внутренним давлением газа, по величине, близким к пластовому, и распространяемым по всей высоте эксплуатационной колонны от забоя до устья скважины.

Перечисленные особенности крепления газовых скважин предъявляют повышенные требования к прочности и герметичности колонн обсадных труб и цементного кольца затрубного пространства скважины.

Поэтому крепление газовых скважин необходимо осуществлять методами, обеспечивающими герметичность, исключающую утечки газа через: неплотности резьбовых соединений обсадных труб; неплотности контакта цементного камня со стенками ствола скважины и стенками колонны; массив цементного камня; межтрубное пространство и неплотность соединения пьедестала с колоннами на устье скважины; поры и трещины в породах в виде грифонов.

В практике бурения скважин на газ у нас применяются в основном три типа конструкций скважин: одноколонная, двухколонная и трехколонная. Очевидно, в отношении проходки скважины одноколонная конструкция скважины имеет некоторые преимущества перед многоколонными — меньший расход металла и более высокая коммерческая скорость бурения скважины. С другой стороны, несмотря на выгодность, применение одноколонной конструкции газовой скважины, предусматривающей перекрытие нескольких газовых пластов одной колонной, может привести к тяжелым последствиям. Наиболее значительными из них могут быть: а) оставление открытыми верхних газовых пластов вследствие недоподъема цементного раствора на заданную высоту, в результате разрыва пластов и поглощения по этой причине цементного раствора; б) газоперетоки из незацементированных открытых газовых пластов; в) утечки газа через негерметичные соединения обсадных труб и через поры и трещины пород в виде грифонов.

Применение многоколонных конструкций скважин вызывается более тяжелыми условиями проходки скважины: систематическими газопроявлениями, сопровождающимися обвалами, поглощением промывочной жидкости и пр. На выбор конструкции скважины существенно влияет ее глубина, а также вид полезного ископаемого (нефть, газ). В глубоких скважинах, например свыше 3500 м, даже при нормальных геологических условиях бурения скважины считается целесообразным предусматривать промежуточную колонну, спуск которой приурочивается к смене бурильной колонны на другую, меньшего диаметра.

Открытые газовые фонтаны, грифоны и перетоки газа в выше лежащие пористые пласты наносят огромный ущерб народному хозяйству вследствие потерь газа из месторождений, гибели скважин вместе с установленным на них буровым оборудованием, выхода из строя окружающих сооружений, а также больших затрат материально-технических ресурсов и денежных средств на ликвидацию фонтанов и их последствий.

Известен аварийный случай утечки газа из скважины в виде газоперетоков, грифонов и пожара на Рудковском газовом месторождении, где для удаления газа, скопившегося в пористых четвертичных породах вблизи дневной поверхности и создавшего угрозу взрыва, пришлось бурить специальные разгрузочные скважины. Более 200 таких разгрузочных скважин глубиной от 25 до 300 м было пробурено на месторождении, на котором вследствие перетоков газа была загазирована площадь свыше 100 км<sup>2</sup>. Помимо того, что в подобных случаях месторождение портится от дегазации, создается большая опасность для населения, так как в погребах и колодцах скапливается газ. Кроме Рудковского месторождения, аналогичные явления наблюдались на Войженском, Султанголовском, Калиновско-Спасском и других газовых месторождениях.

При креплениях газовых скважин месту установки башмака колонн и особенно кондуктора требуется уделять большое внимание.

Глубина установки башмака кондуктора или первой промежуточной колонны должна исключать возможность выхода газа на дневную поверхность через пористые или трещиноватые породы, расположенные выше кровли верхнего газового пласта, а также через ликвидированные скважины и другие горные выработки, находящиеся на данной структуре. Учитывая глубину старых горных выработок, глубину залегания и угол падения пластов пористых и трещиноватых пород, можно определить глубину установки башмака кондуктора и первой промежуточной колонны.

Рекомендуемые отдельными авторами методы определения глубины установки башмака кондуктора на основе расчета горного давления или определения трещиноватости практически мало выполнимы из-за отсутствия литологических сведений о породах, залегающих в месте предполагаемой установки башмака, знать которые необходимо как в период проектирования конструкции скважины, так и во время спуска колонн. Может оказаться, что на глубине установки башмака кондуктора, найденной по расчету на горное давление, залегают заведомо известные своей пористостью или трещиноватостью породы, через которые газ свободно выйдет на дневную поверхность. Поэтому в данном случае решающая роль принадлежит литологическому разрезу скважины, составленному геологом в процессе ее бурения, с выделением газонепроницаемых и газопроницаемых пород.

При наличии конкретных данных о породах бурящейся скважины можно более правильно выбрать глубину и породы для установки башмаков кондуктора и первой промежуточной колонны, чтобы перекрыть трещиноватые или пористые породы в верхней части разреза скважины и не допустить выхода через них газа в виде грифонов.

На одном из газовых месторождений Западной Украины применили одноколонную конструкцию скважины, которую без изменений заимствовали со скважин, бурящихся на нефть. Кондуктор был спущен на 150 м, а эксплуатационная колонна — на глубину 1600 м, предусмотренную проектом (рис. 6). В скважине на разных глубинах были вскрыты пять газоносных пластов. В процессе вынужденной остановки силового привода глинистый раствор в скважине был разгазирован и выброшен. После закрытия превентора, установленного на кондукторе, газ из вскрытых в скважине продуктивных пластов вышел на дневную поверхность в виде грифонов через пористые песчаники, расположенные ниже башмака кондуктора. Устье с буровым оборудованием обрушилось, загорелся газ и спасти скважину не удалось.

Позднее при наличии литологического разреза бурящихся скважин были спроектированы конструкции скважин с учетом особенностей крепления газовых скважин. В этих конструкциях спуск кондуктора предусматривался на глубину уже не 150 м, а на 650 м, чтобы перекрыть и изолировать цементным раствором пористые породы в верхней части разреза скважины при обязательной уста-

новке башмака кондуктора в залегающих на этой глубине газонепроницаемых породах, составляющих кровлю первого газового горизонта. Кондуктор в новых конструкциях должен быть зацементирован до вскрытия газового пласта при обязательном подъеме цементного раствора до устья скважины. Предполагалось, что эти мероприятия будут способствовать более надежному течению процесса схватывания и твердения цементного раствора без влияния газа, а также достижению лучшей изоляции газопроницаемых пород, залегающих в толще от кровли газового горизонта до дневной поверхности.

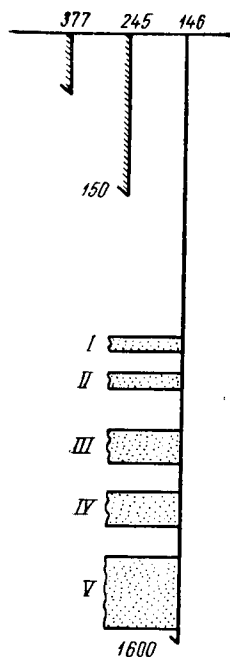


Рис. 6. Одноколонная конструкция газовой скважины.

Высококачественное цементирование газовых скважин — самое главное условие эксплуатации газового месторождения без утечек газа и аварий в процессе бурения. К сожалению, еще встречается недоброкачественное цементирование при креплении газовых скважин, которое обусловлено следующими причинами: а) несоответствием существующих стандартных портланд-цементов условиям цементирования газовых пластов высокого давления; б) газопроницаемостью затвердевшего цементного камня в затрубном пространстве; в) длительным периодом времени до начала схватывания и твердения цементного раствора после его закачки в затрубное пространство; г) газированием цементного и глинистого растворов в затрубном пространстве, приводящим к снижению противодействия на газовые пласты и к выбросу из скважины; д) неполным вытеснением глинистого раствора цементным в затрубном пространстве; е) наличием каналов в затвердевшем цементном камне и в месте контакта цементного камня со стенками ствола скважины.

Сопоставление результатов цементирования газовых скважин показывает, что при одноколонной конструкции чаще, чем при других конструкциях, возникают перечисленные выше явления, вызывающие неудовлетворительное цементирование. Поэтому для скважин упомянутого выше месторождения Рудки с целью борьбы с перетоками газа из нижнего пласта высокого давления в верхние пласты с низким давлением были разработаны варианты двухколонных конструкций газовых скважин.

В вариантах I (рис. 7, а) предусмотрен спуск кондуктора на глубину 650 м с установкой башмака в газонепроницаемых породах кровли верхнего продуктивного горизонта и при обязательном подъеме цементного раствора до устья скважин. Первой промежуточной колонной диаметром 245 мм перекрываются и изолируются

цементным раствором четыре верхних газовых пласта продуктивной толщи. Давление газа в этих пластах равно:

пласт . . . . .	IV	III	II	I
давление в пласте, $\kappa\Gamma/\text{см}^2$ . . . . .	98	82	70	64

Промежуточная колонна цементируется до вскрытия нижнего (V) горизонта, имеющего давление  $150 \kappa\Gamma/\text{см}^2$ . Для перекрытия и изо-

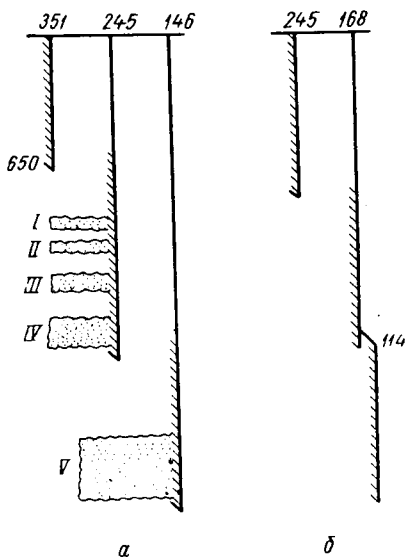


Рис. 7. Двухколонная конструкция газовой скважины.

ляции цементным раствором V газового горизонта предусматривается спуск и цементирование второй 146-мм колонны. Таким образом, в рассмотренном варианте I, представляющем двухколонную конструкцию скважины, разобщены колоннами и цементной оболочкой в затрубном пространстве нижний V пласт высокого давления и группа из четырех верхних пластов низкого давления. Кроме того, между V пластом и верхними четырьмя пластами создана цементная перемычка в затрубном пространстве 146-мм колонны, которая в межтрубном пространстве 245-мм и 146-мм колонн особенно надежна.

Газовые пласты вводятся в эксплуатацию путем перфорации соответствующих колонн. Для эксплуатации верхних четырех пластов потребуется предварительное отвинчивание 146-мм колонны по муфте, имеющей левую резьбу. Последовательность перфорации каждого из четырех верхних пластов, а также их раздельная или совместная эксплуатация осуществляется согласно проекту разработки месторождения.

В варианте II (рис. 7, б) предусматривается спуск и цементирование только одной промежуточной колонны диаметром 168 мм

и одного хвостовика из обсадных труб диаметром 114 мм, которым перекрывается V пласт высокого давления. В отличие от варианта I скважина варианта II имеет очевидные преимущества вследствие уменьшенного количества колонн, что дает экономию металла и не снижает темпа бурения скважины, обеспечивая, кроме того, еще и беспрепятственную перфорацию колонн при вводе в эксплуатацию любого из пяти вскрытых в скважине газовых пластов.

Диаметры промежуточных и эксплуатационных колонн в зависимости от применяемых размеров бурильных труб могут выбираться соответственно вариантам 273 и 219 мм или 168 и 146 мм.

При выборе облегченного диаметра обсадных колонн (219, 168 и 114 мм) вместо 141-мм бурильных труб могут применяться трубы диаметром 114 мм. С использованием этого варианта достигается уменьшение веса транспортируемых труб и экономия металла на 1 м ствола скважины. Благодаря бурению скважин уменьшенного диаметра и применению 114-мм обсадных колонн повышается, как показывает опыт буровиков Узбекистана, герметичность крепления скважины и затрубного пространства.

Сказанное выше относится также к скважинам месторождения Рудки и к скважинам других месторождений, характеризующихся невысоким дебитом газа. Очевидно, что для скважин с суточным дебитом порядка 1 млн. м<sup>3</sup> и выше более целесообразно принять, как уже отмечалось ранее, увеличенные диаметры эксплуатационных колонн. Необходимые размеры эксплуатационных колонн для каждого месторождения и даже для каждого пласта отдельного месторождения должны быть получены при помощи технико-экономического расчета, приведенного в конце этого раздела.

Для предупреждения возникновения грифонов и открытых фонтанов при бурении газовых скважин отдельными научно-исследовательскими и производственными организациями были разработаны и опубликованы для внедрения варианты конструкций газовых скважин. В частности, Главгаз СССР рекомендует применять следующие конструкции газовых скважин:

- 1) кондуктор, промежуточная колонна с подъемом цементного раствора за обеими колоннами до устья, эксплуатационная колонна с перекрытием газового пласта и последующей перфорацией (цементный раствор — до устья);

- 2) кондуктор, промежуточная колонна с подъемом цементного раствора за обеими колоннами до устья, эксплуатационная колонна с фильтром и манжетным цементированием до устья;

- 3) кондуктор, промежуточная колонна с подъемом цементного раствора за обеими колоннами до устья, хвостовик с цементированием и последующим прострелом отверстий;

- 4) кондуктор, промежуточная колонна с подъемом цементного раствора до устья, хвостовик или открытый забой.

Некоторые из конструкций газовых скважин, рекомендованных Главгазом СССР, совпадают с приведенными выше конструкциями для месторождения Рудки.

Может оказаться, что рассмотренные выше варианты новых конструкций газовых скважин по отдельным показателям будут уступать одноколонной конструкции скважин. Но, с другой стороны (что имеет большое народнохозяйственное значение с точки зрения охраны недр и рационального ведения разработки газового месторождения), применение тяжелых конструкций скважин, подобно рассмотренным выше, будет компенсировано огромным количеством сбереженного газа.

В этой связи важным является решение выездной сессии Комиссии по бурению б. НГТК СМ РСФСР в 1961 г., в котором наряду с конкретными мероприятиями, направленными на улучшение бурения газовых скважин, указывается на

необходимость пересмотра в сторону повышения нормы расхода основных материалов (обсадных труб, цемента и др.).

Разумеется, радикальное решение вопроса герметичности соединений обсадных труб и цементного кольца в затрубном пространстве, замена стандартного портланд-цемента или значительное улучшение его качества, главным образом непроницаемости, а также усовершенствование технологии цементирования газовых скважин позволят вернуться к одноколонной конструкции скважин, характеризующейся более экономичным расходом металла по сравнению с многоколонными конструкциями.

Рис. 8. Конструкция газовой скважины (промысел Шебелинка).

Для крепления газовых скважин на месторождениях с аномально высоким пластовым давлением или при залегании продуктивных горизонтов на большой глубине применяются двухколонные и трехколонные конструкции (Шебелинское газовое месторождение и Карадагское газоконденсатное месторождение).

На основе опыта бурения и с учетом особенностей Шебелинского месторождения ВНИИГаз разработал и опубликовал рекомендуемые им для внедрения двух- и трехколонные конструкции газовых скважин (рис. 8) [15].

Для скважин Карадагского газоконденсатного месторождения, характеризующегося большой глубиной залегания продуктивного горизонта (4900 м), АзНИИБурнефть предложил трехколонную

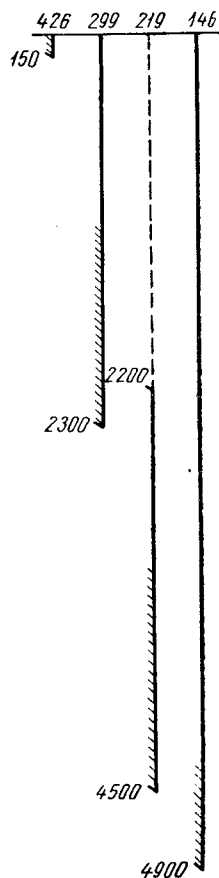


Рис. 9. Конструкция газовой скв. № 167 (Карадаг).

конструкцию (рис. 3). Особенностью этой конструкции газовой скважины является применение колонны — хвостовика диаметром 219 мм, установленной в интервале 2200—4500 м.

Предлагаемые сложные конструкции скважин требуют повышенного расхода металла. Но, с другой стороны, высокая аварийность при бурении скважин с высокими пластовыми давлениями ( $250 \text{ кг/см}^2$ ) без промежуточных колонн и недоведение многих из них до проектной глубины оправдывают применение сложных конструкций скважин.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДИАМЕТРА КОЛОНН ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

### Выбор варианта газопроводящего канала в скважине

При проектировании конструкции газовой скважины путем расчета потерь энергии сжатого газа определяют величину исходного диаметра колонны для возможных четырех вариантов эксплуатации через: 1) фонтанные трубы; 2) кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и фонтанными трубами; 3) фонтанные трубы и кольцевое пространство; 4) эксплуатационную колонну без спущенных в нее фонтанных труб.

В зависимости от условий эксплуатации объектов можно применять каждый из четырех приведенных выше вариантов. Чаще других встречаются случаи эксплуатации газовых скважин по первому, третьему и четвертому вариантам.

Применение фонтанных труб (по первому варианту) имеет ряд преимуществ: 1) предохраняет от истирания эксплуатационную колонну при наличии частиц песка в струе газа, а также защищает ее от коррозии, если в газе присутствует сероводород; 2) дает возможность при необходимости задавливать скважину глинистым раствором или водой через фонтанные трубы в затрубное пространство; более правильно освоить скважину; выполнять необходимые исследования в процессе работы скважины и контролировать эксплуатацию.

Но в связи с применением фонтанных труб увеличивается диаметр эксплуатационной колонны, а следовательно, диаметры промежуточной колонны и ствола скважины.

Кроме того, как показывают расчеты, при использовании фонтанных труб, спущенных в эксплуатационные колонны, ограничивается добыча газа и наблюдаются большие потери пластовой энергии. В связи с этим некоторые считают [27], что фонтанные трубы в газовых скважинах, за редким исключением, не нужны, а часто даже вредны и удорожают стоимость скважины. Вопрос об ограничении применения фонтанных и сифонных труб за счет рационального подбора колонн таких диаметров, при которых будет полностью выноситься скапливающаяся на забое скважины влага, заслуживает внимания. Для отдельных газовых месторождений, преимущественно с малодебитными скважинами, имеется возможность отка-

заться от фонтанных труб и за счет этого уменьшить диаметр эксплуатационных колонн, например со 146 мм до 114 и 89 мм. Во всех других случаях ввиду важности роли колонны фонтанных труб (например, при срочной необходимости задавливания газовой скважины), такие колонны необходимо спускать, причем целесообразнее колонна сифонных труб. Использование сифонных колонн диаметром 32—48 мм вместо фонтанных из труб диаметром 60—89 мм позволит снизить расход металла.

Применение фонтанных труб обязательно при поступлении газа с содержанием сероводорода. Чтобы предохранить эксплуатационную колонну от коррозии сероводородом, фонтанные трубы спускают с установкой пакера у фильтра эксплуатационной колонны. При этом фонтанные трубы будут выполнять роль сменной эксплуатационной колонны, извлекаемой из скважины при ее износе.

Применение пакера на фонтанных трубах дает возможность заполнять затрубное пространство за ними глинистым раствором и создавать противодействие на эксплуатационную колонну, разгружая ее от сминающего усилия, оказываемого давлением затрубного столба глинистого раствора и цемента.

*Определение диаметра эксплуатационной колонны (фонтанных труб), обеспечивающего вынос частиц с забоя скважины*

Газовые скважины даже при установленных оптимальных режимах могут эксплуатироваться при незначительном поступлении из пласта частиц породы и воды. Поэтому выбранный диаметр газопроводящей колонны должен обеспечивать полный вынос газовой струей частиц породы или воды, скопляющихся на забое. Вынос этих частиц может быть достигнут при скорости восходящего потока газа в скважине, превышающей приблизительно на 20 % критическую скорость, соответствующую взвешенному состоянию этих частиц в выходящем потоке газа, т. е.

$$v = 1,2 w_{кр}, \quad (6)$$

где  $v$  — скорость восходящего потока газа в скважине в см/сек;

$w_{кр}$  — критическая скорость, при которой капля воды или частица породы будет находиться во взвешенном состоянии в выходящем потоке газа; эта скорость определяется по формуле Риттингера

$$w_{кр} = \sqrt{\frac{2}{3} \frac{gd(\gamma_{п} - \gamma_{г})}{\varphi \gamma_{г}}}, \quad (7)$$

где  $g$  — ускорение силы тяжести;

$d$  — диаметр частицы в см;

$\gamma_{п}$  — удельный вес частицы в г/см<sup>3</sup>;

$\gamma_{г}$  — удельный вес газа в г/см<sup>3</sup>;

$\varphi$  — аэродинамический коэффициент скольжения; для шарообразной формы капли воды  $\varphi = 0,45$ , для частиц породы шарообразной формы  $\varphi = 0,25$ , призматической  $\varphi = 0,73$ .

Скорость восходящего потока газа следует определять в той части скважины, где она наименьшая. На забое скважины давление и плотность газа больше, чем в других частях ствола скважины, поэтому скорость восходящего потока газа здесь наименьшая и равна

$$v = \frac{4 \cdot 10^6 \cdot Qz}{86400\pi D^2 p_3}, \quad (8)$$

где  $Q$  — дебит газа в  $\text{м}^3/\text{сутки}$ ;

$z$  — коэффициент сжимаемости газа при давлении и температуре забоя скважины;

$D$  — диаметр эксплуатационной колонны в  $\text{см}$ ;

$p_3$  — давление на забое скважины в  $\text{кг/см}^2$ .

После преобразования формула (8) примет следующий вид:

$$v = 14,74 \frac{Qz_1}{D^2 p_3}. \quad (9)$$

Решая уравнение (9) относительно  $D$  и подставляя при этом значение  $v$  из формулы (6), получаем выражение для определения максимально допустимой величины диаметра эксплуатационной колонны или другого газопроводящего канала скважины

$$D_{\max} = \sqrt{\frac{14,74zQ}{1,2w_{\text{кр}}p_3}} = \sqrt{12,3 \frac{zQ}{w_{\text{кр}}p_3}}. \quad (10)$$

Таким образом, при известных величинах суточного дебита газа и забойного давления по формуле (10) можно определить диаметр эксплуатационной или другой газопроводящей колонны для конкретной скважины.

*Определение диаметра эксплуатационной колонны  
(фонтанных труб) по условиям минимальной потери давления газа  
в колонне*

Как отмечалось выше, величина диаметра эксплуатационной колонны или фонтанных труб газовой скважины должна быть получена путем расчета потери энергии сжатого газа при его движении по колонне. Эти потери на разных стадиях разработки газового месторождения должны быть такими, чтобы продолжительное время газ подавался в магистральный газопровод за счет пластовой энергии и обеспечивал при этом максимально возможный дебит газовых скважин.

В начальный период разработки газового месторождения, когда величина забойного давления скважины значительно превышает давление в газопроводе, допускаются более высокие потери давления в скважинах. В более поздней фазе разработки газового месторождения потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений должны быть сведены к минимуму, чтобы продлить бескомпрессорный, а затем и компрессорный периоды эксплуатации

газового месторождения. Практикой установлено, что потери давления на гидравлическое сопротивление при движении газа в скважине в конце разработки месторождения не должны превышать 3—4  $\kappa\Gamma/\text{см}^2$ .

Перепад давления в стволе действующей газовой скважины можно выразить зависимостью

$$\Delta p_c = p_z - p_y = p_r + p_{тр}, \quad (11)$$

где  $\Delta p_c$  — перепад давления в скважине;

$p_z$  — давление на забое скважины;

$p_y$  — допустимое давление на устье скважины, заданное условиями транспорта;

$p_r$  — гидростатическое давление столба газа в скважине;

$p_{тр}$  — давление, теряемое на преодоление гидравлических сопротивлений.

Для расчета потерь давления газа в колоннах по выбранному варианту эксплуатации скважины пользуются формулой Адамова, по которой находят искомую величину давления на забое скважины  $p_z$  в  $\kappa\Gamma/\text{см}^2$ .

$$p_z = \sqrt{p_y^2 e^{2S} + \frac{1,377\lambda Z_{cp}^2 T_{cp}^2}{D^5} (e^{2S} - 1) Q^2}, \quad (12)$$

где  $e$  — основание натурального логарифма, равное 2,718;

$\lambda$  — коэффициент сопротивления трению при движении газа в трубе;

$Z_{cp}$  — средний коэффициент сжимаемости газа между устьем и забоем скважины;

$T_{cp}$  — средняя температура газа между устьем и забоем скважины в  $^{\circ}\text{K}$ ;

$D$  — диаметр трубы в  $\text{см}$ ;

$Q$  — дебит газа в тыс.  $\text{м}^3/\text{сутки}$  при  $t = 20^{\circ}\text{C}$  и  $p = 760 \text{ мм рт. ст.}$

$$2S = \frac{2 \cdot 0,03415 \bar{\gamma} H}{Z_{cp} T_{cp}},$$

здесь  $\bar{\gamma}$  — относительный удельный вес газа по воздуху;

$H$  — глубина скважины в  $\text{м}$ .

Диаметр газопроводящего канала газовой скважины по условиям потери энергии движущегося по нему газа выбирают двумя путями:

а) по заданной допустимой величине депрессии давления в скважине  $\Delta p_c$  определяют диаметр газопроводящего канала

$$D = \sqrt[5]{\frac{1,377\lambda Q^2 Z_{cp}^2 T_{cp}^2 (e^{2S} - 1)}{p_z^2 - p_y^2 e^{2S}}}; \quad (13)$$

б) по расчетному диаметру газопроводящего канала, найденному

из условий выноса частиц породы или жидкости из скважины определяют депрессию давления

$$\Delta p_c = p_3 - \frac{\sqrt{p_3^2 - \frac{1,377\lambda T_{cp}^2 Z_{cp}^2 Q^2 (e^{2S} - 1)}{D^5}}}{e^{2S}}. \quad (14)$$

Если депрессия давления в скважине окажется выше допустимой ( $\Delta p_c > \Delta p_{c, \text{доп}}$ ), определять величину диаметра канала необходимо из условий допустимой депрессии давления по формуле (13).

Коэффициент трения движущегося газа по колонне  $\lambda$  зависит от параметра Рейнольдса  $Re$  и относительной шероховатости стенок труб. При больших скоростях движения газа в трубах порядка 5—10 м/сек, как это часто наблюдается в газовых скважинах, коэффициент трения  $\lambda$  можно принять постоянным и равным приближенным значениям, приведенным в табл. 3.

Таблица 3

Значение коэффициента трения  $\lambda$  при движении газа в трубах

$D$ , дюймы	2	2 1/2	3	4	5	6	7	8
$\lambda$	0,026	0,022	0,020	0,018	0,0175	0,017	0,0165	0,016

При подъеме газа в скважине по кольцевому пространству или одновременно по кольцевому пространству и фонтанным трубам в расчетные формулы (12), (13) и (14) необходимо вносить изменения величины диаметра и коэффициента сопротивления трению, обусловливаемые изменением площади поперечного сечения канала движения газа и поверхности трения.

При движении газа по кольцевому пространству между эксплуатационной колонной и фонтанными трубами (второй вариант) значение величины диаметра  $D$  в формулах (12) и (13) соответствует так называемому эффективному диаметру, определяемому по формуле

$$D_{эф} = \sqrt{D^2 - d_n^2}. \quad (15)$$

Из выражения (15) можно получить величину диаметра эксплуатационной колонны

$$D = \sqrt{D_{эф}^2 + d_n^2}, \quad (15a)$$

где  $D$  — диаметр эксплуатационной колонны;

$d_n$  — наружный диаметр фонтанных труб.

Вследствие увеличения поверхности трения при движении газа по кольцевому пространству величина коэффициента трения для этого случая находится по формуле

$$\lambda_{к. п} = \lambda \sqrt{\frac{D + d_n}{D - d_n}}. \quad (16)$$

Когда газопроводящий канал газовой скважины выполнен по третьему варианту (газ движется одновременно и по затрубному пространству и по фонтанным трубам), эффективный диаметр газопроводящего канала определяют по формуле

$$D_{эф} = \sqrt{D^2 - d_n^2 + d_{вн}^2}. \quad (17)$$

Пользуясь выражением (17), можно определить диаметр эксплуатационной колонны

$$D = \sqrt{D_{эф}^2 + d_n^2 - d_{вн}^2}, \quad (17a)$$

где  $d_{вн}$  — внутренний диаметр фонтанных труб.

Коэффициент сопротивления трению для этого случая движения газа будет

$$\lambda_{к.ф} = \lambda \frac{D + d_n + d_{вн}}{\sqrt{D^2 - d_n^2 - d_{вн}^2}}. \quad (18)$$

### Примеры расчета диаметра эксплуатационных колонн в газовых скважинах

#### Пример 1.

Определить диаметр эксплуатационной колонны

Дано: глубина скважины $H$ , м	950
дебит газа $Q$ , млн. $\text{м}^3/\text{сутки}$	2,1
давление газа в пласте $p_{пл}$ , $\text{кг}/\text{см}^2$	92
давление газа на забое $p_z$ , $\text{кг}/\text{см}^2$	80
минимальное давление на устье скважины, $p_y$ , $\text{кг}/\text{см}^2$	76
температура газа на забое скважины $T_z$ , $^{\circ}\text{K}$	312
температура газа на устье скважины $T_y$ , $^{\circ}\text{K}$	296
относительный удельный вес газа $\gamma$	0,6
коэффициент сжимаемости газа на забое $Z_z$	0,86
коэффициент сжимаемости газа на устье $Z_y$	0,88

Из условий потери давления газа в скважине диаметр эксплуатационной колонны определяется по формуле (13).

Предварительно находим среднюю температуру, средний коэффициент сжимаемости и значение величины  $e^{2S}$

$$T_{cp} = \frac{312 + 296}{2} = 304^{\circ}\text{K}; \quad Z_{cp} = \frac{0,86 + 0,88}{2} = 0,87;$$

$$e^{2S} = 2,718 \frac{0,06833 \cdot 0,6 \cdot 950}{0,87 \cdot 304} = 1,082.$$

После этого, используя формулу Адамова, определяем величину внутреннего диаметра эксплуатационной колонны при  $\lambda = 0,0175$

$$D = \sqrt[5]{\frac{1,377 \cdot 0,0175 \cdot 0,87^2 \cdot 304^2 \cdot 2100^2 (1,082 - 1)}{80^2 - 76^2 \cdot 1,082}} = 12,9 \text{ см.}$$

Наружный диаметр эксплуатационной колонны будет 146 мм. При эксплуатации скважины по кольцевому пространству между

эксплуатационной колонной и фонтанными трубами и по фонтанным трубам определим коэффициент трения  $\lambda_{к.п}$  (принимая предварительно  $D_n = 168$  мм,  $D_b = 148$  мм и диаметр фонтанных труб  $D_n = 2^{1/2}''$ ).

$$\lambda_{к.п} = 0,0175 \frac{14,8 + 7,3 + 6,2}{\sqrt{14,8^2 - 7,3^2 + 6,2^2}} = 0,034.$$

Эффективный диаметр газопроводящего канала, рассчитанный по формуле (13), равен 147 мм.

Внутренний диаметр эксплуатационной колонны находим по формуле (17а).

$$D = \sqrt{14,7^2 + 7,3^2 - 6,2^2} = 15,3 \text{ см.}$$

Таким образом, при спуске в скважину  $2^{1/2}''$  фонтанных труб минимальный диаметр эксплуатационной колонны будет равен 168 мм.

## Пример 2.

Определить диаметр эксплуатационной колонны из условий потери давления в скважине.

Дано:  $H = 2700$  м,  $p_{пл} = 310$  кг/см<sup>2</sup>,  $Q = 1,2$  млн. м<sup>3</sup>/сутки,  $p_3 = 250$  кг/см<sup>2</sup>.

Допустимый перепад давления в скважине равен 25% забойного давления, а следовательно, давление газа на устье скважины составляет

$$p_y = 187,5 \text{ кг/см}^2, T_3 = 347^\circ \text{ К} \left( T_{ср.з} = \frac{347 + 307}{2} = 327^\circ \text{ К} \right),$$

$$T_y = 307^\circ \text{ К}, Z_3 = 0,74 \left( Z_{ср.з} = \frac{0,74 + 0,8}{2} = 0,77 \right),$$

$$Z_y = 0,8, \gamma = 0,62, \lambda = 0,0175.$$

При эксплуатации скважины без спуска фонтанных труб диаметр эксплуатационной колонны по формуле (13) будет

$$D = \sqrt[5]{\frac{1,377 \cdot 0,0175^2 \cdot 0,77^2 \cdot 327^2 \cdot 1200^2 (1,57 - 1)}{250^2 - 187,5^2 \cdot 1,57}} = 11,2 \text{ см.}$$

$$\text{Величина } e^{2s} = 2,718 \frac{0,06833 \cdot 0,62 \cdot 2700}{0,77 \cdot 327} = 1,57.$$

При эксплуатации скважины одновременно по  $2^{1/2}''$  фонтанным трубам и кольцевому пространству эффективный диаметр газопроводящего канала определяется по той же формуле (13).

Коэффициент трения в этом случае по формуле (18) будет

$$\lambda_{к.ф} = 0,0175 \frac{12,8 + 7,3 + 6,2}{\sqrt{12,8^2 - 7,3^2 + 6,2^2}} = 0,0363.$$

$$D = \sqrt[5]{\frac{1,377 \cdot 0,0363 \cdot 0,77^2 \cdot 327^2 \cdot 1200^2 (1,57 - 1)}{250^2 - 187,5^2 \cdot 1,57}} = 12,9 \text{ см.}$$

Диаметр эксплуатационной колонны по формуле (17а) будет

$$D = \sqrt{12,9^2 + 7,3^2 - 6,2^2} = 13,4 \text{ см.}$$

При спуске в скважину фонтанных труб минимальный диаметр эксплуатационной колонны составляет 146 мм.

Пример 3.

Определить диаметр эксплуатационной колонны и потери давления в скважине.

Дано:  $H = 800 \text{ м}$ ,  $p_{пл} = 76 \text{ кг/см}^2$ ,  $Q = 25,2 \text{ тыс. м}^3/\text{сутки}$ ,  $p_0 = 1,03 \text{ кг/см}^2$ ,  $p_в = 60 \text{ кг/см}^2$ ,  $T_в = 303^\circ \text{ К}$  ( $273^\circ + 30^\circ \text{ C}$ ),  $T_y = 293^\circ \text{ К}$ ,  $Z_в = 0,88$ ,  $Z_y = 0,96$ ,  $\bar{\gamma} = 0,59$ ,  $\gamma_в = 0,001293 \text{ Г/см}^3$ .

В скважину поступает незначительное количество воды.

Критическая скорость газа на забое скважины, при которой капли воды диаметром 0,1 см находятся во взвешенном состоянии в потоке, определяется по формуле (7)

$$w_{кр} = \sqrt{\frac{2}{3} \frac{0,1 \cdot 981 (1 - 0,0456)}{0,45 \cdot 0,0456}} = 55,4 \text{ см/сек.}$$

Удельный вес газа на забое скважины равен

$$\gamma_r = \bar{\gamma}_в \frac{p_в T_0}{T_в p_0 Z_в} = 0,59 \cdot 0,001293 \frac{60 \cdot 273}{1,03 \cdot 303 \cdot 0,88} = 0,0456 \text{ Г/см}^3.$$

Аэродинамический коэффициент для капли воды принят равным 0,45.

Диаметр эксплуатационной колонны по формуле (10) будет

$$D = \sqrt{14,74 \frac{0,88 \cdot 25 \cdot 200}{1,2 \cdot 55,4 \cdot 60}} = 9,05 \text{ см} \approx 90 \text{ мм.}$$

При спуске в скважину фонтанных труб вынос воды потоком газа будет более эффективным, чем по эксплуатационной колонне.

Потери давления газа в скважине при эксплуатации ее по 2'' фонтанным трубам определяются по формуле (14)

$$\Delta p_c = 60 - \sqrt{\frac{60^2 - \frac{1,377 \cdot 0,022 \cdot 0,92^2 \cdot 298^2 \cdot 25,2^2 (1,12 - 1)}{5,03^5}}{1,12}} = 6,8 \text{ кг/см}^2.$$

Таким образом, потери давления газа в скважине составляют 11,3% от забойного давления, что допустимо.

### Экономический расчет диаметра эксплуатационных колонн газовых скважин

ВНИИГаз разработал два способа экономического расчета диаметра эксплуатационных колонн скважин.

Первый способ. Определяют стоимость сооружения равного количества скважин двух-трех различных диаметров при одинаковых дебитах. Давления на устье скважин разного диаметра

за счет различных потерь на трение в колонне будут разными. Разница в стоимости сооружения скважин того или иного диаметра сопоставляется со стоимостью эксплуатации скважины дожимной компрессорной станции за период удлинения срока бескомпрессорной эксплуатации месторождения скважинами большого диаметра. При сравнительной оценке скважин разного диаметра в качестве критерия следует учитывать показатели по компрессорной станции и экономический эффект, полученный от более позднего срока ввода станции в эксплуатацию, т. е. фактор времени.

При сравнении вариантов, отличающихся разновременностью капиталовложений, капиталовложения более поздних лет следует приводить к текущему моменту по формуле

$$K_0 = \frac{Kt}{1 + Et}, \quad (19)$$

где  $K_0$  — капиталовложения последующих лет, приведенные в первом году;

$K$  — капиталовложения, осуществляемые в течение  $t$  года;

$E$  — отраслевой коэффициент эффективности капиталовложений, для газовой промышленности принимаемый равным 0,125, при восьмилетнем сроке окупаемости капиталовложений.

Введем обозначения:

$C_1$  — стоимость бурения одной скважины с эксплуатационной колонной диаметром  $D_1$  в тыс. руб.;

$C_2$  — стоимость бурения одной скважины с эксплуатационной колонной диаметром  $D_2$  в тыс. руб.;

$n_1$  — число скважин диаметром  $D_1$  (в нашем случае  $n_1 = n_2$ );

$t$  — разница в сроках ввода дожимной компрессорной станции в годах;

$K$  — стоимость строительства компрессорной станции в тыс. руб.;

$M$  — ежегодные эксплуатационные расходы по компрессорной станции в тыс. руб.

При этом  $C_1 > C_2$ ,  $D_1 > D_2$  и при строительстве скважин диаметром  $D_1$  компрессорная станция вводится в действие на  $t$  лет позже.

Целесообразнее бурить скважины диаметром  $D_1$ , если

$$C_1 n_1 - C_2 n_2 < Mt + K \left( 1 - \frac{1}{1 + 0,125 t} \right). \quad (20)$$

**Второй способ.** Производят расчет вариантов стоимости сооружения разного количества скважин одного и другого диаметра с эксплуатацией их при разных рабочих дебитах, но при одинаковых рабочих давлениях на устье. При этом сопоставляются суммарная стоимость бурения скважин, обвязки скважины и выкидов при различных вариантах.

Искомый диаметр эксплуатационной колонны  $D_1$  будет в случае, если

$$C_1 n_1 + Q_1 n_1 < C_2 n_2 + Q_2 n_2, \quad (21)$$

где  $Q_1$  и  $Q_2$  — капиталовложения в обвязку и выкидную линию скважин диаметром  $D_1$  и  $D_2$  в тыс. руб. (часто  $Q_1 = Q_2$ ). Остальные обозначения прежние.

Ниже приводятся расчеты по обоим способам, выполненные ВНИИГаз применительно к условиям месторождений Газли и Коробковского. Месторождение Газли с двумя газоносными горизонтами. Оба горизонта высокодебитные, с большими запасами, но с давлением, немного превышающим рабочее давление магистрального газопровода. Для такого месторождения одним из возможных путей отсрочки ввода промышленной компрессорной станции является уменьшение потерь давления в стволе скважины за счет увеличения диаметра эксплуатационной колонны со 168 до 219 мм. Добыча газа по первому горизонту составляет 10,5 млрд. м<sup>3</sup>/год, по второму горизонту — 6,4 млрд. м<sup>3</sup>/год.

Количество запроектированных скважин приводится в табл. 4, стоимость бурения скважин и строительства — в табл. 5. Капиталовложения в строительство промышленной компрессорной станции составляют 4,3 млн. руб., ежегодные эксплуатационные расходы — 660 тыс. руб.

Таблица 4

Количество запроектированных скважин при разных диаметрах эксплуатационной колонны

Горизонты	При условии равенства дебитов и диаметре эксплуатационной колонны в мм		При условии равенства потерь давления в стволе скважины и диаметре эксплуатационной колонны в мм	
	168	219	168	219
I	53	53	63	53
II	32	32	38	32
Всего . . .	85	85	101	85

Таблица 5

Стоимость бурения скважин, строительства обвязки и выкидных линий в тыс. руб.

Показатели	Горизонты	Диаметр колонны, мм.	
		219	168
Стоимость бурения одной скважины . .	I	32,5	29,5
	II	37,5	34,1
Стоимость прискважинных сооружений на одну скважину . . . . .	I и II	31,0	28,0

Первый способ расчета. Подставив приведенные выше данные в формулу (20), получим

$$(32,5 \cdot 53 + 37,5 \cdot 32) - (29,5 \cdot 53 + 34,1 \cdot 32) < \\ < 660 \frac{8}{12} + 4300 \cdot \left(1 - \frac{1}{1 + 0,125 \cdot 0,67}\right), \text{ или} \\ 268\,000 \text{ руб.} < 784\,000 \text{ руб.}$$

Второй способ расчета. Подставив исходные данные в формулу (21), получим

$$(32,5 \cdot 53 + 37,5 \cdot 32 + 31,0 \cdot 85) < (29,5 \cdot 63 + 34,1 \cdot 38 + 28,0 \cdot 101),$$

или

$$5\,558\,000 \text{ руб.} < 5\,982\,000 \text{ руб.}$$

Расчеты по обоим способам показывают, что бурение скважин под эксплуатационную колонну диаметром 219 мм (8<sup>5</sup>/8") более выгодно.

Бурение скважин под эксплуатационную колонну диаметром 219 мм (8<sup>5</sup>/8") по сравнению с бурением под 168-мм колонну дает экономию в общей стоимости бурения скважины и промысловых сооружений 424 тыс. руб.

Коробковское газовое месторождение с одним глубоко залегающим горизонтом. Начальный проектный дебит скважин и пластовое давление этого месторождения примерно в 2 раза ниже по сравнению с Газлинским месторождением. Эти особенности месторождения существенно повлияли на выбор диаметра эксплуатационной колонны.

Ниже рассматриваются сравнительные экономические показатели строительства скважин с эксплуатационной колонной диаметром 114, 146 и 168 мм (табл. 6 и 7).

Таблица 6

Количество скважин при разных диаметрах эксплуатационной колонны

Показатели	Условия					
	равенство дебита скважин			равенство потерь давления в стволе скважины		
Диаметр эксплуатационной колонны, мм . . . . .	114	146	168	114	146	168
Количество скважин . . . . .	76	76	76	79	76	75

Стоимость строительства скважин и прискважинных сооружений в тыс. руб.

Показатели	Диаметр эксплуатационной колонны, мм		
	114	146	168
Стоимость строительства скважин . . .	104	107	120
Стоимость прискважинных сооружений (обвязка и выкидные линии) . . . . .	20	21	26

Для расчета добыча газа принята 3,5 млрд.  $\text{м}^3/\text{год}$ .

Капиталовложения в строительство промышленной компрессорной станции составляют 1840 тыс. руб., ежегодные эксплуатационные расходы — 280 тыс. руб.

При условии различных потерь давления в стволе скважин (с неодинаковыми диаметрами эксплуатационных колонн) компрессорная станция при строительстве скважин со 114-мм эксплуатационной колонной вводится на 0,6 года раньше, чем при строительстве скважин со 146-мм колонной, а при строительстве скважин со 146-мм колонной — на 0,1 года раньше, чем при 168-мм колонне.

Сравним показатели строительства скважин с эксплуатационными колоннами диаметром 114 и 146 мм. Подставив исходные данные в формулу (20), получим

$$228 \text{ тыс. руб.} < (168 \text{ тыс. руб.} + 129 \text{ тыс. руб.}).$$

Как видим, расчет показывает целесообразность бурения скважин под эксплуатационную колонну диаметром 146 мм, а не под 114-мм эксплуатационную колонну.

Проверочный расчет по формуле (24) подтверждает этот вывод, так как

$$9728 < 9796 \text{ тыс. руб.}$$

Теперь сравним показатели строительства скважин под 146 и 168-мм эксплуатационные колонны.

По формуле (20) получим

$$988 \text{ тыс. руб.} > 50 \text{ тыс. руб.}$$

По формуле (21) получим

$$10\,950 \text{ тыс. руб.} > 9728 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные расчеты показывают, что увеличивать диаметр эксплуатационной колонны со 146 до 168 мм нецелесообразно. Результат, полученный по формуле (21), свидетельствует о том, что выбор эксплуатационной колонны диаметром 168 мм вызовет увеличение капиталовложений на 1,2 млн. руб. по сравнению с расходами при бурении под 146-мм эксплуатационную колонну.

Сделав аналогичные расчеты по ряду газовых месторождений, авторы пришли к следующему заключению.

Для условий месторождений Северо-Ставропольского и Газли, характеризующихся высоким рабочим дебитом, значительной проницаемостью пластов и относительно низкими начальными давлениями, близкими к давлению на приеме газопроводов, рационально бурить скважины под эксплуатационные колонны больших диаметров, например 194 мм ( $7\frac{5}{8}''$ ) и 219 мм ( $8\frac{5}{8}''$ ).

Для условий месторождения Шебелинка, имеющего высокое пластовое давление и малую проницаемость, и в том случае, когда начальные рабочие дебиты велики (порядка 1 млн. м<sup>3</sup>/сутки), рациональны малые диаметры — 146 и даже 114 мм.

---

### Глава III

## КОНСТРУКЦИИ ГЛУБОКИХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

В СССР скважины на глубину 3500 м и более начали бурить в основном лишь после войны, с 1946 г. Скважины с такой глубиной относились у нас к категории сверхглубоких. Наибольшие глубины достигнуты: скв. 28 Зыря-море — 5040 м (в Азербайджане), 1 Галюгаевская — 5500 м (Грознефть) и скважиной Арал-Сор — более 5700 м\*.

В США бурение скважин на глубину более 4572 м, относимых там к сверхглубоким, начато с 1938 г. До 1960 г. на глубину свыше 4500 м в США было пробурено 1260 скважин. В это число входит и самая глубокая скважина мира, пробуренная в 1958 г. в Техасе на глубину 7724 м.

Всесоюзным совещанием по бурению в Грозном в 1964 г. принято решение относить к категории сверхглубоких скважины, достигшие глубины 4500 м.

Бурение скважин на большую глубину оправдывается открытием как в нашей стране, так и в США глубинных нефтяных и газоконденсатных залежей. За время бурения скважин глубиной более 4500 м в США открыто свыше 50 нефтяных и газовых месторождений.

Основной способ бурения глубоких скважин в США — роторный, в Советском Союзе — комбинированный: роторный и турбинный.

Большой интерес представляют конструкции скважин, бурящихся на глубину 5000 м и более. В табл. 8 приводятся данные по конструкции двух сверхглубоких скважин, пробуренных на противоположных континентах земного шара — в СССР и США.

Из табл. 8 видны значительные достижения в усовершенствовании конструкций глубоких скважин. К этим достижениям следует отнести значительные глубины спуска колонн, уменьшение величины зазоров между стенками муфты труб и стенками ствола сква-

---

\* Скважины 1 Галюгаевская и Арал-Сорская находятся в бурении.

Данные, характеризующие конструкции самых глубоких скважин СССР и США (по состоянию на январь 1962 г.)

№ скважины, район, страна	Диаметр обсадных колонн		Глубина спуска, м	Зазор между стенками муфты и скважины, мм	Выход из-под башмака предыдущей колонны, м	Длина колонны, м
	дюймы	мм				
28	$16\frac{3}{4}$	425	50	50,0	50	50
Зыря-море	$11\frac{3}{4}$	298	2519	37,5	2469	2519
(Азербайджан)	$6\frac{5}{8} \times$	$168 \times$	5040	$40/51$	2521	5040
СССР	$\times 5\frac{3}{4}$	$\times 146$				451
1-ЕЕ	20	508	451	38,5	451	1835
Юниверсити	$13\frac{3}{8}$	340	1835	34,3	1384	3345
(Техас)	$9\frac{5}{8}$	244	3345	21,3	1510	6900
США	$7\frac{5}{8} \times 7$	$194 \times$	6990	13,0	3645	
	Из них:	$\times 178$				
	$7\frac{5}{8}$	194				3140
	7	178				3850
	5	127	7724	7,0	734	806
						(хвостовик)

жины, увеличенный выход колонны из-под башмака предыдущей и уменьшенный диаметр эксплуатационных колонн собранных в виде ступенчатой конструкции из труб двух размеров: в СССР из  $168 \times 146$  мм и в США из  $194 \times 178$  мм.

Зазоры между муфтами обсадных колонн и стенками скважины в США доводятся до 6—12 мм на сторону для колонн диаметром  $114 \times 141 \times 168$  мм и 9—14 мм — для 178- и 219-мм колонн.

В применяемых конструкциях глубоких и сверхглубоких скважин, пробуренных на площади Зыря-море, например в скв. 28, эксплуатационная колонна спущена с зазорами: для труб диаметром 168 мм (в верхней части колонны) 40 мм, для 146-мм труб (в нижней части колонны) 51 мм. Промежуточная колонна диаметром 146 мм спущена с зазором на сторону 37,5 мм. Как видим, в снижении величины зазоров у нас имеются большие резервы.

В скв. 16, пробуренной на этой же площади и состоящей из 377-мм ( $14\frac{3}{4}$ ") колонны и комбинированной эксплуатационной диаметрами 168 и 146 мм, величина зазоров составляла соответственно: 44, 24 и 27,5 мм, а для 146-мм труб — 38,5 мм. Здесь величина зазоров по сравнению с принятой в предыдущей конструкции уже значительно уменьшена, но еще высокая по сравнению с существующей в американской практике. В области уменьшения зазоров до 4—8 мм в нашей стране добились успеха бурильщики Краснодарнефтегаза при спуске сварных колонн.

Комбинированная эксплуатационная колонна в скв. 28 Зыря-море состояла из обсадных труб марок Ем, Е и Л с толщиной стенок от 9 до 14 мм. Верхняя ее часть (длиной 2479 м) была собрана из труб

диаметром 168 мм, нижняя (длиной 2558 м) — из труб диаметром 146 мм. Общее число труб в эксплуатационной колонне 490, вес колонны 195,3 т. Колонна цементировалась при помощи четырех цементосмесительных машин и 16 цементировочных агрегатов, установленных на двух крановых судах. Было закачено 50 т цементного раствора за 42 мин. Схождение пробок наблюдалось при давлении 90 кг/см<sup>2</sup>.

Под 299-мм промежуточную колонну (в скв. 28) до глубины 2980 м бурили роторным способом трехлопастными долотами, а ниже этой глубины — турбобуром с применением шарошечных долот № 11 (269 мм).

С глубины 3500 м комплект бурильной колонны диаметром 168 мм заменили 141-мм ( $5\frac{9}{16}$ ") колонной с замками ЗШ; марки стали труб Д, Ем и Е.

Промежуточная колонна диаметром 299 мм, состоящая из 249 труб марок Д и Ем, весом 190 т, была спущена в скважину за 28,5 ч.

Выход открытым стволом ниже башмака предыдущей колонны в скв. 28 Зыря-море достиг 2521 м, а в скв. 1-ЕЕ Университи — 3645 м. В США имеются примеры выхода из-под башмака предыдущей колонны до 4266 м в штате Южная Луизиана и до 4878 м — в штате Вайоминг.

В американской практике бурения глубоких скважин в большинстве случаев применяются конструкции скважин, составляемые из труб следующих размеров:

Колонна	Диаметр колонны	
	мм	дюймы
Кондуктор . . . . .	508	20
Первая промежуточная . . . . .	289	$11\frac{3}{8}$
Вторая промежуточная . . . . .	245	$9\frac{5}{8}$
Эксплуатационная . . . . .	194	$7\frac{5}{8}$
	178	7
	140	$5\frac{1}{2}$

#### Более облегченный вариант

Колонна	Диаметр колонны	
	мм	дюймы
Кондуктор . . . . .	340	$13\frac{3}{8}$
Первая промежуточная . . . . .	245	$9\frac{5}{8}$
Вторая промежуточная . . . . .	194 или	$7\frac{5}{8}$ или
	179	7
Эксплуатационная . . . . .	140 или	$5\frac{1}{2}$ или
	127	5

промежуточная колонна диаметром 194 мм (7<sup>5</sup>/<sub>8</sub>"') или 179 мм (7"), эксплуатационная колонна из труб диаметром 140 мм (5<sup>1</sup>/<sub>2</sub>"') или 127 мм (5'').

В настоящее время у нас ведется бурение скважины на глубину 7000 м.

Конструкция этой скважины по проекту следующая:

Колонна	Диаметр колонны		Глубина спуска, м
	мм	дюймы	
Направление . . . . .	610	24	80
Кондуктор . . . . .	451	16 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	1000
Первая промежуточная . . . . .	298	11 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	3000
Вторая промежуточная . . . . .	219	8 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	5000
Эксплуатационная . . . . .	146	5 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	7000

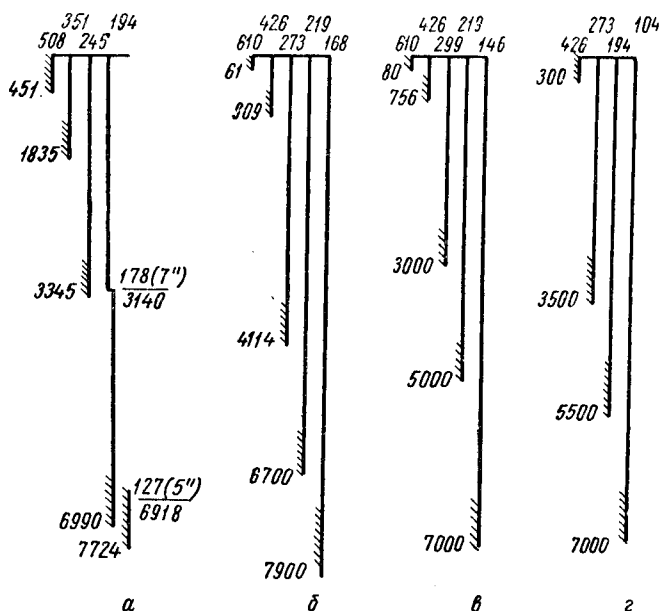


Рис. 10. Конструкция скважин, пробуренных п буря-  
щихся на глубину 7000 м и глубже.

а — скв. 1-ЕЕ Университи, Техас (США); б — газовая скважина  
в Южной Луизиане; в — скважина Арал-Сор в Казахстане (СССР);  
г — скважина в Азербайджане (СССР).

4 октября 1961 г. было начато бурение этой сверхглубокой сква-  
жины. На глубине 81 м зацементировали направление из 640-мм  
труб. Кондуктор диаметром 426 мм спустили на глубину 756 м

и зацементировали до устья. Промежуточную комбинированную колонну из обсадных труб диаметром 245 и 219 мм, установленную на глубину 4968 м, зацементировали до устья. Скважина находится в бурении. В связи с полученными геологическими данными не исключено увеличение глубины скважины до 8—8,5 тыс. м.

На рис. 10 приведены конструкции скважин на глубину 7000 м и более.

### КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН ГЛУБИНОЙ 10—15 тыс. м

Отличительной особенностью поисков «большой нефти» будет бурение скважин на глубину порядка 7—10 тыс. м и более. Основанием для бурения таких глубоких скважин служат доводы геологической науки о наличии больших скоплений нефти и газа на указанных глубинах.

Другой и тоже очень важной целью бурения скважин такой глубины является вскрытие так называемых слоев Мохоровичича, отделяющих осадочные и кристаллические породы земной коры

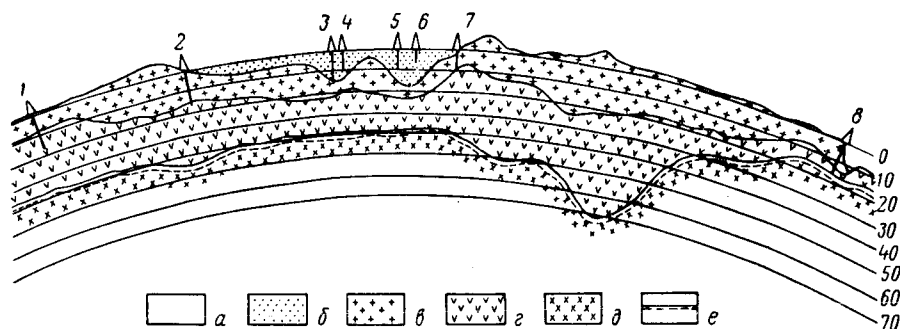


Рис. 11. Схематический разрез земной коры с указанием мест заложения скважин (по В. В. Федынскому).

а — вода; б — рыхлые осадочные породы; в — гранитный слой; г — базальтовый слой; д — подкоровое вещество или вещество верхней мантии; е — поверхность Мохоровичича («Мохо») — нижняя граница земной коры.

от пластических пород мантии Земли, таящей ключи к раскрытию законов изменения земной коры, образования и распределения в ней полезных ископаемых и пр.

По геофизическим данным, земная кора имеет мощность от 5 км под водами глубокого океана и до 70 км под гористыми странами. Состоит она из трех основных слоев породы: рыхлой осадочной толщи, более легкой гранитной и более тяжелой базальтовой оболочки. В подошве базальтовой оболочки проходит поверхность Мохоровичича.

На рис. 11 приведен схематический разрез земной коры, составленный проф. В. В. Федынским, с указанием возможных мест заложения глубоких скважин. На нем показаны и ныне бурящиеся и пробуренные скважины: 6 — скв. 28 Зыря-море, достигшая

глубины 5040 м; 5 — скважина, намеченная к бурению в Азербайджане на глубину 7000 м; 1 — более глубокая скважина в Карелии, которая должна пройти самые древние в геологическом отношении породы гранита и войти в подстилающие их базальты; 2 — скважина Уральская — проектируется для изучения глубинных пород, сложенных гранитами; 3 — скважина заложена в Прикаспийской низменности. Пройдя осадочную толщу, содержащую нефть и газ, эта скважина выйдет в подстилающий ее гранитный фундамент. 7 — скважина закладывается в Азербайджане для изучения осадоч-

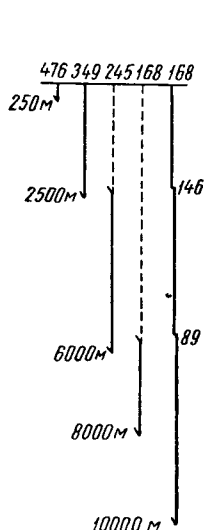


Рис. 12. Конструкция скважин глубиной 10 000 м, разработанная ВНИИБТ.

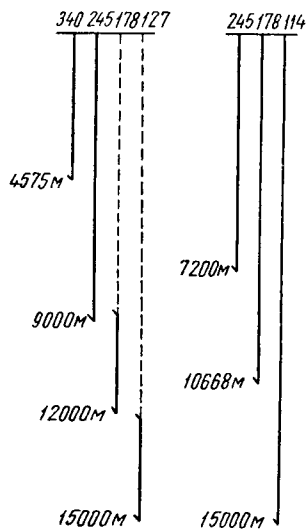


Рис. 13. Конструкция скважин глубиной 15 000 м (США).

ных пород, богатых нефтью и газом; она пройдет подстилающий их гранитный слой и войдет в базальты; 8 — скважина проектируется на Курильских островах, где при помощи ее будут пройдены граниты и базальты и впервые достигнуты подкоровые породы мантии Земли.

Для того чтобы все пять скважин вместе дали общее представление о слоях, слагающих земную кору, глубина их должна достичь 10—15 км, а может быть, и 20 км.

В США тоже начато бурение скважин на мантию Земли. Осуществляется оно по так называемому проекту «Мохо» при помощи бурильной установки, смонтированной на специальном судне военного образца. Американцы пробурили уже несколько мелких скважин и одну относительно глубокую в Тихом океане, вблизи о. Гваделупа, на 3743 м при глубине океана в этом месте 3560 м. Дно океана углублено на 183 м, причем 18 м из них — в базальтах, относимых американцами уже к слоям Моховича.

Большой интерес представляют отечественные и американские проектные конструкции скважин на глубину 10—15 тыс. м.

На рис. 12 и в табл. 9 и 10 приведены варианты конструкций скважин на глубину 10 000 м, разработанные ВНИИБТ.

Таблица 9

Первый вариант конструкции скважины глубиной 10 тыс. м

Диаметр колонны		Глубина спуска, м
мм	дюймы	
476	$18\frac{3}{4}$	250
377	$14\frac{3}{4}$	2000
273	$10\frac{3}{4}$	5000 (хвостовик)
194	$7\frac{5}{8}$	8000 (хвостовик)
$168 \times 146 \times 114$	$6\frac{5}{8} \times 5\frac{3}{4} \times 4\frac{1}{2}$	10 000

Таблица 10

Второй вариант конструкции скважины глубиной 10 тыс. м

Диаметр колонны		Глубина спуска, м
мм	дюймы	
476	$18\frac{3}{4}$	250
325	$12\frac{3}{4}$	3 000
245	$9\frac{5}{8}$	6 000 (хвостовик)
168	$6\frac{5}{8}$	8 500 (хвостовик)
$168 \times 146 \times 114$	$6\frac{5}{8} \times 5\frac{3}{4} \times 4\frac{1}{2}$	10 000

В табл. 11, 12 и 13 приведены данные, характеризующие конструкцию скважины глубиной 15 000 м, и колонны бурильных труб, проектируемые в США.

На рис. 13 приведены конструкции скважин глубиной 15 тыс. м. Оба варианта составлены из распространенных в США сочетаний нечетных размеров диаметров обсадных труб: 340 мм ( $13\frac{3}{8}''$ ), 245 мм ( $9\frac{5}{8}''$ ), 178 мм ( $7''$ ) и 127 мм ( $5''$ ) или 114 мм ( $4\frac{1}{2}''$ ).

Бурение скважин на большие глубины, несмотря на сохранение в общих чертах классического метода получения цилиндрической горной выработки, как упоминалось выше, существенно отличается от проходки скважин глубиной до 5000 м и даже до 7000 м. Главными отличительными особенностями бурения таких скважин являются:

- а) высокая температура забоя (до 250—500° С);
- б) аномально высокие пластовое и горное давления, могущие достигать соответственно 1500 и 4000 кг/см<sup>2</sup>;

**Конструкция скважины глубиной 15 тыс. м**

Таблица 11

Диаметр		Глубина спуска, м	Марка стали	Толщина стенок, мм
мм	дюймы			
476	24	610	J = 55	17,5
426	16 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	3962	N = 80	21,4
273	10 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	6370	EHS = 140	16,5
194	7 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	11 125	EHS = 140	17,4
127	5	15 000	EHS = 140	11,0

Примечание. Общий вес колонны 854 т.

Таблица 12

**Первый вариант комбинированной бурильной колонны**

Диаметр		Длина секции, м	Вес 1 м трубы, кг
мм	дюймы		
140	5 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	2440	37
140	5 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	3962	33
114	4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	610	28
89	3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	8534	20

Примечание. Вес колонны 400 т, при спуске 5<sup>1</sup>/<sub>2</sub>" труб верхняя часть хвостовика составляется из труб марки EHS-140.

Таблица 13

**Облегченный вариант бурильной колонны для скважины  
глубиной 15 тыс. м**

Диаметр		Длина секции, м	Вес 1 м трубы, кг
мм	дюймы		
114	4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	7 500	30,5
89	3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	10 700	23
73	2 <sup>7</sup> / <sub>8</sub>	15 000	16,37

Примечание. Полный вес колонны 376 т.

в) значительная твердость пород, залегающих на большой глубине;

г) значительная величина напряжений, возникающих в сечениях спускаемых труб и инструментов ввиду вынужденного ограничения поперечных размеров при их большом собственном весе;

д) большая грузоподъемность оборудования и инструментов: вышки, лебедки, канатов, элеваторов и т. п.

Перечисленные особенности бурения скважин на большие глубины почти полностью распространяются и на условия их крепления, для осуществления которого необходимо решить ряд сложных проблем и в первую очередь повысить:

1) качество металла для изготовления бурильных и обсадных труб, способных выдержать значительные нагрузки (собственный вес, высокие давления пород, газа и нефти);

2) качество промывочной жидкости (глинистого раствора), удовлетворяющей требованиям бурения и спуска колонн в условиях высоких температур и давлений;

3) качество цемента или пластмасс, удовлетворяющих требованиям герметичного крепления в условиях высоких температур и давлений;

4) изготовить наземное оборудование с повышенными параметрами грузоподъемности (порядка 800—900 Т), лебедки, обеспечивающие спуско-подъемные операции при глубине скважины в 15 тыс. м длительностью не более 24 ч; буровые насосы с рабочим давлением не менее 500 кг/см<sup>2</sup> и др.

Качество металла, характеризуемое пределом текучести  $\sigma_s$  и удельным весом  $\gamma_m$ , позволяет с известным приближением определить предельную глубину спуска в скважину колонны труб

$$H_{\text{пр. гл}} \approx \frac{\sigma_s}{\gamma_m}.$$

Идя по пути увеличения прочности ( $\sigma_s$ ), в США начали изготавливать обсадные и бурильные трубы из стали марки EHS-140 с пределом текучести  $\sigma_s = 98\text{—}105$  кг/мм<sup>2</sup> и марки стали UHS-170 с пределом текучести  $\sigma_s = 119\text{—}126$  кг/мм<sup>2</sup>. В последнее время американцы начали применять для обсадных труб сталь марки X-200 с минимальным пределом текучести  $\sigma_s = 140$  кг/мм<sup>2</sup>.

У нас, в Советском Союзе, обсадные и бурильные трубы изготавливаются из высокопрочных углеродистых сталей (и термообработкой) марки Е, Л и М с пределом текучести 55, 65 и 75 кг/мм<sup>2</sup>.

Большой интерес представляет второй путь достижения больших глубин в недрах земли, заключающийся в применении материала труб уменьшенного удельного веса по сравнению со сталью. В СССР и США первыми такими обсадными и бурильными трубами, изготовленными из легковесного материала, оказались легкосплавные алюминиевые трубы. Эти трубы, собранные в колонну длиной 3000 м, весят около 45 т, а такая же колонна из стальных труб весит около 130 т. Алюминиевые трубы из советского сплава Д16Т с пределом текучести 28 кг/мм<sup>2</sup>, т. е. меньше, чем марки Д, всего на 25 %, легче стальных в 3 раза. Термически обработанные трубы из этого же сплава имеют предел текучести 36 кг/мм<sup>2</sup>, т. е. уже почти равны по прочности стальным трубам марки Д, а по весу легче их в 3 раза.

Высокие температуры и давления, особенно в интервале глубин 10 тыс. м и более, потребуют, по-видимому, применения

специальных высокопрочных и жаростойких сталей или сплавов для изготовления бурильных и обсадных труб.

По всей вероятности, ныне применяющиеся способы бурения скважин при достижении некоторого предела ( $\sim 10$  км) будут заменены принципиально новыми, построенными на разрушении глубинных горных пород огнем плавлением, химическим растворением, и если даже и механическим разрушением, то при помощи системы направленных мощных взрывов пород забоя или другими новыми способами.

### ОБЛЕГЧЕННЫЕ И УПРОЩЕННЫЕ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН

С целью экономии металла, расходуемого на крепление скважин, обсадные колонны стремятся собирать из труб уменьшенного диаметра. Облегченные таким образом колонны позволяют, кроме экономии металла труб, цемента, глины, утяжелителей и других материалов, несколько сократить срок проходки скважины, так как бурение ствола под каждую такую колонну ведется долотом соответственно уменьшенного диаметра (табл. 14). Преимущество облегченных колонн заключается еще и в том, что спускают их в скважины при меньшей затрате физического труда рабочих. Так в практике крепления скважин появились термины — «облегченные» и «упрощенные» конструкции скважин. К облегченным относят такие конструкции скважин, в которых при бурении следующих скважин число колонн сохраняется без изменения, но уменьшается их диаметр. В качестве примера облегченной двухколонной конструкции скважин можно привести случай, когда для кондуктора применяют трубы диаметром 325 мм ( $12\frac{3}{4}''$ ) вместо спускаемых до этого 377-мм ( $14\frac{3}{4}''$ ) обсадных труб; при сборке промежуточной колонны применяют трубы диаметром 219 мм ( $8\frac{5}{8}''$ ) вместо 273-мм ( $10\frac{3}{4}''$ ) труб, а для эксплуатационных колонн — вместо 168-мм ( $6\frac{5}{8}''$ ) труб используют трубы диаметром 146 мм ( $5\frac{3}{4}''$ ). Таким образом, вместо прежней более тяжелой конструкции скважины,

Таблица 14

Расход материалов в  $m$  при бурении скважин уменьшенного диаметра по Башнефти за 1961 г.

Материалы	№ долота		Экономия на одну скважину
	11	12	
Обсадные трубы . . . . .	66	59	7
Цемент . . . . .	51,3	37,7	13,6
Глина . . . . .	15,3	14,8	0,5
Стальной канат . . . . .	1,5	0,96	0,54
Химические реагенты . . . . .	2,6	2,2	0,4
Бурильные трубы . . . . .	13,7	10,2	3,5

состоящей из колонн диаметром  $377 \times 273 \times 168$  мм, применили облегченную конструкцию скважины, состоящую из колонн уменьшенных диаметров ( $325 \times 219 \times 146$  мм). Преимущество облегченной конструкции скважины подтверждается данными табл. 15.

Таблица 15

Технико-экономические показатели бурения эксплуатационных скважин на Долинском месторождении (УССР)

Показатели	Диаметр колонн, мм	
	377×273×168	325×219×146
Стоимость 1 м проходки, руб. . . . .	172	94
Расход металла труб на 1 м проходки, кг . . . . .	96	76
Расход цемента на 1 м проходки, кг . . . . .	57	40
Механическая скорость проходки, м/ч . . . . .	0,86	2,8
Проходка на одно долото, м . . . . .	9,5	10

В Башкирии при бурении скважин глубиной до 2000 м конструкции скважины были облегчены путем замены кондуктора, составленного ранее из труб диаметром 476 мм ( $18\frac{3}{4}$ "), трубами уменьшенного диаметра — 325 мм; промежуточной колонны диаметром 325 мм — трубами диаметром 219 мм; 168-мм эксплуатационной колонны — 146-мм колонной. В результате облегчения конструкции скважины была получена экономия на одну скважину в м: металла труб 28, цемента 60, глины 65.

Кроме облегчения колонн, расход металла можно существенно снизить и путем упрощения конструкций, заключающегося в выполнении следующих мероприятий: а) сокращения количества промежуточных колонн; б) уменьшения длины кондукторов и промежуточных колонн; в) частичного крепления ствола скважины (ЧКС); г) спуска колонн двумя частями и др.

В противоположность облегченной конструкции скважины упрощенная конструкция получается в результате уменьшения количества промежуточных колонн и укорочения их длины, обычно без изменения величины диаметра.

Возможность упрощения конструкций скважин появляется после приобретения опыта проходки скважин в осложненных условиях. Например, применение глинистого раствора соответствующего качества позволяет обходиться без спуска промежуточных колонн. Существовавшая ранее четырехколонная конструкция скважины превращается в трехколонную, трехколонная — в двухколонную и т. д.

На рис. 14 показана динамика упрощения конструкций скважин, начатого на промыслах Азербайджана в 1930 г. В результате последовательного упрощения трехколонной конструкции путем удаления первой 325-мм промежуточной колонны и замены эксплуатационной

колонны диаметром 219 мм колонной-хвостовиком длиной 60 м получена двухколонная конструкция скважины или даже одноколонная, поскольку 273-мм промежуточная колонна выполняет

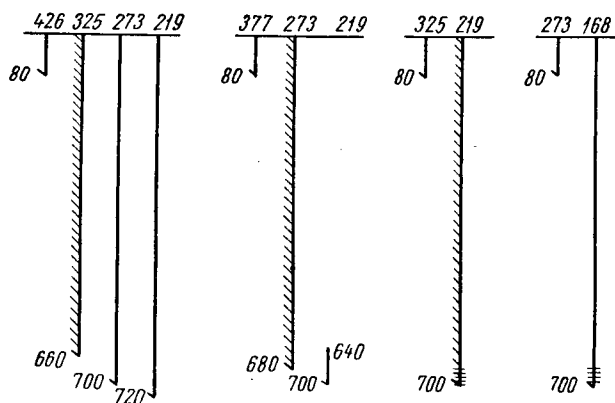


Рис. 14. Динамика изменения конструкций скважин в Азербайджане (1930 г.).

функцию эксплуатационной. На следующем этапе упрощения этой конструкции скважины 273-мм промежуточная колонна упраздняется, а хвостовик из труб диаметром 219 мм заменяется эксплуатационной колонной такого же диаметра и длиной 700 м, в резуль-

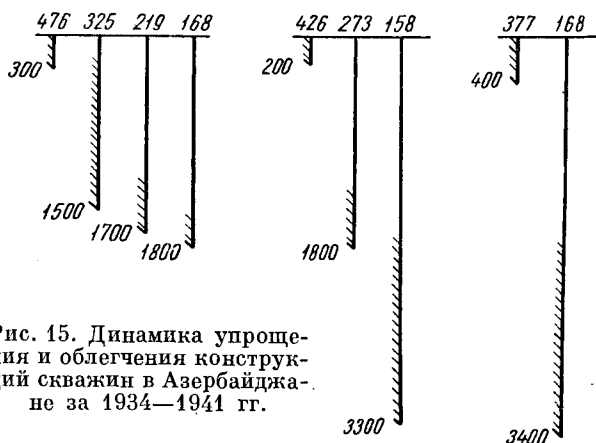


Рис. 15. Динамика упрощения и облегчения конструкций скважин в Азербайджане за 1934—1941 гг.

тате чего двухколонная конструкция скважины полностью превращается в одноколонную. В последней фазе эволюции данной конструкции произведено ее облегчение путем замены 325-мм кондуктора 273-мм трубами, а 219-мм эксплуатационной колонны 168-мм трубами.

Пример упрощения с одновременным облегчением конструкции скважин показан в динамике изменения их по скважинам, бурившимся на кирмакинскую и подкирмакинскую свиты в Азербайджане (рис. 15). Из рис. 15 видно, что сначала (в 1934 г.) для крепления этих скважин применялась трехколонная конструкция скважин, глубина которых достигала 1800 м. В течение пяти лет эта конструкция была упрощена, была удалена вторая промежуточная колонна диаметром 219 мм ( $8\frac{5}{8}''$ ), облегчен кондуктор, составленный из труб диаметром 426 мм вместо 476-мм труб и применена первая промежуточная колонна 273-мм труб вместо ранее применявшихся 325-мм труб. В результате трехколонная конструкция, несмотря на увеличение глубины подкирмакинских скважин, в 1939 г. была заменена двухколонной. Позднее, в 1941 г., путем последующего упрощения за счет изъятия промежуточной колонны диаметром 273 мм и облегчения 426-мм кондуктора была получена одноколонная конструкция скважины.

Упрощение конструкции эксплуатационных скважин глубиной до 2200 м на Битковской нефтяной площади (УССР) позволило получить еще большую экономию металла труб по сравнению с экономией по Долинской площади (табл. 16).

Таблица 16

Технико-экономические показатели бурения эксплуатационных скважин на Битковском месторождении

Показатели	Диаметр колонн, мм	
	325×219×146	273×146
Стоимость 1 м проходки, руб. . . . .	111	90,5
Расход металла труб на 1 м проходки, кг . . . . .	70	35,0
Расход цемента на 1 м проходки, кг . . . . .	40	33,0
Механическая скорость проходки, м/ч . . . . .	3,05	4,6
Проходка на одно долото, м . . . . .	6,9	6,0

### ЧАСТИЧНОЕ КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

Частичное крепление ствола возможно в тех скважинах, разрез которых состоит из прочных пород, обеспечивающих устойчивость стенок ствола в течение длительного периода существования скважин [25].

В нашей стране частичное крепление начали применять с 1939 г. на Ишимбаевских нефтепромыслах в скважинах, пробуренных в плотных карбонатных породах, несколько позже — в Бугуруслане и Туймазах.

Сущность частичного крепления скважин (например, как оно применялось в Ишимбае) заключается в перекрытии кондуктором верхних неустойчивых пород при оставлении незакрепленной

остальной части ствола, в том числе и призабойной зоны с нефтяными пластами.

На Туймазинских промыслах частичное крепление осуществлялось путем закрепления верхней части ствола скважины кондуктором, а призабойной части ствола с нефтяными пластами — короткой колонной «хвостовиком», спускаемой на бурильных трубах с левым переводником. Средняя часть ствола, сложенная из устойчивых пород, не закреплялась трубами, и в таком виде скважина сдавалась в эксплуатацию насосным способом.

Хвостовик имел сверху воронку (рис. 16), в которую устанавливался конусный пакер, укрепленный на соответствующей высоте, спускаемой в скважину колонны насосно-компрессорных труб, заканчивающейся внизу глубинным насосом с фильтром.

Пакер устанавливался для герметичного разобщения призабойной зоны, исключаяющего пропуск нефти и газа в незакрепленную часть ствола скважины. В обоих вариантах частичного крепления ствола скважины кондуктор цементировался с подъемом цементного раствора до устья. Хвостовик также цементировался по описанному выше способу. После цементирования хвостовика колонна бурильных труб вращением вправо (благодаря левому переводнику) освобождалась от хвостовика и извлекалась. Как правило, нижняя часть хвостовика собиралась из перфорированных труб, выполняющих роль фильтра. Применение частичного крепления нефтяных скважин позволяет получить значительную экономию металла труб. По каждой скважине, закрепленной этим

способом в Башкирии, а в настоящее время и в Татарии, расход металла уменьшился в 3 раза по сравнению со скважинами обычного сплошного крепления ствола.

Инициатор опыта экономичного частичного крепления скважин проф. Н. И. Титков с сотрудниками [25] предложил новый, более эффективный метод частичного крепления ствола, при котором металлические трубы полностью заменяются цементными. По этому методу, названному авторами методом неметаллического частичного крепления скважин, цементная «труба» создается путем закачки цементного раствора через спущенные в скважину бурильные трубы с коротким патрубком (опалубкой) внизу. Закачиваемый в трубы цементный раствор, достигнув опалубки и выйдя через ее нижние отверстия, заполняет кольцевое пространство между стенками опалубки и ствола скважины. Вращение колонны бурильных труб

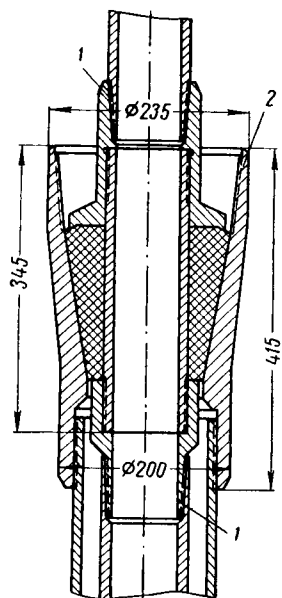


Рис. 16. Конусный пакер, установленный в воронку хвостовика.

1 — резьба 3'' насосно-компрессорных труб; 2 — левая резьба

ротором препятствует сцеплению цементного раствора с опалубкой, формирующей цилиндрическую форму цементной «трубы». После наступления сроков схватывания цементного раствора колонна бурильных труб вместе с опалубкой извлекается из скважины, в призабойной части которой остается «труба» из затвердевшего цементного камня.

Несмотря на большую экономичность неметаллического частичного крепления, осуществление его пока связано с определенными трудностями — с опасностью прихвата вращающейся опалубки твердеющим цементным раствором. Только по этой причине данный метод, по-видимому, не вышел еще из стадии экспериментирования.

Заслуживает внимания другой способ, который также может намного сократить расход металла труб, не вызывая никаких опасений [8].

По этому способу частичного крепления к забою скважины на бурильных трубах с левым переводником также спускается хвостовик, собранный из тонкостенных (5—6-мм) металлических труб. После спуска хвостовика через бурильные трубы закачивается рассчитанный объем цементного раствора, который должен заполнить на требуемую высоту затрубное пространство между стенками хвостовика и стенками ствола скважины. Вращением вправо освобождают бурильные трубы от хвостовика и поднимают их. Оставшийся в скважине хвостовик должен выполнять роль обечайки, предохраняющей затвердевшую в затрубном пространстве цементную трубу от механических повреждений при эксплуатации скважины.

### СПУСК КОЛОННЫ В СКВАЖИНУ ДВУМЯ ЧАСТЯМИ

На основании расчета на смятие наружным давлением эксплуатационная колонна составляется из нескольких секций труб с разной толщиной стенок. В верхнюю часть колонны ставят тонкостенные трубы, а в нижнюю — более толстостенные. Обусловлено это тем, что величина гидростатического давления столба глинистого раствора в затрубном пространстве скважины растет от устья к забою скважины. Однако составленную на основании расчета на смятие колонну нельзя спустить в скважину по той причине, что верхние тонкостенные трубы не в состоянии выдержать растягивающей нагрузки, вызываемой собственным весом колонны.

Поэтому верхние две-три, а иногда и большее число секций с тонкостенными трубами заменяют более толстостенными, которые могут выдержать растягивающую нагрузку собственного веса колонны. Такое упрочнение колонны с точки зрения работы ее в скважине излишне и необходимо лишь на время ее спуска. Спуск одной эксплуатационной колонны к забою вызывает перерасход металла, достигающий 5—10 т на одну скважину глубиной 2,5—3 тыс. м.

При спуске колонны двумя частями эти 5—10 т, а в более глубоких скважинах — 15 т и выше можно сэкономить, так как при этом удастся спустить колонну, составленную по расчету на смятие

[9], что получило распространение на Украине, Кубани, в Чечено-Ингушетии и в других районах.

Поясним метод спуска эксплуатационной колонны двумя частями на примере работы Долинской конторы бурения, где этот метод применяется много лет и где благодаря ему сэкономлено несколько сотен тонн металла труб [21].

Эксплуатационная колонна диаметром 146 мм, спускаемая на глубину 2730 м, согласно расчету на смятие должна состоять из четырех секций с суммарным весом 80,1 т (табл. 17).

Таблица 17

Толщина стенок и длина секций 146-мм эксплуатационной колонны, полученные при расчете на смятие

Интервал, м	Длина секции, м	Толщина стенки, мм	Вес секции, т
0—1430	1430	7	35,5
1430—1830	400	8	11,2
1830—2300	470	10	16,1
2300—2730	430	12	17,3
0—2730	2730	—	80,1

Примечание. Все трубы из стали марки Д.

Последующий расчет на растяжение показывает, что верхняя секция этой колонны, составленная из труб с толщиной стенок 7 мм, не выдерживает веса колонны. Поэтому необходимо заменить эти трубы более толстостенными: от нуля до 350 м — трубами с толщиной стенок 10 мм, а глубже — от 350 до 800 м — с толщиной стенок 8 мм. В результате такого упрочнения колонны ее вес увеличился до 84,8 т, т. е. на 4,7 т против первоначального веса колонны 80,1 т, полученного при расчете на смятие.

При спуске колонны двумя частями в таком виде, в каком она получается при расчете на смятие, отпадают затраты металла на упрочнение верхней ее части, которая, как показал расчет на растяжение, весит 4,7 т.

По этому методу требуется колонну разделить на две части, отдельно спустить каждую в скважину, где их соединить. Сначала спускают и цементируют нижнюю часть колонны, которая состоит из перфорированных труб с толщиной стенок 12 и 10 мм, общей длиной 570 м, весом 21,3 т. Верхняя часть эксплуатационной колонны длиной 2160 м, состоящая из трех секций труб с толщиной стенок 7,8 и 10 мм, весит 58,8 т.

Нижняя часть эксплуатационной колонны спускается в скважину на бурильных трубах диаметром 114 мм, оборудованных внизу специальным переводником с левой резьбой (рис. 17). Ниж-

няя часть эксплуатационной колонны оборудуется специальной муфтой с внутренней левой резьбой вверху. Верхняя часть муфты снаружи имеет конусообразную форму; конусная муфта предназначена для посадки на нее муфты с внутренним конусом — воронкой (рис. 18), навинченной на нижний конец верхней части колонны. При помощи этих конусных муфт обе части колонны соединяются в скважине.

Чтобы обеспечить герметичность цементного кольца в затрубном пространстве и соосность обеих частей колонны при их соединении, на нижнюю и верхнюю соединительные муфты электросваркой привариваются центрирующие фонари 1 в виде металлических пластинок толщиной 10 мм (рис. 17).

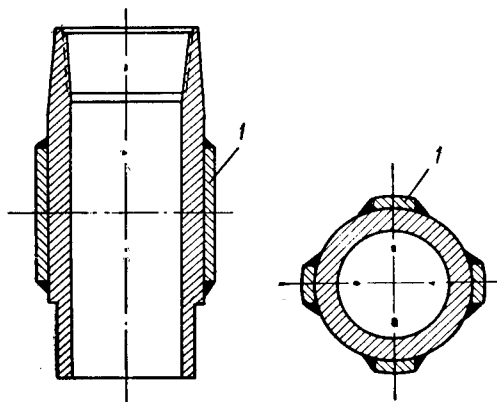


Рис. 17. Конусный переводник с левой резьбой.

1 — центрирующие фонари.

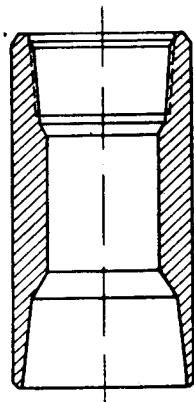


Рис. 18. Конусная муфта-воронка.

В нижней части колонны за соединительной муфтой устанавливается так называемый цементируемый патрубок с четырьмя отверстиями диаметром 25 мм, просверленными по винтовой линии. Внизу патрубок перекрыт тонким чугунным диском — заглушкой.

После спуска верхней части колонны и соединения ее путем посадки воронки верхней муфты на конус нижней муфты приступают к цементированию колонны, которое производится без продажных пробок по расчету объемов закачиваемой жидкости. Поднимают цементный раствор в интервале 2100—1600 м с обязательной перекачкой продажной жидкости и с таким расчетом, чтобы внутри колонны не было цементного стакана. Делается это для того, чтобы сразу же после затвердения цементного раствора можно было, не разбуривая цементного стакана, спустить насосно-компрессорные трубы и вызвать приток нефти.

Спуск колонны двумя частями имеет недостатки; главный из них — отсутствие уверенности в герметичности соединения конусных муфт. В условиях долинских скважин отсутствие герметичности

в упомянутом соединении не играет большой роли, так как в нескольких метрах ниже его (на 2—3 трубы) начинается перфорированная часть колонны (фильтр).

В целях повышения герметичности соединения конусных муфт контактируемые поверхности покрывают слоем легкоплавкого ме-

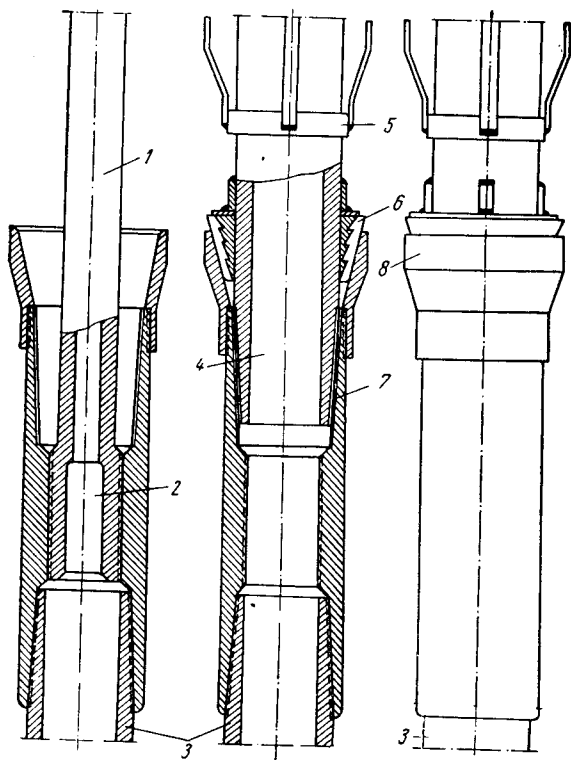


Рис. 19. Соединительные муфты.

1 — колонна буровых труб; 2 — левый переводник; 3 — нижняя часть колонны; 4 — верхняя часть колонны; 5 — направляющий фонарь; 6 — свинцовый пакер для газовых скважин; 7 — алюминиевый слой, нанесенный способом металлизации; 8 — воронка направляющая.

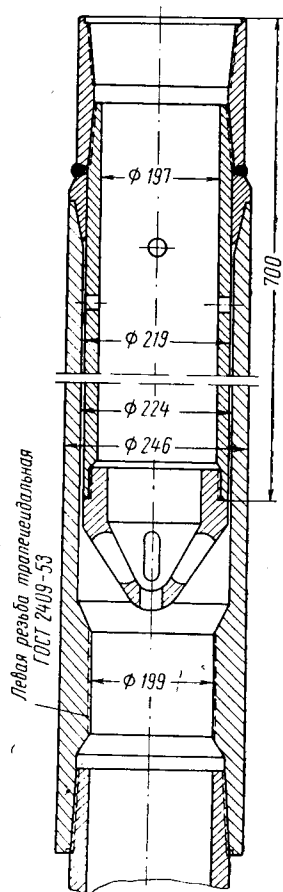


Рис. 20. Соединительная муфта.

талла, например свинца, алюминия, меди и др. В последнее время в Долине и Бориславе начали применяться другие соединительные муфты (рис. 19 и 20).

Двумя частями спускают и промежуточные колонны. При этом, кроме экономии металла, достигается быстрый и более безопасный спуск длинных и тяжеловесных колонн, что очень важно для газифирующих и осложненных обвалами глубоких скважин. Увеличению

скорости спуска способствует применение для нижней части колонны собранных в свечи бурильных труб. После закрепления и цементирования нижней части ствола скважины с неустойчивыми породами или газифицирующими пластами спускают верхнюю часть колонны и цементируют ее уже обычным способом. Промежуточные колонны спускают двумя частями чаще потому, что вследствие большого веса даже при небольших затяжках в резьбовых соединениях могут возникнуть напряжения, превышающие установленный запас прочности.

При помощи этого способа можно выйти из затруднения и при спуске колонн, верхняя часть которых согласно расчету на страгивающую нагрузку должна быть составлена из труб марки Е, отсутствующих в момент спуска колонны. При облегчении колонны в связи с раздельным спуском ее двумя частями надобность в упрочнении верхней части колонны трубами марки Е отпадает.

Чтобы избежать развития опасных напряжений в резьбовых соединениях тяжелых промежуточных колонн, например для скважин глубиной 15 тыс. м (см. табл. 11), спуск колонны, весящей 854 т, запроектирован на бурильных трубах в виде колонны-хвостовика.

Спуск на глубину 6 тыс. м нижней части промежуточной колонны (хвостовика) диаметром 245 мм на бурильных трубах предусматривается и в варианте конструкций скважин глубиной 10 тыс. м, разработанных ВНИИБТ (см. рис. 12). Верхнюю часть этой колонны — колонну-наставку длиной 2400 м предполагается спустить и зацементировать после того, как будет спущена и зацементирована нижняя ее часть (хвостовик).

## БУРЕНИЕ СКВАЖИН МАЛОГО ДИАМЕТРА

Разведочные и эксплуатационные скважины на нефть и газ в большинстве районов бурятся в основном при помощи стационарных буровых установок, вес которых колеблется в пределах 100—150 т. Время, необходимое для бурения скважин глубиной 2500—3000 м, составляет 6—12 месяцев. Отдельные разведочные скважины, находящиеся на большом расстоянии от мастерских и баз технического снабжения, бурятся еще дольше.

Бурение скважин малого диаметра, заключающееся в применении транспортабельного, облегченного в весе и быстро монтируемого бурового оборудования, обеспечивает проходку скважины под эксплуатационную колонну диаметром от 114 до 73 мм в более короткие сроки. Скважины малого диаметра в нашей стране начали бурить в 1936 г. на нефтепромыслах Азербайджана, к концу 1951 г. там находилось в эксплуатации более ста таких скважин.

Конструкция скважин малого диаметра состояла из кондуктора диаметром 219—273 мм и 114-мм эксплуатационной колонны, башмак которой устанавливался несколько ниже подошвы продуктивных пластов в специально пробуренный зумпф с таким расчетом, чтобы

можно было оставлять цементируемые пробки без разбуривания, так как они находились ниже уровня интервала перфорации колонны.

Бурение первых скважин малого диаметра показало их очевидное преимущество: невысокую стоимость проходки и сокращение расхода металла труб 30—90 % по сравнению с бурением скважин обычного диаметра. В большинстве случаев скважины малого диаметра бурились тогда при помощи неприспособленных для этой цели тяжеловесных буровых установок стационарного типа.

Наличие в настоящее время полупередвижных, транспортабельных установок с сократившимися до минимума монтажно-строительными работами, уменьшенный вес бурильных и обсадных колонн, а также расход цемента и других материалов, небольшая начальная стоимость наземного оборудования — все это подтверждает целесообразность развития способа бурения скважин малого диаметра — как наиболее отвечающего целям поисков нефти и газа (табл. 18, 19). За десять лет бурения скважин малого диаметра в Башкирии пробурено более 700 тыс. м и открыто свыше тридцати месторождений нефти и газа. Особенно большого успеха добились баш-

Таблица 18

Технико-экономические показатели бурения скважин малого диаметра в сопоставлении с показателями бурения скважин большого диаметра по Башкирии за 1961 г.

Показатели	Диаметр скважины	
	малый	большой
Полная скорость строительства скважины, м/ст.-мес.	378	357
Механическая скорость проходки, м/ч . . . . .	8,5	7,79
Коэффициент производительного времени . . . . .	0,67	0,58
Стоимость 1 м проходки, руб. . . . .	72	100

Таблица 19

Сопоставление расхода материалов при бурении скважин малого и большого диаметров в Башкирии за 1961 г.

Материалы	Диаметр скважины	
	малый	большой
Трубы обсадные, т . . . . .	40	103
Цемент, т . . . . .	7	130
Лесоматериалы, м <sup>3</sup> . . . . .	50	223
Глина, т . . . . .	70	550
Горф, т . . . . .	15	48
Химические реагенты, т . . . . .	5	15
Дизельное топливо, т . . . . .	90	162

кирские разведчики на Кунакбаевской площади при бурении установкой БУ-50Бр скв. 48, достигшей глубины 2524 м. Эта скважина была закончена в течение полугода с коммерческой скоростью бурения 472,7 м/ст.-мес. и стоимостью 1 м проходки, в 1,74 раза меньшей по сравнению со стоимостью 1 м проходки по скважинам, пробуренным на такую же глубину установками УЗТМ. В Башкирии применяется несколько конструкций скважин малого диаметра (табл. 20).

Т а б л и ц а 20

Типовые конструкции скважин малого диаметра, применяемые в Башкирии

Колонна	Глубина установки, м	Диаметр колонны в мм при следующем способе бурения:		Размер долота в мм при следующем способе бурения	
		роторном	турбинном	роторном	турбинном
Кондуктор	20—80	219	273	299	351
Промежуточная	200—700	141	168	197	248
Эксплуатационная	2000—2500	89	102	121	146

Конструкция скважин малого диаметра, как правило, представляет собой упрощение и облегчение предшествующих конструкций скважин.

Крепление скважин малого диаметра имеет некоторые особенности, обусловленные малым кольцевым зазором между стенками муфт спускаемых колонн и стенками ствола скважин. В первых скважинах малого диаметра из-за опасения, что трубы не дойдут до забоя, производили расточку муфты 89-мм насосно-компрессорных труб, используемых для эксплуатационных колонн. Правда, в последующие годы, по мере накопления опыта, колонну этого размера начали успешно спускать в ствол диаметром 118 мм при величине зазора 5,5 мм без расточки муфт.

Малый кольцевой зазор в затрубном пространстве таких скважин может служить причиной повышения давления при цементировании и привести к разрыву пластов и уходу цементного раствора в образовавшиеся трещины.

При спуске колонны в скважины малого диаметра необходима более тщательная подготовка ствола скважины, так как в связи с уменьшенным кольцевым просветом существует опасность прихвата колонны и недоведения ее до заданной глубины.

В остальном технология крепления скважин малого диаметра не отличается от технологии крепления скважин обычного диаметра.

Скважины малого диаметра бурятся также (правда, в несколько меньшем объеме) в Азербайджане и Татарии, в Краснодарском крае, Волгоградской и других областях.

С большим успехом скважины малого диаметра бурятся за рубежом, особенно в США и Канаде. В США бурение скважин малого

диаметра началось с 1936 г., как экономический метод для разведки, а позже и разработки нефтяных месторождений. Начатое на побережье Мексиканского залива, на нефтяных месторождениях, сложенных из мягких пород, бурение скважин малого диаметра распространилось затем и на другие районы США.

Бурение скважин малого диаметра и заканчивание его без спуска насосно-компрессорных труб в Южной Луизиане дало значительную экономию средств и позволило продолжать эксплуатацию ряда месторождений, разработка которых считалась уже неэкономичной. Фирма «Слим хоул Лтд.» пробурила близ г. Лафайетта в штате Южная Луизиана более 30 скважин малого диаметра глубиной от 1800 до 3300 м, диаметром 171—155,6 мм под эксплуатационные колонны диаметром от 114 до 89 мм. При проходке этих скважин не наблюдались осложнения, а стоимость буровых работ была сравнительно низкой. Представляет интерес крепление типичной для данного района скв. 1 Лафлин.

Под кондуктор из 178-мм (7'') труб марки 55 был пробурен ствол долотом диаметром 250,8 мм на глубину 442 м. После спуска на глубину 435 м кондуктор зацементировали (раствор был приготовлен из 350 мешков цемента). До глубины 2810 м продолжали бурение гидромониторными долотами диаметром 155,6 мм (10 долот). Затем спустили эксплуатационную колонну, собранную из насосно-компрессорных труб диаметром 89 мм (27/8''), которую зацементировали (раствор был приготовлен из 300 мешков цемента). Общее время бурения составило 14 суток.

При сопоставлении стоимости бурения скв. 1 Лафлин со стоимостью бурения скважины обычного диаметра (диаметр кондуктора 247 мм (10<sup>3</sup>/<sub>4</sub>''), эксплуатационной колонны 140 мм (5<sup>1</sup>/<sub>2</sub>'') и насосно-компрессорных труб диаметром 60 мм) экономия составила 50 тыс. долл.

Значительная экономия по сравнению с бурением скважин обычного диаметра получена при бурении скважин малого диаметра и на побережье Мексиканского залива (в процентах): металла обсадных труб 37, бурильных труб 70, глинистого раствора 37,5 и по эксплуатационным расходам 34.

---

## Глава IV

### ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ

В нефтяной и газовой промышленности широко используются стальные трубы, соединяющиеся между собой резьбовым муфтовым соединением. По способу изготовления стальные трубы разделяются на сварные и цельнотянутые, или бесшовные.

Для крепления нефтяных и газовых скважин применяются только бесшовные трубы.

Размеры, вес, качество материала, поставка и допустимые отклонения при изготовлении обсадных труб обусловлены государственными стандартами и техническими условиями.

По ГОСТ 632—57 на обсадные трубы и муфты к ним предусматривается изготовление цельнотянутых (бесшовных) обсадных труб и муфт к ним диаметром от 114 до 426 мм с толщиной стенок 6—14 мм. Для их изготовления используется сталь семи марок: А, С, Д, Е<sub>м</sub>, Е, Л и М, механические свойства которой приведены в табл. 21.

Таблица 21

Марки сталей и их механические свойства для обсадных труб ГОСТ 632—57

Показатели	Марка стали						
	А	С	Д	Е <sub>м</sub>	Е	Л	М
Предел прочности при растяжении, кг/мм <sup>2</sup> , не менее . . . . .	42	55	65	70	75	95	100
Предел текучести, кг/мм <sup>2</sup> , не менее . . . . .	25	32	38	50	55	65	75
Относительное удлинение при $\delta_{10}$ , в %, не менее . . . . .	19	14	12	10	10	10	10
Относительное удлинение при $\delta_5$ , %, не менее . . . . .	25	18	16	12	12	12	12

Примечания. 1. Трубы и муфты к ним изготавливаются из стали одной и той же марки. Для труб с толщиной стенки не более 10 мм муфты могут изготавливаться из смежной марки стали с пониженными механическими свойствами, например для труб из стали марки Д — муфты из стали марки С, для труб из стали марки Е<sub>м</sub> — муфты из стали марки Д и т. д.

2. На содержание мышьяка в металле проверяют трубы и муфты, стали которых выплавлены из руд, содержащих мышьяк, серу и фосфор (серы и фосфора не более 0,45%, мышьяка не более 0,15%).

На трубах и муфтах нарезается коническая резьба по системе Витворта с углом профиля при вершине  $55^\circ$  (рис. 21). На трубах диаметром от 114 до 245 мм включительно нарезается резьба с числом ниток 8 на длину резьбы в 25,4 мм, на трубах диаметром 273 мм и выше — 6 ниток на эту же длину резьбы.

Трубы с навинченными на них муфтами должны выдерживать испытание внутренним гидравлическим давлением. Испытанию подвергается каждая труба диаметром до 194 мм и 25 % труб диаметром свыше 194 мм.

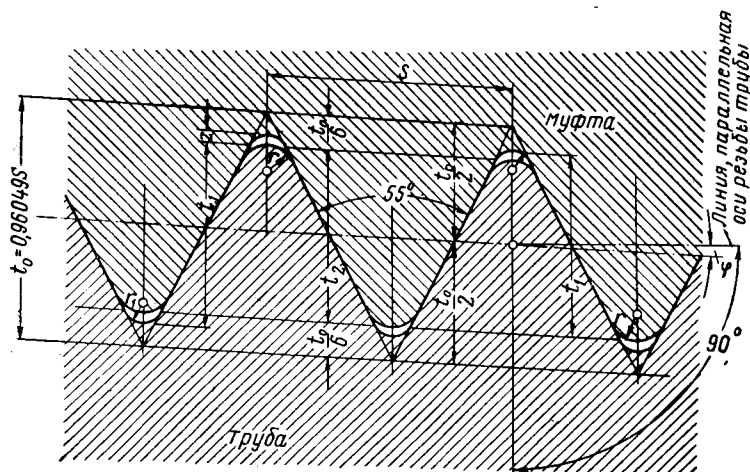


Рис. 21. Профиль резьбы обсадных труб и муфт к ним по ГОСТ 632—57.

Величина давления, на которое испытываются трубы, определяется по формуле

$$p = \frac{2\delta R_z}{D}, \quad (22)$$

где  $\delta$  — толщина стенки трубы в см;

$R_z$  — допускаемое напряжение в  $\text{кг/см}^2$ , для марки Д оно равно  $1700 \text{ кг/см}^2$ , для марки Е<sub>м</sub> 2000, для марки Е 2200, для марки Л 2600 и для марки М  $3000 \text{ кг/см}^2$ ;

$D$  — наружный диаметр трубы, в см.

Продолжительность испытания 15 сек, в течение которых муфта обстукивается молотком. За верхний предел давления, определяемого по формуле (22), принимается  $200 \text{ кг/см}^2$ . По требованию заказчика он может быть повышен до  $300 \text{ кг/см}^2$ .

ГОСТ 632—57 по сравнению с предыдущим отличается введением в него труб малого диаметра: 114, 127 и 159 мм и увеличением количества размеров толщины стенок, что способствует экономии металла при компоновке колонн, спускаемых в скважины. Другим преиму-

ществом данного ГОСТ является введение марок стали Е, Л и М повышенной прочности.

Недостатки ГОСТ 632—57 следующие: а) занижена величина давления, на которое испытываются трубы ( $200—300 \text{ кг/см}^2$ ), тогда как на отдельных месторождениях давление газа в скважинах превышает  $350 \text{ кг/см}^2$  и есть основание ожидать в газовых скважинах пласты с давлением до  $500 \text{ кг/см}^2$ ; б) сохранена без изменения величина овальности труб ( $2—2,5\%$ ).

Многочисленными замерами обсадных труб диаметром 146—168 мм, применяемых для эксплуатационных колонн, установлено, что фактическая овальность их не превышает 1% (10). Овальность обсадных труб — дефект, получающийся при их изготовлении, значительно снижающий сопротивляемость их наружному гидравлическому давлению и являющийся одной из причин, вызывающих повышенный расход металла на крепление нефтяных и газовых скважин. В этой связи борьба трубопрокатных заводов с овальностью обсадных труб имеет большое экономическое значение.

Рост глубины бурящихся скважин и пластовых давлений нефти и газа в них, а также увеличение веса спускаемых обсадных колонн вызвали необходимость повысить ее прочность и герметичность. В результате этого у нас и за рубежом применяется резьба трапецеидальной формы с уплотнительными поверхностями и упорными торцами.

Основное преимущество такого типа резьбового соединения заключается в получении полного сцепления резьб муфты и концевых участков соединяемых обсадных труб под действием осевых нагрузок, обеспечивающего повышенную прочность и герметичность соединения.

В нашей стране безмуфтовые обсадные трубы (ТБО) с трапецеидальной резьбой и с высаженными концами были разработаны во ВНИИБТ под руководством Н. Д. Щербюка. Эти трубы изготавливаются Таганрогским металлургическим заводом двух размеров: ТБО-168 и ТБО-144. Высокая герметичность соединения достигается уплотнительными поверхностями: конической — у муфтовой части и бочкообразной — у ниппельной части, а также упорными торцами. В соединении применена резьба трапецеидальной формы с углом профиля  $12^\circ$ , шагом 4,233 мм и конусностью 1 : 8 (рис. 22 и 23).

При испытании на внутреннее давление до  $550 \text{ кг/см}^2$  природным газом трубы сохраняли герметичность (табл. 22).

В США обсадные трубы и муфты к ним изготавливаются по стандарту Американского нефтяного института (АНИ). Сортамент изготавливаемых по стандарту АНИ обсадных труб включает 14 размеров диаметров — от  $4\frac{1}{2}''$  (114 мм) до  $20''$  (508 мм) с толщиной стенки от 5,24 до 12,15 мм.

В стандарте АНИ принято восемь ниток на  $1''$  для труб диаметром от 114 до 245 мм и шесть ниток — для остальных труб большего размера.

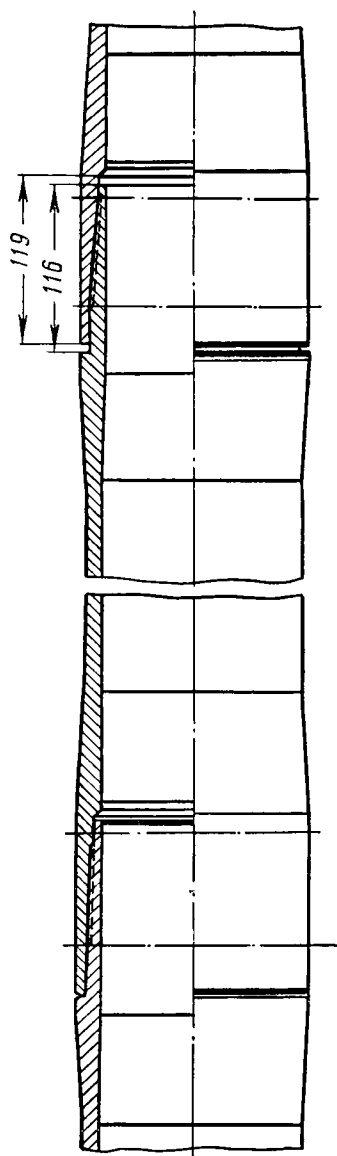


Рис. 22. Конструкция безмуфтовых обсадных труб (ТБО).

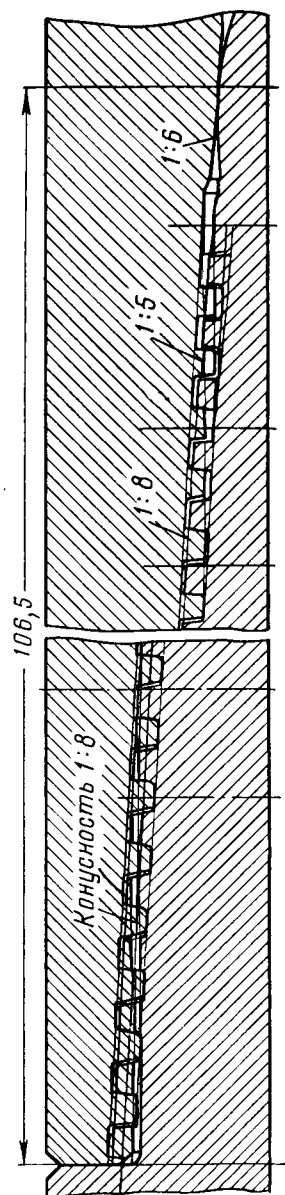


Рис. 23. Резьбовое соединение безмуфтовых обсадных труб (ТБО).

Результаты стендового испытания обсадных труб типа ТБО-168 и ТБО-141  
конструкции ВНИИТБ

(Н. Д. Щербюка)

Диаметр обсадных труб, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали	Внутреннее гидравлическое давление, кг/см <sup>2</sup>	Осевое растягивающее усилие, т
168	11	Д	500	144
168	12	Д	542	178
141	10	Е <sub>М</sub>	700	173
141	11	Е <sub>М</sub>	790	200

Соединительные муфты применяются короткие и длинные с округлой резьбой. Кроме стандартных обсадных труб, в США используются нестандартные обсадные трубы. К ним относятся выпускаемые в последнее время обсадные трубы, отличающиеся высокой прочностью и трапецидальной формой нарезки, обеспечивающей соединению повышенную герметичность. Материал этих труб — марганцовистая сталь марки Р-105 с минимальным пределом текучести 7400 кг/см<sup>2</sup> и сталь марки Р-110 с минимальным пределом текучести 7700 кг/см<sup>2</sup>, углеродистая сталь с последующей термической обработкой марки ЕНС-140 с минимальным пределом текучести 9800 кг/см<sup>2</sup> и сталь марки UHS-170 с минимальным пределом текучести 11 900 кг/см<sup>2</sup>.

До разработки способов термической обработки высокую прочность обсадных труб достигали легированием стали ванадием, хромом, никелем и молибденом.

Соединение обсадных труб при помощи резьбы трапецидальной формы в США освоило несколько трубопрокатных фирм [6].

Фирма «Спанг-шалфан дивижен нейшил сапплай кампани», а по ее лицензиям и фирма «Маннесман» (ФРГ) изготовляют трубы размером от 5'' (127 мм) до 10<sup>3</sup>/<sub>4</sub>'' (273 мм) с высаженными наружу и внутрь концами. Высокая герметичность трапецидальной резьбы «Спанг» достигается чистотой обработки на ниппельной и муфтовой частях соединения, наличием упорных торцов и уплотнения, обеспечиваемого криволинейной поверхностью (с большим радиусом), расположенной в начале резьбы ниппеля. Фирмой установлена повышенная величина испытательного внутреннего давления для обсадных труб, например, для труб марки стали Р-110: диаметром 5'' (127 мм) с толщиной стенки 9,2 мм, диаметром 6<sup>5</sup>/<sub>8</sub>'' (168 мм) с толщиной стенки 12 мм и диаметром 7'' (177,8 мм) с толщиной стенки 10,36 мм — 703 кг/см<sup>2</sup>.

Для отдельных размеров труб этой же марки стали Р-110, например диаметром 7'' (177,8 мм) и толщиной стенки 13,7 мм, фирма дает расчетную величину допускаемого внутреннего давления 1044 кг/см<sup>2</sup>.

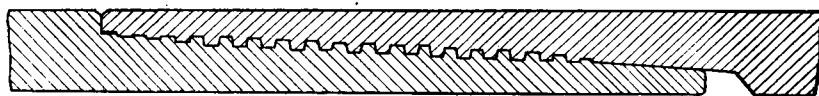


Рис. 24. Резьбовое соединение «Спанг».

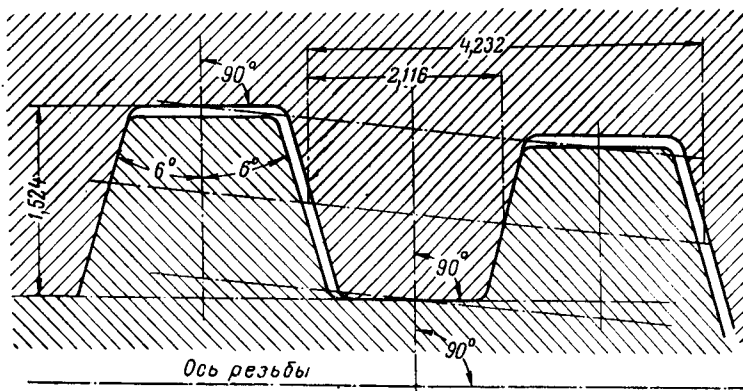


Рис. 25. Профиль резьбового соединения «Спанг».

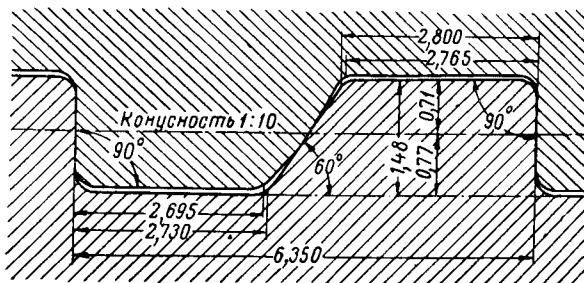


Рис. 26. Резьбовое соединение «Омега».

На рис. 24 приведено резьбовое соединение «Сланг», на рис. 25 — профиль резьбы, на рис. 26 — профиль трапецеидального соединения обсадных и насосно-компрессорных труб, изготавливаемых фирмой «Омега». Резьба «Омега» напоминает известную упорную резьбу. Герметичность в ней достигается уплотнением, создаваемым криволинейной стороной профиля муфты.

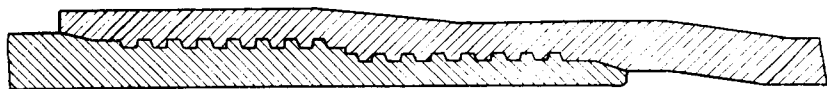


Рис. 27. Цилиндрическое резьбовое соединение обсадных труб «Хайдрил», «Тройное уплотнение».

Фирма «Хайдрил» изготавливает обсадные трубы с несколькими типами двухступенчатых резьбовых соединений. Представляют интерес обсадные трубы с высаженными концами и тройным уплотнением, достигаемым за счет концевых конических поверхностей и одного

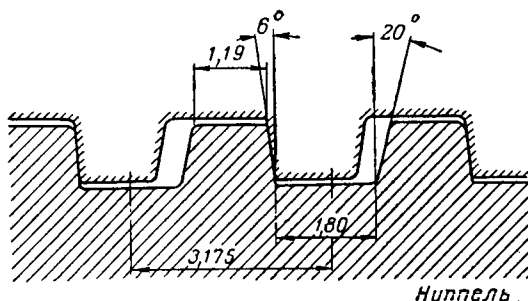


Рис. 28. Профиль резьбового соединения «Хайдрил» (профиль резьбы 8 ниток на 1').

упорного торца в середине резьбы. Соединение с двухступенчатой резьбой обеспечивает быстрое свинчивание, так как свинчиваются сразу две резьбы. На рис. 27 показано резьбовое соединение обсадных труб фирмы «Хайдрил» с тройным уплотнением, с высаженными наружу и внутрь концами, на рис. 28 — профиль соединения «Хайдрил».

### СВАРНЫЕ СОЕДИНЕНИЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ

Сварные соединения обсадных труб все больше применяются в Советском Союзе и за рубежом.

По сравнению с резьбовыми соединениями сварные характеризуются следующими основными преимуществами:

- 1) полной герметичностью,
- 2) меньшей стоимостью, так как отпадает необходимость в изготовлении муфт и в нарезке муфт и концов труб,

3) меньшим весом колонны, благодаря чему ее можно спустить на большую глубину,

4) увеличенным зазором между стенками сварной колонны и стенками ствола скважины, облегчающим спуск колонны.

Недостатком сварного соединения обсадных труб является опасность пожара, так как трубы свариваются над устьем скважины, которая может неожиданно зафонтировать газом или нефтью.

Практикой выработаны следующие виды сварных соединений обсадных труб: стыкосварные (рис. 29, а), муфтосварные (рис. 29, б), раструбные (рис. 29, в) и с двойным раструбом (рис. 29, г).

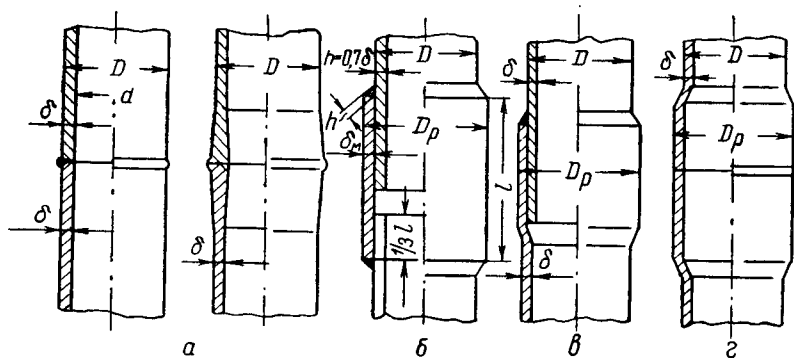


Рис. 29. Сварные соединения обсадных труб.

Интерес к сварным соединениям обсадных труб в СССР проявлялся давно, но впервые сварной кондуктор диаметром  $14\frac{3}{4}$ " (377 мм) на глубину 143 м был спущен в тресте «Кировнефть» в 1941 г.

Массовое внедрение колонн на сварных соединениях началось в годы Отечественной войны. Только в 1943 г. было спущено свыше 200 таких колонн. В 1944 г. на одном лишь месторождении Бори-Су Малгобекнефти было спущено свыше 100 таких колонн обсадных труб. В некоторых районах для ускорения спуска сварных колонн применялся комбинированный метод, при котором трубы сваривались в свечи, а колонна из таких свечей спускалась при помощи муфтовых соединений. В 1943 г. в Туймазинском нефтяном районе из 12 сварных колонн подобным образом были спущены на глубину 1200 м две колонны. При этом спуск в скважину эксплуатационной колонны диаметром 146 мм занял всего 11 ч, что считалось в те годы большим достижением. Последующее освоение спуска колонн на сварных соединениях позволило уже в 1948—1949 гг. достичь скорости спуска, равной скорости спуска труб на резьбовых соединениях. Так, например, при спуске в 1948 г. в Азнефти 36 колонн на сварных соединениях затраты времени на спуск одной свечи составили 7,2 мин, из которых на приварку муфты к трубе над устьем скважины затрачивалось 4,3 мин.

Трудности высококачественного выполнения стыкосварного шва вручную, а также стремление увеличить скорости спуска колонн на сварных соединениях вызвали необходимость изготовления Институтом сварки им. акад. Е. О. Патона установок для полуавтоматической и автоматической дуговой сварки и сварочных машин для автоматической контактной сварки. С 1961 г. эти сварочные установки и машины начали применяться в Краснодарнефтегазе и Прикарпатбурнефти. В Краснодарнефтегазе сварка колонны над устьем скважины в первое время выполнялась вручную постоянным током от обычных электросварочных агрегатов электродами УОНИ 13/45 или 13/55 диаметром 4 и 5 мм. После сварки шов охлаждался в течение 2—3 мин до температуры 200—300° С. Затрата времени на сварку

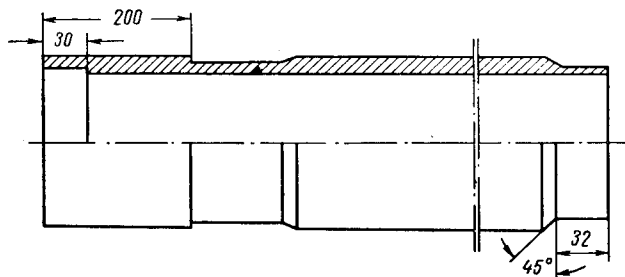


Рис. 30. Ниппель-раструб.

одной 168-мм трубы составляла 6—8 мин, из которых непосредственно на сварку затрачивалось 3—4 мин.

Ручной способ электродуговой сварки, с которого начали бурить-лики Краснодарнефти, имел ряд недостатков, снижающих качество сварного шва.

С введением в эксплуатацию механизированной электродуговой сварки труб над устьем скважины при помощи автомата А-950 и полуавтомата А-537, изготовленных Институтом сварки им. акад. Е. О. Патона, качество сварного шва улучшилось. Опыт Краснодарнефтегаза показал, что автоматическая и полуавтоматическая дуговая сварка труб в среде углекислого газа стыков обсадных труб над устьем скважины обеспечивает высокое качество сварных соединений.

Для спуска колонн и хвостовиков на сварных соединениях в Краснодарнефтегазе применяются отработанные стыкосварные буровые трубы ТБП и ТБПВ и гладкие обсадные трубы ГОСТ 632—57.

При этом используются два вида конструкции соединения труб:

1) ниппель-раструб (рис. 30), при котором ниппельный конец трубы входит в раструбную, дополнительно изготовленную проточку, благодаря чему достигается центрирование соединяемых труб, 2) стакан с наружным буртиком, вставляемым в стык между соединяемыми трубами (рис. 31, 32).

Для обсадных труб используются соединения со стаканом. Чтобы удержать на весу трубы и колонны в мастерской, на трубе делается наружная проточка, на которую надевают шарнирный хомут, предназначенный для захвата элеватором.

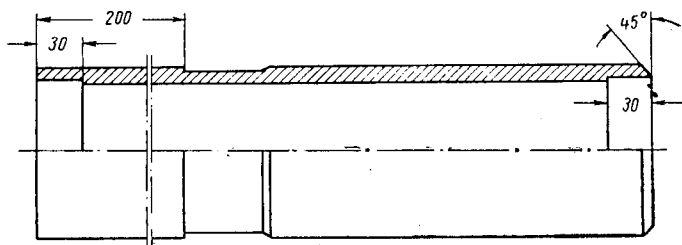


Рис. 31. Раструбное соединение.

Для проведения промежуточных промывок скважины используется специальный переводник с такой же выточкой под хомут, как и на обсадных трубах, но приваренный к верхней трубе спускаемой колонны (рис. 33). Последняя, т. е. самая верхняя, труба колонны заканчивается обычным резьбовым соединением под цементировочную головку.

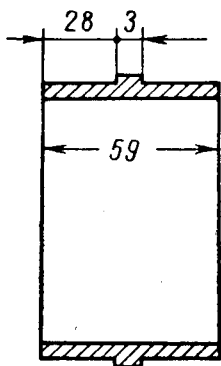


Рис. 32. Соединительный стакан с наружным буртиком.

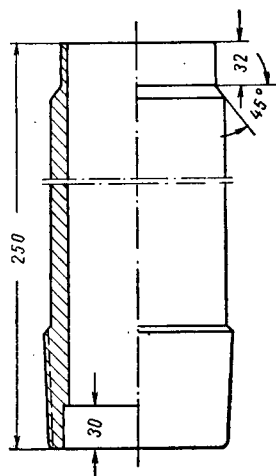


Рис. 33. Переводник с резьбой для промежуточных промывок.

Этим способом в Краснодарнефтегазе спущено около 200 сварных колонн и хвостовиков, которые оказались герметичнее и экономичнее колонн, собранных на резьбовых, муфтовых соединениях [12].

По данным Института им. акад. Е. О. Патона, на спуск сварных колонн диаметром 146—168 мм из 8—9 труб затрачивается около 1 ч. Хронометражем установлено, что от общего времени, затрачиваемого на спуск одной трубы указанного выше диаметра и рав-

ного 7—7,5 мин, операции по сварке стыка занимают 3—3,5 мин, или 45—50 % от общего времени на соединение.

Для сварки обсадных колонн над устьем скважины перспективны прессовые методы сварки. Многолетний опыт контактной сварки трубопроводов, а также практика приварки концов к бурильным трубам показали возможность получения шва прочности, равной прочности тела трубы.

Многочисленные лабораторные и стендовые исследования сварных соединений, выполненных методом стыкосварной сварки обсадных труб из различных марок стали, а затем и промышленные испытания этого метода сварки на буровых Прикарпатнефти дали положительный результат, при этом отмечен ряд следующих преимуществ перед электродуговой сваркой:

а) процесс сварки стыкуемых труб ведется не плавлением, а сжатием нагретых торцов труб, достигших пластического состояния,

б) сварка ведется сразу по всему сечению и ее продолжительность не превышает 90 сек, независимо от диаметра труб,

в) на контактную сварку не оказывает влияния состояние погоды и температуры воздуха.

Недостатком этого метода сварки является утолщение стенки в стыке (гратт), вызванное сдавливанием нагретых концов труб. Есть основание полагать, что этот недостаток временный и будет устранен при помощи специальных приспособлений или изменением формы стыкуемых торцов при ограниченной величине осевого усилия на стыкуемые трубы.

Лабораторными исследованиями установлено, что соединение, выполненное контактносварочной машиной, имеет прочность на разрыв не ниже прочности стенки трубы. Стендовыми испытаниями обсадных труб на сложное нагружение, выполненное на стенде нашей конструкции, выявлена высокая прочность шва, созданного в процессе контактностыковой сварки (табл. 23).

Промышленное испытание стыкосварной 146-мм колонны проведено в 1961 г. на скв. 210 Долинского газонефтяного месторождения, на которой были смонтированы вышка ВМ-41 и буровая установка 5Д. Для подачи обсадных труб в сварочную машину применялись специальные приспособления, а для спуска безмуфтовых с гладкими концами обсадных труб — элеваторы типа ЭОГ-2.

До начала спуска сварной колонны на скважину было завезено необходимое количество обсадных труб диаметром 146 мм с толщиной стенок 8, 10 и 12 мм и длиной 12—12,5 м.

Обсадная колонна общей длиной 2773,2 м была спущена в скважину двумя частями: нижняя длиной 996 м — на резьбовых муфтовых соединениях, а верхняя длиной 1777,2 м — стыкосварная до устья скважины.

После установки сварочной машины на роторе в скважину был спущен низ верхней части колонны, состоящий из воронки соединителя, заливочного патрубка и муфты с обратным клапаном. В эту муфту была ввинчена труба, верхний конец которой имел фаску

Таблица 23  
Сводная таблица расчетных и фактических (стендовых) результатов испытаний стыкосварных соединений обсадных труб диаметром 146 мм

№ об- разца	Толщина стенки трубы, мм	Предел текучести материала труб, $\kappa\Gamma/\text{см}^2$	Внутреннее давление, при котором напри- жение в теле трубы достигает предела текучести, $\kappa\Gamma/\text{см}^2$	Растягивающая нагрузка, при которой напри- жения в теле трубы достигают предела текучести, $T$	Совместное расчетное нагру- жение			Совместное фактическое напряжение (стендовое)			Суммар- ное осевое растяги- вающее усилие, $T$
					допусти- мое внут- реннее давление, $\kappa\Gamma/\text{см}^2$	осевое растяги- вающее усилие от внутрен- него давления, $T$	допусти- мое осевое растяжи- ющее на домкратах установки, $T$	внутрен- нее давление, $\kappa\Gamma/\text{см}^2$	дополни- тельное осевое растяжи- ющее от внутрен- него давления, $T$	осевое растяжи- ющее давление, $T$	
1	8×8	3800	375	132	375	49,5	82,5	400	53,0	90	143,0
2	8×8	3800	375	132	375	49,5	82,5	500	66,5	84	150,3
3	8×8	3800	375	132	375	49,5	82,5	500	66,5	85	151,5
4	8×8	3800	375	132	375	49,5	82,5	400	53,0	90	143,0
5	8×10	3800	375/457	132/162	375/457	49,5/57	82,5/105	500	66,5	85	151,5
6	10×8	3800	457/375	162/132	457/375	57/49,5	105/82,5	400	53,0	90	143,0
7	10×10	3800	457	162	457	57,0	105,0	500	62,5	100	162,5

с углом среза кромки  $15^\circ$ . При помощи легости труба с мостков подавалась на скважину, откуда захватным приспособлением, вставляемым во внутреннюю полость трубы, она поднималась для заправки в сварочную машину.

Предварительно были изучены прочностные характеристики основного металла при температуре нагрева до  $200-700^\circ\text{C}$ . Было установлено, что при температуре  $350-400^\circ\text{C}$  металл обладает такой же прочностью, как и при обычных температурах.

Продолжительность времени, в течение которого стык охлаждается до температуры  $350-400^\circ\text{C}$ , составляет 3 мин. При спуске колонны было установлено, что только на сварку одной трубы затрачивалось не более 1,5 мин. При налаженной работе спуско-подъемных механизмов на спуск одной трубы затрачивалось 7—9 мин. То обстоятельство, что общее среднее время на спуск одной трубы оказалось равным 10—11 мин, объясняется тем, что время спуска отдельных труб очень затягивалось из-за непригодности для такой работы элеватора ЭОГ-2. Для последующих спусков стыкосварных колонн в пяти скважинах были использованы более совершенные

элеваторы ЭК-150А. Спуск одной трубы, соединяемой такой сваркой, не превышал 7 мин.

Экспериментальные исследования сварных соединений обсадных труб позволяют сделать следующие выводы:

1) сварные швы, независимо от способа сварки, характеризуются полной герметичностью;

2) сопротивляемость сварных швов смятию наружным гидравлическим давлением не ниже сопротивляемости тела труб;

3) глубина спуска в скважину обсадных колонн на сварных соединениях определяется сопротивляемостью тела труб, являющегося герметичным, как и сварное соединение, что необоснованно допускается для колонн, собираемых на резьбовых муфтовых соединениях;

4) при совместном нагружении осевым усилием и наружным давлением герметичность сварных соединений равна герметичности тела труб, чего нельзя сказать о резьбовых соединениях обсадных труб;

5) в целях повышения герметичности трубного крепления, особенно для газовых скважин, а также для обеспечения равнопрочности трубных соединений необходимо ускорить внедрение машин для контактной сварки и автоматов для электродуговой сварки над устьем скважины, разработанных Институтом сварки им. акад. Е. О. Патона.

### КОНСТРУКЦИЯ НИЗА ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Для успешного спуска колонны в скважину нижний конец ее оборудуется башмачной направляющей пробкой, башмаком, башмачным патрубком, обратным клапаном, упорным кольцом и центрирующими фонарями.

**Башмачная направляющая пробка.** Эта пробка предназначена для беспрепятственного спуска колонны в ствол скважины. При отсутствии направляющей пробки башмак колонны будет срезать выступы на стенках ствола и глинистую корку, что приведет к закупориванию отверстия нижней части колонны, прекращению циркуляции из-за невозможности продавить образовавшуюся в трубе пробку и, наконец, к остановке колонны с опасностью прихвата ее образовавшимся в стволе сальником из срезанной породы.

Направляющие пробки бывают деревянные, бетонные и чугунные. Деревянные пробки изготавливаются крестообразной формы (рис. 34, а) и точеные (рис. 34, б).

Для крестообразных пробок используют сосновые доски толщиной 8—10 см, которые сбиваются длинными гвоздями. Ударами кувалды эти пробки забивают в башмак колонны. Пробки такой конструкции изготавливаются очень просто, но имеют много недостатков и поэтому применяются редко и только при спуске кондукторов небольшой длины.

Точеные деревянные пробки делают из крепких пород дерева: дуба, ясеня, карагача и др. Пробки эти имеют цилиндрическую форму по внутреннему диаметру башмака, нижний конец их выступает из

башмака в виде усеченного конуса. Точеные пробки имеют осевое цилиндрическое отверстие для выхода промывочной жидкости. Их забивают в башмак кувалдами, а для закрепления смачивают в воде в течение двух суток. Продвижению пробки по колонне вверх препятствует фаска I—I. Эти пробки по сравнению с пробками крестообразной формы более надежны и прочны. Недостаток их заключается в том, что их трудно разбуривать пикообразным долотом в скважине.

Бетонные пробки (рис. 34, г) отливаются из раствора высококачественного цемента с примесью битой гальки размером 3—4 мм. По форме бетонная пробка сходна с точеной деревянной, но значительно легче разбуривается в колонне пикообразным долотом.

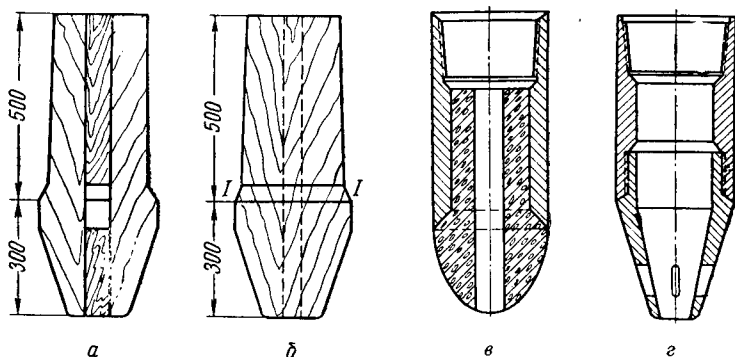


Рис. 34. Направляющие пробки.

а, б — деревянные; в — чугунная; г — бетонная.

Чугунная направляющая пробка (рис. 34, в) получила повсеместное распространение и признание вследствие ряда ее преимуществ по сравнению с другими пробками, описанными выше. Чугунная пробка имеет одно центральное отверстие и четыре боковых. Преимуществами ее являются прочное закрепление в башмаке колонны при помощи нарезки, высокая механическая прочность и сравнительно легкое разбуривание пикообразным долотом. Наличие четырех радиальных отверстий в чугунной пробке допускает цементирование при установке колонны на забой и закрытии центрального отверстия, что исключается при использовании направляющих пробок других конструкций.

**Башмак колонны.** Башмак колонны представляет собой короткий толстостенный стальной патрубок с толщиной стенки 16—19 мм и длиной 300—600 мм. На верхнем конце башмака имеется внутренняя нарезка по стандарту обсадных труб. На другом его конце нарезана внутренняя резьба для соединения с чугунной пробкой; внутренняя часть башмака остается гладкой, если предусматривается установка деревянной или бетонной направляющей пробки. Нижний торец башмака имеет заточку в виде фаски: большой внут-

ренной (16 мм) и малой наружной (3 мм). Назначение внутренней фаски башмака — отклонять к центру скважины долото, муфты, замки при их подъеме, а также служить упором для направляющей пробки. Малая наружная фаска предотвращает задевание лезвия башмака за неровности стенок скважины и за выступы в соединениях колонн, спущенных в скважину.

**Башмачный патрубок.** В практике бурения нефтяных и газовых скважин низ колонны оборудуют по двум вариантам. По одному из них нижняя часть спускаемой колонны обсадных труб заканчивается башмаком с направляющей пробкой внизу. По другому, предусматривающему посадку башмака с направляющей пробкой на забой, низ колонны оборудуется так называемым башмачным или цементировочным патрубком (рис. 35). Башмачный патрубок изготовляется из толстостенной обсадной трубы длиной 1,5 м с нарезанными концами. На нижний конец патрубка навинчивается башмак, а на верхний — удлиненная муфта, внутри которой помещается обратный клапан. Для предотвращения отвинчивания в процессе углубления скважины удлиненную муфту и верхнюю кромку башмака приваривают электросваркой. По этой же причине приваривают 5—10 муфт в нижней части кондуктора, промежуточных и эксплуатационных колонн.

Так как боковые отверстия направляющей пробки могут быть частично закрыты, например при посадке колонны на забой скважины, в башмачном патрубке предусматривают отверстия для выхода цементного раствора при цементировании и циркуляции глинистого раствора при промывке. С этой целью на башмачном патрубке на высоте 0,6 м от кромки башмака по винтовой линии размещают несколько отверстий диаметром 25 мм. Расстояние между центрами этих отверстий по вертикали принимают равным 60 мм. Количество отверстий  $n$ , размещенных по винтовой линии, определяют расчетным путем, исходя из суммарной производительности цементировочных агрегатов и скорости струи цементного раствора:

$$n = \frac{Q}{vm}, \quad (23)$$

где  $Q$  — суммарная производительность цементировочных агрегатов в  $\text{м}^3/\text{мин}$ ;

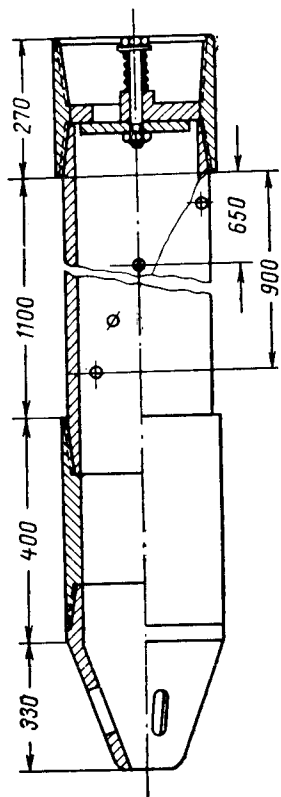


Рис. 35. Башмачный патрубок с отверстиями и обратным клапаном.

$v$  — скорость струи цементного раствора в  $\text{м/сек}$ ;  
 $m$  — площадь сечения одного отверстия на башмачном патрубке в  $\text{мм}^2$ .

Например, при суммарной производительности цементировочных агрегатов  $Q = 5,2 \text{ м}^3/\text{мин}$ , скорости струи цементного раствора  $v = 25 \text{ м/сек}$ , площади сечения отверстий диаметром 25 мм  $m = 0,00049 \text{ м}^2$ , количество отверстий в башмачном патрубке будет

$$n = \frac{5,2}{25 \cdot 60 \cdot 0,00049} = 7.$$

Высота патрубка, на которой по вертикали разместятся все семь отверстий, будет

$$h = (n - 1) 60 = 360 \text{ мм}.$$

Расстояние между центрами отверстий по горизонтали находим по формуле

$$l = \frac{\pi D}{n}, \quad (24)$$

где  $D$  — наружный диаметр башмачного патрубка в мм.

Приведенный расчет показывает, что для башмачного патрубка диаметром 146 мм расстояние  $l$  будет равно 65 мм, а для патрубка диаметром 168 мм это расстояние равно 74 мм.

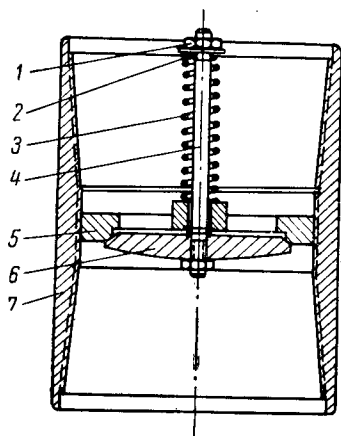


Рис. 36. Обратный клапан.

1 — гайка; 2 — шайба; 3 — пружина; 4 — шток; 5 — седло; 6 — тарелка; 7 — корпус.

**Обратный клапан.** При спуске обсадных колонн в глубокие скважины, особенно при вскрытии газонефтяных пластов, применяют обратные клапаны, которые устанавливают в нижней части колонны.

В настоящее время широко применяются чугунные обратные клапаны тарельчатой конструкции (рис. 36). Применяют также и стальные обратные клапаны.

Обратный клапан состоит из седла 5 и дискового клапана с направляющим штоком 4 и пружиной 3. Герметичность посадки диска клапана в седле достигается путем притирки соприкасаемых поверхностей клапана. Остов клапана имеет наружную нарезку, при помощи которой он укрепляется внутри муфты

между стыками двух соединяемых муфтой труб или в удлиненной муфте башмачного патрубка.

Перед установкой в колонне обратный клапан опрессовывают. Для этого испытуемый обратный клапан помещают в стыке двух труб, обычно коротких патрубков, перекрытых с одного конца доньш-

ками. При нагнетании в один из них под давлением жидкости следят по манометру за давлением в другом. Повышение давления в другом патрубке будет свидетельствовать о негерметичности клапана и его непригодности.

В колонне обсадных труб, оборудованной обратным клапаном, при погружении в скважину, заполненную жидкостью, верхняя часть остается порожней. За счет вытеснения жидкости облегчается ее вес на крюке. Во избежание смятия порожней части колонны наружным гидростатическим давлением жидкости, находящейся в скважине, в порожнюю часть колонны необходимо доливать жидкость через каждые 100—200 м спуска. Последние 200—300 м колонны спускают без долива жидкости, потому что вес ее достигает значительной величины.

Преимущества применения обратного клапана следующие:

1) снижается вес колонны и вследствие этого снижается нагрузка на вышку, двигатели, лебедку и талевую систему, уменьшаются усилия, расстраивающие муфтовые соединения;

2) преграждается вход жидкости и газа во внутреннюю полость спускаемой колонны, что имеет большое значение при появлении выбросов газа и нефти в скважине;

3) наблюдается постоянное движение глинистого раствора в затрубном пространстве скважины, вызванное вытеснением его погружающейся колонной.

Обратный клапан устанавливается в колонне на высоте 10—12 м от низа башмака, т. е. на первой или второй трубе снизу колонны. В колонне, оборудованной башмачным цементирующим патрубком, обратный клапан устанавливается на высоте 2—2,5 м от низа башмака.

Наряду с приведенными выше преимуществами, обратный клапан имеет и недостатки, главные из которых — возможность смятия колонны или вынужденный подъем ее вследствие закупорки отверстий клапана кусками породы или попавшими в глинистый раствор щепками, паклей и пр.

При быстром спуске с обратным клапаном может произойти смятие обсадной колонны вследствие недолива жидкости в опорожненную часть колонны. При большой скорости спуска колонна воспринимает значительное сопротивление со стороны жидкости, находящейся в скважине. Разность удельных весов глинистого раствора в колонне и вне ее обуславливает повышение величины гидродинамического усилия на стенки колонны. Более ослабленной (из-за отсутствия противодействия жидкости) является верхняя незаполненная часть колонны, которая, не выдержав бокового сжатия жидкости, находящейся в затрубном пространстве, сминается. Большая скорость погружения колонны в жидкость подобна удару по ее боковой поверхности, а так как трубы на такое большое усилие не рассчитываются, то колонна сминается.

Возможна и другая схема действия гидродинамического усилия, вызывающего смятие колонны обсадных труб, спускаемых с обрат-

ным клапаном. При спуске с большой скоростью колонной воспринимается усилие, сходное с ударом по дну закрытого сосуда при посадке его на несжимаемый вертикальный стержень. В результате такого удара может произойти срыв обратного клапана с последующим гидравлическим ударом, вызванным глинистым раствором, устремившимся с большой скоростью из затрубного пространства во внутреннюю полость колонны.

Образовавшийся таким путем гидравлический удар может смять колонну как в нижней части, так и в нескольких местах по ее высоте и даже сорвать цементирующую головку.

Для предупреждения смятия обсадной колонны, спускаемой с обратным клапаном, проводят следующие меры:

а) ограничивают скорость спуска обсадной колонны в скважину с таким расчетом, чтобы она соответствовала снижению показателей индикатора веса на 4—5 делений;

б) для изготовления обратного клапана выделяют более прочные, но легко разбурываемые сорта чугуна, а иногда и стали, повысив требования к качеству изготовления и нарезки резьбы;

в) при расчете клапана учитывают статические и динамические нагрузки, возникающие в процессе спуска и расхаживания колонны;

г) изготовленный обратный клапан испытывают при повышенной гидравлической нагрузке до 50 Т;

д) в колонне устанавливают два обратных клапана, чтобы при аварии с одним его функции выполнил бы другой;

е) при спуске обсадной колонны с обратным клапаном в скважину определяют высоту опорожненного участка в верхней ее части с двух-трехкратным запасом прочности по формуле

$$h = \frac{10 \cdot p_{см}}{a' \gamma_{г.р}}, \quad (25)$$

где  $h$  — высота участка опорожнения колонны в м;

$\sqrt{p_{см}}$  — величина сминающего давления, найденная по формуле на смятие труб в  $\kappa Г/см^2$ ;

$a'$  — коэффициент запаса прочности, принимаемый равным 2 или 3;

$\gamma_{г.р}$  — удельный вес глинистого раствора в  $Г/см^3$ .

**У п о р н о е   к о л ь ц о .** Выше обратного клапана, приблизительно на высоте 20—30 м, в муфту, на стыке двух труб, ввинчивают вручную упорное кольцо, на котором останавливаются цементирующие пробки при цементировании скважин. Благодаря этому предотвращается попадание в затрубное пространство последней порции низкогокачественного закачиваемого цементного раствора.

Упорное кольцо изготавливается в виде чугунной или железной шайбы толщиной 12—15 мм. Наружный диаметр упорного кольца соответствует внутреннему диаметру соединительной муфты обсадных труб. Диаметр отверстия упорного кольца делается на 60—75 мм меньше наружного.

Иногда, чтобы не разбуривать цементировочные пробки, цементный стакан, упорное кольцо и обратный клапан, скважину несколько углубляют и в это углубление (зумпф) устанавливают низ колонны.

Установка низа колонны в зумпф устраняет опасность нарушения прочности обсадных труб и их соединений при разбуривании деталей низа колонны и способствует ускорению сдачи скважины в эксплуатацию. Однако углубление скважины под зумпф допустимо лишь при отсутствии подошвенных вод в продуктивном пласте или близко находящихся нижних водяных пластов.

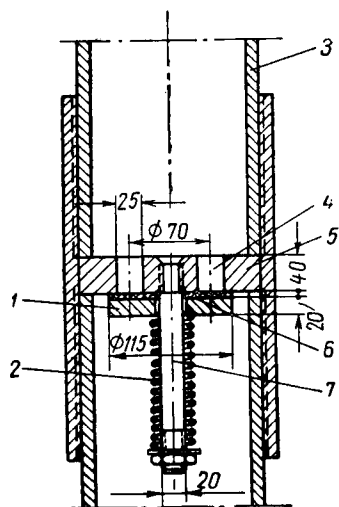


Рис. 37. Обратный клапан конструкции Тагирова.

1 — тарелка; 2 — пружина; 3 — 168-мм обсадная труба; 4 — четыре отверстия; 5 — седло; 6 — прорезанная прокладка; 7 — шток.

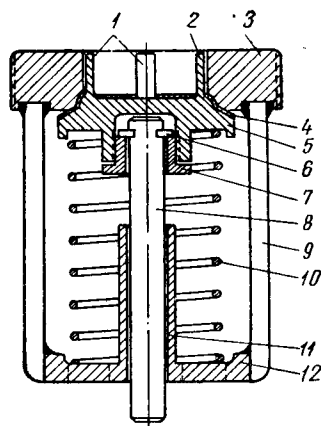


Рис. 38. Обратный клапан конструкции Титкова и Дона.

1 — направляющие стержни; 2 — проходное отверстие корпуса; 3 — корпус клапана; 4 — упругий материал; 5 — тарелка клапана; 6 — клапанное соединение; 7 — втулка; 8 — направляющий шток; 9 — нижние стойки; 10 — пружина; 11 — втулка; 12 — ограничитель планки.

Применение обратных клапанов конструкции К. М. Тагирова (рис. 37) или конструкции Н. И. Титкова и Н. С. Дона (рис. 38) с центральным широкопроходным отверстием и с установкой направляющего штока вниз позволяет отказаться от упорного кольца, так как его функцию в данном случае выполняет обратный клапан.

**Центрирующие фонари.** Из практики известно, что даже в относительно вертикальных скважинах ось обсадной колонны не совпадает с осью скважины и на многих участках колонна прилегает к стенкам ствола скважины.

Качество цементирования при таком положении колонны, особенно в нижней части скважины, будет неудовлетворительным вследствие неполного охвата колонны цементным кольцом. Для того чтобы создать вокруг колонны кольцо равномерной толщины и этим повысить качество цементирования, применяют центрирующие фонари.

Существует несколько разновидностей конструкций центрирующих фонарей. В настоящее время широко применяются пружинные фонари конструкции ГрозНИИ (рис. 39). Такой фонарь состоит из двух колец с толщиной стенок 8 мм, соединенных пятью или шестью полосами рессорной стали, которые выгнуты по диаметру ствола скважины. Фонарь надевают на обсадную трубу. Для ограничения движения фонаря к трубе приваривают ограничительное кольцо с толщиной стенки 10—15 мм. Поперечный размер фонаря должен быть на 50 мм больше диаметра долота, которым пробурен

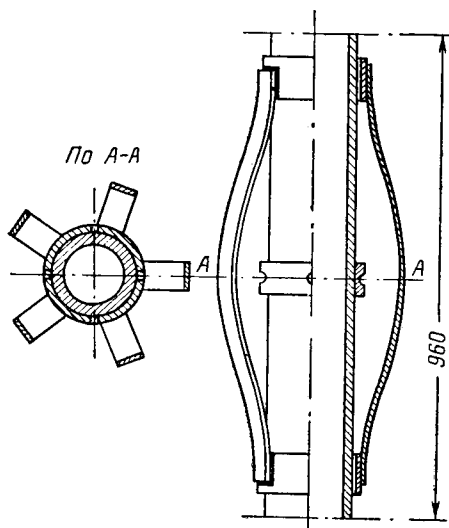


Рис. 39. Центрирующий пружинный фонарь ГрозНИИ.

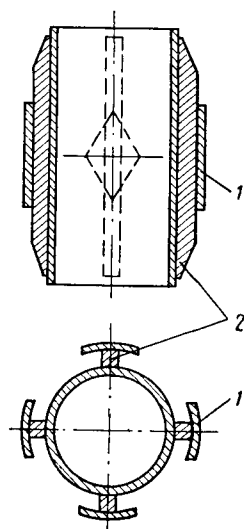


Рис. 40. Центрирующий фонарь конструкции АзНИИ.

1 — опорные пластины; 2 — продольные планки.

ствол скважины. В искривленном стволе скважины этот размер фонаря уменьшают на 20—30 мм.

Преимуществом фонаря конструкции ГрозНИИ является эластичность его пружинных планок, которые, легко деформируясь, проходят препятствия при спуске или подъеме обсадной колонны. К недостаткам относится невысокая прочность его пружинных планок. Так, в тресте «Прикарпатбурнефть» после подъема колонны из скважины были отмечены поломки этих планок.

Для изготовления пружинных планок центрирующих фонарей ГрозНИИ рекомендует рессорную полосовую сталь марки 50ХГ следующих размеров: шириной 60—65 мм, длиной 860—930 мм.

При установлении фонарей данной конструкции на трубе выбирают место для ограничительного кольца таким образом, чтобы при деформировании планок муфта трубы не препятствовала их удлинению.

Установка фонарей на колонне при расстоянии между ними 10—15 м предохраняет колонну от прилегания к стенке скважины.

Размещают фонари на колонне с таким расчетом, чтобы после спуска колонны в скважину они находились как над продуктивными пластами, т. е. в кровле, так и под продуктивными пластами — в подошве пластов, в местах, где кавернограмма показывает отсутствие расширения ствола скважины.

Применялись также центрирующие фонари конструкции АзНИИ (рис. 40). Фонари этой конструкции изготовлялись из коротких патрубков длиной 400 мм. К поверхности патрубка приваривались четыре продольные планки 2 толщиной 10—20 мм, к которым в свою очередь приваривались опорные дуговые планки 1 из 8-мм полосового железа. Фонари конструкции АзНИИ изготовляются просто: под 146, 168, 194-мм и другие колонны нарезают патрубки из обсадных труб соответственно диаметром: 168, 194, 219 мм и т. д.

---

## Глава V

### РАСЧЕТ ОБСАДНЫХ ТРУБ НА ПРОЧНОСТЬ

#### УСИЛИЯ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА КОЛОННУ ОБСАДНЫХ ТРУБ В СКВАЖИНЕ

Спущенные в скважину обсадные трубы подвергаются воздействию усилий различного характера, из которых основными являются следующие:

1) сминающие усилия, создаваемые наружным давлением столба жидкости в затрубном пространстве, а также давлением пород и газа;

2) растягивающие усилия, вызываемые собственным весом колонны обсадных труб при спуске ее в скважину;

3) усилия, создаваемые внутренним давлением на стенки колонны при прокачке глинистого и цементного растворов и в процессе эксплуатации нефтяных и особенно газовых скважин;

4) сжимающие осевые усилия, вызывающие продольный изгиб колонны при полной или частичной установке ее на забой скважины, и изгибающие усилия при спуске в искривленные или наклонные скважины.

#### Расчет круглых труб на смятие наружным гидростатическим давлением

Целью технического расчета обсадных труб является нахождение размеров диаметра, толщины стенок и качества стали, обеспечивающих сопротивляемость их разрушающим усилиям в скважине при наименьшем расходе металла.

Для определения размеров труб, удовлетворяющих требуемой прочности, нефтепромысловые инженеры и проектировщики пользуются соответствующими расчетными формулами. В настоящее время существует несколько таких формул, предложенных отечественными и зарубежными учеными.

К числу первых работ по теории расчета цилиндрических труб относятся работы акад. В. В. Гадалина и французского математика Ляме, выполненные в прошлом столетии.

Формулы Ляме, выведенные методом теории упругости, дают возможность определить величину напряжения в любой точке трубы,

подверженной действию равномерного наружного и внутреннего давления. Для случая, когда действует только наружное давление  $p_n$ , величина напряжения на внешней поверхности трубы определяется уравнением

$$\sigma_{сж} = -p_n \frac{R^2 + r^2}{R^2 - r^2} \quad (26)$$

и на внутренней поверхности

$$\sigma'_{сж} = -p_n \frac{2R^2}{R^2 - r^2}, \quad (27)$$

где  $R$  и  $r$  — соответственно наружный и внутренний радиусы трубы.

В формулах (26) и (27) оба напряжения как на внешней, так и на внутренней поверхности являются сжимающими, причем  $\sigma'_{сж} > \sigma_{сж}$ .

Для тонкостенных труб, к которым относятся обсадные, формула (26) может быть упрощена. Приняв, что

$$R^2 + r^2 \approx 2R^2, \quad (28)$$

$$R - r = \delta, \quad (28')$$

и, подставив выражение (28) в формулу (26), получим

$$\sigma_{\max} = \frac{R^2 + r^2}{R^2 - r^2} p_n \approx \frac{2R^2}{R^2 - r^2} p_n = \frac{2R^2}{(2R - \delta) \delta} p_n. \quad (29)$$

Обозначим

$$\frac{\delta}{2R} = \frac{\delta}{D} = k,$$

тогда формула (29) примет вид

$$\sigma_{\max} = \frac{p_n}{2k(1-k)}. \quad (30)$$

Ввиду незначительности величины  $k$  по сравнению с единицей в двучлене  $(1-k)$  ею можно пренебречь. В этом случае формула (30) примет вид формулы, широко известной в практике расчета на прочность относительно тонкостенных обсадных труб.

$$\sigma_{\max} = \frac{p_n}{2k} \quad (31)$$

или

$$p_n = 2\sigma_s k, \quad (31a)$$

где  $\sigma_s$  — предел текучести материала труб.

### Расчет круглых труб на устойчивость

Если жесткость круглого кольца на изгиб недостаточна, то разрушение может произойти при напряжениях, намного меньших предела упругости материала.

Для круглых труб, испытывающих только наружное давление, необходим расчет на устойчивость формы, которую они могут потерять до появления в стенках трубы разрушающих напряжений. Для круглых труб, подверженных только внутреннему давлению, достаточен расчет на прочность материала труб.

Критическое давление для кругового кольца шириной, равной единице, подверженного равномерной внешней нагрузке, дано М. Брессе в виде

$$p_{кр} = \frac{3EI}{r^3}. \quad (32)$$

Взяв значение экваториального момента инерции сечения относительно оси, параллельной образующей трубы, при толщине стенки  $\delta$  и ширине, равной единице,

$$I = \frac{\delta^3}{12}$$

и учтя ранее принятое обозначение  $k = \frac{\delta}{D}$ , получим выражение для критического давления, предложенное М. Леви

$$p_{кр} = 2Ek^3. \quad (33)$$

Как видно из формулы Леви, величина критического давления  $p_{кр}$  не зависит от механических свойств материала, так как формула не содержит предела упругости. Наличие же в формуле модуля упругости  $E$  не может существенно влиять на величину критического давления, так как величина модуля упругости почти одинакова для всех сталей. Зато величина критического давления по формуле Леви зависит от жесткости сечения — толщины труб ( $k = \frac{\delta}{D}$ ), входящей в формулу в третьей степени.

Чтобы сделать формулу Леви пригодной для длинных труб, в нее вводится поправка на цилиндрическую жесткость

$$\frac{1}{1-\mu^2},$$

после чего формула (33) принимает вид

$$p_{кр} = \frac{2Ek^3}{1-\mu^2}. \quad (34)$$

Формула (34) известна как формула Брайена для тонкостенных труб.

Из приведенных выше формул для расчета труб на прочность может служить формула Ляме (31а) и для расчета на устойчивость формы — формулы Леви и Брайена (34).

Рассматривая структуру формул Ляме и Брайена, обнаруживаем общую зависимость величины  $p$  от значения  $k$ . Исследуя эту зависимость, находим, что с уменьшением величины  $k$  величина  $p$  в формуле Брайена будет уменьшаться намного быстрее, чем в формуле Ляме.

Для нахождения граничного значения  $k$  приравниваем формулы Ляме и Брайена

$$2k\sigma = \frac{2Ek^3}{1-\mu^2},$$

откуда найдем

$$k = \sqrt{\frac{\sigma_s(1-\mu^2)}{E}}. \quad (35)$$

Для обсадных труб диаметром 168 мм при  $\sigma_s = 4100 \text{ кг/см}^2$ ,  $E = 2,1 \cdot 10^6 \text{ кг/см}^2$  и  $\mu = 0,3$

$$k = \sqrt{\frac{4100(1-0,3)^2}{2,1 \cdot 10^6}} = \sqrt{0,00177} = 0,042,$$

а для  $\sigma_s = 3800 \text{ кг/см}^2$   $k = 0,04$ .

Следовательно, трубы правильной геометрической формы со значением  $k < 0,042$  необходимо рассчитывать на устойчивость формы по формулам типа Брайена (34), а трубы со значением  $k > 0,042$  — на прочность материала по формуле Ляме (31а).

Об удовлетворительных результатах применения для расчета круглых труб обеих этих формул при разнообразных значениях  $k$  и  $E$  свидетельствуют обширные экспериментальные данные. Но так как обсадные трубы не относятся к категории идеально круглых, то применение этих формул для их расчета ограничено.

### Расчет овальных обсадных труб

Сопrotивляемость труб действию равномерного внешнего давления в значительной степени зависит от разного рода дефектов их изготовления. Одним из таких дефектов является овальность труб. Согласно ГОСТ 632—57 овальность труб не должна выводить их размеры за пределы допускаемых отклонений по наружному диаметру.

Овальность принято выражать отношением

$$e = 2 \frac{a-b}{a+b},$$

где  $a$  и  $b$  — полуоси овала.

Очевидно, овальность как фактор, снижающий сопротивляемость труб, нельзя не учитывать при расчете обсадных колонн, используемых для крепления глубоких скважин.

Для расчета овальных труб предложено несколько видов теоретических и эмпирических формул, содержащих элемент, учитывающий эллиптичность трубы.

Одни авторы таких формул предлагают вести расчет на прочность и устойчивость овальных труб отдельно, другие же — по объединенной формуле, предусматривающей расчет на прочность и устойчивость.

К формулам первого типа относится формула Грасгофа — Брессе для расчета на прочность труб с небольшой эллиптичностью

$$p = \frac{2k \sigma_s}{1 + \frac{3e}{2k}}. \quad (36)$$

По существу формула (36) представляет собой формулу Ляме с дополнительно включенным в ее знаменатель двучлена, содержащего величину  $e$  (овальность трубы). При  $e = 0$  формула переходит в формулу Ляме (31а) для расчета на прочность.

Весьма сходную с формулой (36) формулу вывел Ф. И. Яковлев для расчета овальных труб на прочность

$$p = \frac{2k \sigma_s}{1 + \frac{3e}{k}}. \quad (37)$$

Как показывают эксперименты, влияние овальности в формуле Яковлева завышено, в связи с чем она не применяется.

Ряд исследователей предложил теоретические формулы, объединяющие расчет на прочность и устойчивость эллиптических труб, подверженных наружному равномерному давлению. К таким формулам относятся формулы Б. В. Булгакова, С. П. Тимошенко, Г. М. Саркисова и других.

**Ф о р м у л а Б. В. Б у л г а к о в а.** В 1930 г. в трудах Государственного исследовательского нефтяного института (ГИНИ) была опубликована работа Б. В. Булгакова, в которой содержалось решение методами теории упругости нескольких задач по определению влияния отклонения формы трубы от круглой на ее сопротивляемость наружному давлению.

В числе решенных задач дается вывод формулы для расчета овальных обсадных труб на смятие, выполненный на основе теории тонких кривых брусев, вида:

$$p = 1,1 k \left\{ \sigma_s + Ek^2 \left( 1 + \frac{3e}{2k} \right) - \sqrt{\left[ \sigma_s + Ek^2 \left( 1 + \frac{3e}{2k} \right) \right]^2 - 4Ek^2 \sigma_s} \right\}. \quad (38)$$

Эту же формулу Б. В. Булгаков получил и при помощи элементарного метода аналогии, указанного акад. Л. С. Лейбензоном.

Обозначения в формуле (38) соответствуют приведенным выше. Поясним происхождение коэффициента 1,1. В формуле (38) величина  $\sigma_s$  соответствует пределу текучести на сжатие материала трубы. Но так как при расчетах в формулу (38) подставляются значения  $\sigma_s$ , найденные при испытании образцов материала трубы на растяжение, то следует пользоваться величиной предела текучести, полученной при сжатии, которая на 10—15% выше предела текучести при растяжении, т. е.

$$\sigma_{сж\ s} = 1,1 \div 1,15 \sigma_s \text{ рас.}$$

Кроме этого, при переходе от кольца шириной 1 см к длинной трубе следует в формуле (38) жесткость  $EI$  заменить цилиндрической  $\frac{EI}{1-\mu^2}$ , что дает:

$$E_{сж} = \frac{E_{рас}}{1-0,3^2} = 1,1 E_{рас},$$

где  $\mu$  — коэффициент Пуассона, равный для стали 0,3.

С учетом приведенных выше поправок в формулу (38) перед  $k$  введен коэффициент 1,1.

Практическое применение формулы (38) показало, что вычисленная по ней величина сминающего давления меньше получаемой по эксперименту. Объясняется это тем, что теоретическая формула Б. В. Булгакова дает то наивысшее давление, при котором, как говорит ее автор, «критическая точка материала достигается в одной точке сечения трубы». В действительности же, как показывают испытания обсадных труб на смятие, в их овальном сечении к моменту сплющивания развиваются остаточные деформации заметной величины. А для этого, как отмечает Б. В. Булгаков, требуется давление, несколько большее теоретического.

Подвергнув математической обработке экспериментальные данные нескольких трубных заводов, Б. В. Булгаков нашел, что среднеквадратичное отклонение величины сминающего давления от получаемого по теоретической формуле (38) равно 1,13. После внесения этой поправки на эксперимент Б. В. Булгаковым была получена в окончательном виде формула, рекомендуемая им для определения величины сминающего давления  $p_{см}$ , имеющая вид

$$\begin{aligned} \sqrt{p_{см}} = 1,24 k \left\{ \sigma_s + Ek^2 \left( 1 + \frac{3e}{2k} \right) - \right. \\ \left. - \sqrt{\left[ \sigma_s + Ek^2 \left( 1 + \frac{3e}{2k} \right) \right]^2 - 4Ek^2 \sigma_s} \right\}. \end{aligned} \quad (38a)$$

Выведенная прямым точным методом на основе теории упругости формула (38a) широко использовалась в тридцатых и сороковых годах в нефтяной промышленности. Как показали наши стендовые испытания обсадных труб, величина сминающего давления, получаемая по формуле (38a), удовлетворительно совпадает лишь при условии смятия обсадных труб, для которых величина  $k > 0,07$ . Для труб с меньшей толщиной стенок и малой овальностью она дает завышенный результат.

Недостатком формулы (38a) следует считать также и то, что она не учитывает разностенности обсадных труб, предусмотренной в ГОСТ в виде минусового отклонения от номинальной толщины стенки, равного в среднем 12,5%.

В 1933 г. С. П. Тимошенко, используя теорию тонкого кривого бруса, ось которого принята за окружность слегка овальной трубы, значительно проще, чем Б. В. Булгаков, вывел формулу, оказав-

пуюся совершенно одинаковой с полученной до него Б. В. Булгаковым.

Получение формулы (38) Тимошенко методом, отличным от обоих методов вывода аналогичных формул Булгаковым, подтвердило правильность методов Булгакова, в том числе и метода аналогии, при помощи которого получена формула, совпавшая с формулой Тимошенко, выведенной точным методом.

**Ф о р м у л а А з Н И И — С а р к и с о в а.** В середине сороковых годов АзНИИ при анализе причин частых повреждений колонн обсадных труб на некоторых промыслах Баку, рассчитанных по формуле Б. В. Булгакова, обнаружили несоответствие этой формулы действительным нагрузкам.

В этой связи Г. М. Саркисов проверил формулу Б. В. Булгакова, выведенную методом аналогии, обратив внимание на то, что формула не учитывает разностенности труб, присущей производству цельнотянутых обсадных труб. Это и явилось основанием для поисков формулы, в которой одновременно с овальностью учитывалась бы и разностенность обсадных труб [22].

Так как аналитическая сторона вопроса при использовании метода аналогии сравнительно проста, Г. М. Саркисов нашел целесообразным указанную аналогию применить для вывода новой формулы. Если у Б. В. Булгакова овальная равностенная труба была принята за аналог стойки постоянного сечения, имеющей начальное искривление, то у Г. М. Саркисова овальная и разностенная труба принята за аналог стойки переменного сечения, имеющей начальное искривление.

Полученная Г. М. Саркисовым формула для определения величины критического давления разностенной овальной обсадной трубы  $P_{кр}$  имеет вид

$$P_{кр} = 1,1 k_{min} \left\{ \sigma_p + E k_0^2 q \left( 1 + \frac{3e}{4q^3 k_{min}} \right) - \sqrt{\left[ \sigma_p + E k_0^2 q \left( 1 + \frac{3e}{4q^3 k_{min}} \right) \right]^2 - 4 E k_0^2 q \sigma_p} \right\}, \quad (39)$$

где  $k_{min}^* = \frac{\delta_{min}}{D_{cp}}$  — отношение минимальной толщины стенки трубы к ее номинальному диаметру;

$\sigma_p$  — предел пропорциональности материала труб;

$k_0 = \frac{\delta_0}{D_{cp}}$  — отношение условной средней толщины стенки трубы к среднему диаметру;

$q = \frac{k_0}{k_{min}} = \frac{\delta_0}{\delta_{min}}$  — разностенность трубы.

Остальные значения букв прежние.

Выведенная Г. М. Саркисовым формула (39) сходна с предложенной Б. В. Булгаковым и отличается от нее:

а) коэффициентом 1,1 вместо 1,24;

б) двучленом  $1 + \frac{3e}{4q^3 k_{min}}$  вместо  $1 + \frac{3e}{2k}$ ;

в) элементом, учитывающим разностенность трубы  $q = \frac{\delta_0}{\delta_{\min}}$ , где  $\delta_0$  — условная расчетная толщина стенки разностенной трубы, определяемая по уравнению

$$\delta_0 = \sqrt[3]{0,5 (\Delta^3 + \delta_{\min}^3)} = 0,905 \delta_{\min},$$

здесь  $\Delta$  — возможная наименьшая толщина стенки в разностенном сечении, обусловленная неблагоприятным сочетанием допусков; например, положительным допуском на наружный диаметр трубы с отрицательным допуском на вес трубы, т. е.

$$\Delta = \frac{1 - 0,01 \omega'}{1 + 0,01 \nu} \delta_{\text{н}},$$

где  $\omega'$  — отрицательный допуск на вес трубы, равный 6%;

$\nu$  — положительный допуск на наружный диаметр, равный 1%;

$\delta_{\min}$  — минимальная толщина стенки разностенной трубы;

$$\delta_{\min} = 0,875 \delta_{\text{н}};$$

$\delta_{\text{н}}$  — номинальная толщина стенки разностенной трубы.

Необходимость введения поправки на эксперимент (коэффициент = 1,13) в формулу Саркисова отпала вследствие компенсации этой поправки двучленом  $1 + \frac{3e}{4k}$ , повышающим величину  $p_{\text{кр}}$  на 10—19%.

Изучение причины несовпадения двучленов показало, что при выводе формулы (39) Г. М. Саркисов величину стрелы максимального прогиба стойки-аналога  $f_0$  принял уменьшенной в 2 раза [10].

После внесения правильного значения величины  $f_0$  в формулу (39) двучлен  $1 + \frac{3e}{4Q^3 k_{\min}}$  превратился в  $1 + \frac{3e}{2Q^3 k_{\min}}$ , вследствие чего величина сминающего давления уменьшится на 10—19%.

В 1960 г. Г. М. Саркисов в отличие от выведенной ранее формулы (39) при помощи метода аналогии опубликовал новую формулу для расчета разностенных овальных обсадных труб, выведенную им путем прямого решения [23]. Вывод этой формулы выполнен по методу С. П. Тимошенко на основе теории тонкого кривого стержня применительно к овальной разностенной трубе (кольцу).

Полученная формула, рекомендуемая Г. М. Саркисовым для определения величины критического давления разностенной овальной трубы, имеет вид

$$p_{\text{кр}} = 1,1 k_{\min} \left\{ \sigma_p + Ek_0^2 q \left( 1 + \frac{3e}{2Q^3 k_{\min}} \right) - \sqrt{\left[ \sigma_p + Ek_0^2 q \left( 1 + \frac{3e}{2Q^3 k_{\min}} \right) \right]^2 - 4Ek_0^2 q \sigma_p} \right\}. \quad (40)$$

Формула для определения величины сминающего давления выведена с учетом пластических деформаций металла труб.

приведенные выше формулы для определения величины критического и сминающего давлений труб были выведены, исходя из условия, что потеря несущей способности трубы соответствует напря-

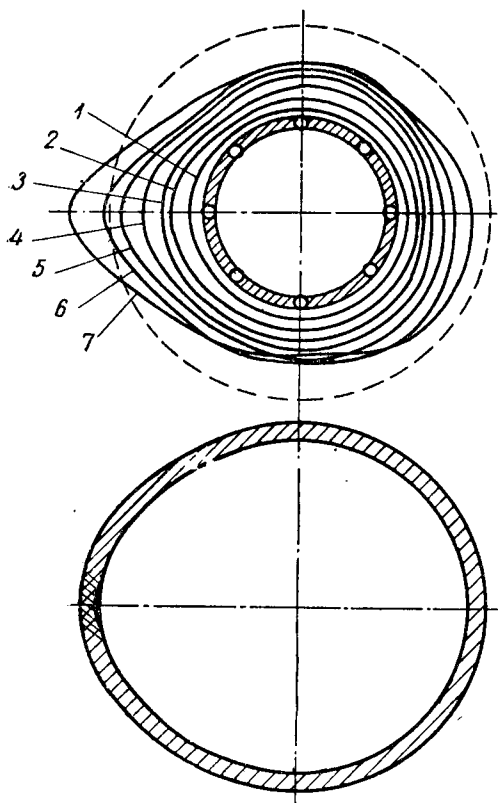


Рис. 41. Распределение деформаций  $\varepsilon$  в сечении обсадной трубы диаметром 168 мм с малой овальностью.

№ кривой на рисунке	1	2	3	4	5	6	7
$p, \text{ кг/см}^2$	50	100	150	200	250	300	350
$\varepsilon \cdot 10^{-6}$	702,5	1400	2023	2810	3657	4400	6206

женное состояние, ограниченное областью упругих деформаций металла. Но, как показали выполненные стендовые испытания обсадных труб [10], сплющивание их происходит за пределами области упругих деформаций металла, т. е. уже в области пластических деформаций. При этом было установлено, что наличие упруго-пластических деформаций металла в сечении трубы связано с некоторым повышением величины сминающего давления. В отдельных опытах повышение сминающего давления труб достигало 15—20% и более. Это увеличение прочности объясняется упрочнением металла, свойственным ему при развитии напряжений текучести.

Стендовые испытания труб, сопровождающиеся тензометрическими измерениями деформаций (напряжений), способствовали изучению распределения напряжений в упругой и пластической зонах сечения обсадной трубы. При помощи тензометрических измерений удалось проследить и разграничить работу металла труб в области упругих и пластических деформаций. Было выявлено, что в опасном (овальном) сечении обсадной трубы в момент потери несущей спо-

собности возникает напряженно-деформированное состояние, вид которого зависит от величины овальности и толщины стенки трубы. Типичными в этом отношении являются следующие:

а) трубы малоовальные ( $\varepsilon < 0,5\%$ ), характеризующиеся разви-

тием в опасном сечении величины напряжения, достигшего предела текучести, с образованием зоны текучести в одной половине сечения (рис. 41);

б) трубы овальные ( $\epsilon > 0,5\%$ ), характеризующиеся напряжением, превысившим величину предела текучести при образовании двух зон текучести в каждой из полуокружностей сечения трубы (рис. 42).

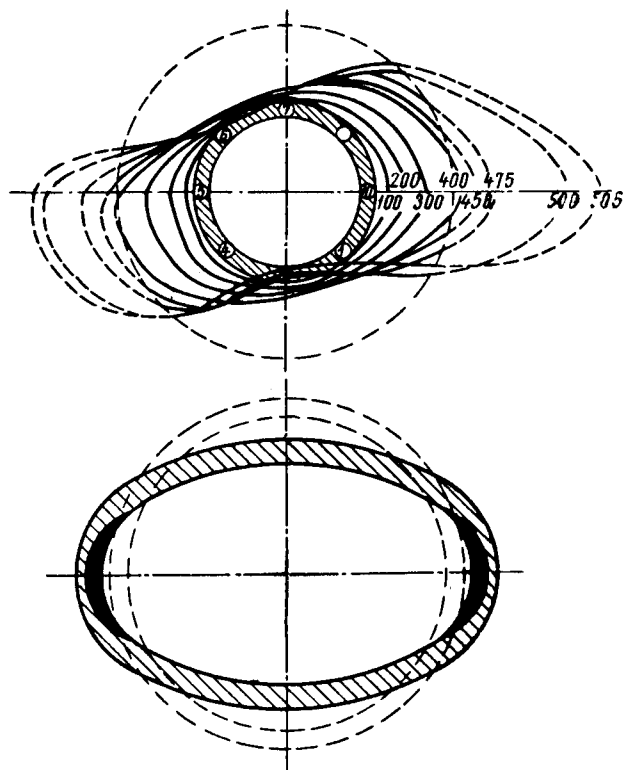


Рис. 42. Распределение напряжений в сечении обсадной трубы диаметром 168 мм с большой овальностью.

При выводе расчетных формул с учетом отмеченных выше особенностей упруго-пластического деформирования материала обсадных труб сочли целесообразным развить дальше указанную акад. Л. С. Лейбензоном аналогию для приложения ее к криволинейной стойке-аналогу, материал которой работает за пределами области упругих деформаций. Метод аналогии, обеспечивающий решение, совпадающее с точным решением методами теории упругости, оправдал себя и при решении упруго-пластической задачи. При помощи нами была выведена формула для определения величины сминающего давления, хорошо совпадающей с получаемой по эксперименту

Как показали стендовые испытания обсадных труб на смятие гидравлическим давлением [10], в зависимости от степени развития деформаций в опасном сечении (величины овальности трубы) необходимо применять для расчета этих труб не одну, а две формулы. Одну — соответствующую потере несущей способности (сплющиванию) трубы при развитии в опасном сечении упругих деформаций и другую — при развитии упруго-пластических деформаций.

Формула, выведенная с учетом упругих деформаций, полностью совпала с формулой (38), полученной Б. В. Булгаковым точным методом теорий упругости и элементарным методом аналогии. Величина сминающего давления, подсчитанная по этой формуле, хорошо совпадает с величиной, получаемой при стендовых испытаниях обсадных труб, овальность которых не превышает 0,5%.

Формула, выведенная с учетом упруго-пластического деформирования в момент потери трубой несущей способности, имеет вид

$$p_{см} = 1,1 k \left\{ \sigma_s + Ek^2 \left( 0,9 + 0,8 \frac{e}{k} \right) - \sqrt{\left[ \sigma_s + Ek^2 \left( 0,9 + 0,8 \frac{e}{k} \right) \right]^2 - 3,6 Ek^2 \sigma_s} \right\}, \quad (41)$$

где  $k = \frac{\delta_p}{D_H}$ ; здесь  $\delta_p = \frac{1 - 0,01 \omega'}{1 + 0,01 \nu} \delta_p \approx 0,931 \delta_H$  — расчетная толщина стенки разностенной овальной трубы.

Или в удобном для расчета виде

$$p_{см} = 1,1 k (x - \sqrt{x^2 - y}), \quad (41a)$$

$$x = \sigma_s + Ek^2 \left( 0,9 + 0,8 \frac{e}{k} \right);$$

$$y = 3,6 Ek^2 \sigma_s.$$

Вывод формулы (41) с учетом упруго-пластических деформаций в момент потери несущей способности разностенной овальной трубы дан в работе [10].

Проверка соответствия величины  $p_{см}$ , получаемой по теоретической формуле (41) для овальных труб ( $e > 0,5\%$ ), показала хорошее ее совпадение с результатами, получаемыми по эксперименту.

Результаты многократной стендовой проверки и длительное промышленное применение формулы (41) в тресте «Прикарпатбурнефть» дают основание рекомендовать ее для расчета на смятие обсадных труб, имеющих согласно ГОСТ 632—57 овальность до 2—2,5%.

Произведенными нами замерами овальности обсадных труб диаметром 146—268 мм установлено, что фактическая овальность у 75% этих труб не выше 0,5% и не превышает 1% для остальной части труб [10].

Для расчета малоовальных труб, имеющих овальность 0,5% и ниже (получаемой непосредственно замером), следует применять формулу (38), дающую хорошее совпадение величины давления с получаемой по эксперименту.

Для этой группы обсадных труб нельзя использовать формулу (41), поскольку она выведена с учетом пластических деформаций, развившихся к моменту потери несущей способности о в а л ь н о й обсадной трубы.

Учет влияния разностенности обсадных труб при применении формулы (38) осуществляется введением коэффициента  $k$  в виде [10]

$$k = \frac{\delta_p}{D}, \quad \text{где } \delta_p = \frac{\delta_n + \delta_{min}}{2}.$$

В табл. 24 приведено сопоставление величин давления

Т а б л и ц а 24

Критическое и сминающее давления, получаемые по формулам  
Г. М. Саркисова (39), (40) и нашей (41) для 168-мм обсадных труб марки D  
при трех различных толщинах стенок

Толщина стенки трубы, мм	Критическое и сминающее давления, получаемые по формулам, кг/см <sup>2</sup>					
	(40)		(39)		(41)	
	При величине овальности, %					
	1	2	1	2	1	2
8	198	166	234	199	237	197
10	298	242	345	299	351	298
12	393	327	446	395	458	398

## Глава VI

### РАСЧЕТ ОБСАДНЫХ ТРУБ И ИХ СОЕДИНЕНИЙ НА РАСТЯЖЕНИЕ

Растягивающие усилия, вызываемые собственным весом колонны, спускаемой в нефтяную или газовую скважину, могут достичь значительной величины и вызвать ее разрыв. Например, спущенная в скв. 28 Зыря-море эксплуатационная колонна диаметром  $168 \times 146$  мм весила 195,3 Т, а 299-мм промежуточная колонна, установленная в скв. 7 Зыря-море на глубине 3000 м, весила 250 Т. Есть основание полагать, что вес колонн, спускаемых в глубокие скважины, будет увеличиваться.

Как показывает практика, колонны обсадных труб разрываются в нарезанной части или в сечении, ослабленном дефектами металла. Часто разрыв колонны выражается в виде расстройства муфтового соединения, характеризующегося развитием в нем поперечных (уменьшающих диаметр) и продольных (увеличивающих шаг нарезки) деформаций, приводящих к выскальзыванию трубы из муфты.

Чтобы предупредить разрыв спускаемой в скважину колонны, необходимо рассчитать величину предельного усилия, могущего вызвать расстройство муфтового соединения или разрыв по телу трубы. Соответственно найденному расчетом усилию подбирают такую толщину стенок трубы, которая обеспечила бы безопасный спуск колонны в скважину. Некоторые проектировщики предусматривают возможность затяжек или прихвата колонны в процессе спуска и увеличивают разрывающее усилие на величину «коэффициента прихвата» (например,  $n = 1,2$ ).

Для расчета резьбовых соединений обсадных труб на прочность при действии осевого растягивающего усилия у нас применяется формула Ф. И. Яковлева.

Помимо формулы Яковлева, существуют еще сходные с нею формулы других авторов: П. П. Шумилова, Г. Томаса и фирмы «Ман-несман-Ротенверке».

Кроме того, применяются формулы для расчета сварных соединений и на разрыв по телу трубы.

# Формула Ф. И. Яковлева

$$Q_{\text{стр}} = \frac{\pi D_{\text{ср}} \delta \sigma_p}{1 + \frac{D_{\text{ср}}}{2l} \operatorname{ctg} (\alpha + \varphi)}, \quad (42)$$

где  $Q_{\text{стр}}$  — усилие, при котором происходит страгивание резьбового соединения, в  $\kappa\Gamma$ ;

$D_{\text{ср}}$  — средний диаметр резьбы по первой полной нитке, находящейся в зацеплении, в  $\text{см}$  (см. рис. 49);

$\delta$  — толщина стенки трубы по впадине первой полной нитки резьбы, находящейся в зацеплении, в  $\text{см}$ ;

$\sigma_p$  — предел пропорциональности металла трубы (обычно заменяется пределом текучести), в  $\kappa\Gamma/\text{см}^2$ ;

$l$  — «работающая» длина резьбы до нитки с полным профилем (до основной плоскости) в  $\text{см}$ ;

$\alpha$  — угол, составленный направлением опорной поверхности резьбы и осью трубы;

$\varphi$  — угол трения металла о металл, принимаемый обычно равным  $18^\circ$ .

## Формула П. П. Шумилова

$$Q_{\text{стр}} = \frac{\pi D_{\text{ср}} \delta \sigma_p}{1 + \eta \frac{D_{\text{ср}}}{2l} \operatorname{ctg} (\alpha + \varphi)}, \quad (43)$$

где  $\eta$  — коэффициент разгрузки, равный:

$$\eta = \frac{\delta}{\delta_1 + \delta},$$

здесь  $\delta_1$  — толщина стенки трубки в непарезанной части.

## Формула Г. Томаса:

$$Q_{\text{рас}} = \frac{2\pi D \delta \sigma_s}{1 + \frac{D}{l} \operatorname{ctg} (\alpha + \varphi)}, \quad (44)$$

где  $Q_{\text{рас}}$  — усилие, расстраивающее муфтовое соединение, в  $\kappa\Gamma$ ;

$D_{\text{ср}}$  — средний диаметр трубы посредине длины нарезки с полным профилем резьбы в  $\text{см}$ ;

$\delta$  — средняя толщина стенки посредине длины резьбы с полным профилем, взятая до половины высоты витка.

## Формула фирмы «Маннесман-Ротенверке»

$$Q_{\text{рас}} = \frac{\pi D \delta \sigma_s}{0,4 + 1,33 \frac{D}{l} \operatorname{ctg} (\alpha + \varphi)}. \quad (45)$$

Приведенные формулы имеют одинаковую структуру, но значительно отличаются результатами, что следует учитывать при пользовании ими.

Формулы Ф. И. Яковлева и П. П. Шумилова рекомендуются для определения так называемой страгивающей нагрузки в муфтовом

соединении обсадных труб, т. е. нагрузки, при которой в зоне первых рабочих витков трубы появляются остаточные деформации.

Для определения усилия, расстраивающего муфтовое резьбовое соединение и соответствующего выходу трубы из муфтового соединения, рекомендуются формулы Томаса и фирмы «Маннесман-Ротенверке». Расчетное сечение в обеих формулах одинаково, но в формуле фирмы «Маннесман-Ротенверке» оно скорректировано введением опытных коэффициентов.

Наибольшим значением предельной нагрузки  $Q_{рас}$  характеризуются формулы фирмы «Маннесман-Ротенверке» и Томаса. Меньшую величину  $Q_{стр}$  дает формула Шумилова, еще меньшую — формула Яковлева. Экспериментальные исследования, выполненные АзНИИ на натурных трубах, показали, что иногда эти формулы дают расхождение с экспериментальными данными до 40%. Опыты Орлова, проведенные на моделях муфтовых соединений, показали, что более близка к экспериментальным данным формула Шумилова; результаты расчета по формуле Томаса по сравнению с экспериментальными занижены на 12%.

При исследовании муфтовых резьбовых соединений обсадных труб установлено, что рассматривать в теле трубы только радиальное и осевое напряжения недостаточно, так как при выходе трубы из резьбы муфтового соединения срезаются и изгибаются вершины витков резьбы. После деформации витки резьбы имеют форму, ясно указывающую на то, что при выходе из резьбы муфтового соединения происходит прогиб стенок трубы в зоне первых витков, находящихся в зацеплении. Кроме того, величина угла трения  $\varphi$ , входящая во все приведенные выше расчетные формулы, полностью не обоснована.

В опытах Ф. И. Яковлева угол трения  $\varphi$  для смазанных поверхностей составлял  $8^{\circ}20'$  (коэффициент трения  $\psi = 0,145$ ) и для несмазанных поверхностей он равнялся  $10^{\circ}$  ( $\psi = 0,176$ ). По мнению некоторых исследователей, принятое Ф. И. Яковлевым при изучении трения удельное давление (около  $5 \text{ кг/см}^2$ ) значительно меньше фактического, создающегося при свинчивании натурных обсадных труб.

На основании экспериментальных данных Д. Ю. Мочернюка [20] величина коэффициента трения на поверхности остроугольной оцинкованной резьбы муфтового соединения  $\psi_0$  при свинчивании 168-мм труб составляет в среднем 0,114, что соответствует углу трения  $\varphi$ , равному  $6^{\circ}30'$ . Величина коэффициента трения для ровной поверхности контакта оцинкованной резьбы  $\psi$ , который входит во все расчетные формулы, составляет в среднем 0,059, что соответствует углу трения  $\varphi$ , равному  $3^{\circ}25'$ . Резьба при свинчивании смазывалась суриком, разведенным на олифе.

В настоящее время для формулы Яковлева принято брать угол трения  $\varphi$ , равный  $18^{\circ}$ , вместо  $8^{\circ}20'$ . Это объясняют тем, что вследствие завышения значения угла трения результаты расчетов по этой формуле приближаются к экспериментальным. Угол трения, равный  $18^{\circ}$ , рекомендует и Томас для своей формулы. Есть основание

полагать, что принятием угла трения  $18^\circ$  в известной степени учитывается и поправка на эксперимент. Исходя из этого, а также из того, что тангенциальные напряжения в зоне первых рабочих витков, находящихся в зацеплении, незначительны и ими можно пренебречь, формулу (42) Яковлева можно представить в упрощенном виде

$$Q_{\text{стр}} = \pi D_{\text{ср}} \delta \sigma_p. \quad (46)$$

При сопоставлении экспериментальных данных с данными, полученными по расчетным формулам, установлено, что результаты расчета по формуле (42) Яковлева занижены по сравнению с экспериментальными на 26%, по формуле (43) Шумилова — на 18,5%, а по формуле (44) Томаса — на 3%, в то время как результаты расчета по формуле (45) фирмы «Маннесман-Ротенверке» выше экспериментальных на 2% (при расчетах по указанным выше формулам угол трения  $\phi$  принимался равным  $18^\circ$ ). Результаты расчета по формуле (46) ниже эксперимента на 7,1%.

Расчет трубы по ненарезанной части или, как говорят, по телу трубы производят по формуле

$$P_{\text{раз}} = \frac{\pi (D^2 - d_{\text{вн}}^2) \sigma_s}{4}, \quad (47)$$

где  $d_{\text{вн}}$  — внутренний диаметр трубы.

Обычно этот расчет ведут по ослабленной дефектами в металле стенке или по корню витка полной нарезки трубы.

Расчет сварных соединений. Расчет сварных соединений на разрыв ведется по сварному шву по следующим формулам.

1. Для стыкосварного соединения (см. рис. 29, а)

$$P = R'_z F = \pi D_{\text{ср}} \delta R'_z, \quad (48)$$

где  $R'_z$  — допустимое напряжение на разрыв для сварного шва в  $\text{кг/см}^2$ ,

$$R'_z = 0,9 R_z,$$

здесь  $R_z$  — допустимое напряжение на разрыв для основного металла в  $\text{кг/см}^2$ ;

$D_{\text{ср}}$  — средний диаметр шва в см.

Для контактной сварки с утолщением стенок в месте стыка торцов свариваемых труб коэффициент при  $R_z$  равен единице.

2. Для муфтысварного или раструбного соединения (см. рис. 29, б, в, г)

$$P = R'_z F = \pi D'_{\text{ср}} h R'_z, \quad (49)$$

где  $h$  — расчетная толщина валикового шва,

$$h = \delta \sin 45^\circ = 0,7 \delta.$$

## МЕРОПРИЯТИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ОБСАДНЫХ ТРУБ

Прочная конструкция колонны, собранной из обсадных труб по ГОСТ 632—57, обладает все же большим недостатком — отсутствием герметичности в резьбовых соединениях. Особенно резко этот недостаток проявляется в газовых скважинах, в которых без применения средств, повышающих герметичность стандартных труб, недопустимо их использование, так как это может привести к большим потерям газа, грифонам, а нередко и к пожарам.

Резьбовое соединение обсадных труб (ГОСТ 632—57) относится к типу безупорных соединений, у которых сопряжение резьбы происходит только по боковым сторонам профиля. Верхние и нижние скругленные части профиля трубы и муфты не прилегают друг к другу и образуют сквозной винтовой канал.

Герметичность муфтовых соединений обсадных труб достигается плотным прилеганием витков резьбы по боковым сторонам профиля после закрепления ее машинными ключами. При этом предполагается, что винтовой канал между вершинами и впадинами витков резьбы должен быть заполнен смазкой.

Таким образом, герметичность соединения обсадных труб зависит от размеров и формы винтового канала и от свойств смазки, заполняющей этот канал. Кроме того, на герметичность конического резьбового соединения влияют следующие факторы: а) точность выполнения нарезки резьбы муфты и трубы; б) длина рабочей части резьбы; в) величина натяга при свинчивании; г) способ испытания резьбового соединения наружным или внутренним давлением при наличии или отсутствии осевого растяжения во время испытания; д) вязкость агента испытания резьбовых соединений на герметичность под давлением (жидкости или газа); е) продолжительность испытания (время выдержки под нагрузкой или давлением).

Графитная смазка, применяемая заводами для смазки резьбовых соединений при свинчивании муфт с трубами, не удовлетворяет требованиям ГОСТ 632—57; из серии полученных нами данных при испытании 146—168-мм обсадных труб лишь единичные свидетельства о том, что соединения выдержали давление  $200 \text{ кг/см}^2$ .

Результаты испытаний резьбовых соединений с применением силиконовой смазки Р-2 завода им. Шаумяна показывают, что все испытанные соединения выдержали требуемое ГОСТ внутреннее давление  $200 \text{ кг/см}^2$  и в единичных случаях превышали это давление. Однако превышение давления против предусмотренного ГОСТ невелико. Были произведены испытания зарубежных уплотнительных смазок, в частности американских Houghto — Joint № 1 и 2. Наша отечественная смазка Р-2 не уступает этим смазкам по качеству.

Тем не менее резьбовое соединение с любой из испытанных силиконовых смазок не может удовлетворять более жестким требованиям крепления скважин с высоким пластовым давлением, например для

условий Битковского, Шебелинского, Долинского и других месторождений, где давление газа достигает  $250\text{--}320 \text{ кг/см}^2$  [26].

Отсутствие требуемой высокой герметичности соединений (ГОСТ 632—57), смазанных силиконовой смазкой, не дает возможности создавать внутреннее давление, которое способны выдерживать трубы. Сказанное хорошо подтверждается данными испытаний труб, изготовленных из стали марки Е. Герметичность в соединениях, выполненных из стали марки Е, нарушалась так же, как и в соединениях из стали марки Д, при давлении, меньшем  $300 \text{ кг/см}^2$ , вместо  $900 \text{ кг/см}^2$ , которые могут выдерживать трубы из этой стали. Отсюда можно видеть, что существующие смазки и конструкция резьбового соединения обесценивают прочность труб, изготовленных из высокопрочных сталей.

Сделанные выводы обусловили поиски других путей доведения герметичности до требуемого предела. Таких путей оказалось два: первый — использование твердеющих составов, которые после нанесения на резьбу и свинчивания дают герметичные, неразъемные соединения; второй — нанесение на определенную часть резьбы муфты слоя из легкосплавного металла или сплава.

### ВЛИЯНИЕ ОСЕВОГО РАСТЯЖЕНИЯ НА СОПРОТИВЛЯЕМОСТЬ ОБСАДНЫХ ТРУБ

При спуске и установке в скважине колонна обсадных труб, помимо гидростатического давления, подвергается воздействию сил собственного веса.

На рис. 43 представлена схема изменения напряжений, возникающих в висящей колонне  $AD$  от растяжения (треугольник  $ABD$ ), обусловленного собственным весом колонны и убывающего от устья скважины к забою, а также от смятия (треугольник  $ADC$ ), вызванного наружным давлением столба жидкости и возрастающего от устья скважины к забою.

Из рис. 43 видно, что наибольшее напряжение от совместного осевого растяжения и радиального сжатия (смятия) может быть в средней части колонны в точке  $M$  пересечения прямых  $AC$  и  $BD$ . В нижнем конце колонна будет подвергаться воздействию в основном сминающего усилия, тогда как в верхнем — растягивающего. На обоих концах колонны указанные усилия будут иметь максимальные величины. В интервале с центром в точке  $M$  колонна подвергается максимальному суммарному воздействию осевых и радиальных усилий.

Выполненные нами эксперименты показывают, что наложение осевого растягивающего усилия на сжимаемую в радиальном направлении колонну оказывает влияние на величину сминающего давления, снижает его, в то время как наложение сжимающих усилий такого влияния почти не оказывает.

Величина снижения сминающего давления зависит от толщины стенок, диаметра и величины напряжения в теле трубы, вызван-

ного растягивающим усилием. Так, например, 168-мм труба с толщиной стенки 12 мм была сплющена на стенде при давлении 540 кг/см<sup>2</sup>, а при одновременном осевом растяжении, когда в сечении трубы появились остаточные деформации, — при давлении 477 кг/см<sup>2</sup>. Обсадная труба этого же диаметра с толщиной стенки 7 мм была сплющена при давлении 250 кг/см<sup>2</sup>, а при одновременном осевом нагружении (также с развитием напряжения в стенках трубы, равного пределу текучести) испытываемая труба была сплющена при наружном давлении 130 кг/см<sup>2</sup>. Таким образом, одновременно действующее растягивающее усилие на

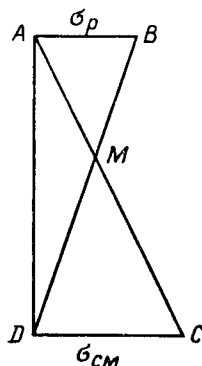


Рис. 43. График изменения напряжений в колонне от растягивающей и сминающей нагрузок.

46 % снизило сопротивляемость трубы смятию наружным давлением [10].

Приведенные результаты испытания на совместное нагружение труб указывают на необходимость учета при расчете обсадных колонн влияния осевого растяжения. Влияние осевого растяжения на сопротивляемость труб смятию можно учесть путем введения в расчетные формулы экспериментального коэффициента  $z$ .

После математической обработки экспериментальных данных, характеризующих зависимость степени снижения сминающего давления от растягивающего усилия для труб диаметром 146 и 168 мм, нами были получены общие эмпирические формулы

$$\text{при } k < 0,06 \quad z = \frac{85,7}{8^{2,6} D^{3,2}}; \quad (50)$$

$$\text{при } k > 0,06 \quad z = \frac{676,7}{8^{2,4} D^{3,2}}. \quad (51)$$

Так как применение формул (50) и (51) из-за дробных степеней затруднено, величину  $z$ , необходимую для расчета ходовых типовых труб на совместное нагружение, можно брать из табл. 25.

Значение коэффициента  $z$  для  $Q = 1$  T

D, см	δ, см	Значение $z$ для сталей марок	
		Д	Е
14,6	0,6	0,682	0,571
	0,7	0,457	0,367
	0,8	0,323	0,252
	0,9	0,165	0,125
	1,0	0,128	0,095
	1,1	0,102	0,074
	1,2	0,083	0,059
16,8	0,6	0,492	0,434
	0,7	0,330	0,278
	0,8	0,233	0,189
	0,9	0,171	0,134
	1,0	0,081	0,062
	1,1	0,065	0,048
	1,2	0,053	0,039
	1,3	0,043	0,031
	1,4	0,036	0,026

Для стали марки Е значение величины коэффициента  $z$  определялось по уравнению

$$z^E = \frac{p_{cm}^D}{p_{cm}^E} z^D. \quad (52)$$

По аналогичной формуле определяется значение  $z$  для сталей марки Л и М.

Сущность метода расчета обсадных колонн на двухосное нагружение наружным гидростатическим давлением и осевым растяжением заключается (при сохранении существующей схемы расчета колонн) во введении в формулу для определения допустимой глубины спуска секций обсадных колонн из труб со стенками толщиной  $\delta$  коэффициента  $z$ , учитывающего влияние растягивающего усилия на сопротивляемость труб. Расчет ведется по секциям снизу вверх.

Допустимая глубина спуска любой секции может быть найдена из следующих уравнений:

при полном опорожнении колонны

$$\frac{H_n \gamma_p a_1}{10} = p_n \left( 1 - 0,01 z_n \sum_0^{n-1} Q_i \right); \quad (53)$$

при неполном опорожнении колонны

$$\frac{a_1}{10} \left[ H_n \gamma_p - (H_n - H_y) \gamma_n \right] = p_n \left( 1 - 0,01 z_n \sum_0^{n-1} Q_i \right), \quad (54)$$

где  $a_1$  — запас прочности;

$H_n$  — глубина спуска  $n$ -й секции в м;

$\gamma_p$  — удельный вес глинистого раствора в  $T/м^3$ ;

$H_y$  — глубина уровня проверяемого сечения секции в м;

$\gamma_n$  — удельный вес нефти в  $T/м^3$ ;

$p_n$  — сминающее давление для труб  $n$ -й секции в  $кг/см^2$ ;

$z_n$  — коэффициент, учитывающий снижение сминающего давления от растягивающей нагрузки в 1  $T$  для труб  $n$ -й секции;

$\sum_0^{n-1} Q_i$  — растягивающая нагрузка, создаваемая весом секций, ниже расположенных секций в  $T$ ;

$$\sum_0^{n-1} Q_i = Q_1 + Q_2 + \dots + Q_{n-2} + (H_{n-1} - H_n) q_{n-1}, \quad (55)$$

где  $q_n$  — вес 1 м труб, из которых составлена  $n$ -я секция.

Заменяя  $\sum_0^{n-1} Q_i$  уравнением (55) и решая уравнения (53) и (54) относительно  $H_n$ , получаем для полного опорожнения колонны

$$H_n = \frac{1 - (Q_1 + Q_2 + \dots + Q_{n-2} + H_{n-1} q_{n-1}) 0,01 z_n}{\frac{\gamma_p a_1}{10 p_n} - q_{n-1} \cdot 0,01 z_n}; \quad (56)$$

для неполного опорожнения колонны

$$H'_n = \frac{1 - (Q_1 + Q_2 + \dots + Q_{n-2} + H_{n-1} q_{n-1}) 0,01 z_n - \frac{H_y \gamma_n a'_1}{10 p_n}}{\frac{(\gamma_p - \gamma_n) a'_1}{10 p_n} - q_{n-1} \cdot 0,01 z_n}. \quad (57)$$

Для удобства расчетов формулы (56) и (57) могут быть представлены в следующем виде

$$H_n = \frac{100 - (Q_1 + Q_2 + \dots + Q_{n-2} + H_{n-1} q_{n-1}) z_n}{\frac{10 \gamma_p a'_1}{p_n} - q_{n-1} z_n}; \quad (56a)$$

$$H'_n = \frac{100 - (Q_1 + Q_2 + \dots + Q_{n-2} + H_{n-1} q_{n-1}) z_n - \frac{10 H_y \gamma_n a'_1}{p_n}}{\frac{10 (\gamma_p - \gamma_n) a'_1}{p_n} - q_{n-1} z_n}. \quad (57a)$$

Как уже указывалось, по существующей методике расчета обсадных труб снижение сопротивления смятию наружным давлением, обусловленное осевым растяжением, не учитывается. Поэтому,

чтобы предотвратить поломки обсадных колонн, рекомендуется рассчитывать их на двухосное нагружение<sup>1</sup>.

Попытка учесть влияние осевого растяжения путем увеличения коэффициента запаса до 1,25 для средней части колонны, как указывается в учебнике [29], не обоснована.

При расчете колонны на двухосное нагружение ее вес (по сравнению с расчетами по существующей методике) несколько увеличивается (до 1,5—3%), но при этом обеспечивается сохранение запасов прочности. В то же время при расчете колонны без учета влияния осевого растяжения на сопротивляемость труб смятию наружным давлением запасы прочности нижних секций снижаются до величины, меньшей единицы.

---

---

<sup>1</sup> В случае разгрузки колонны на величину веса зацементированной нижней ее части на двухосное нагружение рассчитываются трубы, находящиеся выше цементного кольца до границы, от которой берут начало секции труб, рассчитываемые на срагивание.

## Глава VII

### ✓ РАСЧЕТ ОБСАДНЫХ ТРУБ НА ВНУТРЕННЕЕ ДАВЛЕНИЕ

При прокачке глинистого или цементного раствора в скважину, а также в случае фонтанирования газа или нефти стенки колонны обсадных труб подвергаются нагружению от внутреннего давления.

Формула Ляме дает возможность определить величину напряжения в стенках трубы, подверженной действию равномерного внутреннего давления. Для случая, когда имеется внутреннее давление, величина напряжения на внутренней поверхности трубы по формуле Ляме будет

$$\sigma_1 = P_{\text{вн}} \frac{R^2 + r^2}{R^2 - r^2}, \quad (58)$$

где  $\sigma_1$  — растягивающее напряжение на внутренней поверхности трубы в  $\kappa\Gamma/\text{см}^2$ ;

$p$  — внутреннее давление в  $\kappa\Gamma/\text{см}^2$ .

Величина напряжения на внешней поверхности трубы определяется уравнением

$$\sigma_1^1 = 2p_{\text{вн}} \frac{r^2}{R^2 - r^2}. \quad (59)$$

Воспользуемся равенством для тонкостенных труб:

$$R^2 + r^2 \approx 2r^2 \approx \frac{d_{\text{вн}}^2}{2},$$

$$R - r = \delta; \quad R + r \approx 2R.$$

Подставив эти выражения в формулу (58) для определения величины напряжения на внутренней поверхности трубы, подверженной только внутреннему давлению, получим:

$$\sigma = \frac{R^2 + r^2}{R^2 - r^2} p_{\text{вн}} = \frac{p_{\text{вн}} d_{\text{вн}}}{2\delta} = \frac{p_{\text{вн}} r}{\delta}, \quad (60)$$

где  $d_{\text{вн}}$  — внутренний диаметр трубы.

Формула (60), называемая формулой Мариотта, выведена при некотором пренебрежении более точным значением толщины стенки,

вследствие чего полученная при ее помощи величина напряжения будет меньше действительной. Другая такая же формула, в которой внутренний диаметр трубы заменен наружным, носит название формулы Барлоу:

$$\sigma = \frac{p_{\text{вн}} D}{2\delta} . \quad (61)$$

Поскольку в формуле Барлоу взят наружный диаметр, величина напряжения, полученная по этой формуле, будет увеличенной.

Формулы (60) и (61) показывают, что напряжения в теле трубы прямо пропорциональны величине давления, диаметру и обратно пропорциональны толщине стенки. Согласно же основной формуле Ляме, выведенной точным методом теории упругости, напряжения в стенках трубы распределяются неравномерно: максимальные — на внутренней поверхности, минимальные — на внешней.

**П р и м е р.** Определить величину напряжения, возникающего в 146-мм обсадной трубе на внутренней поверхности стенки толщиной 1 см при избыточном внутреннем давлении 250 кг/см<sup>2</sup>. По формуле Ляме

$$\sigma_1 = p_{\text{вн}} \frac{R^2 + r^2}{R^2 - r^2} = \frac{92,98 \cdot 250}{13,6} = 1709 \text{ кг/см}^2;$$

Мариотта

$$\sigma_1 = p_{\text{вн}} \frac{d}{2\delta} = \frac{250 \cdot 12,6}{2,1} = 1575 \text{ кг/см}^2;$$

Барлоу

$$\sigma_1 = p_{\text{вн}} \frac{D}{2\delta} = \frac{250 \cdot 14,6}{2,1} = 1825 \text{ кг/см}^2.$$

Определить величину внутреннего давления, которое может выдержать 146-мм обсадная труба марки Д толщиной стенок 10 мм

$$p = 2\sigma_s k = \frac{2\sigma_s \delta}{D} = - \frac{2 \cdot 3800 \cdot 10}{146} = 517,6 \text{ кг/см}^2.$$

В газовых скважинах величина внутреннего давления обычно больше наружного давления. В верхней части колонн, выходящей за пределы противодействия, оказываемого столбом глинистого раствора, находящегося в затрубном пространстве скважины, величина внутреннего давления наибольшая и равна

$$p = 2\sigma_s k = \frac{2\sigma_s \delta}{D} . \quad (61a)$$

Ниже этого участка величину внутреннего давления определяют по разности между внутренним и наружным давлением, называемым избыточным или расчетным давлением.

На практике величина внутреннего давления газа определяется манометром, установленным на устье скважины. Если же имеется измеренное глубинным манометром пластовое давление, то последнее принимается за расчетное.

При определении величины расчетного внутреннего давления в эксплуатационной колонне нагнетательной скважины исходят из величины нагнетательного давления. Диаметр эксплуатационной колонны в нагнетательной скважине выбирается в зависимости от количества нагнетаемой жидкости и давления, которые могут быть по величине весьма значительными, тогда как диаметр эксплуатационной колонны нефтяной скважины ограничен естественным притоком нефти к забою, который уменьшается с увеличением времени разработки данного месторождения.

Расчет обсадных колонн на внутреннее давление производится после создания конструкции колонны на основании расчетов на смятие и растяжение. Этот расчет является проверочным и производится только для наиболее ослабленного сечения колонны (по минимальной толщине стенки) и в наиболее нагруженной части колонны — у устья.

Фактическое избыточное внутреннее давление на любой глубине для газовой скважины (с учетом противодействия столба раствора в затрубном пространстве) будет

$$P_{\Phi} = p_{\text{вн}} - \frac{\gamma_p h_{\text{доп}}}{10}, \quad (62)$$

где  $\gamma_p$  — удельный вес глинистого раствора в затрубном пространстве;

$h_{\text{доп}}$  — минимально допустимая глубина установки труб с данной толщиной стенок.

Для обеспечения необходимого запаса прочности на внутреннее давление необходимо, чтобы

$$P_{\Phi} \leq \frac{P_{\text{доп}}}{a'}, \quad (63)$$

где  $P_{\text{доп}}$  — допустимое внутреннее давление на трубы по формуле Барлоу (61);

$a'$  — запас прочности на внутреннее давление, принимаемый равным 1,5 — 2.

Решая уравнения (62) и (61а) совместно относительно  $h_{\text{доп}}$ , получаем

$$h_{\text{доп}} = \left( p_{\text{вн}} - \frac{2\delta\sigma_s}{Da'} \right) \frac{10}{\gamma_p}. \quad (64)$$

Для нефтяных скважин необходимо учесть противодействие столба нефти в колонне. В этом случае

$$h_{\text{доп}} = \left( p_{\text{вн}} - \frac{2\delta\sigma_s}{Da'} \cdot \frac{L\gamma_n}{10} \right) \frac{10}{\gamma_p - \gamma_n}, \quad (65)$$

где  $L$  — глубина уровня нефти в эксплуатационной колонне.

Если полученная величина по формуле (64) или (65) окажется меньше фактической глубины установки труб  $h_{\Phi}$ , то это означает,

что трубы выдерживают внутреннее давление с превышением требуемого запаса прочности. Когда  $h_{\text{доп}} > h_{\text{ф}}$ , глубина установки труб определяется этой вновь рассчитанной величиной, и конструкция колонны должна быть соответственно изменена.

При освоении скважин, проведении гидроразрывов и изоляционных работ, связанных с применением высокого давления в обсадных колоннах, необходимо определять для них допускаемое давление. В таком случае внутреннее допускаемое давление следует определять в зависимости от конструкции скважины и способа обвязки устья по формулам, предложенным В. И. Григорьевым, Н. А. Сидоровым и А. Е. Сарояном [7, 24].

На рис. 44 приведены схемы часто встречающихся на практике обвязок устья одно- и двухколонных конструкций скважин, на которых  $l_1$ ,  $l_2$ ,  $l_3$  — длина незацементированных участков соответственно эксплуатационной, промежуточной колонны и кондуктора;  $F_1$ ,  $F_2$ ,  $F_3$  — соответственно площади поперечных сечений этих колонн.

Внутреннее давление в эксплуатационной колонне при закрепленных ее концах вызовет дополнительные усилия, допускаемая величина которых определяется из выражения [24]

$$Q = \frac{Q_{\text{стр}}}{a''} - Q_{\text{н}} + P, \quad (66)$$

где  $Q_{\text{стр}}$  — страгивающая нагрузка;

$Q_{\text{н}}$  — натяжение колонны;

$P$  — осевое усилие, возникающее в колонне под действием разности удельных весов жидкости внутри и вне эксплуатационной колонны;

$a''$  — запас прочности.

Для случая *а* и *б* (когда кондуктор зацементирован до устья) величина  $P$  может быть определена по формуле

$$P = \frac{\mu\pi}{4} d_{\text{вн}}^2 l (\gamma_{\text{з}} - \gamma_{\text{к}}), \quad (67)$$

где  $\gamma_{\text{з}}$ ,  $\gamma_{\text{к}}$  — величина удельного веса жидкости соответственно за эксплуатационной колонной и внутри нее.

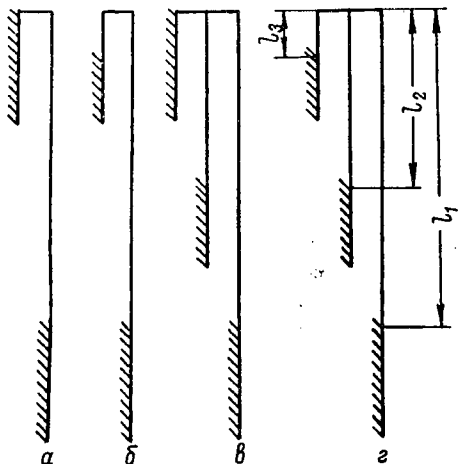


Рис. 44. Схемы обвязок устья конструкций скважин.

Величина допускаемого внутреннего давления в колонне будет

$$P_{\text{доп}} = \frac{2Q}{\mu l d_{\text{вн}}^2}. \quad (68)$$

Для случая в, когда кондуктор зацементирован до устья и деформируются обе колонны,

$$P = \frac{\pi \mu d_{\text{вн}}^2 l_1 (\gamma_3 - \gamma_n)}{4F_1 \left( \frac{l_1}{F_1} + \frac{l_3}{F_3} \right)}; \quad (69)$$

и внутреннее допускаемое давление

$$P_{\text{доп}} = \frac{4Q \left( \frac{l_3}{l_1} + 2\mu \frac{F_2}{F_1} \right)}{\pi d_{\text{вн}}^2 \left( \frac{l_3}{l_1} + 2\mu \frac{F_2}{F_1} \right)}. \quad (70)$$

Для случая г, когда свободный участок  $l_3$  кондуктора приводит к совместной деформации трех колонн,

$$P = \frac{\pi \mu l_1^2 d_{\text{вн}}^2 (\gamma_3 - \gamma_n) \left( \frac{l_2}{l_3} + \frac{F_2}{F_3} \right)}{4Q \left( \frac{l_1 l_2}{l_3} + \frac{l_1 F_2}{F_3} + \frac{l_2 F_1}{F_3} \right)}; \quad (71)$$

и внутреннее допускаемое давление

$$P_{\text{доп}} = \frac{4Q \left( \frac{l_1 l_2}{l_3} + \frac{l_1 F_2}{F_3} + \frac{l_2 F_1}{F_3} \right)}{\pi d_{\text{вн}}^2 \left[ \frac{l_2 F_1}{F_3} + 2\mu l_1 \left( \frac{l_2}{l_3} + \frac{F_2}{F_3} \right) \right]}. \quad (72)$$

### ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ И ВНУТРЕННЕГО ДАВЛЕНИЯ НА ПРОЧНОСТЬ КОЛОНН ОБСАДНЫХ ТРУБ

Как было отмечено ранее, с увеличением глубины нефтяных и газовых скважин повышается температура пород в соответствии с геотермическим градиентом. В некоторых пробуренных скважинах температура достигала 130—150° С и выше. Такие температуры отмечены в скважинах Ставрополя, Кубани, на разведочной площади Залуж (Западная Украина) и в других районах.

С повышением температуры пород становятся более ощутимыми температурные изменения в колонне при эксплуатации скважин, что может привести к появлению значительных дополнительных напряжений в колонне.

Так, в процессе фонтанной эксплуатации жидкость и газ, имеющие высокую температуру, нагревают колонну. Поскольку последняя закреплена на устье и у цементного кольца, и возможность

перемещения концов колонны при температурном расширении исключена, в ней возникнут силы сжатия. Эти силы могут привести к потере устойчивости колонны на некотором участке выше цементного кольца.

В результате продольного изгиба, особенно при наличии на данном участке каверн, в месте изгиба могут появиться значительные напряжения и нарушится герметичность резьбового соединения.

Если в эксплуатационных скважинах колонна в период эксплуатации нагревается, то в нагнетательных скважинах происходит обратное явление — при закачке воды в пласт колонна охлаждается, что связано с появлением в ней дополнительных растягивающих усилий, которые могут вызвать ее разрыв.

Поэтому необходимо производить расчет с учетом возможных изменений теплового режима скважины. Такой расчет позволит выбрать соответствующее натяжение колонны во время обвязки устья скважины, что исключит или сведет к минимуму вредное влияние температурных изменений.

В работе [11], а также в работах других авторов излагается методика определения напряжения, возникающего в результате температурного воздействия на вертикальные стержни и обсадные трубы.

С некоторыми изменениями ниже приводится эта методика и пример расчета колонны обсадных труб диаметром 146 мм, подверженной температурному воздействию в скважине.

Напряжение, возникающее вследствие температурных изменений, определяется по формуле

$$\sigma = E \varepsilon = E \alpha \Delta t, \quad (73)$$

где  $E$  — модуль упругости материала труб;

$\varepsilon$  — относительное удлинение (или укорочение) колонны;

$\alpha$  — коэффициент линейного расширения при нагреве на  $1^\circ\text{C}$ ;

$\Delta$  — среднее изменение температуры при нагреве или охлаждении колонны.

Соответствующая этому напряжению нагрузка:

$$P = EF \alpha \Delta t, \quad (74)$$

где  $F$  — площадь поперечного сечения металла труб.

Сила  $P$  будет сжимающей при нагреве колонны и растягивающей при ее охлаждении.

Если  $q$  — вес 1 м трубы в кг;  $\gamma$  — удельный вес стали, равный  $0,0078 \text{ кг/см}^3$ ;  $E = 2,15 \cdot 10^6 \text{ кг/см}^2$  и  $\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$ , то

$$F = \frac{q}{100\gamma}$$

и

$$P = \frac{2,15 \cdot 10^6 \cdot 12 \cdot 10^{-6} q \Delta t}{0,0078 \cdot 100} = 33q \Delta t. \quad (75)$$

При достижении осевой сжимающей силы  $P$  критической величины на участке  $l_0$  (выше уровня цементного кольца) может произойти потеря устойчивости колонны в форме изгиба. Величины  $P$  и  $l_0$  можно определить из выражений

$$P = \frac{4\pi^2 EJ}{l_0^2} + \frac{1}{2}ql_0, \quad (76)$$

$$l_0 = \sqrt{\frac{16\pi^2 EJ}{q}}, \quad (77)$$

где  $J$  — момент инерции трубы.

Чтобы предотвратить изгиб колонны в этом месте, необходимо дать ей предварительную натяжку с силой

$$Q_n \geq Q + P, \quad (78)$$

где  $Q$  — вес незацементированного участка колонны;

$P$  — усилие, определяемое из выражения (74).

При определении величины натяжки  $Q_n$  должно быть соблюдено условие

$$Q_n \leq (Q_{\text{стр}})_{\text{доп}},$$

где  $(Q_{\text{стр}})_{\text{доп}}$  — допускаемая нагрузка на страгивание резьбового соединения.

Другим фактором, влияющим на напряженное состояние колонны в процессе ее эксплуатации, является изменение величины внутреннего давления. Избыточное внутреннее давление может возникнуть при воздействии на колонну газа или столба жидкости, а также при ремонтных работах.

При наличии избыточного внутреннего давления в колонне появляется тангенциальное напряжение  $\sigma_t$ , среднее значение которого определится по формуле

$$\sigma_t = \frac{p_v d}{2\delta}, \quad (79)$$

где  $p_v$  — избыточное внутреннее давление в  $\text{кг/см}^2$ ;

$d$  — внутренний диаметр трубы в  $\text{см}$ ;

$\delta$  — толщина стенки трубы в  $\text{см}$ .

При этом в зацементированной внизу и закрепленной у устья колонне возникает дополнительное осевое напряжение растяжения  $\sigma_d$ , равное

$$\sigma_d = \frac{p_v d}{2\delta} \mu, \quad (80)$$

где  $\mu$  — коэффициент Пуассона.

Тогда соответствующее дополнительное осевое усилие будет:

$$P_d = \sigma_d F = \frac{p_v d F}{2\delta} \mu. \quad (81)$$

Приняв  $\mu = 0,3$  и  $F = \frac{q}{100\gamma}$ , получим

$$P_d = \frac{0,3 p_v dq}{0,0078 \cdot 100 \cdot 2\delta} = 0,19 p_v \frac{dq}{\delta}. \quad (82)$$

При нахождении осевого усилия  $P_d$  значение  $p_v$  следует определить по формуле

$$p_v = p_y + \frac{\gamma_k - \gamma_3}{20} (L - L_0), \quad (83)$$

где  $p_y$  — давление на устье в  $\kappa\Gamma/\text{см}^2$ ;

$\gamma_k$  — удельный вес жидкости в колонне в  $\Gamma/\text{см}^3$ ;

$\gamma_3$  — удельный вес жидкости в затрубном пространстве в  $\Gamma/\text{см}^3$ ;

$L$  — длина колонны обсадных труб в  $\text{м}$ ;

$L_0$  — высота цементного кольца от забоя в  $\text{м}$ .

При равенстве удельных весов жидкости в колонне и в затрубном пространстве будем иметь

$$P_{d_1} = 0,19 p_y \frac{dq}{\delta}. \quad (84)$$

Когда давление на устье скважины отсутствует, а удельные веса жидкости в колонне и в затрубном пространстве отличны друг от друга, осевая сила будет

$$P_{d_2} = 0,19 \frac{\gamma_k - \gamma_3}{20} (L - L_0) \frac{dq}{\delta}. \quad (85)$$

Если  $\gamma_3 > \gamma_k$ , то  $P_{d_2}$  окажется сжимающей силой.

Максимальная величина внутреннего давления  $p_{v(\text{max})}$  не должна превышать допустимого значения, определяемого по формуле Барлоу

$$p_{v(\text{max})} = \frac{2[\sigma]\delta}{D_n}, \quad (86)$$

где  $[\sigma]$  — допустимое напряжение растяжения в  $\kappa\Gamma/\text{см}^2$ ;

$D_n$  — наружный диаметр трубы в  $\text{см}$ .

Общая формула для определения величины натяжки колонны при совместном воздействии на нее всех указанных факторов будет иметь вид

$$Q_n = q \left[ (L - L_0) + 33\Delta t - 0,19 p_y \frac{d_{\text{вн}}}{\delta} - 0,19 \frac{\gamma_k - \gamma_3}{20} (L - L_0) \frac{d_{\text{вн}}}{\delta} \right]. \quad (87)$$

При нагреве  $\Delta t$  величину  $Q_n$  надо брать со знаком плюс, при охлаждении — со знаком минус. При отсутствии влияния того или иного фактора соответствующий член исчезает.

Условие прочности для сечения, расположенного у устья скважины, при нагреве колонны и  $\gamma_k \geq \gamma_3$  будет

$$q[(L - L_0) + 33\Delta t] \leq (Q_{\text{стр}})_{\text{доп}}. \quad (88)$$

При  $\gamma_3 > \gamma_k$  это условие примет вид

$$q \left[ (L - L_0) + 33\Delta t - 0,19 \frac{\gamma_k - \gamma_3}{20} (L - L_0) \frac{d_{вн}}{\delta} \right] \leq (Q_{стр})_{доп}. \quad (89)$$

В уравнениях (88) и (89) исключены все отрицательные величины. При охлаждении колонны выражение  $33 \Delta t$  также должно быть исключено из указанных уравнений. Это объясняется тем, что натяжка колонны производится при обвязке устья скважины до появления дополнительных растягивающих усилий, которые затем (при возникновении) суммируются с  $Q_n$ .

Из уравнений (88) и (89) можно найти минимальную высоту подъема цементного раствора, удовлетворяющую условиям прочности.

В качестве примера определим необходимую величину натяжки колонны при условии, что глубина скважины равна 3700 м, а средняя температура нагрева составляет  $10^\circ \text{C}$ . Обсадные трубы  $146 \times 10 \text{ мм}$ ; сталь марки Е;  $Q_{стр} = 165\,000 \text{ кг}$ ;  $\gamma_k = 1,3 \text{ г/см}^3$ ;  $\gamma_m = 7,8 \text{ Г/см}^3$ ;  $L_0 = 500 \text{ м}$ .

Величину сжимающей нагрузки, возникающей у цементного кольца при нагреве колонны, определим по формуле (75)

$$P = 33q \Delta t = 33 \cdot 34,3 \cdot 10 = 11\,300 \text{ кг}.$$

Вес свободного участка колонны в жидкости

$$Q = q(L - L_0) = 34,3(3700 - 500) = 110\,000 \text{ кг}.$$

Необходимая величина натяжки согласно формуле (78) должна быть

$$Q_n = Q + P = 110\,000 + 11\,300 = 121\,300 \text{ кг},$$

чему соответствует коэффициент запаса прочности

$$a' = \frac{Q_{стр}}{Q_n} = \frac{165\,000}{121\,300} = 1,36.$$

По данным этого же примера определим наибольшее допустимое избыточное внутреннее давление в обсадной колонне, если  $\gamma_k = \gamma_3$  и при обвязке устья скважины натяжка была равна  $Q_n = q(L - L_0)$ .

Допустимую величину  $P_d$  при коэффициенте запаса прочности, равном 1,3, найдем из выражения

$$P_d = \frac{Q_{стр}}{K} - q(L - L_0) = \frac{165\,000}{1,3} - 110\,000 = 17\,000 \text{ кг}.$$

Искомое давление определится из уравнения (84).

$$P_y = \frac{P_d \delta}{0,19 d q} = \frac{17\,000 \cdot 1,0}{0,19 \cdot 12,6 \cdot 34,3} = 207 \text{ кг/см}^2.$$

Значение допустимого давления по формуле (86) при коэффициенте запаса прочности  $a' = 1,5$  будет

$$P_{в \text{ (max)}} = \frac{2 [\sigma] \delta}{a' D_H} = \frac{2 \cdot 5500 \cdot 1,0}{1,5 \cdot 14,6} \approx 500 \text{ кг/см}^2.$$

Найдем теперь высоту подъема цементного раствора  $L_0$  при следующих данных: средняя температура нагрева колонны  $\Delta t = 10^\circ$ ; разность удельных весов  $\gamma_K - \gamma_3 = -0,4 \text{ Г/см}^3$ ;  $L = 3700 \text{ м}$ ;  $d_{вн} = 12,6 \text{ см}$ ;  $\delta = 1,0 \text{ см}$ ;  $q = 34,3 \text{ кг/м}$ ;  $Q_{стр} = 165 \text{ 000 кг}$ ; коэффициент запаса 1,3.

Из уравнения (89) получим

$$\begin{aligned} L_0 &= \frac{L \left[ 1 - 0,0095 (\gamma_B - \gamma_H) \frac{d}{\delta} \right] + 33 \Delta t - \frac{Q_{стр}}{1,3 q}}{1 - 0,0095 (\gamma_K - \gamma_3) \frac{12,6}{1,0}} = \\ &= \frac{3700 \left( 1 + 0,0095 \cdot 0,4 \frac{12,6}{1,0} \right) + 33 \cdot 10 - \frac{165 \text{ 000}}{1,3 \cdot 34,3}}{1 + 0,0095 \cdot 0,4 \frac{12,6}{1,0}} = 485 \text{ м.} \end{aligned}$$

#### РАСЧЕТ ОБСАДНЫХ ТРУБ НА ИЗГИБ

При установке колонны обсадных труб на забой скважины в нижней ее части возникнут осевые сжимающие напряжения и напряжения продольного изгиба. При наличии в зоне забоя каверн величина изгибающих напряжений, вызванных действием вышележащей части колонны на нижнюю часть, может достигать опасных пределов. Поэтому необходимо произвести расчет на продольный изгиб, т. е. определить величину критической нагрузки, сообщаемой собственным весом колонны, способной вызвать продольный изгиб в нижней ее части.

Величину критической нагрузки находят по формулам Эйлера. Для случая установки башмака колонны в рыхлых породах, когда по условиям задачи он может рассматриваться как незакрепленный, критическую нагрузку определяют по формуле Эйлера на продольный изгиб бруса, у которого оба конца свободны, т. е.

$$P_{кр} = \frac{\pi^2 EI}{l^2}. \quad (90)$$

Если же башмак колонны стоит на твердых породах, то такое закрепление следует рассматривать как неподвижную опору и применить формулу Эйлера, соответствующую определению продольного изгиба стержня с закрепленным нижним концом, т. е.

$$P_{кр} = \frac{2\pi^2 EI}{l^2}, \quad (91)$$

где  $P_{кр}$  — предельное усилие на верхний конец колонны;

$I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d_{\text{вн}}^4)$  — экваториальный момент инерции сечения трубы в  $\text{см}^4$ ;  
 $l$  — длина колонны в  $\text{см}$ .

В данном случае нижняя часть колонны изгибается под влиянием собственного веса колонны. Тогда, воспользовавшись теоремой Тимошенко, по которой критическую нагрузку, сосредоточенную на конце стержня, можно заменить половиной веса сжатой части колонны, т. е. принять равной  $P_{\text{кр}} = 1/2 ql$ , где  $q$  — вес 1 м трубы в кг.

Подставив это значение в формулы (90) и (91) и решив их относительно  $l$ , получим

$$l_1 = \sqrt[3]{\frac{2\pi^2 EI}{q}}, \quad (90a)$$

$$l_2 = \sqrt[3]{\frac{4\pi^2 EI}{q}}, \quad (91a)$$

где  $l_1$  и  $l_2$  — предельные длины части колонны, могущие вызвать продольный изгиб.

Таблица 26

Величина критической длины колонн обсадных труб диаметром от 146 до 299 мм

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр трубы, мм	Вес 1 см труб, кг	Момент инерции	$l_1$ , м	$l_2$ , м	Допустимое снижение веса колонны $m$ , при	
							$l_1$	$l_2$
146	6	134	0,207	647	45	56	0,9	1,2
	7	132	0,204	740	50	63	1,2	1,5
	8	130	0,272	828	50	63	1,4	1,7
	9	128	0,304	912	50	63	1,5	1,9
	10	126	0,335	992	50	63	1,7	2,1
	11	124	0,366	1 062	49	62	1,8	2,3
	12	122	0,397	1 142	49	62	1,9	2,5
168	8	152	0,316	1 291	50	64	1,6	2,0
	10	148	0,390	1 556	55	69	2,1	2,7
	12	144	0,462	1 804	55	69	2,5	3,2
	14	140	0,532	2 024	49	62	2,6	3,3
194	8	178	0,367	2 043	61	77	2,3	2,8
	10	174	0,454	2 469	61	77	2,8	3,5
	12	170	0,539	2 876	61	76	3,3	4,1
	14	166	0,620	3 237	60	76	3,7	4,7
219	12,5	194	0,637	4 370	66	83	4,2	5,3
273	12	249	0,772	8 450	77	97	5,9	7,5
299	11	277	0,781	10 355	82	103	6,4	8,0
	12	275	0,849	11 180	82	103	6,9	8,7

В табл. 26 приведены длины и вес нижней части колонны, превышение которых может вызвать значительные изгибающие деформации и изгиб нижней части колонны; последнее явление в связи со спуском «гибких» колонн диаметром 146 и 168 мм уже отмечается в отдельных скважинах.

Из табл. 26 видно, что критические длины и величина дозированной разгрузки для обсадных труб диаметром 146—299 мм незначительные, в связи с чем прибегать к разгрузке, особенно эксплуатационных колонн, следует с большой осторожностью или же отказаться от нее.

Сохранение эксплуатационной колонны в растянутом виде, как увидим далее, целесообразно и в целях более качественного ее цементирования.

Изгиб колонны, спускаемой в искривленную или наклонную скважину, может достигать значительной величины. В связи с этим необходим расчет колонны на изгиб.

Искривление ствола скважины возможно как в плоскости кривизны оси скважины, так и в азимутальном направлении.

Рассмотрим случай изгиба колонны по кривой окружности радиуса  $\varrho$  на участке труб длиной  $l$  (рис. 45). Образованный касательными в точках  $D$  и  $Z$  угол, на который увеличилась кривизна, равен центральному углу  $\alpha$ .

Радиус кривизны осевой линии изогнутых труб  $\varrho$  можно найти по методу Д. З. Лозинского. Составив пропорцию

$$\frac{2\pi\varrho}{l} = \frac{360}{\alpha},$$

находим

$$\varrho = \frac{360}{\alpha} \cdot \frac{l}{6,28}. \quad (92)$$

Далее по формуле, известной из курса «Сопротивление материалов», определяем величину изгибающего напряжения

$$\sigma_{изг} = E \frac{R}{\varrho}, \quad (93)$$

где  $R$  — наружный диаметр обсадной трубы.

**Пример.** Определить величину напряжения изгиба, возникающего в колонне обсадных труб диаметром 146 мм, при увеличении кривизны  $\alpha$  на  $5^\circ$  по длине дуги  $l$ , равной 50 м

$$\varrho = \frac{360}{5} \cdot \frac{50}{6,28} = 573 \text{ м},$$

$$\sigma_{изг} = E \frac{R}{\varrho} = 2,1 \cdot 10^6 \cdot \frac{7,3}{573} = 267,5 \text{ кг/см}^2.$$

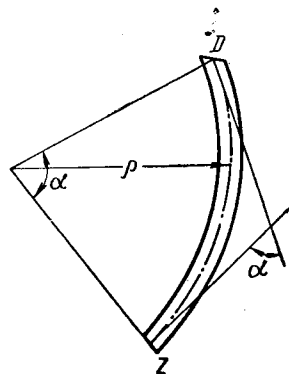


Рис. 45. Схема изгиба колонны на участке длиной  $l$ .

При спуске колонны этого же диаметра в наклонную скважину с искривлением оси ствола  $\alpha$ , равном  $10^\circ$ , величина изгибающего напряжения увеличится до  $536 \text{ кг/см}^2$ . При этой величине кривизны оси ствола направленной скважины в спущенной в нее колонне диаметром 273 мм изгибающие напряжения достигнут  $1000 \text{ кг/см}^2$ .

## МЕТОДИКА СОСТАВЛЕНИЯ РАВНОПРОЧНЫХ КОЛОНН

Как уже отмечалось ранее, величина гидростатического давления столба жидкости на колонну в скважине увеличивается от устья к забою. Соответственно этому и толщина стенок труб, составляющих колонну, должна постепенно увеличиваться в направлении забоя скважины. Так как практически нельзя достигнуть плавного изменения толщин стенок по длине колонны, ее составляют из секций, имеющих одинаковую толщину стенок. Получается, таким образом, ступенчатое изменение толщины стенок колонны — обычно с увеличением на один миллиметр на секцию. Глубина перехода от меньшей толщины стенки к большей в колонне определяется при помощи технического расчета на смятие и растяжение.

В собранной по этим расчетам колонне прочность стенок увеличивается соответственно возрастающему с глубиной усилию, оказываемому гидростатическим давлением столба жидкости в скважине.

Конструкция колонны, у которой прочность стенок соответствует воспринимаемому усилию в месте перехода от одной толщины к другой, носит название равнопрочной.

Равнопрочность колонн достигается как за счет изменения толщины стенки, так и за счет изменения качества (марки) стали. Например, при сборке очень длинных и тяжеловесных колонн применяют трубы из более прочной стали марок Л и М, допускающих применение труб с меньшей толщиной стенок, вместо стали марки Д.

Составление равнопрочных колонн из неодинаковой толщины стенок и разных марок сталей в указанном выше порядке дает значительную экономию металла труб. Поэтому равнопрочные колонны являются более экономичными.

Расчет равнопрочных колонн производят в такой последовательности: на смятие наружным гидростатическим давлением, на растяжение силами собственного веса, на внутреннее давление.

При расчете на смятие определяют величину сминающего давления для заданного диаметра труб, начиная с самой меньшей толщины стенки, указанной в ГОСТ. Для этого пользуются соответствующей расчетной формулой, например (40)<sup>1</sup> или (41)<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Всесоюзным совещанием в 1963 г. в Баку формула (40) рекомендована для применения до принятия окончательного решения по этому вопросу.

<sup>2</sup> Согласно решению технического совещания по бурению секции технико-экономического совета Львовского (б. Станиславского) СНХ в г. Долине от 16 января 1958 г. формула (41) рекомендована для опытного применения при

Затем для всех толщин стенок определяют безопасную глубину спуска секций в скважину. Для большей точности рекомендуется метод расчета на двухосное нагружение колонны, которым учитывается влияние растягивающего усилия от собственного веса, действующего одновременно со сминающим усилием, оказываемым столбом жидкости за колонной. На основе полученных данных приступают к конструированию (компановке) равнопрочной колонны из секций, толщина стенок которых должна увеличиваться по направлению к забою скважины.

Расчет колонны на смятие по методу двухосного нагружения приводится ниже.

✓ В предлагаемом примере дается расчет эксплуатационной колонны диаметром 146 мм, спускаемой на глубину 2500 м; удельный вес глинистого раствора в скважине 1,5 г/см<sup>3</sup>; зона перфорации колонны от 2050 до 2500 м; опорожнение колонны полное (до забоя); скважина газовая, избыточное внутреннее давление в которой равно 250 кг/см<sup>2</sup>; запас прочности на внутреннее давление равен 2.

### Расчет колонны на смятие с учетом двухосного нагружения

Определим предварительно фактическое расчетное давление в призабойной части скважины

$$p_{\Phi} = \frac{\gamma_p H}{10} = \frac{2500 \cdot 1,5}{10} = 375 \text{ кг/см}^2.$$

Величина сминающего давления труб нижней секции с учетом коэффициента запаса прочности<sup>1</sup> должна быть не менее

$$p_{\text{см}} = a_1 p_{\Phi} = 1,3 \cdot 375 = 486 \text{ кг/см}^2.$$

Полученные по формуле (41) величины сминающих давлений приведены в табл. 27.

Таблица 27

Сминающие давления для труб с различными толщинами стенок

Толщина стенки труб, мм . .	6	7	8	9	10	11	12
Сминающее давление, кг/см <sup>2</sup>	135 165	186 231	241 310	296 392	352 476	407 559	462 642

Примечание. Верхние цифры для стали марки Д, нижние — для марки Е.

расчетах колонн обсадных труб на промыслах данного совнархоза. Решением научно-технической конференции при Управлении нефтяной и химической промышленности и Совета НТО Львовского СНХ (б. Станиславского) от 14 мая 1962 г. формула (41) и методика расчета на двухосное нагружение рекомендованы для применения, как прошедшие испытание в промышленности. Решением Всесоюзного совещания в г. Баку в 1963 г. формула (41) и метод расчета на двухосное нагружение рекомендованы для промышленного применения на промыслах УССР.

<sup>1</sup> При учете упрочнения, оказываемого цементным кольцом, на основании исследований ВНИИБТ коэффициент запаса прочности  $a_1$  принимается для зацементированной части колонны равным 1,2.

Как видно из табл. 27, в нижней части колонны необходимо установить трубы с толщиной стенки 11 мм из стали марки Е, для которых  $p_{см}$  больше 486 кг/см<sup>2</sup>.

Выше могут быть установлены трубы с толщиной стенки 12 мм из стали марки Д. Для определения допустимой глубины их спуска воспользуемся формулой (56а)

$$H_{доп}^{12} = \frac{100 - 2500 \cdot 0,0375 \cdot 0,085}{\frac{10 \cdot 1,5 \cdot 1,3}{462} - 0,0375 \cdot 0,085} = 2360 \text{ м.}$$

Следовательно, трубы из стали марки Е с толщиной стенки 11 мм необходимо установить в интервале 2360—2500 м. Вес секции этих труб будет

$$Q = lq = 140 \cdot 0,0375 = 5,25 \text{ т,}$$

где  $l$  — длина секции труб с толщиной стенки 11 мм;

$q$  — вес 1 м трубы с толщиной стенки 11 мм.

Выше можно установить трубы с толщиной стенки 11 мм из стали марки Д. Определим допустимую глубину их спуска

$$H_{доп}^{11} = \frac{100 - (5,25 + 2360 \cdot 0,0402) 0,102}{\frac{10 \cdot 1,5 \cdot 1,3}{407} - 0,0402 \cdot 0,102} = 2020 \text{ м.}$$

Длина секции  $l_{11} = 2360 - 2020 = 340$  м; вес секции  $Q = 340 \cdot 0,0402 = 13,8$  т.

Аналогично определяем допустимую глубину спуска труб с толщиной стенок 10, 9, 8, 7, 6 мм и составляем сводную табл. 28 и схему колонны (рис. 46).

Таблица 28

Сведения по расчету обсадных колонн на смятие

Толщина стенки труб, мм	Интервал спуска секции, м	Длина секции, м	Вес 1 м колонны, т	Вес секции, т	Коэффициент запаса прочности
6	0—380	380	0,0215	8,18	1,15
7	380—800	420	0,0248	10,42	1,15
8	800—1190	390	0,0281	10,95	1,15
9	1190—1640	450	0,0313	14,10	1,15
10	1640—1980	340	0,0344	11,70	1,15
11	1980—2020	40	0,0375	1,50	1,30
12	2020—2360	340	0,0402	13,80	1,30
11 *	2360—2500	140	0,0375	5,25	1,49
Итого		2500		75,90	

\* Трубы из стали марки Е.

## Расчет колонны на растяжение

Растягивающая нагрузка на колонну создается собственным весом колонны, а также дополнительным растягивающим усилием, возникающим при цементировании, величина которого находится следующим образом.

Давление, идущее на преодоление гидравлических сопротивлений во всей циркуляционной системе скважины, равно

$$p_r = 0,02 H + 16 = 0,02 \cdot 2500 + 16 = 66 \text{ кг/см}^2.$$

Давление, возникающее при сжатии пробок

$$p_{\text{сбок}} = 15 \text{ кг/см}^2.$$

Суммарное избыточное давление

$$p_{\text{изб}} = 66 + 15 = 81 \text{ кг/см}^2.$$

Дополнительное растягивающее усилие, вызванное  $p_{\text{изб}}$ , находится по формуле

$$\begin{aligned} Q_{\text{доп}} &= \frac{\pi d_B^2}{4} p_{\text{изб}} = \\ &= 0,785 \cdot 13^2 \cdot 81 = 10\,700 \text{ кг} = \\ &= 10,7 \text{ т.} \end{aligned}$$

Расчет колонны производим по ослабленному резьбой сечению сверху вниз, начиная с сечения 0—0 (рис. 46) в следующей последовательности.

Определяем растягивающую нагрузку для труб с толщиной стенок 7 мм по формуле Ф. И. Яковлева (42).

Найдем расчетную величину стенки  $b$  (рис. 47).

$$b = \delta - t = 7 - 2,033 =$$

$$= 4,967 \text{ мм} = 0,497 \text{ см.}$$

$$D_{\text{ср}} = D - t = 146 - 2,033 =$$

$$= 143,967 \text{ мм} = 14,397 \text{ см,}$$

Рис. 46. Схема эксплуатационной колонны, полученной по расчету на смятие.

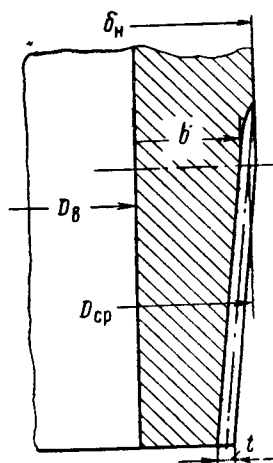
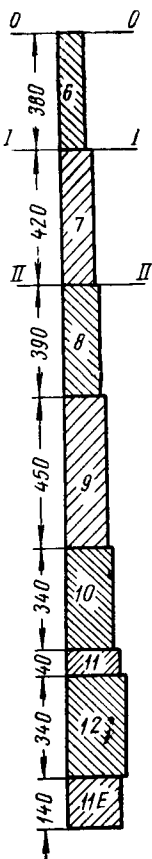


Рис. 47. Схема резьбового соединения трубы для определения расчетной толщины стенки  $b$ .

- где  $D_{\text{ср}}$  — диаметр трубы посредине первого полного витка резьбы;  
 $\delta$  — толщина стенки трубы;  
 $t$  — рабочая высота витка, равная 2,033 мм.

Для секции, составленной из труб с толщиной стенок 7 мм,

$$Q_{\text{стр}}^{(7)} = \frac{3,14 \cdot 14,397 \cdot 0,497 \cdot 3800}{1 + \frac{14,397}{2 \cdot 6,35} \cdot 0,167} = 72\,000 \text{ кг} = 72 \text{ Т.}$$

Фактическая растягивающая нагрузка в сечении I—I (рис. 46)

$$Q_{\text{ср}}^{\text{I—I}} = 67,72 + 10,7 = 78,42 \text{ Т.}$$

Если  $Q_{\text{ср}}^{(\text{I—I})} > Q_{\text{стр}}^{(7)}$ , то в сечении I—I трубы с толщиной стенки 7 мм не могут быть установлены.

Проверим трубы с толщиной стенки 7 мм в сечении II—II

$$Q_{\Phi}^{(\text{II—II})} = 57,3 + 10,7 = 68,0 \text{ Т.}$$

Запас прочности в этом сечении

$$a_{\Phi} = \frac{Q_{\text{стр}}^{(7)}}{Q_{\Phi}^{\text{II—II}}} = \frac{72}{68} \approx 1,06 < 1,15.$$

Следовательно, трубы с  $\delta = 7$  мм не могут вообще быть установлены в колонне.

Определим  $Q_{\text{стр}}$  для труб с большими толщинами стенок. Результаты подсчетов сведены в табл. 29.

Таблица 29

$\delta$ , мм	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{\text{стр}}$ , т	57	72	86	100	115	129	144

Проверим трубы с толщиной стенки 8 мм в сечении II—II

$$Q_{\Phi}^{(\text{II—II})} = 57,3 + 10,7 = 68,0 \text{ Т.}$$

Фактический запас прочности в этом сечении

$$\frac{Q_{\text{стр}}^{(8)}}{Q_{\Phi}^{(\text{II—II})}} = \frac{86}{68} = 1,27 > 1,15.$$

Следовательно, эти трубы можно оставить, причем секцию можно несколько удлинить.

Определим дополнительную длину секции труб с толщиной стенки 8 мм

$$l_{\text{доп}}^{(8)} = \frac{\frac{Q_{\text{стр}}^{(8)}}{a} - Q_{\Phi}^{(\text{II—II})}}{q_8} = \frac{\frac{86}{1,15} - 68}{0,0248} = 290 \text{ м.}$$

Общая длина секции с  $\delta = 8$  мм составит  $390 + 290 = 680$  м.

Выше необходимо установить трубы с толщиной стенки 9 мм. Определим их длину.

$$l_{\text{доп}}^{(9)} = \frac{Q_{\text{стр}}^{(9)} - Q_{\text{стр}}^{(8)}}{a_{q_9}} = \frac{100 - 86}{1,15 \cdot 0,0281} = 450 \text{ м.}$$

Необходимо было заменить трубы секций с толщиной стенок 6 и 7 мм ( $l_{\text{сум}} = 800 \text{ мм}$ ). После расчета на растяжение получили общую длину секций с  $\delta = 8$  и 9 мм,  $l_{\text{сум}} = 290 + 450 = 740 \text{ м}$ . Не хватает 60 м. Без расчета видно, что эти 60 м могут быть составлены из труб с  $\delta = 10 \text{ мм}$ .

Проверим фактический запас прочности в сечении 0—0.

$$Q_{\text{ср}}^{(0-0)} = 81,6 + 10,7 = 92,3 \text{ Т.}$$

$$a_{\text{ф}} = \frac{Q_{\text{стр}}^{(10)}}{Q_{\text{ф}}^{(0-0)}} = \frac{115}{92,3} = 1,24 > 1,15.$$

Расчет правилен. Результаты расчета помещены в табл. 30.

Таблица 30

№ секции	Толщина стенки, мм	Интервал установки секции, м	Длина секции, м	Вес 1 м трубы, т	Вес секции, т	Запас прочности	
						на смятие	на растяжение
1	10	0—60	60	0,0344	2,1	—	1,29
2	9	60—510	450	0,0313	14,1	—	1,15
3	8	510—1190	680	0,0281	19,1	1,15	—
4	9	1190—1640	450	0,0313	14,1	1,15	—
5	10	1640—1980	340	0,0344	11,7	1,15	—
6	11	1980—2020	40	0,0375	1,5	1,30	—
7	12	2020—2360	340	0,0402	13,8	1,30	—
8	11*	2360—2500	140	0,0375	5,2	1,49	—
Итого:		0—2500	2500		81,6		

\* Трубы из стали марки Е.

После расчета на растяжение конструкция колонны будет иметь вид, показанный на рис. 48.

### Проверочный расчет колонны на внутреннее давление

Проверку колонны на внутреннее давление необходимо производить у устья скважины в наиболее ослабленном сечении (минимальная толщина стенки), а также и в других сечениях, если в этом возникнет необходимость.

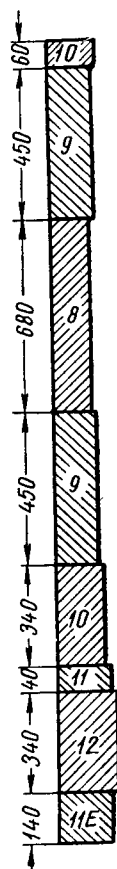


Рис. 48. Схема эксплуатационной колонны, полученной по расчету на смятие и растяжение.

Произведем проверку глубины установки труб, начиная с минимальной толщины. Трубы с  $\delta = 7$  мм по расчету на растяжение можно установить в интервале 510—800 м. Верхняя часть секции на глубине 510 м.

Минимально допустимая глубина установки труб с  $\delta = 8$  мм по формуле

$$h_{\text{доп}}^{(8)} = \left( 250 - \frac{2 \cdot 8 \cdot 3800}{146 \cdot 2} \right) \frac{10}{1,5} \approx 28 \text{ м.}$$

Сравнивая глубину верхней части секции (510 м) с допустимым верхним пределом (28 м), видим, что она не выходит за этот предел. Следовательно, расчет остается без изменений.

Однако возможен случай, когда проверка на внутреннее давление вызывает изменение ранее рассчитанной конструкции колонны.

Разберем такой случай. Примем внутреннее давление  $300 \text{ кг/см}^2$ ; тогда минимально допустимая глубина установки труб с  $\delta = 8$  мм будет

$$h_{\text{доп}}^{(8)} = \left( 300 - \frac{2 \cdot 8 \cdot 3800}{146 \cdot 2} \right) \frac{10}{1,5} \approx 620 \text{ м.}$$

Минимально допустимая глубина установки труб с  $\delta = 9$  мм

$$h_{\text{доп}}^{(9)} = \left( 300 - \frac{2 \cdot 9 \cdot 3800}{146 \cdot 2} \right) \frac{10}{1,5} \approx 460 \text{ м.}$$

Минимально допустимая глубина установки труб с  $\delta = 10$  мм

$$h_{\text{доп}}^{(10)} = \left( 300 - \frac{2 \cdot 10 \cdot 3800}{146 \cdot 2} \right) \frac{10}{1,5} \approx 270 \text{ м.}$$

Таблица 31

Окончательная конструкция колонны

№ секции	Толщина стенки, мм	Интервал установки секции, м	Длина секции, м	Вес 1 м трубы, т	Вес секции, т	Запас прочности	
						на смятие	на внутреннее давление
1	12	0—10	10	0,0402	0,40	—	2,1
2	11	10—270	260	0,0375	9,75	—	2
3	10	270—460	190	0,0344	6,54	—	2
4	9	460—620	160	0,0313	5,00	—	2
5	8	620—1190	570	0,0281	16,02	—	2
6	9	1190—1640	450	0,0313	14,10	1,15	—
7	10	1640—1980	340	0,0344	11,70	1,15	—
8	11	1980—2020	40	0,0375	1,50	1,30	—
9	12	2020—2360	340	0,0402	13,80	1,30	—
10	11E	2360—2500	140	0,0375	5,25	1,49	—
Итого:		0—2500	2500		84,06		

Минимально допустимая глубина установки труб с  $\delta = 11$  мм

$$h_{\text{доп}}^{(11)} = \left( 300 - \frac{2 \cdot 11 \cdot 3800}{146 \cdot 2} \right) \frac{10}{1,5} \approx 10 \text{ м.}$$

Оставшиеся 10 м колонны составляем из труб с  $\delta = 12$  мм.

Таким образом изменяются глубины установки секций колонны после расчета на внутреннее давление.

Конструкция колонны по последнему варианту приведена в табл. 31 и на рис. 49.

### Расчет промежуточных колонн

Промежуточные колонны рассчитываются на страгивающее усилие, на внутреннее давление и в случае возможного опорожнения скважины — на смятие наружным гидростатическим давлением.

В целях экономии металла промежуточные колонны, как и эксплуатационные, составляются по принципу равнопрочности, но с уменьшенным количеством секций, не превышающих обычно двух-трех.

В приведенном ниже примере дается методика расчета 219-мм промежуточной колонны, спускаемой на глубину 2500 м. Расчет выполнен на основе следующих исходных данных: трубы из стали марки Д с пределом текучести  $\sigma_s = 3800 \text{ кг/см}^2$ ; запас прочности на растяжение  $a' = 1,3$ ; удельный вес глинистого раствора  $\gamma_p = 1,35 \text{ г/см}^3$ , цементного  $\gamma_{\text{ц}} = 1,85 \text{ г/см}^3$ ; высота подъема цементного раствора за колонной  $H_y = 1000 \text{ м}$ .

Расчет колонны начинается с нижней секции. Трубы выбирают не самой тонкой стенки, так как учитывают условия работы промежуточной колонны; например, истирание ее вращающимися муфтами и замками бурильных труб при роторном способе бурения и образование продольной канавки на нижней стороне колонны, выстроганной зубьями шарошечных долот в процессе спуско-подъемных операций при турбинном способе бурения и др. С учетом этих условий толщину стенки труб нижней секции следует взять 9,5 мм.

Страгивающее усилие для резьбового соединения труб с толщиной стенок 9,5 мм определяют по формуле Яковлева (42), для которой расчетная толщина стенки будет:

$$b = \delta - t = 9,5 - 2,033 = 7,467 \text{ мм} \approx 0,747 \text{ см}$$

и

$$D_{\text{ср}} = D_{\text{н}} - t = 219 - 2,033 = 216,967 \text{ мм} \approx 21,7 \text{ см.}$$

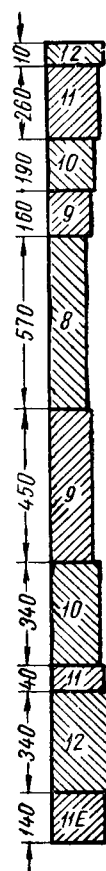


Рис. 49. Схема эксплуатационной колонны, полученной по расчетам на смятие, растяжение и внутреннее давление.

Подставив полученные значения в формулу Ф. И. Яковлева, получим

$$Q_{\text{стр}}^{(9,5)} = \frac{3,14 \cdot 21,7 \cdot 3800 \cdot 0,747}{1 + \frac{21,7}{2 \cdot 6,35} \cdot 0,167} = 150\,000 \text{ кг} = 150 \text{ T}.$$

Длина секции определится из соотношения

$$l_{(9,5)} q_{(9,5)} + Q_{\text{доп}} = \frac{Q^{(9,5)}}{a}, \quad (94)$$

где  $Q_{\text{доп}} = 0,785 \cdot D_{\text{вн}}^2 \cdot p_{\text{сумм}}$ ;  $p_{\text{сумм}} = p_{\text{г}} + p_{\text{сноп}}$ .

Здесь  $p_{\text{сумм}} = 0,02 \cdot 2500 + 16 + 15 = 81 \text{ кг/см}^2$ .

Тогда  $Q_{\text{доп}} = 0,785 \cdot 20^2 \cdot 81 \approx 25 \text{ T}$ .

Решая (94) относительно  $l_{(9,5)}$ , находим

$$l_{(9,5)} = \frac{\frac{Q^{(9,5)}}{a} - Q_{\text{доп}}}{q_{(9,5)}} = \frac{\frac{150}{1,2} - 25}{0,0506} = 1780 \text{ м}.$$

Следующая секция должна быть составлена из труб с толщиной стенки 11 мм. Стрэгивающее усилие для резьбового соединения этих труб, определенное по формуле Яковлева, равно 120 т. Определим длину секции с этой толщиной стенок

$$l_{11} = \frac{Q_{\text{стр}}^{(11)} - Q_{\text{стр}}^{(9,5)}}{aq} = \frac{180 - 150}{1,3 - 0,0579} = 400 \text{ м}.$$

Следующая секция должна быть составлена из труб с толщиной стенки 12,5 мм, для которых по формуле Яковлева  $Q_{\text{стр}} = 210 \text{ T}$ .

Определим длину этой секции

$$\frac{Q_{\text{стр}}^{(12,5)} - Q_{\text{стр}}^{(11)}}{aq_{(12,5)}} = \frac{210 - 180}{1,3 - 0,0652} = 350 \text{ м}.$$

Определим требуемую длину секции

$$l_{(12,5)} = L - l_{(9,5)} - l_{(11)} = 2500 - 1780 - 400 = 320 \text{ м}.$$

Следовательно, для составления колонны достаточно, чтобы верхняя секция с толщиной стенки 12,5 мм имела длину 320 м.

Определим общий вес колонны

$$Q_{\text{к}} = l_{(9,5)} q_{(9,5)} + l_{(11)} q_{(11)} + l_{(12,5)} q_{(12,5)} = 1780 \cdot 0,0506 + 400 \cdot 0,0579 + 320 \cdot 0,0652 = 134,1 \text{ т}.$$

Фактический запас прочности у устья скважины

$$a_{\text{ф}} = \frac{Q_{\text{стр}}^{(12,5)}}{Q_{\text{к}} + Q_{\text{доп}}} = \frac{210}{134,1 + 25} = 1,32.$$

Проверим, выдержат ли трубы внутреннее давление, возникающее при цементировании скважины. Давление это определим следующим образом:

$$P_{\text{прод}} = \frac{\gamma_{\text{ц. р}} - \gamma_{\text{г. р}}}{10} (H_{\text{ц}} - h_{\text{ст}}) + 0,02L = \frac{1,85 - 1,3}{10} (800 - 20) + 0,02 \cdot 2500 = 93 \text{ кг/см}^2.$$

Величину внутреннего давления, которое могут выдержать трубы у устья скважины, определяем по формуле Барлоу (61)

$$P_{\text{вн}} = 2 \cdot 3800 \frac{12,5}{249} = 434 \text{ кг/см}^2.$$

Запас прочности на внутреннее давление

$$a_{\text{ф}} = \frac{P_{\text{вн}}}{P_{\text{ср}}} = \frac{434}{93} = 4,66.$$

Как видим из расчета, запас прочности на внутреннее давление превышает рекомендуемую величину  $a' = 2$ .

Определим допустимую глубину понижения уровня жидкости в колонне, применив для этого формулу для труб нижней секции как наиболее нагруженной

$$L_{\text{доп}} = \frac{10 P_{\text{ср}}}{a \gamma_{\text{г. р}}} = \frac{10 \cdot 180}{1,15 \cdot 1,3} \approx 1200 \text{ м.}$$

Если не ожидается сильных поглощений в процессе последующего бурения скважин (или газонефтяных выбросов), то полученную расчетом глубину понижения уровня в скважине можно считать достаточной. В противном случае необходимо рассчитать промежуточную колонну на смятие наружным давлением столба глинистого раствора, находящегося в затрубном пространстве скважины.

Для газовых скважин промежуточную колонну, как и кондуктор, рассчитывают на глубину установки в скважине.

## Расчет глубины установки кондуктора и промежуточной колонны

Глубина установки кондуктора определяется геологическими и технологическими условиями проходки скважины. Условия эти в основном приводятся в соответствующих разделах, относящихся к составлению конструкций нефтяных и газовых скважин.

При бурении нефтяных скважин глубиной 700—1000 м башмак кондуктора устанавливается на глубине, не превышающей 80—100 м. Считалось, что при установке кондуктора на этой глубине будет в известной мере обеспечена вертикальность ствола скважины, а также перекрыты верхние неустойчивые породы с подпочвенными водами.

С ростом глубин скважин, например до 3000 м, глубина установки кондуктора стала достигать 150—300 м и более. Увеличение глубины установки кондуктора обусловлено, помимо необхо-

димости получения более прочного его укрепления в связи с установкой на нем противовыбросовой арматуры, еще и соображениями о недопущении снижения уровня промывочной жидкости ниже башмака кондуктора. Последнее наблюдается после подъема из скважины колонны бурильных труб в процессе бурения. Отсутствие в таком случае противодействия на стенки ствола скважины приводит к обвалам, усугубляемым потоками пластовых вод из обнаженных верхних горизонтов.

Для определения глубины установки башмака кондуктора в нефтяной скважине, исключающей его обнажение после извлечения бурильной колонны, Н. И. Шацов предложил формулу:

$$L = \frac{V_1}{V} + 10 \text{ м}, \quad (95)$$

где  $V_1$  — максимальный объем бурильных труб, спускаемых на глубину до башмака следующей колонны;

$V$  — объем 1 м длины кондуктора;

10 м — запасная длина кондуктора.

**Пример.** Определить глубину установки башмака кондуктора диаметром 325 мм, учитывая, что следующая промежуточная колонна будет установлена на глубине 2500 м.

1. Найдем объем колонны бурильных труб диаметром 141 мм, вес 1 м которых  $q$  равен 36,3 кг; удельный вес металла труб  $\gamma_m = 7,8$ .

$$V_1 = \frac{ql}{\gamma_m} = \frac{36,3 \cdot 2500}{7,8 \cdot 1000} = 11,63 \text{ м}^3.$$

2. Объем кондуктора высотой 1 м будет:

$$V = F \cdot 1,$$

где  $F$  — площадь сечения кондуктора, равная  $0,785 D^2$ ; тогда

$$V = 0,785 D^2 \cdot 1 = 0,785 \cdot 0,325^2 = 0,083 \text{ м}^3.$$

Подставив полученные величины в формулу (95), получим

$$L = \frac{V_1}{V} + 10 \text{ м} = \frac{11,63}{0,083} = 150 \text{ м}.$$

Если на глубине, несколько большей  $L$ , имеются нефтегазоносные прослойки, то глубину установки кондуктора соответственно увеличивают, выбрав для этого более плотные породы.

Глубину установки башмака кондуктора в газовых скважинах определяют с учетом следующих трех условий:

1) перекрытие кондуктором и цементным кольцом до устья скважины верхних, обычно рыхлых и более пористых пород, по которым газ может выходить на дневную поверхность в виде грифонов;

2) использование естественной изоляции, которой обладают плотные и газонепроницаемые породы, имеющиеся в разрезе скважины, для установки в них башмака кондуктора;

3) прочность подстилающих и залегающих ниже башмака пород должна превышать разрывное усилие, оказываемое на них давлением газа, вскрытого в скважине.

Для выполнения последнего из перечисленных трех условий необходимо, чтобы величина горного давления в породах, залегающих на глубине установки башмака кондуктора и несколько выше, была бы равна или превышала величину давления газа, вскрытого в скважине, т. е., чтобы соблюдалось условие  $p_{гор} \geq p_{пл}$ .

Величину горного давления  $p_{гор}$  на глубине установки башмака кондуктора можно определить по формуле

$$p_{гор} = \frac{\gamma_{г.п} H}{10a'} = 0,25 \frac{H}{a'}, \quad (96)$$

где  $\gamma_{г.п}$  — среднее значение величины удельного веса пород, слагающих толщу от башмака до дневной поверхности, принимаемое равным  $2,5 \text{ Г/см}^3$ ;

$H$  — глубина установки башмака кондуктора в м;

$p_{пл}$  — величина пластового давления газа в  $\text{кГ/см}^2$ ;

$a'$  — коэффициент запаса прочности, равный 1,25.

Решая уравнение (96) относительно  $H$  и подставляя соответствующие значения, получаем:

$$H = \frac{1,25 \cdot p_{пл}}{0,25} = 5p_{пл}. \quad (97)$$

Формула (97) показывает, что глубина установки башмака кондуктора в газовой скважине зависит от величины давления в первом вскрытом в скважине газовом пласте. Например, для месторождения Рудки, где  $p_{пл}^I = 64 \text{ кГ/см}^2$ , глубина установки башмака кондуктора должна быть не менее

$$H = 5 \cdot p_{пл} = 5 \cdot 64 = 320 \text{ м.}$$

Полученная по формуле (97) глубина установки башмака кондуктора является минимальной и может быть увеличена в случае расположения газонепроницаемых, плотных пород на глубине несколько большей, например  $H \geq 320 \text{ м}$ .

Когда газовый пласт вскрывается на более значительной глубине и с большим давлением, например порядка  $350 \text{ кГ/см}^2$ , то глубина установки башмака колонны (в данном случае уже не кондуктора, а промежуточной колонны) будет

$$H = 5 \cdot p_{пл} = 5 \cdot 350 = 1750 \text{ м.}$$

Глубина залегания пород, более пригодных для установки в них башмака промежуточных колонн, также может послужить основанием для некоторого увеличения глубины установки башмака промежуточной колонны, но никак не для ее уменьшения.

Приведенные расчеты выявляют необходимость при проектировании конструкции газовых скважин иметь литологический разрез месторождения, чтобы, руководствуясь им, правильно определить глубину установки каждой колонны и в первую очередь кондуктора.

---

## Глава VIII

### ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ К СПУСКУ КОЛОНН И СПУСК ИХ В СКВАЖИНУ

Подготовительные работы, выполняемые для успешного спуска колонн обсадных труб в нефтяные и газовые скважины, подразделяются на следующие три вида: подготовка обсадных труб; подготовка ствола скважины; подготовка бурового оборудования и инструмента.

**Подготовка обсадных труб.** Колонны обсадных труб должны спускаться в скважину безостановочно и в заданном темпе, для чего требуется соответствующая подготовка. Обсадные трубы, подлежащие спуску в скважину, необходимо заблаговременно доставить на буровую и сложить на стеллажах приемного моста. Трубы должны доставляться при помощи специальных транспортных тележек или прицепов и ни в коем случае — волочением по земле тракторами. При разгрузке с тележек трубы нельзя сбрасывать на землю, так как это может привести к увеличению их овальности, изгибу и порче резьбы. Работа эта должна выполняться механизированным способом (при помощи кранов и подобных им механизмов и приспособлений) и с соблюдением техники безопасности.

В процессе укладки труб на стеллажи их надо осматривать и отбраковывать. Негодные трубы, имеющие изъяны проката, например в виде плен, расслоения металла, а также кривизну и испорченную резьбу на концах или в муфтах, откатывают в сторону и заменяют исправными.

Обсадные трубы укладывают на стеллажах по толщинам стенок в порядке последовательности спуска их в скважину. При этом их нумеруют и длину каждой измеряют стальной рулеткой от края муфты до начала резьбы на другом конце. Одну запись порядкового номера трубы и ее длины пишут мелом вблизи конца трубы на наружной поверхности, а другую — на внутренней. Одновременно измеренную длину труб заносят в специальный журнал; после суммирования всех длин получается точно измеренная общая длина обсадной колонны.

Для уточнения глубины скважины рекомендуется после заключительной промывки скважины измерить длину каждой свечи при подъеме бурильной колонны из скважины и полученную общую длину сопоставить с глубиной скважины, отмечаемой в суточном рапорте.

На точность измерения длины колонны влияет недовинчивание труб в муфтовом соединении. Поэтому при недовинчивании трубы необходимо измерять расстояние между началом резьбы и краем муфты следующей трубы, чтобы потом, просуммировав недовинченные величины, добавить их к ранее измеренной длине труб.

Недовинченную при ручном свинчивании трубу больше чем на шесть ниток надо заменить другой и ни в коем случае не довинчивать машинным ключом при помощи лебедки. Заменять следует также и такие трубы, которые легко завинчиваются вручную до конца резьбы.

Отбраковывать трубы приходится и в процессе свинчивания их в колонну; например, при срыве витков резьбы из-за перекоса резьбы свинчиваемых труб.

Перед свинчиванием каждая труба проверяется на овальность шаблоном, вставляемым в подтаскиваемую для свинчивания трубу; шаблон при подъеме трубы должен беспрепятственно пройти через внутреннюю ее полость и свободно выпасть из другого конца; этим будет доказано отсутствие завышенной овальности, вмятин или загрязненности. По другому приему трубы шаблонируются путем пропуска шаблона, укрепленного на длинной тонкой трубке (диаметром 1—2'), через внутреннюю полость лежащих в штабеле труб.

Для замены отбракованных обсадных труб необходимо иметь запасные трубы из расчета 50 м труб на каждые 1000 м длины колонны.

Для верхнего конца колонны следует предусмотреть несколько нарезанных с двух концов коротких труб длиной 1,5—2 м, необходимых для подбора длины колонны с таким расчетом, чтобы верхний ее конец был на желательной высоте от пола буровой. Это имеет важное значение, например, при установке цементировочной головки, а также при обвязке устья скважины, сдающейся в эксплуатацию. В противном случае цементировочная головка может оказаться настолько высоко над полом буровой, что для доступа к ней придется сооружать специальный дощатый настил или ставить лестницу, что нежелательно.

Одновременно с обсадными трубами на буровую доставляют и детали низа обсадной колонны: башмак, направляющую пробку, заливочный или башмачный патрубок, обратный клапан, унорное кольцо и центрирующие фонари.

Как было отмечено ранее, низ колонны играет важную роль при спуске и цементировании колонны. Поэтому низ колонны многие конторы бурения собирают не на скважинах, а на трубных базах, где навинчивают направляющую пробку на башмак и приваривают их друг к другу, а башмак свинчивают и приваривают к первой трубе колонны.

На трубной базе устанавливают и опрессовывают обратный клапан на ожидаемое в скважине давление с учетом противодавле-

ния, оказываемого столбом глинистого раствора с запроектированной величиной удельного веса. Иногда на трубных базах опрессовывают трубы и муфтовые соединения, предназначенные для спуска в глубокие нефтяные или газовые скважины с большим пластовым давлением. В тресте «Прикарпатбурнефть» при трубной базе организован специальный цех для повышения герметизации резьбовых соединений обсадных труб путем металлизации.

Муфты нижних 5—6 труб приваривают электросваркой к телу труб. При последующем спуске эти муфты приваривают к ввинчиваемым в них трубам, чтобы избежать опасности отвинчивания труб при разбуривании обратного клапана, а также при последующем бурении ствола скважины после выхода из-под башмака колонны.

**Подготовка ствола скважины.** После окончания бурения скважину промывают, чтобы очистить ее от выбуренной породы и облегчить проведение электрометрических работ и последующий спуск колонны обсадных труб. Промывку ведут до выравнивания удельного веса глинистого раствора, нагнетаемого в скважину, с выходящим из скважины. Затем ствол скважины прорабатывают на высоту подъема цементного раствора в затрубном пространстве (обычно не более 500 м от забоя).

Вести проработку с целью удаления толстой глинистой корки нецелесообразно, так как при этом на стенках в верхней части ствола образуется новая, такая же глинистая корка. О более эффективных способах удаления глинистой корки говорится ниже.

За время проработки скважины параметры глинистого раствора поддерживаются такими же, как и у растворов, применяющихся при бурении. В осложненных скважинах газо- и водопроявления, поглощение циркуляции и обвалообразование должны быть ликвидированы, для чего при необходимости производят соответствующую химическую обработку глинистого раствора и утяжеляют его удельный вес. Проработка ствола скважины ведется в зависимости от крепости пород разреза и глубины скважины со скоростью 30—60 м/ч при усиленной промывке.

Перед подъемом бурильной колонны после проработки ствола целесообразно промыть скважину в течение не менее одного цикла циркуляции раствора. Проработка ствола, особенно глубоких скважин, отнимает много времени. Поэтому в последнее время от проработки всего ствола скважины отказались, заменив ее более тщательной промывкой высококачественным раствором и поинтервальной проработкой мест затяжек и посадок.

По окончании проработки снимают кавернограмму, по которой определяют величину диаметра ствола скважины, при этом особенно тщательно на участке предполагаемого местонахождения цементного раствора, что дает возможность более точно определить объем затрубного пространства и подсчитать количество цементного раствора, которое обеспечит подъем его на заданную проектную высоту.

**Подготовка бурового оборудования и инструмента.** Перед началом спуска колонн обсадных труб,

особенно промежуточных и эксплуатационных, вес которых нередко превышает вес колонн бурильных труб, необходимо тщательно проверить состояние подъемного оборудования и инструмента.

Вышку осматривают сверху донизу, проверяя болтовые соединения в узлах, поясах, диагоналях. При осмотре вышки особое внимание необходимо уделять ее фундаменту и шахтовым балкам (брусам), которые вследствие возможного оседания или прогиба крепятся дополнительно. Вышка должна стоять строго вертикально, так как даже небольшой перекос ее вызовет большие затруднения при цементировании обсадных труб, спускаемых в скважину.

Затем проверяют исправность лебедки и силовых двигателей, прочность их крепления, состояние отдельных частей. Особое внимание уделяется тормозу лебедки; обнаруженные при осмотре сработанные тормозные колодки заменяют новыми. Тормозной рычаг при полном торможении не должен приближаться к полу буровой ближе чем на 80—90 см.

Проверяют состояние цепей лебедки и ремней привода, исправность цепных колес, валов, их кулачковых и шинно-пневматических включений, шпонок и катушек.

После проверки бурового оборудования и инструмента пол буровой освобождают от предметов, не нужных при спуске колонны. Ротор убирают в сторону, выносят роторный щит и цепь, ведущую трубу с вертлюгом извлекают из шурфа на мостки.

При глубине скважины до 1500 м колонны спускают через ротор, при большей глубине — через лафетный хомут, устанавливаемый на двутавровые балки, которые укладывают на шахтовые бруссы.

**С п у с к к о л о н н ы.** Спуск колонны обсадных труб диаметром 146—168 мм, т. е. таких же, как и бурильных, по существу ничем не отличается от спуска бурильных труб и производится при помощи тех же элеваторов и ключей. Спуск промежуточных колонн большого диаметра отличается размерами применяемых инструментов; технологический же процесс их спуска в скважины не изменяется.

Отличительной особенностью спуска колонн обсадных труб, оборудованных обратным клапаном, является необходимость долива жидкости в колонну, что приводит к перерывам в спуске, к необходимости навинчивания цементирующей головки и закачки определенного количества глинистого раствора.

При спуске обсадной колонны следят за показанием стрелки индикатора веса. В случае ненормального роста или снижения веса колонны, что может быть при образовании сальника вокруг башмака колонны, спуск приостанавливают и, навинтив цементирующую головку, промывают скважину до восстановления правильного показания на индикаторе веса. Проводят также промежуточные промывки. Последние одну или две трубы спускают с промывкой и по показаниям индикатора веса нащупывают забой скважины, остерегаясь установки колонны на забой полным весом, при которой может произойти изгиб колонны.

---

## Глава IX

### ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ТАМПОНАЖНЫХ ЦЕМЕНТАХ И ИХ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВАХ

Для цементирования скважин применяются специальные тампонажные цементы, являющиеся особыми сортами портланд-цемента. Портланд-цементом называют гидравлическое вяжущее вещество, способное схватываться в воде. Получается портланд-цемент в результате обжига и последующего помола специально подобранных горных пород или естественных мергелей, содержащих известь, глинозем, кремнезем и окись железа в определенных соотношениях.

Обычно для портланд-цемента допускаются следующие колебания в его химическом составе (в процентах):

окиси кальция $\text{CaO}$	60—67
кремнезема $\text{SiO}_2$	21—24
глинозема $\text{Al}_2\text{O}_3$	4—7
окиси железа $\text{Fe}_2\text{O}_3$	2—5

Качественная характеристика цемента определяется отношением его отдельных составных частей к одной из них или к их сумме. Эта химическая характеристика цементов носит название модуля. В нефтяной промышленности распространены цементы со следующими тремя модулями:

гидравлический модуль (основной)

$$a = \frac{\text{CaO}}{\text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3} \text{ в пределах } 1,7 - 2,7;$$

кремнеземный модуль

$$b = \frac{\text{SiO}_2}{\text{Al}_2\text{O}_3 + \text{Fe}_2\text{O}_3} \text{ в пределах } 1,7 - 3,5;$$

глиноземный модуль

$$c = \frac{\text{Al}_2\text{O}_3}{\text{Fe}_2\text{O}_3} \text{ в пределах } 1 - 3.$$

Применяемый для цементирования скважин тампонажный цемент является высокодействующим портланд-цементом, отличается высо-

ким сопротивлением механическим усилиям, достигаемым в короткие сроки его твердения.

Тампонажный портланд-цемент в химическом и минералогическом отношении представляет смесь минералов-силикатов и минералов-плавней. К минералам-силикатам относятся:

трехкальциевый силикат  $3\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$ ,

двухкальциевый силикат  $2\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$ .

К минералам-плавням относятся:

трехкальциевый алюминат  $3\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3$ ;

пятикальциевый триалюминат  $5\text{CaO} \cdot 3\text{Al}_2\text{O}_3$ ;

однокальциевый алюминат  $\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3$ ;

четырекальциевый алюмоферрит  $4\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3$ ;

однокальциевый феррит  $\text{CaO} \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3$  и др.

В тампонажном портланд-цементе минералогический состав представлен смесью минералов-силикатов (75%) и минералов-плавней (25%). Кроме минералов, в цементе содержится стекловидная масса. Главными цементными минералами являются аллит —  $3\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$  и белит —  $2\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3$ . В процессе обжига смеси названных выше сырьевых материалов образуются клинкерные минералы: силикаты, ферриты, алюминаты и др.

Наиболее важными минералами цементного клинкера являются:

трехкальциевый силикат  $3\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$  ( $\text{C}_3\text{S}$ );

двухкальциевый силикат  $2\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$  ( $\text{C}_2\text{S}$ );

трехкальциевый алюминат  $3\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3$  ( $\text{C}_3\text{A}$ );

четырекальциевый алюмоферрит  $4\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3$  ( $\text{C}_4\text{A} \cdot \text{Fe}$ ).

Свойства портланд-цементов могут изменяться в зависимости от минералогического состава цементных клинкеров.

По отношению между количествами  $\text{C}_3\text{S}$  и  $\text{C}_2\text{S}$ , а также  $\text{C}_4\text{AF}$  и  $\text{C}_2\text{F}$  в цементном клинкере цемент делится на шесть групп: алитовый, нормальный, белитовый, алюминатный, целитовый и ферритовый. Интересующий нас тампонажный цемент по отношению  $\frac{\text{C}_3\text{S}'}{\text{C}_2\text{S}'}$  принадлежит к нормальным цементам. В тампонажном цементе содержится 60—35%  $\text{C}_3\text{S}$  и более 15%  $\text{C}_2\text{S}$ .

## СТАНДАРТНЫЕ ТАМПОНАЖНЫЕ ЦЕМЕНТЫ

В нефтяной промышленности (в зависимости от температуры забоя скважин) применяются следующие два вида стандартных тампонажных цементов:

а) для «холодных» скважин с температурой забоя до  $40^\circ \text{C}$ ,

б) для «горячих» скважин с температурой забоя до  $75^\circ \text{C}$ .

Согласно ГОСТ 1581—63 цементные растворы по времени начала загустевания и окончания процесса твердения должны удовлетворять определенным требованиям.

Начало и конец схватывания определяются степенью погружения в цементный раствор иглы прибора Вика. За начало схватывания принимается время, прошедшее от момента затворения цемента до

момента, когда игла прибора (диаметром 1,13 мм) под влиянием 300-г груза не доходит до дна конусного кольца на 0,5 мм.

За конец схватывания принимается время от начала приготовления цементного раствора до того момента, когда игла прибора проникает в цементное тесто не более чем на 1 мм.

ГОСТ 1581—63 предусматривает технические условия на тампонажные цементы для «холодных» и «горячих» скважин в отношении сроков схватывания и механической прочности.

Цементные образцы для холодных скважин согласно ГОСТ испытываются при температуре  $22 \pm 2^\circ \text{C}$  и для горячих скважин — при температуре  $75 \pm 3^\circ \text{C}$ .

### Цементы для «холодных» скважин

Предел прочности на изгиб цементных образцов, при затворении которых бралось 50% пресной воды от веса сухого порошка, по истечении двух суток твердения должен быть не менее  $27 \text{ кг/см}^2$ .

Сроки схватывания: начало — не ранее 2 ч и конец — не позднее 10 ч 30 мин после затворения на воде.

### Цементы для «горячих» скважин

Предел прочности на изгиб образцов из цементного раствора через двое суток при  $74 \pm 3^\circ \text{C}$  составляет  $62 \text{ кг/см}^2$ .

Сроки схватывания: начало — не ранее 1 ч 45 мин, конец — не позднее 4 ч 30 мин после затворения.

## ВЛИЯНИЕ ВОДЫ, ТЕМПЕРАТУРЫ, ДАВЛЕНИЯ И РАЗЛИЧНЫХ ДОБАВОК НА СВОЙСТВА ТАМПОНАЖНЫХ ЦЕМЕНТОВ

На сроки схватывания цементного раствора и на механическую прочность цементного камня существенное влияние оказывает количество воды, взятое при затворении цемента. Увеличение воды в растворе удлиняет срок схватывания и снижает прочность цементного камня, тогда как уменьшение количества воды делает цементный раствор гуще и схватывается такой цементный раствор быстрее. Отношение весового количества воды (В) к весовому количеству сухого цемента (Ц) называют водо-цементным отношением: В/Ц. В промышленной практике применяется цементный раствор с водо-цементным отношением 0,4—0,5.

Цементный раствор с 50%-ным содержанием воды обладает лучшей подвижностью, но при затвердевании образует менее прочный и более пористый камень.

Исследованиями установлено, что для полной гидратации цемента достаточно 25—35% воды. Излишняя вода в количестве 15—25% остается в виде геля, замкнутая в порах цементного камня, от чего механическая прочность цемента снижается. Прочность камня будет тем большей, чем меньше будет в нем избыточной воды по отношению к весу сухого порошка цемента. Сказанное очень хорошо подтвер-

ждается многочисленными опытами, часть которых нами приводится ниже [25].

Если принять показатель механической прочности цементных образцов при водо-цементном отношении 0,5 в возрасте 28 суток за 100%, то с уменьшением водо-цементного отношения происходит следующее увеличение механической прочности цементного камня:

В:Ц	$\sigma_{сж}$ , кг/см <sup>2</sup>	Увеличение механической прочности, %
0,45	236,5	46
0,43	362,3	57
0,40	462,0	99

Удельный вес цементного порошка колеблется в пределах 3,05—3,20 г/см<sup>3</sup>.

На цементный камень, находящийся в скважине, влияют окружающая его среда, а также температура, давление и химический состав пластовых вод.

Температура ускоряет процесс схватывания и твердения портланд-цементных растворов. Поэтому нередко возникает необходимость в применении других цементов или же воспользоваться специальными реагентами — замедлителями схватывания цементного раствора.

Цементирование скважин, особенно глубоких, имеющих значительную температуру на забое, представляет известную трудность. В таких скважинах возможно схватывание цементного раствора еще до того, как он будет поднят на требуемую высоту в затрубном пространстве. Чтобы избежать этого, необходимо принять соответствующие меры и прежде всего измерить температуру по всему стволу скважины электротермометром. При отсутствии этих измерений температуру на забое скважины определяют при помощи эмпирических формул, пригодных обычно для конкретного района, например, такой:

$$T = t_{cp} + 0,025 H, \quad (98)$$

где  $T$  — температура на глубине скважины  $H$  в градусах С;

$t_{cp}$  — среднегодовая температура воздуха (например, для Баку равна 15° С);

$H$  — глубина скважины, на которой определяется температура, в м.

Геотермической ступенью называют количество метров углубления, соответствующего повышению температуры на 1° С. Величину геотермической ступени можно определить по формуле

$$G = \frac{H}{T - t_{cp}}, \quad (99)$$

где  $G$  — геотермическая ступень в м на 1° С.

Для условий Апшеронского нефтегазоносного района температура на забое скважин глубиной 4000 м по формуле (98) будет

$$T = 15 + 0,025 \cdot 4000 = 115^\circ \text{C}.$$

Величина геотермической ступени при  $115^\circ \text{C}$  по формуле (99) будет

$$G = \frac{4000}{115-15} = 40 \text{ м}/^\circ\text{C}.$$

На величину геотермической ступени влияют состав пород, степень их теплопроводности, наличие трещин в пластах, а также глубина земной коры.

В результате многочисленных замеров в глубоких скважинах на Апшеронском полуострове<sup>1</sup> установлено, что с глубиной значительно уменьшается геотермический градиент и увеличивается геотермическая ступень. Наименьшая геотермическая ступень соответствует верхним слоям разреза до глубины 200 м и составляет 15—20 м/°C, а в интервале 4000—4500 м 125 м/°C.

Исследования АзНИИ показали, что повышение температуры сокращает сроки начала схватывания и твердения цементного раствора, например для раствора из цемента завода Каспи — с 6 ч до 1 ч 35 мин при температуре до  $100^\circ \text{C}$ . При более высоких температурах сроки схватывания этого цемента сокращаются интенсивнее.

При одновременном воздействии на цементный раствор температуры и давления сроки схватывания сокращаются еще более резко. Например, для раствора из цемента Новороссийского завода, срок начала схватывания которого при атмосферном давлении наступает через 2 ч 12 мин, при этой же температуре, но при давлении  $500 \text{ кг}/\text{см}^2$ , срок начала схватывания сокращается до 1 ч 25 мин.

По исследованиям А. И. Булатова [5] повышение температуры до  $140^\circ \text{C}$  и давления свыше  $100 \text{ кг}/\text{см}^2$  вызывает значительное снижение механической прочности образцов стандартного тампонажного цемента.

Вода, на которой затворяется цемент, оказывает влияние (в зависимости от степени минерализации) на сроки схватывания и на механическую прочность цементного камня. Наличие солей в морской воде ускоряет схватывание цементного раствора и повышает прочность затвердевшего цементного камня в первые сроки твердения. Цемент, затворенный на морской воде из Каспия, содержащей около 10 г солей на 1 л, затвердевает с большей прочностью, но сроки его схватывания при этом сокращаются. Образцы цемента, затворенного на пресной воде, после двухдневного твердения при испытании на разрыв дали прочность  $9 \text{ кг}/\text{см}^2$  при начале схватывания 8 ч 5 мин, тогда как этот же цемент, затворенный на морской воде, при испытании образцов имел прочность на разрыв  $13 \text{ кг}/\text{см}^2$  при начале схватывания 5 ч 30 мин.

<sup>1</sup> Овнатанов С. Т., Тамразян Г. П. О термических условиях антиклинальной зоны Сураханы — Карачухур — Зых. Советская геология, № 10, 1960.

Промысловые данные подтверждают, что пластовая вода, имеющая в своем составе большое количество растворенных хлоркальциевых и хлормagneиных солей, резко снижает механическую прочность цементного камня.

Многие минерализованные пластовые воды оказывают влияние как на прочность затвердевшего камня, так и на сроки схватывания его в растворе. Некоторые же из них, как, например, содержащие соли серной кислоты, являются вредными, разрушающими затвердевший в скважине цементный камень. Для таких условий необходимы специальные, более стойкие цементы, способные противостоять действию минерализованной среды.

### ЗАМЕДЛИТЕЛИ СХВАТЫВАНИЯ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА

Высокая температура в глубоких и сверхглубоких скважинах способствует сокращению срока начала схватывания цементного раствора, чем создается угроза преждевременного затвердения цементного камня в колонне. Чтобы избежать преждевременного схватывания, в цементный раствор вводят замедлители схватывания, к которым относятся:

- 1) при температурах 75—130° С:
  - а) окисное сернокислое железо  $\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3$  в количестве 0,5—1 % по весу к цементу,
  - б) КМЦ — в количестве 0,5—0,8 % по весу от веса цемента,
  - в) сульфат-спиртовая барда — до 1 % с добавкой (или без нее) НЧК как пеногасителя, вводимая с водой затворения;
- 2) при температурах до 150—170° С и давлениях до 600 кг/см<sup>2</sup>:
  - а) виннокаменная кислота (ВК) — до 1,25 %;
- 3) при температурах 170—200° С и давлениях 600—700 кг/см<sup>2</sup>:
  - а) комбинированный реагент ВКБК, состоящий из 1,25 % виннокаменной кислоты и 0,2—0,5 % борной кислоты (реагенты ВК и ВКБК повышают прочность цементного камня, ССБ и КМЦ — понижают),
  - б) замедлитель, предложенный М. О. Ашрафьяном и А. И. Булатовым, состоящий из гипана (КМЦ или ССБ) в количестве до 0,6 % в смеси с бихроматом натрия или калия в количестве до 0,3 %.

Ускорители схватывания цементного раствора. При цементировании неглубоких скважин цементный раствор длительное время находится в затрубном пространстве скважины в жидком, несхватившемся виде. Пластовые минерализованные воды могут ухудшить качество раствора, а газ — «разгазировать» его. Для ускорения схватывания в цементный раствор вводят ускорители схватывания. Наиболее распространены реагенты-ускорители  $\text{CaCl}_2$  и  $\text{NaCl}$ . Технический хлористый кальций поставляется в барабанах, в которых содержится до 65 % безводного  $\text{CaCl}_2$ . Добавка его к цементному раствору берется до 2 % по весу к сухому цементу.

## СПЕЦИАЛЬНЫЕ ЦЕМЕНТЫ

Для успешного цементирования нефтяных и газовых скважин в различных геологических условиях, с различной величиной температуры, давления и химического воздействия среды минерализованных вод применяют так называемые специальные цементы. Эти цементы получают из стандартного тампонажного портланд-цемента путем введения добавок, меняющих его свойства в требуемом направлении.

Из многих разновидностей специальных цементов в практике проходки скважин применяются следующие.

**Цементно-песчаные смеси.** В военное время для экономии цемента в ГрозНИИ были разработаны и рекомендованы для внедрения цементно-песчаные смеси. В настоящее время, как правило, для цементирования нефтяных и газовых скважин применяется чистый тампонажный цемент. Однако введение в цементный раствор кварцевого песка, как показали исследования, способствует повышению механической прочности и непроницаемости цементного камня.

А. И. Булатовым и Е. К. Мачинским для высокотемпературных скважин предложены смеси портланд-цемента с большим количеством (до 1 : 4) кварцевого песка. При высоких температурах и давлениях образцы из указанных смесей имели повышенную прочность и непроницаемость. Известны и другие способы приготовления цементно-песчаных смесей, например, путем совместного помола тампонажного клинкера с добавкой к нему кварцевого песка в количестве 25 % к весу клинкера.

Исследованиями А. И. Булатова [5] установлено, что количество песка следует подбирать с учетом температурных условий среды цементно-песчаной смеси. Так, при температуре 20—40° С целесообразно вводить песка до 30 %, при 75° С — 50 %.

При температуре 110° С и давлении 300  $\text{кГ/см}^2$  темп прироста механической прочности цементно-песчаных смесей снижается. Однако с повышением температуры до 140° С и давления до 400  $\text{кГ/см}^2$  механическая прочность камня из этого цемента, взятого даже при отношении 1 : 5, значительно выше, чем у чистого.

Введение кварцевого песка в цементный раствор оказывает существенное влияние на изменение проницаемости цементного камня. Согласно опытам А. И. Булатова над образцами из цементно-песчаной смеси, составленной с отношением цемента к песку 1 : 0, 2 : 1, 1 : 1 и 1 : 5, проницаемость цементного камня при температуре 110° С и давлении 300  $\text{кГ/см}^2$  получалась равной соответственно 0,268; 0,58; 1,35 и 26 *мдарси*. При температуре 140° С и давлении 400  $\text{кГ/см}^2$  проницаемость чистого цементного камня из смеси 1 : 0 составляла 29,6 *мдарси*, при температуре 200° С и давлении 500  $\text{кГ/см}^2$  — 30,4 *мдарси*. Для цементно-песчаных смесей 2 : 1, 1 : 1 и 1 : 5 при температуре среды в пределах 140—200° С и давлении 400—500  $\text{кГ/см}^2$  проницаемость камня оказалась равной нулю.

Применению цементно-песчаных смесей принадлежит будущее, особенно при бурении глубоких скважин.

Утяжеленные цементы. Бурение скважин в осложненных геологических условиях вызывает необходимость применения утяжеленных глинистых растворов. При цементировании скважин, заполненных утяжеленным глинистым раствором, для лучшего вытеснения его цементным раствором последний утяжеляется на величину, равную или превышающую удельный вес глинистого раствора на  $0,1—0,3 \text{ Г/см}^3$ . Такие цементные растворы можно получить путем введения в них следующих утяжелителей [5]:

Утяжелитель	Удельный вес, $\text{Г/см}^3$
Гематит или магнетит . . . . .	4,50
Ферро-силиций . . . . .	6,52
Зеркальный чугун . . . . .	6,55
Феррофосфор . . . . .	7,69

Наибольшую величину удельного веса цементного раствора можно получить путем подбора рецептуры раствора в лабораторных условиях.

Изготовление утяжеленных тампонажных цемента непосредственно на скважинах связано с некоторыми техническими трудностями, особенно при установлении дозировки и при смешивании частей цемента, утяжелителя и воды. Этот вопрос может быть решен получением утяжеленных цемента в заводских условиях путем совместного помола клинкера тампонажного цемента (40%) и гематита, магнетита или другого подобного утяжелителя (60%). По мнению А. И. Булатова, применение помолотого утяжелителя дает несколько меньший эффект, чем утяжелителя в виде магнетитового песка, требующего значительно меньшее количество воды.

Облегченные цементы. Облегченные тампонажные растворы применяются при цементировании нефтяных и газовых скважин, в разрезе которых имеются пласты, поглощающие цементный раствор.

Гидростатическое давление столба цементного раствора большой высоты и нормального удельного веса ( $1,8—1,9 \text{ Г/см}^3$ ), превысив сопротивляемость пласта, вызывает его разрыв и поглощение цементного раствора образовавшейся трещиной. Нередко по этой причине и происходит так называемый недоподъем цементного раствора до заданной высоты в затрубном пространстве скважины.

В таких случаях пользуются облегченным тампонажным раствором, удельный вес которого близок к удельному весу глинистого раствора, применяемого в процессе проходки скважин, т. е. порядка  $1,3—1,5 \text{ Г/см}^3$ . Такой облегченный тампонажный раствор можно получить введением добавок в цемент диатомита, перлита, гильсонита, бентонита и др.

В США облегченные тампонажные цементы получают добавлением диатомовой земли перлита и бентонита. В нашей стране эти добавки также применяются. В частности, в Украинском нефтяном научно-исследовательском и проектно-институте облегченный цементный раствор получен с добавкой вспученного перлита.

Вспученный перлит получается из перлитовой породы, предварительно раздробленной и подвергнутой тепловой обработке при температуре 1000—1200° С. Объемный вес вспученного перлита колеблется в пределах 100—600 кг/см<sup>3</sup>.

В Советском Союзе найдены большие залежи пород перлита в Азербайджане, Армянской ССР, Казахской ССР, в Приморье и в Закарпатье.

По мере увеличения количества добавляемого к цементу перлита удельный вес смешанного раствора уменьшается, а количество воды для сохранения необходимой растекаемости увеличивается. Так, к 90% по весу цемента при водо-цементном отношении 0,5, было добавлено 10% перлита, и удельный вес цементного раствора получен равным 1,48 г/см<sup>3</sup>. При водо-цементном отношении 0,57, количестве цемента 85% и перлита 15% получен удельный вес облегченного цементного раствора, равный 1,35 г/см<sup>3</sup>.

Добавление перлита к цементу уменьшает прочность, которая, однако, несколько увеличивается с введением в цементно-перлитовый раствор CaCl<sub>2</sub>, а именно: а) для здолбуновского цемента (смеси 95% вес. цемента, 5% перлита, водо-цементного отношения 0,48) сопротивление изгибу через двое суток соответствует 28,8 кг/см<sup>2</sup>, при добавке 3% CaCl<sub>2</sub>  $\sigma_{изг} = 30,8 \text{ кг/см}^2$ ; б) для поворооссийского цемента в таких же соотношениях (без добавки CaCl<sub>2</sub>)  $\sigma_{изг} = 22,9 \text{ кг/см}^2$ . Проверка цементно-перлитовых образцов показала, что газопроницаемость их небольшая (менее 1 мл/дм<sup>2</sup>·сек). Недостатком цементно-перлитовых цементов является повышение их удельного веса при увеличении гидростатического давления. При этом повышается вязкость, снижается объем раствора.

В Краснодарнефти цементный раствор облегченного удельного веса получают смешением цемента с глиной (бентонитовой, часовярской и др.) в соотношениях 4 : 1, 3 : 1, 2 : 2, 1 : 1.

Облегченные цементы получают двумя способами:

1) смешением портландских или шлаковых цементов с бентонитовыми или другими глинопорошками (или опокой) с последующим затворением смеси водой при соответствующем регулировании параметров раствора;

2) затворением указанных цементов глинистым раствором, имеющимся на скважинах или специально приготовленным, также с соответствующим регулированием его параметров.

Несколько больший эффект облегчения удельного веса цементного раствора получается в случае предварительного изготовления бентонитового раствора с последующим затворением на нем цемента. При этом используется глинистый раствор из бентонитовой глины удельного веса 1,09 г/см<sup>3</sup>. Например, при 100 кг цемента, 230 л

глинистого раствора, 20 л воды удельный вес цементного раствора получается равным 1,35—1,45 г/см<sup>3</sup>. Начало схватывания такого цементного раствора при температуре 75° С и атмосферном давлении наступает через 6 ч 20 мин, конец схватывания — через 10 ч. При температуре 120° С и давлении 400 кг/см<sup>2</sup> начало схватывания цементного раствора резко снижается. При повышенных температурах облегченные бентонитовые цементные растворы без замедлителей практически непригодны к использованию [5].

Замедлители рекомендуется растворять в воде до смешения с бентонитом.

Опытами установлено, что бентонитовая глина, введенная в цементный раствор, снижает механическую прочность цементного камня. Так, двухсуточная прочность цемента, в которой было введено 5% бентонитовой глины при В/Ц = 0,69, температуре 22° С во время испытания на сжатие снизилась на 60%, а при добавке бентонита 10%, при том же водо-цементном отношении — на 90%. Другой результат получается при повышенной температуре, например при 75° С. Цемент с добавкой 5% бентонита при В/Ц = 0,69 показал прочность при испытании на сжатие 191 кг/см<sup>2</sup>, т. е. всего на 4,5% ниже против полученной при затворении на чистом цементе ( $\sigma_{сж} = 200$  кг/см<sup>2</sup>). При добавке бентонита 10% и В/Ц = 0,96 при температуре 75° С двухсуточная прочность на сжатие цементных образцов составляет 117 кг/см<sup>2</sup>, а на изгиб 25 кг/см<sup>2</sup>.

Смесь тампонажного цемента с высококачественной глиной бентонитом называется г е л ь ц е м е н т о м. Для получения гельцементов рекомендуется вводить в цементный раствор 5—12% бентонита, при менее доброкачественной глине добавлять 15—20%. Приготавливается гельцемент затворением обычного тампонажного цемента на бентонитовом глинистом растворе.

Одним из основных преимуществ гельцементов является его способность улучшать структурно-механические свойства, уменьшать водоотделение. Содержащийся в гельцементе бентонит, набухая, уплотняет структуру цементного камня, в результате чего улучшается его водонепроницаемость. Опыт применения гельцементов на Кубани, в Дагестане, на Ставрополье, Украине, в Узбекистане и в других районах страны подтверждает большую его эффективность при изоляции водяных пластов от продуктивных, обеспечивающей безводную эксплуатацию нефтяных и газовых скважин. Недостаток гельцементов — пониженная прочность цементного камня — не имеет большого значения, так как опытами доказано, что при высокой непроницаемости, какой обладают гельцементы, закрепляющая способность цементного камня в затрубном пространстве достаточна, чтобы удержать вес колонны.

Ш л а к о - п е с ч а н и с т ы е б е з о б ж и г о в ы е с м е с и. Во время бурения глубоких скважин температура на забое может достигать 200—400° С при давлении гидростатического столба жидкости 700—900 кг/см<sup>2</sup>. Для цементирования таких скважин стандартные тампонажные цементы не пригодны. ГрозНИИ раз-

работал и предложил для цементирования скважин при высоких температурах и давлении шлакопесчанистые смеси, составленные на базе гранулированных доменных шлаков и различных кварцевых песков [5, 17].

Исследованиями выявлено, что доменные шлаки аналогичны портланд-цементам. Измельченная масса шлака при смеси с известью, гипсом и другими веществами в воде медленно твердеет, давая по истечении довольно большого времени камень прочности, несколько превышающей прочность портланд-цементов.

Составителями шлако-песчанистых смесей Е. К. Мачинским и А. И. Булатовым первоначально в качестве добавки к шлакам были использованы кварцевые серноводские и грузинские кварцевые пески. Исходные материалы измельчались на шаровых мельницах и при определенной величине их дозировки вводились в цементный раствор до получения требуемой консистенции. Дальнейшее исследование и успешное промышленное испытание их в высокотемпературных скважинах Ставрополя и Кубани показали, что нет необходимости производить помол и что можно пользоваться карьерными песками. Механическая прочность шлако-песчанистого камня с песками средней крупности оказалась даже выше, чем при молотом песке.

Сроки схватывания шлако-песчанистых растворов зависят от лежалости шлака после помола, температуры и давления. При комнатной температуре и атмосферном давлении схватывание и увеличение механической прочности происходят весьма медленно, а при повышенных температурах, наоборот, сроки схватывания наступают очень быстро. Например, состав из 100 частей шлака и 32 частей воды по весу дает начало схватывания через 55 мин, а конец схватывания — через 1 ч 15 мин. Сроки схватывания шлако-песчанистого раствора можно регулировать в желаемых пределах введением определенного количества песка. Так, с увеличением количества песка в смеси сроки схватывания замедляются, в частности при составе 1 : 1 они удлиняются более чем в 14 раз, а при отношении 1 : 0,25 начало схватывания приближается к срокам, которые характерны для применяемых в настоящее время стандартных цементов — начало схватывания через 3 ч 10 мин, а конец схватывания через 3 ч 55 мин. Как показали исследования, с увеличением количества песка в смеси до 40% наблюдается рост прочности шлако-песчанистого камня, а при большем количестве песка она снижается (табл. 32).

Проницаемость шлако-песчанистых камней при температуре 90° С приближается к нулю.

Увеличение температуры выше 100° С приводит к ускорению сроков схватывания и к повышению механической прочности шлако-песчанистых камней. По сравнению со стандартными тампонажными цементами шлако-песчанистые камни более устойчивы в минерализованной воде, хорошо сопротивляются продолжительному воздействию высоких температур и давлений.

Отмеченные преимущества шлако-песчанистых камней — экономичность исходного сырья и несложная технология производства —

Таблица 32

**Изменение прочности шлако-песчанистого камня в зависимости от содержания кварцевого песка**

Состав раствора	Количество вещества, % вес.	Условия затвердевания		Прочность камня на изгиб, кг/см <sup>2</sup>
		давление, кг/см <sup>2</sup>	температура, °С	
Шлак . . . . .	80	300	200	62
Кварцевый песок . . . . .	20			
Вода . . . . .	38			
Шлак . . . . .	50	300	150	54
Кварцевый песок . . . . .	50			
Вода . . . . .	30			
Шлак . . . . .	70	500	150	66
Кварцевый песок . . . . .	30			
Вода . . . . .	38			

позволяют выпускать шлако-песчанистую смесь по более дешевой цене, чем тампонажный портланд-цемент.

В последнее время ГрозНИИ разработал шлако-песчанистую смесь с еще более высокими тампонажными свойствами. Эту смесь изготовляют из кислых гранулированных шлаков и кварцево-магнетитовых песков (отходы обогащательных фабрик). Новая смесь обладает способностью быстрее схватываться. Для замедления схватывания рекомендуется добавлять 5—7% бентонитовой глины. Затвердевая, новый шлако-песчанистый раствор превращается в очень плотный и прочный камень, отличающийся особенно высокой термической и коррозионной стойкостью.

Таблица 33

**Техническая характеристика новых шлако-песчанистых смесей ГрозНИИ**

Состав смеси, %		Водо-цементное отношение	Условия затвердевания		Сроки схватывания, ч—мин		Предел прочности через 48 ч твердения, кг/см <sup>2</sup>		Газо-проницаемость, мдарси
доменный гранулированный шлак	кварцево-магнетитовый песок		температура, °С	давление, кг/см <sup>2</sup>	начало	конец	изгиб	сжатие	

**К и с л ы й   ш л а к**

80	20	0,37	200	500	4—35	7—20	119	411	0,047
50	50	0,37	250	600	3—50	5—05	74	238	0,130
40	60	0,37	300	700	2—05	3—35	70	237	0,202

**О с н о в н о й   ш л а к**

50	50	0,41	200	500	2—02	3—45	70	223	0,057
30	70	0,42	250	600	3—16	5—25	75	215	0,078
30	70	0,42	300	700	1—44	2—36	66	175	0,052

## *Глава X*

### **СПОСОБЫ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН**

В зависимости от геологического строения месторождения и условий залегания продуктивных пластов применяются следующие способы цементирования нефтяных и газовых скважин: 1) одноступенчатое, 2) двухступенчатое, 3) манжетное, 4) цементирование хвостовика, 5) обратное цементирование, 6) цементирование под давлением.

Сущность каждого из названных способов цементирования скважин заключается в закачке цементного раствора в затрубное пространство скважины для того, чтобы при помощи затвердевшего цементного камня создать прочную перемычку, разобщающую вскрытые нефтяные или газовые пласты от водяных. За исключением способа обратного цементирования, цементный раствор закачивается в затрубное пространство через внутреннюю полость цементируемой колонны. Сцепление затвердевшего цементного камня в затрубном пространстве скважины со стенками колонны и со стенками ствола скважины обеспечивает герметичную изоляцию затрубного пространства, исключаящую возможность просачивания газа, нефти или воды из вскрытых пластов.

Разобщение и изоляция вскрытых в скважине продуктивных пластов от водяных цементным раствором при обеспечении герметичности сопряжения затвердевшего цементного камня с породами в затрубном пространстве скважины и являются основной целью цементирования.

### **ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ ПРОБКИ И ГОЛОВКИ**

Одноступенчатое, двухступенчатое и манжетное цементирование производится с применением цементировочных пробок, разъединяющих закачиваемую порцию цементного раствора в колонне от глинистого раствора (или воды), которыми производят продавку цементного раствора. При посадке пробок на упорное кольцо и при перекрытии в нем отверстия мгновенно повышается давление в колонне, сигнализирующее об окончании вытеснения из нее цементного раствора в затрубное пространство по скачку стрелки манометра на головке обсадной колонны.

Цементировочные пробки разделяются на нижние (рис. 50, а) и верхние (рис. 50, б). До последнего времени пробки эти делались из дуба, ясеня и других крепких пород дерева. Сейчас начали применяться самоуплотняющиеся резиновые пробки с алюминиевым или чугунным цилиндрическим остовом (рис. 51), а также чисто резиновые (рис. 52).

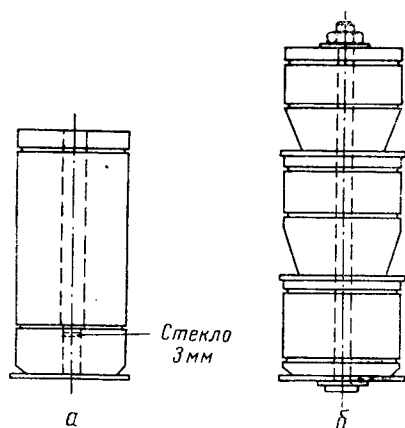


Рис. 50. Цементировочные деревянные пробки.

Нижняя пробка делается с центральным проходным отверстием, перекрытым резиновой диафрагмой или стеклянной пластинкой. При посадке этой пробки на упорное кольцо в колонне и при поломке диафрагмы давлением закачиваемой жидкости цементный раствор будет выходить через отверстие нижней пробки в нижнюю часть колонны, а затем и в затрубное пространство до заданной высоты.

Назначение нижней пробки заключается в очистке внутренней поверхности обсадной колонны от осадка глины. Однако при цементировании нижнюю пробку, к сожалению, не применяют. Вследствие этого возможно загрязнение цементного раствора и ухудшение механических свойств камня.

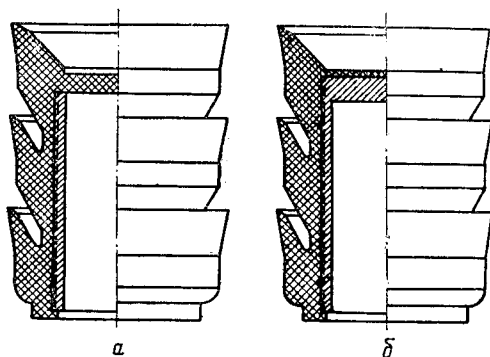


Рис. 51. Самоуплотняющиеся пробки с металлическим остовом.  
а — нижняя; б — верхняя.

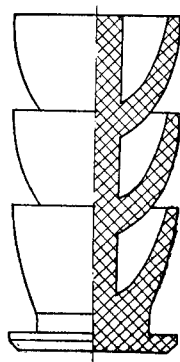


Рис. 52. Самоуплотняющаяся резиновая пробка.

Если толщина осадка на внутренних стенках 146-мм колонны равна 1 мм, а длина колонны 3000 м, то объем глинистого осадка, снятого манжетами верхней пробки, составит около 1 м<sup>3</sup>. Этого количества осадка достаточно, чтобы заполнить внутреннее прост-

ранство колонны от упорного кольца до башмака и затрубное пространство выше башмака на высоту до 60 м.

Следовательно, применение нижней пробки способствует повышению качества цементирования.

Для промывки скважины и проведения процесса цементирования спущенная колонна оборудуется специальной цементировочной головкой, навинчиваемой на резьбу верхней трубы.

В нижней и верхней частях головки имеются трубные отводы, через которые закачиваются глинистый раствор при промывке скважины и цементный раствор при цементировании.

Цементировочные головки изготовляются разной высоты — от 0,5 до 1,5 м и рассчитаны на давление 100—400  $\text{кг/см}^2$  в зависимости от глубины цементируемой скважины и скорости движения потока цементного раствора в затрубном пространстве скважины.

Высота современных усовершенствованных конструкций цементировочных головок определяется количеством пробок, устанавливаемых в головке до начала цементирования скважины. С применением головок такой конструкции отпала необходимость в многократном отвинчивании и завинчивании головки для спуска в колонну пробок, как это делалось раньше, когда применяли невысокие и несовершенные конструкции цементировочных головок. Так как на операции с головками при спуске двух пробок затрачивалось 15—20 мин, то для сокращения времени было решено ограничиться лишь одной верхней пробкой.

В последнее время применяется цементировочная головка ЦГ5-150, позволяющая устанавливать в ней одну нижнюю и две верхние цементировочные пробки (рис. 53). В нужный момент ослаблением стопорного

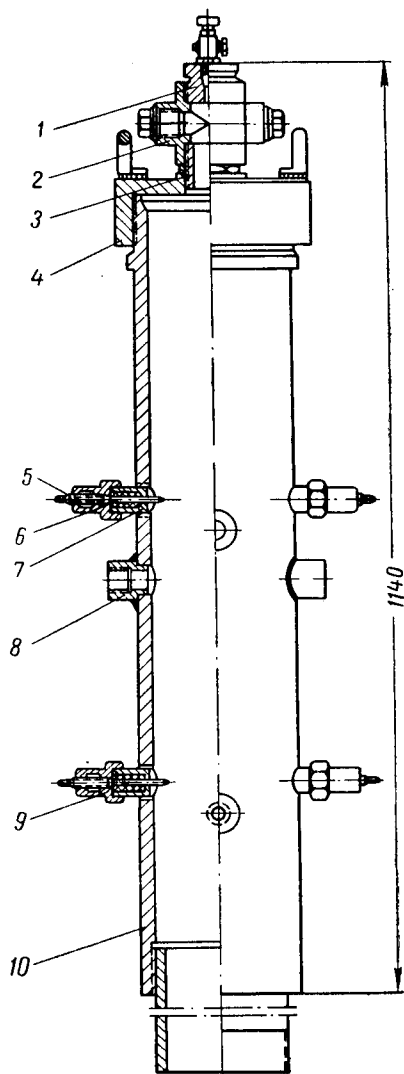


Рис. 53. Цементировочная головка ЦГ5-150.

1 — переводник; 2 — крестовина; 3 — нипель; 4 — крышка корпуса; 5 — стопор; 6 — сальник; 7 — корпус сальника; 8 — патрубок; 9 — фасонная гайка; 10 — корпус.

болта (5) освобождается нижняя пробка, а после прокачки цементного раствора — две верхние пробки. Верхние пробки продавливаются закачкой глинистого раствора через верхние четыре отвода при перекрытых задвижках нижних отводов.

### ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ АГРЕГАТЫ

Для закачки цементного раствора в скважину и для продавки его в затрубное пространство скважины глинистым раствором применяются цементировочные агрегаты.

В настоящее время в нефтяной и газовой промышленности преимущественно используются следующие цементировочные агрегаты: ЦА-300, цементировочный агрегат с продавочным насосом давлением  $300 \text{ кг/см}^2$ ; ЦА-4,4/320М цементировочный агрегат с производительностью продавочного насоса (средней)  $4,4 \text{ л/сек}$ , давлением  $320 \text{ кг/см}^2$  и модернизированный ЗЦА-400.

Помимо закачки цементного раствора, при помощи цементировочных агрегатов выполняется ряд важных для бурения вспомогательных работ: а) опрессовка бурильных труб и колонн обсадных труб, б) восстановление циркуляции глинистого раствора при прихвате бурильных труб, в) производство нефтяных ванн для ликвидации прихвата труб, г) разрыв пластов и др.

Почти все цементировочные агрегаты устанавливаются на автомашинах грузоподъемностью 5—10 Т.

Цементировочный агрегат состоит из следующего оборудования: 1) поршневого насоса высокого давления для закачки цементного раствора и продавки его глинистым раствором в затрубное пространство, 2) ротационного насоса для подачи воды в цементную мешалку во время приготовления цементного раствора, 3) двигателя, дополнительно установленного на автомашине для привода водяного насоса, 4) замерных баков, разделенных перегородкой, для определения количества жидкости, закачиваемой в колонну при продавке цементного раствора, 5) гидравлической цементной мешалки и другого вспомогательного оборудования и инструмента.

Цементировочные агрегаты ЦА-320М и ЗЦА-400 применяются для цементирования глубоких скважин. Цементировочный агрегат ЦА-320 выпускался с мощностью привода, не превышающей  $180 \text{ л. с.}$ , что ограничивало производительность насосов.

В настоящее время выпущен новый цементировочный агрегат ЗЦА-400 мощностью  $500 \text{ л. с.}$ , развивающий давление  $400 \text{ кг/см}^2$  при производительности  $6,5 \text{ л/сек}$  и наибольшую производительность  $33 \text{ л/сек}$  при давлении  $80 \text{ кг/см}^2$ .

Агрегат ЗЦА-400 (рис. 54) смонтирован на грузовом трехосном автомобиле «Днепр-219». На раме автомобиля, непосредственно за кабиной, расположена силовая установка агрегата, состоящая из двигателя с многодисковой фрикционной муфтой и высоконапорным центробежным вентилятором. Двигатель агрегата дизельмотор В2-500АЧ (двенадцатицилиндровый четырехтактный V-образный)

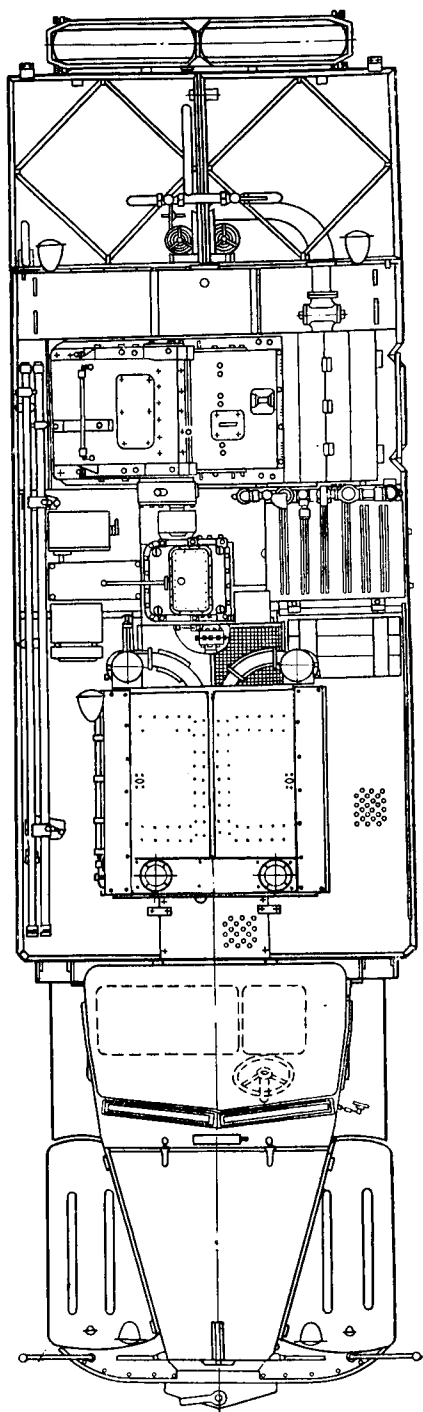
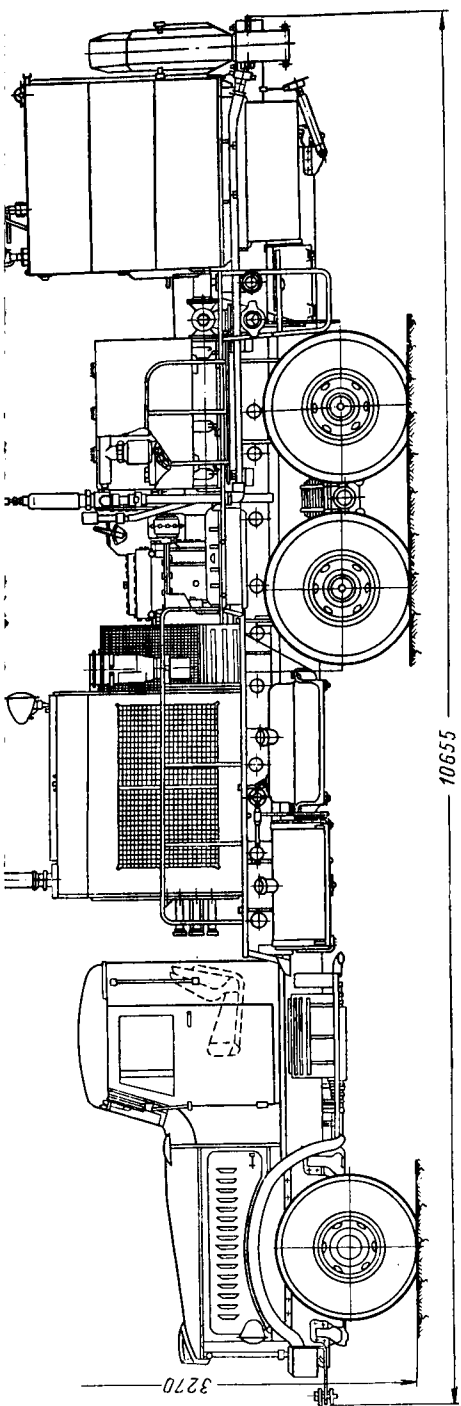


Рис. 54. Цементировочный агрегат ЗЦА-400.

мощностью 500 л. с. при 1800 об/мин. Двигатель запускается электро-стартером, питаемым током от специально установленной аккумуляторной батареи.

Двигатель агрегата при помощи многодисковой фрикционной муфты соединен с приемным валом коробки передач, которая предназначена для изменения числа ходов насоса. Коробка передач четырехскоростная с промежуточными скоростями, выбранными из соотношения геометрического ряда прогрессии. Выводной вал коробки передач зубчатой муфтой соединен с одноступенчатым редуктором, ведомое колесо которого закреплено на трансмиссионном валу насоса. Передаточное отношение редуктора 1,65.

Насос агрегата (10Т) установлен перпендикулярно к оси автомобиля над его задним мостом. Насос горизонтальный, трехцилиндровый, двойного действия. Шатуны стальные, литые, таврового сечения. Головки их смонтированы на коренном валу на роликоподшипниках. Каждая из трех клапанных коробок прикрепляется к станине шпильками. Сменные цилиндрические втулки уплотняются резиновыми кольцами и удерживаются цилиндрической крышкой. Поршни насоса насаживаются на цилиндрический хвостовик штока и уплотняются самоуплотняющимися манжетами. Поршни имеют размеры 100, 115 и 127 мм, что обеспечивает работу насоса при давлениях соответственно 400, 300 и 232 кг/см<sup>2</sup>. Приемный коллектор при помощи трехходового крана соединен с 146-мм приемным трубопроводом агрегата, позволяющим принимать раствор как из замерной емкости, так и из бачка, расположенного на земле, с любой стороны агрегата. Нагнетательный коллектор соединен с напорным трубопроводом, оборудованным компенсатором, рабочим краном с проходным диаметром 40 мм, предохранительным клапаном гвоздевого типа и контрольным пробковым краном со сбросом жидкости в замерную емкость или в емкость, расположенную вне агрегата. Цементировочный агрегат оснащен 146-мм приемной трубой, трубами высокого давления общей длиной 23,5 м и дополнительной 114-мм линией раздачи от замерной емкости. Трубы высокого давления при транспортировке укладывают в два ряда на специальные стойки, установленные на агрегате справа по ходу.

Замерная емкость объемом 6 м<sup>3</sup> имеет облегченную сварную конструкцию.

Управление агрегатом централизовано и осуществляется в одном варианте с пульта, расположенного на платформе между силовой установкой и насосом, а в другом — при помощи дистанционного механизма гидравлического действия из кабины автомобиля.

Промышленные испытания на скважинах в Азербайджане и в Чечено-Ингушетии показали, что агрегат ЗЦА-400 удобен в эксплуатации, экономичен и отвечает современным требованиям цементирования глубоких скважин. Применение этого агрегата, имеющего высокую мощность и производительность, позволяет резко сократить количество машин, требуемых при цементировании скважин, упрощает обвязку оборудования, облегчает руководство процессом,

сокращает потребность в транспортно-плавучих средствах при цементировании на море и др.

Данные о производительности и давлении цементировочных агрегатов приводятся в табл. 34.

Таблица 34

Производительность  $Q$  в л/сек и давление  $p$  в кг/см<sup>2</sup>, развиваемые цементировочными агрегатами ( $d$  — диаметр поршня в мм)

Скорость	$d=100$		$d=115$		$d=127$	
	$Q$	$p$	$Q$	$p$	$Q$	$p$

Цементировочный агрегат ЦА-300 ( $N=165$  л. с.,  $n=1500$  об/мин)

I	1,30	—	1,72	—	2,10	—
II	2,36	308,0	3,12	230,0	3,80	191
III	4,50	161,5	5,95	122,0	7,25	100
IV	8,05	91,5	10,62	68,2	12,96	56
V	10,35	70,0	18,65	53,2	16,60	43,5

Цементировочный агрегат ЦА-320М ( $N=180$  л. с.,  $n=2000$  об/мин)

I	1,40	400	1,74	320	2,35	240
II	2,55	320	3,16	266	4,28	196
III	4,80	165	5,98	140	8,10	103
IV	8,65	95	10,70	78	14,50	58

Цементировочный агрегат ЗЦА-400 ( $N=500$  л. с.,  $n=1600$  об/мин)

I	6,51	400,0	—	—	11,25	232
II	9,60	270,0	—	—	16,10	163
III	14,20	182,5	—	—	23,80	110
IV	19,70	131,0	—	—	33,00	80

## ЦЕМЕНТОСМЕСИТЕЛЬНЫЕ МАШИНЫ

Цементный раствор при цементировании нефтяных и газовых скважин готовится механизированным способом при помощи доставляемых на скважины смесительных машин.

Существуют следующие три типа цементосмесительных машин: СМ-10, 2СМН-20, СМП-20.

Цементосмесительная машина СМ-10 — самоходный агрегат, смонтированный на шасси автомашины ЯАЗ-210, грузоподъемностью 10 т. Эта машина предназначена для перевозки и смешивания порошкообразных материалов: цемента с водой при цементировании или в процессе приготовления глинистого раствора — глинопорошков и утяжелителей.

Емкость бункера цементосмесительной машины СМ-10 составляет 7,5 м<sup>3</sup>. Производительность по цементному раствору 0,6—1,0 м<sup>3</sup>/мин. Удельный вес цементного раствора 1,7—2,0 г/см<sup>3</sup>. Давление воды в компенсаторе 7—10 кг/см<sup>2</sup> (при необходимости оно может быть

увеличено). Потребляемая мощность 30 л. с. Вес машины в порожнем состоянии 11,8 т. Машина загружается цементом непосредственно на складе. Ни опорных домкратов, ни загрузочных шнеков с приводом к ним не требуется, в связи с чем она используется как транспортная машина для перевозки цемента.

Смесительная машина 2СМН-20 состоит из металлического закрытого бункера емкостью 20 т, имеющего наклоненные под углом  $53^\circ$  боковые стенки. Днище бункера выполнено в виде двух параллельных корыт для шнеков. Шнеки приводятся во вращение через коробку отбора мощности, а цепные и карданные передачи — от двигателя автомашины. Разгрузочные концы двух шнеков выходят за пределы бункера в приемную воронку, в которой оба потока цемента соединяются и направляются особым вертикальным шнеком к смесительному устройству. Смесительное устройство, представляющее собой гидравлический смеситель, имеет регуляторы давления подаваемой жидкости, производительности цементировочной машины и удельного веса цементного раствора. Регулятор удельного веса представляет собой магазин с набором насадок разного сечения. Поворотом рычага любую из насадок магазина можно установить против сопла, и этим регулируется удельный вес портландцементного раствора от 1,7 до 2,1 г/см<sup>3</sup>.

Смесительное устройство снабжено обводной линией с краном, позволяющим при регулировке сбрасывать некоторое количество воды в выкидную трубу. Вода подается в смесительное устройство ротационным или поршневым насосом цементировочного агрегата.

К месту работы машина подается незагруженной. Но по шоссе и сухим грунтовым дорогам в бункере можно перевозить до 8 т сухого цемента. Грузоподъемность шасси машины МАЗ-200 7 т. Производительность этой машины 0,8—1,6 м<sup>3</sup>/мин.

Смесительная машина СМП-20. Эта машина предназначена для приготовления из порошковых материалов цементного и глинистого растворов, а также утяжеления глинистых растворов порошкообразными утяжелителями до удельного веса 1,75—2,0 г/см<sup>3</sup>. СМП-20 смонтирована на 20-Т полуприцепе МАЗ-5203 и транспортируется автотягачом ЯАЗ-240Д. Машина состоит из бункера емкостью 20 т сухого цемента с двумя шнековыми транспортерами, расположенными в нижней части бункера, смесительного устройства, привода, представленного автомобильным двигателем ГАЗ-ММ с коробкой перемены передач, и раздаточного редуктора, соединенного с бункерными шнеками цепными передачами.

Вес машины без тягача 8,520 т. Производительность машины 0,8—1,6 м<sup>3</sup>/мин.

### ОДНОСТУПЕНЧАТОЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ

Технологический процесс одноступенчатого цементирования осуществляется следующим образом. После того, как в скважину спущена колонна обсадных труб, на верхнюю часть колонны навинчи-

вают цементирующую головку. Подсоединив к отводам головки буровой насос, начинают промывать скважину, до выравнивания удельного веса глинистого раствора, входящего и выходящего из скважины. После промывки скважины приступают к затворению цемента агрегатами и цементосмесительными машинами. Освобождают зажатую в нижней части головки нижнюю цементирующую пробку и поверх нее качают цементный раствор в количестве, определенном специальным расчетом. Закачав весь объем цементного раствора в обсадную колонну, освобождают в головке вторую (верхнюю) цементирующую пробку (их может быть две), после чего сверху закачивают продавочную жидкость, которой может быть вода или глинистый раствор.

В процессе закачки продавочной жидкости цементный раствор, находящийся между двумя пробками, будет перемещаться вниз, пока нижняя пробка не остановится на упорном кольце. Как только нижняя пробка сядет на упорное кольцо, закрыв его отверстие, давление промывочной жидкости повысится, вследствие чего стеклянная перемычка в проходном отверстии нижней пробки сломается и цементный раствор начнет выходить через отверстие пробки в нижнюю часть колонны и далее через башмак в затрубное пространство скважины. Когда верхняя пробка сядет на нижнюю, перекрыв ее отверстие, в колонне мгновенно повысится давление, что передается стрелке манометра продавочного агрегата и явится сигналом для прекращения закачки продавочной жидкости. Скачок стрелки манометра свидетельствует о полном вытеснении цементного раствора из колонны в затрубное пространство, т. е. об окончании процесса цементирования.

## ДВУХСТУПЕНЧАТОЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ

В глубоких скважинах продуктивные пласты могут находиться как в нижней части разреза, так и в верхней. Это вызывает необходимость поднимать цементный раствор на значительную высоту, нередко до устья скважины, чтобы перекрыть цементным раствором верхние продуктивные пласты.

Поднимают цементный раствор до устья и в газовых скважинах, чтобы повысить герметичность резьбовых соединений колонны и затрубного пространства.

Ввиду недостаточной мощности и давления в насосах цементирующих агрегатов и возможных гидроразрывов пластов произвести одноступенчатое цементирование с подъемом цементного раствора на значительную высоту не всегда возможно. В этих случаях применяют двухступенчатое цементирование, сущность которого заключается в том, что закачиваемый объем цементного раствора разделяется на две части. Первую часть цементного раствора продавливают через башмак колонны, а вторую — через отверстие в специальной муфте, установленной в колонне на некотором расстоянии от забоя скважины.

Способ двухступенчатого цементирования глубоких скважин применяют и в тех случаях, когда вследствие высокой температуры забоя появляется опасность при одноступенчатом цементировании не уложиться в период времени, ограниченный началом схватывания данного цемента.

На рис. 55 показана конструкция специальной цементировочной муфты, состоящей из цилиндра 10 с чисто отработанной внутренней поверхностью и четырьмя отверстиями 6 для выхода цементного раствора в затрубное пространство. В цилиндре 10 при помощи стопорных шпилек закреплены верхний 4 и нижний 7 подвижные цилиндры, предназначенные для открытия отверстий в цилиндре 10 (нижним цилиндром 7) и закрытия этих же отверстий (верхним цилиндром 4) после того, как через них будет вытеснен из колонны в затрубное пространство цементный раствор.

Нижний цилиндр 7 на своих торцах имеет вырезы, препятствующие его вращению при разбуривании цементного камня. В нижней части этого цилиндра установлено на резьбе упорное кольцо, предназначенное для остановки пробки. Верхний цилиндр в нижнем конце также имеет стопорный вырез по торцу, а в верхнем конце — седло 1 для остановки верхней пробки с последующим при этом срезом стопорных шпилек, перемещением вниз и закрытием боковых отверстий цилиндра 10 в момент окончания цементировки.

Рис. 55. Специальная цементировочная муфта.

1 — седло II; 2 — предохранительное пружинное кольцо; 3 — вырезы; 4 — верхний цилиндр; 5 — вырезы под замок против вращения в верхнем цилиндре; 6 — отверстия для выхода цементного раствора; 7 — нижний цилиндр; 8 — седло I; 9 — вырезы под замок; 10 — цилиндр-кожух; 11 — переводчик.

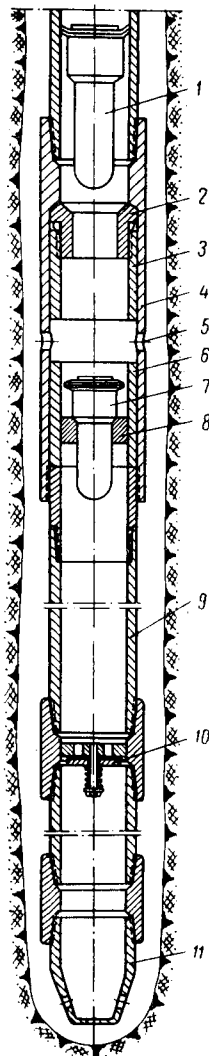


Рис. 56. Схема двухступенчатого цементирования при помощи двух пробок.

1 — верхняя пробка; 2 — верхнее седло; 3 — верхний цилиндр; 4 — муфта для двухступенчатого цементирования; 5 — отверстия для выхода цементного раствора; 6 — нижний цилиндр; 7 — нижняя пробка; 8 — нижнее седло; 9 — обсадная колонна; 10 — обратный клапан; 11 — направляющий башмак.

На упорном кольце 1 снаружи посажено предохранительное пружинное кольцо 2, которое при перемещении верхнего цилиндра вниз заходит в вырезы 3, имеющиеся на внутренней поверхности цилиндра.

Процесс двухступенчатого цементирования осуществляют по двум вариантам с применением двух или четырех продавочных пробок. При использовании двух пробок (рис. 56) цементирование начинается с закачки в колонну первой части объема цементного раствора и промежуточной продавочной жидкости в количествах, определенных специальным расчетом. Вслед за этим освобождают в головке нижнюю пробку (рис. 57) и продавливают ее цементным раствором второй части объема. После закачки объема второй части цементного раствора освобождают в головке верхнюю пробку и продавливают ее глинистым раствором в объеме, определенном расчетом. В этот момент в колонне будут двигаться вниз две порции цементного раствора. Нижняя пробка I ступени вместе с нижней частью объема цементного и глинистого растворов свободно проходят через верхнее седло 2 цементировочной муфты, но задерживаются на нижнем упорном кольце 8. Возросшим в этот момент давлением срезаются шпильки, удерживающие цилиндр 6, и он, перемещаясь вниз, открывает отверстия 5, позволяя цементному раствору, следующему за первой пробкой, выйти в затрубное пространство.

Вторая, верхняя пробка, дойдя до верхнего упорного седла, после продавки цементного раствора II ступени в затрубное пространство, также задерживается и повысившимся давлением срежет шпильки верхнего цилиндра 3, который, опустившись вниз, перекроет отверстия 5. Резкое увеличение давления на манометре продавочного насоса, происходящее в этот момент, будет свидетельствовать об окончании цементирования.

Некоторый интерес может представлять двухступенчатое цементирование с применением четырех пробок (рис. 58).

При цементировании по этому варианту спускают первую нижнюю пробку (с центральным проходным отверстием, перекрытым стеклянной перемычкой) и закачивают первую часть объема цементного раствора, предназначенную для продавки за башмак колонны (I ступень). После закачки первой части объема цементного раствора опускают вторую (такого же размера) глухую пробку и продавливают ее промежуточным объемом глинистого раствора.

Обе пробки с цементным раствором между ними без задержки проходят через отверстия упорных колец цементировочной муфты 6.

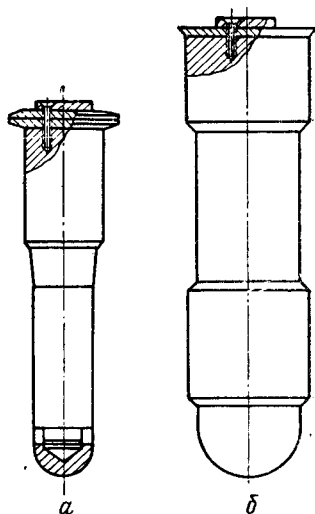


Рис. 57. Пробки для двухступенчатого цементирования:

а — нижняя; б — верхняя.

Затем вслед за прокачкой промежуточного объема глинистого раствора спускают третью пробку (глухую) несколько большего диаметра, которая, дойдя до упорного кольца нижнего цилиндра, задерживается, срезает шпильки и, переместив его вниз, открывает

отверстия в муфте. Четвертая (глухая) пробка спускается в колонну после закачки второй части объема (II ступени) цементного раствора. При посадке ее на упорное седло давлением глинистого раствора срезаются шпильки, удерживающие верхний цилиндр, при опускании которого вниз закрываются отверстия цементировочной муфты.

Технологический процесс двухступенчатого цементирования по сравнению с одноступенчатым более сложен, требует тщательного выполнения расчета и закачки точных объемов цементного и глинистого растворов, доброкачественного изготовления цементировочной муфты и ее деталей, а также пробок и надежного перемещения цилиндров. Допущенные нарушения приводят к неудовлетворительному результату. Нередко случается так, что из-за неоткрытия выходных отверстий муфты в колонне остается излишний столб цементного раствора, который затем приходится разбуривать. Правильное освоение этого способа цементирования глубоких скважин имеет огромное значение, так как при помощи одной колонны обсадных труб можно перекрыть цементным камнем все вскрытые продуктивные и водяные пласты и изолировать их друг от друга по всей высоте разреза скважины.

Двухступенчатый способ цементирования глубоких скважин широко применяется в конторах бурения Кубани (рис. 59), Украины и Татарии. В некоторых из них в этот способ внесены изменения: например, чтобы избежать разрыва продуктивного пласта высоким столбом цементного

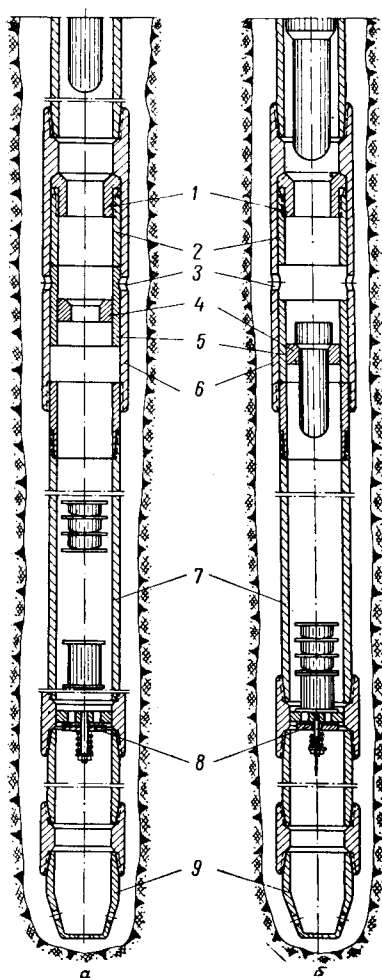


Рис. 58. Схема двухступенчатого цементирования.

а — положение до открытия отверстий в цементировочной муфте; б — положение при открытии отверстий в цементировочной муфте.

1 — верхнее седло; 2 — верхний цилиндр; 3 — отверстия для выхода цементного раствора; 4 — нижнее седло; 5 — нижний цилиндр; 6 — муфта для двухступенчатого цементирования; 7 — обсадная колонна; 8 — обратный клапан; 9 — направляющий башмак.

раствора в затрубном пространстве глубокой скважины, цементный раствор закачивают с разрывом во времени между ступенями до 10—12 ч. Во время твердения цементного раствора I ступени поддерживается непрерывная циркуляция глинистого раствора через боковые отверстия в цементирующей муфте [12, 15].

Вторая (верхняя) пробка после закачки цементного раствора II ступени закрывает выходные отверстия в муфте. Столб цементного раствора II ступени, расположенный в затрубном пространстве над уже затвердевшим столбом I ступени, очевидно, не может вызвать разрыва продуктивного пласта.

### МАНЖЕТНОЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ

Цементирование скважин одно- и двухступенчатыми способами производится, как правило, при открытых продуктивных пластах с неизбежным перекрытием их плотным цементным кольцом, что может привести к снижению дебита нефти и газа, особенно по скважинам с невысоким пластовым давлением. Дебит нефти и газа из таких скважин может быть больше, если цементное кольцо будет находиться не против,

Рис. 59. Муфта и пробки для двухступенчатого цементирования в Краснодарнефти.

а несколько выше продуктивного пласта. Достигнуть этого удастся при помощи так называемого способа манжетного цементирования. В скважину спускается колонна обсадных труб, нижняя часть которой состоит из труб, перфорированных на

высоту, соответствующую мощности эксплуатируемого пласта. На границе перехода от перфорированных труб (выполняющих роль фильтра) к сплошным трубам находится участок с тремя

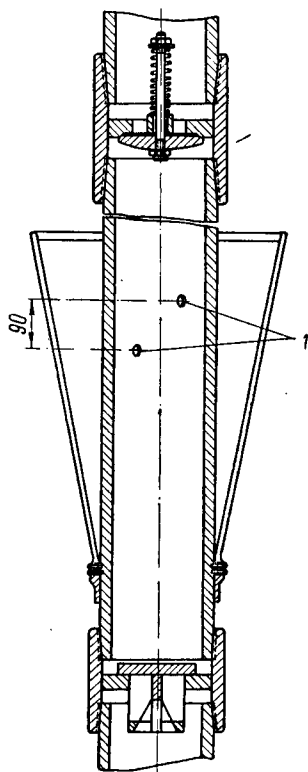


Рис. 60. Оборудование колонны при манжетном цементировании.

1 — отверстия диаметром 30 мм. Отверстия смещены на 60°.

большими (до 30 мм) отверстиями в колонне для выхода цементного раствора при цементировании скважины. Выше этого участка в колонне установлен обратный клапан, ниже — прямой клапан или заглушка (рис. 60). В этом же месте, но с наружной стороны колонны укрепляют конусной формы брезентовую манжету для направления вверх выходящего из отверстий потока цементного раствора. Благодаря применению манжеты, препятствующей попаданию цементного раствора в зону расположения продуктивных пластов, этот способ цементирования называется манжетным. В отдельных вариантах этого метода на высоте одной трубы от обратного клапана устанавливается упорное кольцо.

Процесс манжетного цементирования производится с применением двух пробок подобно одноступенчатому цементированию. Закачанный в колонну цементный раствор, находящийся между двумя пробками — нижней (с отверстием) и верхней (глухой), — продавливается глинистым раствором до посадки нижней пробки на упорное кольцо или на обратный клапан.

В момент посадки верхней пробки на нижнюю, как известно, в колонне возникает повышенное давление, означающее вытеснение цементного раствора из колонны в затрубное пространство.

Наличие обратного клапана в колонне препятствует возвратному движению цементного раствора из затрубного пространства в колонну, а наличие прямого клапана или заглушки — попаданию цементного раствора вниз, где расположена перфорированная часть колонны (фильтр).

### ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ФИЛЬТРА-ХВОСТОВИКА И ХВОСТОВИКА-КОЛОННЫ

Как указывалось выше, в некоторых конструкциях скважин предусмотрена относительно короткая колонна, называемая хвостовиком-фильтром, если она состоит из перфорированных труб или из труб, которые будут перфорированы после спуска и цементирования в скважине, или хвостовиком-колонной, если эта колонна (в глубоких скважинах) будет выполнять роль промежуточной колонны.

Хвостовики спускаются в скважину на бурильных трубах, с которыми они соединяются при помощи левого переводника. Закачав через бурильные трубы необходимое количество цементного раствора, вращением вправо начинают отвинчивать бурильные трубы и после промывки глинистым раствором извлекают их на поверхность.

Низ хвостовика-фильтра оборудован направляющей пробкой. В хвостовике расположены обратный клапан, ниже которого имеются отверстия для выхода цементного раствора в затрубное пространство, и заглушка или прямой клапан, препятствующий движению цементного раствора вниз.

При спуске хвостовика-колонны с установленным внизу обратным клапаном (подобно промежуточной колонне) необходимо доли-

вать жидкость в спускаемую комбинированную колонну из бурильных и обсадных труб через каждые 200 м.

Во избежание продольного изгиба хвостовики подвешиваются к промежуточной колонне при помощи специального захватного приспособления или цементирования верхней части хвостовика.

При отвинчивании бурильных труб важно установить момент выхода их из резьбового соединения левого переводника хвостовика, что удастся достигнуть путем внимательного наблюдения за показанием стрелки индикатора веса.

## ОБРАТНОЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ

При обратном способе цементирования цементный раствор закачивают в затрубное пространство скважины. Цементный раствор, достигнув забоя скважины, попадает через башмак колонны в ее внутреннюю полость.

Вытесняемый цементным раствором глинистый раствор выходит из колонны через отводы в специальной головке на устье скважины.

После закачки рассчитанного объема цементного раствора в затрубное пространство скважины и достижения им башмака колонны (вернее с небольшим вхождением во внутрь колонны), на устье закрывают задвижки, чем прекращают выход вытесняемой из колонны жидкости. На этом процесс цементирования скважины по способу обратного цементирования заканчивается. Скважину оставляют в покое для твердения цементного раствора, остановленного при его движении в затрубном пространстве на требуемом уровне от устья.

Основное преимущество обратного цементирования — не требуется применять мощные продавочные агрегаты, так как цементный раствор опускается по затрубному пространству вниз под действием силы собственного веса.

С другой стороны, этот способ цементирования имеет и крупные недостатки, вследствие чего он не получил широкого промышленного применения. Главные из них следующие:

1) скопление в зоне башмака обсадной колонны и в кровле продуктивного горизонта недоброкачественного цементного раствора из-за наличия в нем глины и кусков породы, смытых со стенок ствола скважины при движении потока цементного раствора в затрубном пространстве скважины;

2) отсутствие возможности точно определить момент вхождения цементного раствора в башмак колонны и высоту его уровня в затрубном пространстве в период цементирования, что вызывает необходимость разбуривания цементного камня в колонне.

## ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

В практике бурения известны случаи, когда законченная бурением скважина при ее освоении дает вместо нефти воду. Для исправления подобного неудачного цементирования и для изоляции

прорвавшихся из-под башмака колонны верхних вод производят повторное цементирование, создавая для продавки цементного раствора в узкие каналы и в поры пласта повышенное давление. Такое цементирование широко применяется при ликвидации прорывов агрессивных верхних или подошвенных вод в эксплуатационных скважинах или в скважинах, находящихся в освоении. Наиболее часто для таких случаев применяется цементирование, выполняемое по способу, предложенному Н. К. Байбаковым.

### ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН ПО СПОСОБУ БАЙБАКОВА

При этом способе цементирования предварительно путем извлечения из скважины жидкости стремятся проработать и увеличить дренажные каналы, по которым вода поступает в скважину. Промывают колонну до низа фильтра через спущенные в нее насосно-ком-

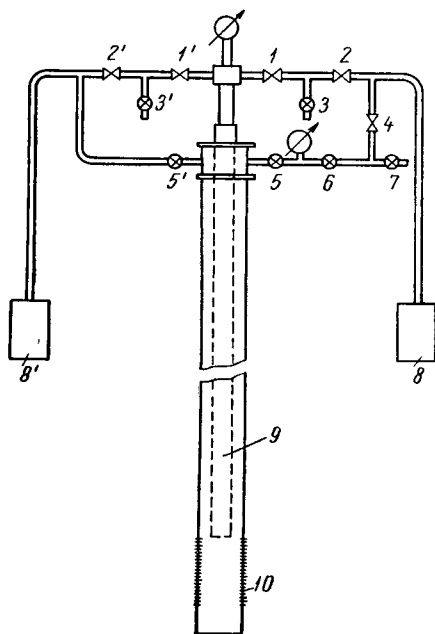


Рис. 61. Схема обвязки устья скважины при цементировании по способу Байбакова.

прессорные трубы, которые затем закрепляют на крестовине фонтанно-компрессорной головки. После этого через колонну насосно-компрессорных труб буровым насосом или чаще всего цементировочным агрегатом закачивают воду и испытывают скважину на поглощение. При этом продавку жидкости чередуют с извлечением ее из колонны, чтобы добиться требуемой разработки дренажных каналов.

Для проведения цементирования устье скважины оборудуют по схеме, показанной на рис. 61. Цементирование проводят в следующем порядке. Закачивают цементный раствор через задвижки 1, 2 (или через задвижки 1', 2') при открытых задвижках 5, 6 и 7 и закрытых задвижках 3, 4, 3' и 5'. Вытесняемая при этом из скважины вода будет выходить по нижнему отводу, через задвижки 5, 6 и 7.

Когда цементный раствор приблизится к башмаку насосно-компрессорных труб 9, задвижки 6 и 7 закрывают и продавливают цементный раствор через отверстия фильтра 10 в затрубное пространство и через дренажные каналы в источник обводнения при помощи цементировочного агрегата 8.

На скважине предусматривается резервный цементировочный агрегат 8'.

При продавке необходимого количества цементного раствора надо следить за величиной давления на головке и в затрубном пространстве. По повышению давления можно судить о поступлении цементного раствора в пласт. Иногда оно может достигать величины, опасной для обвязки устья, и превышать давление предварительной опрессовки. Если при продавке создается высокое давление, то следует прекратить цементирование, даже если расчетное количество цементного раствора и не проникло полностью в пласт, и приступить к вымыванию цементного раствора из труб.

Оставшийся в колонне цементный раствор вымывают обратной промывкой через открытые задвижки 4, 6 и 5 при закрытых задвижках 2, 2' и 7. Жидкость из скважины выходит через колонну насосно-компрессорных труб через открытые задвижки 1, 1' и 3, 3'.

Цементный раствор вымывают из скважины при давлении, меньшем на 3—5  $\kappa\Gamma/\text{см}^2$  по сравнению с конечной величиной продавки в пласт, чтобы не допустить возвратного движения цементного раствора из дренажных каналов в скважину. Цементный раствор вымывают до наступления его схватывания, после чего прекращают вымывание, понижают давление и приступают к извлечению насосно-компрессорных труб из скважины.

При продавке цементного раствора в пласт способом Байбакова повышенное продавочное давление может разорвать колонну в слабом ее месте. Поэтому перед цементированием рекомендуется детально ознакомиться с креплением скважины и соответствующим расчетом определить предельную (безопасную) величину внутреннего давления на колонну обсадных труб.

## ПАКЕРНЫЙ СПОСОБ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН ПОД БОЛЬШИМ ДАВЛЕНИЕМ

Цементирование, при котором продавка цементного раствора производится под большим давлением (приблизительно 300  $\kappa\Gamma/\text{см}^2$  и выше), осуществляется с применением специального пакера.

Сущность этого способа цементирования, который получил название пакерного, заключается в следующем.

На бурильных или насосно-компрессорных трубах в скважину спускается снаряд, состоящий из промывочного устройства и собственно пакера, представляющего собой трубчатый корпус с надетой поверх резиновой манжетой. После спуска снаряда в скважину на требуемую глубину (обычно до начала отверстий фильтра) закрепляют пакер в колонне, благодаря чему достигают герметичного разобщения верхней части колонны и фильтра.

Затем через насосно-компрессорные трубы с поверхности прокачивают цементный раствор, который по выходе из насосно-компрессорных труб будет перемещаться только вниз, так как его движению вверх в затрубное пространство препятствует закрепленный в колонне пакер, перекрывающий кольцевое пространство между насосно-компрессорной колонной и эксплуатационной.

Развиваемое при продавке цементного раствора высокое давление не представляет опасности для колонны обсадных труб, так как благодаря пакеру оно передается лишь на нижнюю, подпакерную часть колонны, являющуюся фильтром, через отверстия которой цементный раствор проникает в затрубное пространство, а затем и в пласт.

При пакерном способе цементирования гарантируется поступление цементного раствора в избранное место и нет опасности порыва колонн выше пакера. Это является преимуществом данного способа.

Собранный для работы снаряд для пакерного цементирования внизу имеет пакерный корпус, а сверху — промывочное устройство. Спускается он в скважину на бурильных или насоснокомпрессорных трубах. Через трубы, на которых спущен цементировочный снаряд, промывается колонна и закачивается цементный раствор в скважину.

Пакер (рис. 62) представляет собой короткий трубчатый корпус 10, изготовленный из легко разбухающего металла. В верхней части корпуса имеется левая ленточная резьба под переводник 6, который соединяется с промывочным устройством цементировочного снаряда.

На нижнем конце корпуса есть резьба для навинчивания специальной головки 26 с находящимся в ней обратным шаровым клапаном 25. Внизу головки 26 двумя шурупами 22 закреплено седло 21 с шаровым клапаном 23, сбрасываемым с поверхности через насосно-компрессорные трубы в определенный момент цементирования. Внизу на торцевой поверхности пакерного корпуса устроено резиновое седло 20 под шаровой клапан 25, первоначально покоящийся в седле 24.

На наружной поверхности корпуса 10 на верхнем и нижнем его концах имеются конические втулки 14 и 18, скрепленные с корпусом шурупными винтами 15 и 17.

Конусные втулки при помощи вырезного замка соединены с резиновой манжетой 16, надетой поверх трубчатого корпуса пакера.

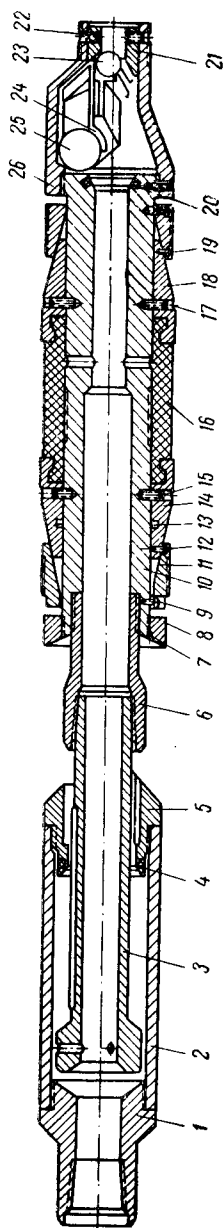


Рис. 62. Снаряд для пакерного цементирования под давлением.

Своими концами верхние и нижние конусные втулки 14, 18 введены под восемь шплинтовых плашек 11 по четыре штуки на каждом конце корпуса и скреплены с корпусом винтами 9, а с коническими втулками — шурупами 12.

Шурупы, которыми прикреплены конусные втулки к корпусу пакера, рассчитаны таким образом, что самыми слабыми из них являются те, которыми прикреплена верхняя коническая втулка. От давления резиновой манжеты 16 эти шурупы срезаются первыми. Несколько прочнее шурупы 12, и самые прочные шурупные винты 9, срезающиеся последними.

На верхнем конце корпуса навинчена конусная воронка 8, застопоренная винтом 7.

Промывочное устройство цементировочного снаряда состоит из трубчатого корпуса 2, в верхний конец которого ввинчен переводник 1, а в нижний — специальная шпоночная муфта 5, с резиновым седлом 4. Внутри промывочного устройства в трубе 2 помещена соединительная труба 3, имеющая на верхнем конце утолщение конусной формы, являющееся клапаном для седла 4, а внизу — резьбу для соединения с пакерным корпусом через переводник 6.

Висячем положении кольцо 4, прижатое к конусному клапану соединительной трубы 3, обеспечивает герметическое соединение между промывочным устройством и пакерным корпусом цементировочного снаряда. При такой циркуляции жидкости через насосно-компрессорные трубы обеспечивается прямой ход во внутреннюю полость пакерного корпуса, а по выходе из него через нижнее отверстие головки (шар 23 в это время отсутствует) — в затрубное пространство вверх к устью скважины и на поверхность.

Возможен и другой, более короткий путь циркуляции жидкости при промывке цементировочного снаряда. В утолщенном конце соединительной трубы 3 имеется три боковых отверстия для выхода жидкости в кольцевое пространство между трубами 2 и 3, когда переводник 1 своим торцом сядет на торец трубы 3. При этом положении возможен выход жидкости через канавки в шпоночной муфте 5 вверх в затрубное пространство и далее на дневную поверхность.

Приваренная на боковой поверхности в нижнем конце трубы 3 продольная шпонка предназначена для вращения промывочного устройства вправо, когда необходимо отсоединиться от закрепленного в колонне пакера по окончании цементирования.

После спуска пакерного снаряда на необходимую глубину в скважину дают некоторую натяжку трубам, чтобы направить циркуляцию полностью через соединительную трубу 3 во внутреннюю полость пакерного корпуса, и некоторое время промывают цементировочный снаряд и колонну. Если циркуляция жидкости проходит нормально (а это означает, что трубы и снаряд чисты), в колонну насосно-компрессорных труб бросают шар 23, который, падая с определенной скоростью (примерно 1 м/сек), проходит через промывочное устройство

и корпус пакера, попадает в специальную головку 26 и скатывается в гнездо 21, закрывая его выходное отверстие.

Снова прокачивают жидкость через насосно-компрессорные трубы в систему цементировочного снаряда. Так как нижнее отверстие пакера закрыто шариком 23 и не пропускает жидкости, то давление на выкиде насоса и в снаряде начинает возрастать. Постепенно повышаясь, давление жидкости начинает действовать через отверстия в корпусе на резиновую манжету, раздувать и прижимать ее к стенкам обсадной колонны. Не имея возможности раздаваться в ширину, резиновая манжета начнет деформироваться в осевом направлении, производя при этом давление на конусные втулки 14, 18. Последние, передвигаясь по корпусу вверх и вниз, упрутся в шурупные винты 12 и 15, а затем и в 9. Это приведет к тому, что верхняя конусная втулка 14 первой начнет перемещаться вверх и своим конусом раздвинет и прижмет шлицсовые плашки 11 к стенкам обсадной колонны. Шлицсовые плашки 11 острыми зубьями врежутся в стенки колонны и, расклинившись, воспрепятствуют дальнейшему перемещению конусной втулки 14.

Наращение давления при дальнейшей прокачке жидкости приведет к срезу шурупных винтов 22, удерживающих седло 21, и к выпадению его вместе с шариком 23 в скважину. В этот момент давление на насосе заметно снизится, что укажет на наличие свободного прохода жидкости вновь через нижнее отверстие пакера.

В это время шар 25 обратного клапана, падая вниз, сядет на подготовленное для него место на выступах головки 26, не мешая выходу жидкости из пакера. При обратном движении жидкости шар 25 прижмется к резиновому седлу 20 и воспрепятствует поступлению, например, прокачанного в пласт цементного раствора обратно в систему цементировочного снаряда.

После выдавливания в скважину седла и шара 23 продолжают работы по закреплению пакера в колонне. Дают натяжку насосно-компрессорным трубам, причем настолько, чтобы внутри неподвижной конусной втулки 14 корпус 10 начал перемещаться вверх, увлекая за собой нижнюю конусную втулку 18.

Во время перемещения корпуса 10 вверх резиновая манжета сжимается в осевом направлении, вследствие чего она еще сильнее прижимается к стенкам корпуса и стенкам обсадной колонны, создавая значительное и высокогерметичное уплотнение.

Усилие, сообщенное корпусу 10 для его перемещения вверх, передается на нижнюю втулку 18, которая в свою очередь срезает стопорные болты 17, 19 и, раздвигая в радиальном направлении нижние шлицсовые плашки, прижимает их к стенкам обсадной трубы, где они расклиниваются.

Во время движения вверх корпус 10 проходит через стопорное кольцо 13, которое западает в одну из канавок гребенки, сделанной на наружной его поверхности, вследствие чего создается препятствие для перемещения вверх конусной втулки 14, а корпуса 10 вниз.

После расклинивания верхних и нижних шплинсов пакера можно приступить к закачке цементного раствора через насосно-компрессорные трубы для последующей продавки его через отверстия в фильтре эксплуатационной колонны в пласт, обводняющий забой скважины.

Количество цементного раствора, закачиваемое под большим давлением при помощи пакеров, бывает небольшим (цемента берут примерно 1—2 *m*). Но когда не удается заполнить дренажные каналы первоначальным объемом цементного раствора, количество цемента увеличивают, иногда в несколько раз, пока продавочное давление не увеличится до размеров, обеспечивающих закачку цементного раствора глубоко в пласт.

После продавки рассчитанного объема цементного раствора в пласт приступают к промывке насосно-компрессорных труб и всей цементирующей системы от оставшегося в них цементного раствора. Для этого спускают насосно-компрессорные трубы вниз настолько, чтобы седло 4 отошло от конусного клапана соединительной трубы 3, и в промывочном устройстве образовался проход для циркуляции жидкости, которая, выйдя через канавку шпоночной муфты 5, поднимается по затрубному пространству на дневную поверхность. Вымыв таким образом оставшийся цементный раствор в трубах и в других частях цементирующего снаряда, вращением вправо колонны насосно-компрессорных труб отвинчивают левый переводник 6 от пакера и, приподняв трубы и повторив промывку труб и промывочного устройства, извлекают их из скважины.

В некоторых скважинах для изоляции продуктивного пласта (или когда давление промывочной жидкости на пласт нежелательно) перед отвинчиванием левого переводника 6 бросают в насосно-компрессорные трубы второй шарик, который, дойдя до пакера, располагается в специально изготовленном для него конусе в средней части корпуса 10. Второй брошенный с поверхности шарик, перекрыв отверстие пакера сверху, исключает возможность прохождения жидкости и, следовательно, создания давления на пласт, который может быть сложен из очень пористых пород.

Закрепленный таким образом пакер в колонне отвинчивается и оставляется в скважине. Обратно его извлечь нельзя, поэтому удаляют только разбуриванием.

Описанный способ пакерного цементирование под большим давлением может эффективно применяться и для разрыва пластов, при этом не только в скважинах, находящихся в эксплуатации, но и в скважинах, заканчиваемых бурением в период их освоения. Большая глубина современных скважин, а вследствие этого и значительное давление столба утяжеленного глинистого раствора затрудняют освоение и удлиняют срок, отводимый на возбуждение продуктивных газонефтяных пластов, вскрытых на больших глубинах. Известны случаи, когда только после значительного опорожнения глубоких скважин продуктивные пласты начинали проявлять, выбрасывая одновременно с нефтью большое количество поглощенного ими утяжелен-

ного глинистого раствора. Для таких скважин наиболее эффективным способом выявления промышленной ценности вскрытого продуктивного горизонта может быть разрыв пластов, легко осуществляемый нагнетанием жидкости под большим давлением в пласт. В данном случае вместо цементного раствора — вязкой нефти.

Цементные мосты, устанавливаемые в скважинах из обычного портланд-цемента, не всегда оказываются прочными и герметичными. То же можно сказать и о мостах, устанавливаемых в закрепленных колоннами разведочных скважинах при опробовании вскрытых в них нефтяных или газовых пластов.

Прочным и более эффективным цементным мостом может быть закрепленный в колонне пакер со сброшенным вторым шариком и залитый сверху цементным раствором.

---

## Глава XI

### МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

#### МЕТОДИКА И РАСЧЕТ ОДНОСТУПЕНЧАТОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Различными авторами был предложен ряд методов расчета цементирования скважин. Применяемые методики расчета, предложенные М. А. Завацким, Н. И. Шацовым и Г. Н. Протасовым, излагаются в одной и той же последовательности:

- 1) определение потребного количества цементного раствора, цемента и воды для приготовления раствора,
- 2) определение потребного количества глинистого раствора для продавки цементного раствора в затрубное пространство,
- 3) определение давления на головке колонны к моменту окончания цементирования,
- 4) определение количества цементного и глинистого растворов, закачиваемых на различных скоростях агрегата,
- 5) определение времени, потребного на цементирование скважины, а также количества агрегатов и цементосмесительных машин.

Первые три раздела расчета не имеют существенных различий во всех указанных выше методах. Четвертый раздел, в котором определяется количество жидкости, закачиваемой на различных скоростях агрегатов, неодинаков для каждого метода.

Ниже описывается предложенная А. А. Федоровым простая методика для определения количества жидкости, которое может быть закачено на различных скоростях агрегата.

Суть методики заключается в следующем.

Рассмотрим момент цементирования (рис. 63), когда уровни цементного раствора в колонне и за колонной выравнялись. К этому моменту в колонну должно быть закачено определенное количество глинистого раствора.

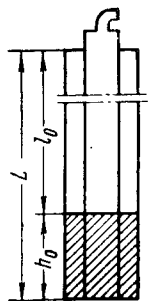


Рис. 63.  
Схема положения уровня в колонне и скважине.

Обозначим:

$\gamma_{г.р}$  — удельный вес глинистого раствора;

$\gamma_{ц.р}$  — удельный вес цементного раствора;

$p$  — допустимое давление агрегата на данной скорости;

$p_r$  — потери на преодоление гидравлических сопротивлений;

✓  $h_0$  — высота цементного раствора в скважине,

✓  $l_0$  — высота столба глинистого раствора над верхней пробкой.

В момент выравнивания уровней цементного раствора в скважине давление на головке колонны, которое должен преодолеть насос цементирующего агрегата, будет равно:

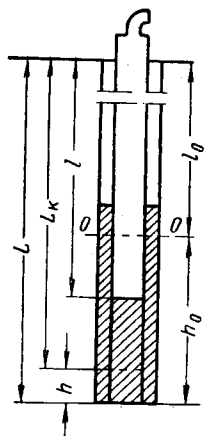


Рис. 64. Схема промежуточного положения уровней.

а) при одинаковом удельном весе глинистого раствора  $\gamma'_{г.р}$  в колонне и  $\gamma''_{г.р}$  за колонной (т. е.  $\gamma'_{г.р} = \gamma''_{г.р}$ ) — давлению на преодоление гидравлических сопротивлений, т. е.  $p_r$ , которое определяется заранее;

б) при неодинаковом удельном весе глинистого раствора (т. е.  $\gamma'_{г.р} \neq \gamma''_{г.р}$ ) — некоторому давлению  $p_0$ :

$$p_0 = p_r + \frac{l_0 (\gamma'_{г.р} - \gamma''_{г.р})}{10}. \quad (100)$$

При дальнейшей закачке глинистого раствора в колонну высота столба его в колонне будет увеличиваться, цементного раствора — уменьшаться, а в кольцевом пространстве — возрастать. Давление на головке колонны будет возрастать за счет создания разности высот столбов цементного и глинистого растворов в колонне и кольцевом пространстве. Давление на головке колонны будет увеличиваться пропорционально снижению уровня цементного раствора в колонне (при условии постоянного внутреннего диаметра колонны и постоянного диаметра скважины), т. е. пропорционально повышению столба глинистого раствора над верхней пробкой.

Исходя из этого, можно составить уравнение для любого промежуточного момента цементирования (рис. 64).

При увеличении высоты столба глинистого раствора в колонне от  $l_0$  до  $l$  давление на головке колонны возрастает от  $p_0$  ( $p_r$ ) до  $p$ , т. е.

$$l_1 - l_0 = a_1 (p - p_0) \quad (101)$$

или

$$l_1 - l_0 = a_1 (p - p_r). \quad (102)$$

Из этого уравнения может быть определено значение  $l$  при заданном  $p$ :

$$l = l_0 + a_1 (p - p_0), \quad (103)$$

при  $\gamma'_{г.р} \neq \gamma_{г.р}$ , или

$$l = l_0 + a_1(p - p_g) \quad (104)$$

при  $\gamma'_{г.р} = \gamma_{г.р}$

✓ В формулах  $a_1$  — коэффициент пропорциональности, показывающий, на сколько метров должен увеличиваться столб глинистого раствора над верхней пробкой, чтобы давление на головке колонны возросло на  $1 \text{ кг/см}^2$ . Значение коэффициента  $a_1$  может быть определено при использовании конечных значений  $p$  и  $l$ , исходя из следующих рассуждений: при увеличении столба глинистого раствора в колонне от  $l_0$  до  $l_k$  (конец цементирования, см. рис. 64) давление на головке колонны возрастет от  $p_0$  до  $p_k$ . Подставив в уравнение (103)  $p_k$  вместо  $p$  и  $l_k$  вместо  $l$  и решив уравнение относительно  $a_1$ , получим

$$a_1 = \frac{l_k - l_0}{p_k - p_0} \quad (105)$$

Исходя из равенства столбов цементного и глинистого растворов (рис. 64), заменяем разность столбов глинистого раствора разностью столбов цементного раствора

$$l_k + h = l_0 + h_0, \quad (106)$$

где  $h$  — высота цементного стакана, оставляемого в колонне.

После подстановки получаем уравнение для нахождения  $a_1$

$$a_1 = \frac{h_0 - h}{p_k - p_0} \quad (107)$$

(это при условии  $\gamma'_{г.р} \neq \gamma_{г.р}$ ).

Для случая, когда  $\gamma_{г.р} = \gamma_{г.р}$  ( $p_0 = p_g$ ), величину  $a_1$  найдем следующим образом. Из уравнения  $p_k = p_{\gamma} + p_g$  получаем, что  $p_{\gamma} = p_k - p_0$ . После чего уравнение (107) примет вид

$$\checkmark \quad a_1 = \frac{h_0 - h}{p_{\gamma}} \quad (107a)$$

Подставляя в уравнения (103) и (104) значения  $p_{IV}$ ,  $p_{III}$ ,  $p_{II}$  и  $p_I$  максимального давления, допускаемого при работе на IV, III, II, I скоростях агрегата, определяем высоты столбов глинистого раствора над верхней пробкой, при которых агрегат должен быть переключен на следующую (меньшую) скорость:

$$\left. \begin{aligned} l_{IV} &= l_0 + a_1(p_{IV} - p_0) \\ l_{III} &= l_0 + a_1(p_{III} - p_0) \end{aligned} \right\} \text{ и т. д.} \quad (108)$$

Для упрощения расчета можно вместо  $l_{III}$ ,  $l_{II}$ ,  $l_I$  определять сразу  $h_{III}$ ,  $h_{II}$ ,  $h_I$  — величину столбов глинистого раствора, закачиваемого на III, II, I скоростях агрегата. Исходя из уравнений

$$h_{III} = l_{III} - l_{IV}; \quad h_{II} = l_{II} - l_{III}; \quad h_I = l_I - l_{II};$$

после подстановки и приведения находим

$$\left. \begin{aligned} h_{III} &= a_1 (p_{III} - p_{IV}); \\ h_{II} &= a_1 (p_{II} - p_{III}); \\ h_I &= a_1 (p_K - p_{II}). \end{aligned} \right\} \quad (109)$$

В общем виде по этой методике дается ниже расчет цементирования скважины.

1. Объем цементного раствора, подлежащего закачке в скважину, находим по формуле

$$V_{ц.р} = 0,785 (k' D_d^2 - D_n^2) H_{ц.р} + 0,785 d_{вн}^2 \cdot h, \quad (110)$$

где  $k'$  — коэффициент, учитывающий увеличение объема скважины за счет образования каверн, трещин и пр. (величина его колеблется в пределах 1,05—1,3);

$D_d$ ,  $D_n$ ,  $d_{вн}$  — соответственно диаметр долота, наружный и внутренний диаметры колонны в мм;

$H_{ц.р}$  — высота подъема цементного раствора за колонной в м;

$h$  — высота цементного стакана в м.

2. Потребное количество сухого цемента

$$G_{ц} = \frac{1}{1+W} V_{ц.р} \gamma_{ц.р}, \quad (111)$$

где  $W$  — водо-цементное отношение.

3. Потребное количество воды для затворения цемента

$$V_{в} = W G_{ц}, \quad (112)$$

где  $V_{в}$  — потребный объем воды в м<sup>3</sup>.

4. Объем продажной жидкости

$$V_{пр} = F_T (L - h), \quad (113)$$

где  $F_T$  — площадь внутреннего сечения колонны в м<sup>2</sup>;

$L$  — длина колонны в м.

5. Давление на головке колонны в конце цементирования (перед схождением пробок).

Величина давления, которую должен преодолеть насос цементировочного агрегата, состоит из двух величин

$$P_K = P_r + P_{\gamma},$$

где  $P_r$  — давление, затрачиваемое на преодоление гидравлических потерь;

$P_{\gamma}$  — давление, затрачиваемое на преодоление разности удельных весов и столбов глинистого и цементного растворов в колонне и в затрубном пространстве.

Так как здесь движутся две жидкости — цементный и глинистый растворы (в колонне и за колонной), то обычные формулы трубной

гидравлики неприменимы. Для определения этой величины пользуются эмпирическими формулами.

При работе одного или двух цементировочных агрегатов

$$p_r = 0,01 L + 8 \text{ (кг/см}^2\text{)}; \quad (114)$$

при работе трех и более агрегатов

$$p_r = 0,02 L + 16 \text{ (кг/см}^2\text{)}. \quad (114a)$$

Величину  $p_v$  находим, пользуясь рис. 65,

$$p_v = 0,1 [(\gamma_{ц.р} - \gamma_{г.р}^{\prime\prime}) (H_{ц.р} - h) + (\gamma_{г.р}^{\prime} - \gamma_{г.р}^{\prime\prime}) (L - H_{ц.р})] \quad (115)$$

(при  $\gamma_{г.р}^{\prime} \neq \gamma_{г.р}^{\prime\prime}$ ).

Если  $\gamma_{г.р} = \gamma_{г.р}^{\prime}$ , то второй член равен нулю, т. е.

$$p_v = 0,1 (\gamma_{ц.р} - \gamma_{г.р}^{\prime\prime}) (H_{ц.р} - h). \quad (116)$$

6. По величине  $p_k$  выбирают цементировочный агрегат.

7. Количество жидкости, закачиваемой на различных скоростях агрегата:

а) для многих случаев (при  $p_{IV} > p_r$ ) весь цементный раствор может быть закачан на IV скорости цементировочного агрегата, если  $p_{IV} < p_r$ , то столб цементного раствора, который должен быть закачан на III скорости до переключения агрегата на IV скорость, может быть определен по формуле

$$h_{ц.р}^{III} = \frac{10 (p_r - p_{IV})}{(\gamma_{ц.р} - \gamma_{г.р})}; \quad (117)$$

б) высоты столбов глинистого раствора, которые могут быть закачаны при работе агрегата на различных скоростях:

$$h_0 = \frac{V_{ц.р}}{F_r + k_1 F_k}; \quad l_0 = L - h_0; \quad a_1 = \frac{h_0 - h}{p_v}; \quad (118)$$

$$l_{IV} = l_0 + a_1 (p_{IV} - p_r); \quad h_{III} = a_1 (p_{III} - p_{IV}); \text{ и т. д.};$$

в) количество жидкости, закачиваемой на различных скоростях агрегата, равно

$$V_{IV} = l_{IV} \cdot F_r \text{ и т. д.} \quad (119)$$

8. Время цементирования при условии работы одного цементировочного агрегата

$$T_{ц} = t_{IV} + t_{III} + t_{II} + t_I + t, \quad (120)$$

где  $t_{IV}$ ,  $t_{III}$ ,  $t_{II}$ ,  $t_I$  — время работы агрегата на соответствующей скорости;

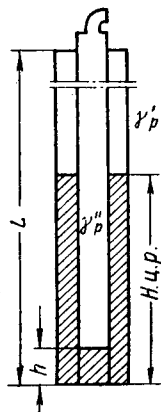


Рис. 65. Схема положения уровней в конце цементирования.

$t$  — время на отвинчивание стопорных болтов цементировочной головки для закладки или освобождения пробок;

$$t_{IV} = \frac{V_{ц.р}^{IV} + V_{г.р}^{IV}}{q_{IV}}; \quad t_{III} = \frac{V_{ц.р}^{III} + V_{г.р}^{III}}{q_{III}}; \quad t_{II} = \frac{V_{г.р}^{II}}{q_{II}}; \quad t_I = \frac{V_{г.р}^I}{q_I},$$

где  $q_{IV}$ ,  $q_{III}$ ,  $q_{II}$ ,  $q_I$  — производительность агрегата на соответствующей скорости.

9. Потребное количество цементосмесительных машин:

а) по грузоподъемности

$$m = \frac{G_{ц}}{G_{м}}, \quad (121)$$

где  $G_{м}$  — емкость бункера одной цементосмесительной машины в  $m$ ;

б) по производительности

$$m = \frac{\sum q_{ц.а}^{IV}}{q_{м}}, \quad (121a)$$

где  $\sum q_{ц.а}^{IV}$  — суммарная производительность всех агрегатов при работе на высшей скорости;

$q_{м}$  — максимальная производительность одной цементосмесительной машины.

Количество цементосмесительных машин, так же как количество агрегатов, принимается большее из полученных при двух подсчетах.

### Пример расчета одноступенчатого цементирования скважины

#### Исходные данные

Глубина скважины (длина обсадной колонны) $L$ , м .	3000	$v$
Наружный диаметр колонны $D$ , мм . . . . .	146	
Толщина стенки труб обсадной колонны, мм . . . . .	8, 10, 12	
Глубина спуска обсадной колонны соответственно, м	170, 1955,	
	1175	
Высота подъема цементного раствора $H_{ц.р}$ , м . . . . .	800	$o$
Высота цементного стакана $h$ , м . . . . .	15	
Водо-цементное отношение $W$ . . . . .	0,45	
Удельный вес сухого цемента $\gamma_{ц}$ , $T/м^3$ . . . . .	3,15	
Удельный вес продавочной жидкости $\gamma_{г.р}$ , $T/м^3$ . . . . .	1,3	
Диаметр ствола скважины (диаметр долота № 10) $D_{д}$ , мм . . . . .	243	
Коэффициент, учитывающий увеличение объема скважины $k'$ . . . . .	1,1	

#### Р а с ч е т

1. Потребное количество цементного раствора определяем по формуле (110), рассматривая ее по частям:

$$V_{ц.р} = F_{н} \cdot H_{ц.р} + F_{ст} \cdot h, \quad (110a)$$

где  $F_k$  — площадь кольцевого пространства скважины с учетом увеличения объема за счет каверн, равная

$$F_k = 0,785 (k' D_d^2 - D_{\#}^2) = 0,785 (1,1 \cdot 0,243^2 - 0,146^2) = 0,0328 \text{ м}^2;$$

$F_{ст}$  — площадь внутреннего сечения колонны в пределах цементного стакана, равная

$$F_{ст} = 0,785 \cdot d_{вн}^2 = 0,785 \cdot 0,122^2 = 0,0117 \text{ м}^2.$$

Подставив полученные величины в формулу (110а), получим

$$V_{ц.р} = 0,0328 \cdot 800 + 0,0117 \cdot 15 = 26,4 \text{ м}^3.$$

2. Потребное количество сухого цемента определяем по формуле (111)

$$G = \frac{1}{1+W} \gamma_{ц.р} V_{ц.р},$$

где  $\gamma_{ц.р}$  — удельный вес цементного раствора, равный

$$\gamma_{ц.р} = \frac{\gamma_{ц} \cdot \gamma_{н} (1+W)}{W \gamma_{ц} + \gamma_{в}} = \frac{3,15 (1+0,45)}{3,15 \cdot 0,45 + 1} = 1,9 \text{ Т/м}^3.$$

Подставив полученное значение величины удельного веса цементного раствора в формулу (111), получим

$$G = \frac{1}{1+0,45} \cdot 26,4 \cdot 1,9 = 34,7 \text{ т}.$$

3. Потребное количество воды для затворения цемента

$$V_{в} = W \cdot G = 0,45 \cdot 34,7 = 15,6 \text{ м}^3.$$

4. Объем продажной жидкости определяется следующим образом

$$V_{пр} = F_{ск} (L - h),$$

где  $F_{ск}$  — площадь поперечного внутреннего сечения колонны (среднеквадратичная), которую вычислим по формуле

$$F_{ск} = 0,785 d_{вн(ср)}^2;$$

$$\text{здесь } d_{вн(ср)}^2 = \frac{\sum l \cdot d_{вн}^2}{L - h} = \frac{1160 \cdot 0,122^2 + 11955 \cdot 0,126^2 + 170 \cdot 0,13^2}{3300 - 15} = 0,0166 \text{ м}.$$

$$\text{Тогда } F_{ск} = 0,785 \cdot 0,0166 = 0,013 \text{ м}^2.$$

Подставляя эту величину в формулу для получения объема продажной жидкости, получаем

$$V_{пр} = 0,013 \cdot 3285 = 42,7 \text{ м}^3.$$

5. Давление на головке колонны в конце цементирования (перед сжиганием пробок) определим при условии, что число агрегатов

более трех. В этом случае при определении величины давления, необходимого для преодоления гидравлических сопротивлений при продавке, воспользуемся формулой (114а):

$$p_{\Gamma} = 0,2 L + 16 = 0,02 \cdot 3300 + 16 = 82 \text{ кг/см}^2.$$

Давление, необходимое для уравнивания столбов более тяжелого цементного раствора (за колонной) и более легкого глинистого раствора (внутри ее), равно:

$$p_{\Gamma} = 0,1 (H_{\text{ц.р}} - h) (\gamma_{\text{ц.р}} - \gamma_{\Gamma}) = 0,1 (800 - 15) (1,9 - 1,3) = 47 \text{ кг/см}^2.$$

Давление в конце цементирования определяется как сумма давлений  $p_{\Gamma}$  и  $p$

$$p_{\text{н}} = 82 + 47 = 129 \text{ кг/см}^2.$$

6. По величине конечного давления выбираем цементировочный агрегат типа ЦА-300, характеристика которого приведена в табл. 34.

7. Установление режима работы цементировочных агрегатов.

А. Сопоставляя значение  $p_{\Gamma}$  с характеристикой агрегата, видим, что закачка цементного раствора в колонну должна быть начата на III скорости, так как  $p_{\text{III}} > p_{\Gamma} > p_{\text{IV}}$ . В дальнейшем, когда давление по мере закачки раствора начнет падать, можно будет воспользоваться IV, а затем и V скоростями. Определим объемы раствора, закачиваемого на различных скоростях агрегата. \*

Б. Столб цементного раствора, который необходимо закачать на III скорости, до переключения агрегата на IV скорость равен

$$h_{\text{ц.р}}^{\text{III}} = \frac{10(p_{\Gamma} - p_{\text{IV}})}{\gamma_{\text{ц.р}} - \gamma_{\Gamma}} = \frac{10(82 - 56)}{1,9 - 1,3} = 430 \text{ м.}$$

В. Объем этого раствора

$$V_{\text{ц.р}} = F_{\text{ск}} \cdot h_{\text{ц.р}} = 0,013 \cdot 430 = 5,6 \text{ м}^3.$$

Г. Столб цементного раствора, который должен быть закачан на IV скорости,

$$h_{\text{ц.р}}^{\text{IV}} = \frac{10(p_{\text{IV}} - p_{\text{V}})}{\gamma_{\text{ц.р}} - \gamma_{\Gamma}} = \frac{10(56 - 43,5)}{1,9 - 1,3} = 210 \text{ м.}$$

Д. Объем этого раствора

$$V_{\text{ц.р}}^{\text{IV}} = F_{\text{ск}} \cdot h_{\text{ц.р}}^{\text{IV}} = 0,013 \cdot 210 = 2,7 \text{ м}^3.$$

Е. Остальной объем цементного раствора, закачиваемого на V скорости,

$$V_{\text{ц.р}}^{\text{V}} = 26,4 - 5,6 - 2,7 = 18,1 \text{ м}^3.$$

Ж. Постоянные элементы для данной скважины:

$$h_0 = \frac{V_{\text{ц.р}}}{F_{\text{ск}} + F_{\text{к}}} = \frac{26,4}{0,013 + 0,0328} = 576 \text{ м};$$

$$l_0 = L - h_0 = 3300 - 576 = 2724 \text{ м};$$

$$a = \frac{h_0 - h}{p_{\text{V}}} = \frac{57 - 15}{47} = 11,9 \text{ м/ат.}$$

3. Высоты столбов продавочной жидкости, закачиваемых на различных скоростях агрегата. Эти величины находятся при помощи постоянных  $l_0$  и  $a_1$  следующим образом:

$$l_{\text{пр}}^V = l_0 + a_1 (p_V - p_r) = 2724 + 11,9 (43,5 - 82) = 2266 \text{ м};$$

$$h_{\text{пр}}^{IV} = a_1 (p_{IV} - p_V) = 11,9 (56 - 43,5) = 149 \text{ м};$$

$$h_{\text{пр}}^{III} = a_1 (p_{III} - p_{IV}) = 11,9 (100 - 56) = 524 \text{ м};$$

$$h_{\text{пр}}^{II} = a_1 (p_{II} - p_{III}) = 11,9 (129 - 100) = 345 \text{ м}.$$

И. Количество продавочной жидкости, закачиваемое на различных скоростях агрегата,

$$V_{\text{пр}}^V = F_{\text{ск}} \cdot l_{\text{пр}}^V = 0,013 \cdot 2266 = 29,46 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{пр}}^{IV} = F_{\text{ск}} \cdot h_{\text{пр}}^{IV} = 0,013 \cdot 149 = 1,94 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{пр}}^{III} = F_{\text{ск}} \cdot h_{\text{пр}}^{III} = 0,013 \cdot 524 = 6,81 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{пр}}^{II} = F_{\text{ск}} \cdot h_{\text{пр}}^{II} = 0,013 \cdot 345 = 4,48 \text{ м}^3.$$

Общее количество продавочной жидкости будет  $\sum V_{\text{пр}} = 42,7 \text{ м}^3$ . Как видим, полученное количество продавочной жидкости совпадает с количеством, полученным в п. 4, что свидетельствует о правильном выполнении и достаточной точности расчетов.

8. Время цементирования. Предварительно производим расчет при условии работы одного цементировочного агрегата.

Время работы одного агрегата на II скорости при продавке объема  $V_{\text{пр}}^{II}$  производительностью  $q_{II}$

$$t_{II} = \frac{V_{\text{пр}}^{II} \cdot 1000}{q_{II} \cdot 60} = \frac{4,48 \cdot 1000}{3,8 \cdot 60} = 19,7 \text{ мин.}$$

Аналогично определяется время работы агрегата на III скорости (объемы  $V_{\text{ц.р}}^{III}$  и  $V_{\text{пр}}^{III}$ ):

$$t_{III} = \frac{(5,6 + 6,81) \cdot 1000}{7,25 \cdot 60} = 28,5 \text{ мин.}$$

Время работы на IV скорости (объемы  $V_{\text{ц.р}}^{IV}$  и  $V_{\text{пр}}^{IV}$ )

$$t_{IV} = \frac{(2,7 + 1,94) \cdot 1000}{12,94 \cdot 60} = 6,0 \text{ мин.}$$

Время работы агрегата на V скорости (объемы  $V_{\text{ц.р}}^V$  и  $V_{\text{пр}}^V$ )

$$t_V = \frac{(17,1 + 29,46) \cdot 1000}{46,6 \cdot 60} = 46,8 \text{ мин.}$$

Общее время цементирования будет

$$T_{\text{ц}} = t_V + t_{IV} + t_{III} + t_{II} + t_{\text{п}} = 19,7 + 28,5 + 6,0 + 46,8 + 15 = 116 \text{ мин},$$

где  $t_{\text{п}}$  — время на промывку соединительных трубопроводов.

9. Температура забоя скважины может быть определена по формуле (98)

$$T_a = 15 + 0,025 \cdot 3300 = 97,5^\circ \text{C}.$$

Подсчет показывает, что необходим цемент для горячих скважин, время схватывания которого не менее  $T_{\text{схв}} = 105$  мин.

10. Потребное количество цементировочных агрегатов определяется по двум параметрам: по времени схватывания и из условия обеспечения необходимой скорости подъема цементного раствора в затрубном пространстве с учетом одного запасного агрегата. Из двух расчетов выбирается больший результат:

а) по времени схватывания:

$$n = \frac{T_{\text{ц}}}{0,75 \cdot T_{\text{схв}}} + 1 = \frac{116}{0,75 \cdot 105} + 1 = 3;$$

б) для обеспечения необходимой скорости подъема цементного раствора в затрубном пространстве

$$n = \frac{v_{\text{т}} \cdot F_{\text{к}} \cdot 1000}{q_{\text{в}}} + 1 = \frac{2,0 \cdot 0,0328 \cdot 1000}{16,6} + 1 = 5,$$

где  $v_{\text{т}}$  — технически необходимая скорость подъема цементного раствора в затрубном пространстве ( $v_{\text{т}} = 2$  м/сек),

$q_{\text{в}}$  — производительность агрегата на  $V$  скорости.

Следовательно, для цементирования скважины необходимо принять пять цементировочных агрегатов.

Время, потребное для всего процесса цементирования с использованием пяти агрегатов, составит

$$T'_{\text{ц}} = \frac{T_{\text{ц}} + t_{\text{п}}}{n} + 15 = \frac{116 + 15}{5} = 36 \text{ мин.}$$

11. Потребное количество цементосмесительных машин:

а) по грузоподъемности

$$m = \frac{G_{\text{ц}}}{G_6} = \frac{34,7}{20} = 2,$$

где  $G_{\text{ц}}$  — вес цемента в  $m$ ;

$G_6$  — емкость бункера цементосмесительной машины в  $m$ ;

б) по производительности

$$m = \frac{n q_{\text{в}}}{q_m} = \frac{5 \cdot 16,6}{20} = 5.$$

Принимаем для цементирования пять цементосмесительных машин.

## МЕТОДИКА И РАСЧЕТ ДВУХСТУПЕНЧАТОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

Расчет двухступенчатого цементирования производится подобно расчету одноступенчатого цементирования. Отличается расчет в основном тем, что вначале находится место установки цементиро-

вочной муфты. Возможны три случая двухступенчатого цементирования.

1. При двухступенчатом цементировании предусматривается создание в затрубном пространстве прерывистого кольца. Ступенчатое цементирование с созданием прерывистого кольца производится в том случае, когда по геологическим причинам необходимо изолировать цементным кольцом горизонты, далеко отстоящие друг от друга.

При этом высота установки цементировочной муфты определяется без расчета, из геологических соображений. Муфта устанавливается на 50—100 м ниже подошвы пласта, подлежащего изоляции цементным раствором второй порции (ступени).

2. При двухступенчатом цементировании создается сплошное цементное кольцо в затрубном пространстве. Цементирование производится таким образом, что процесс продавки первой порции цементного раствора в затрубное пространство совмещается с закачкой второй порции цементного раствора в обсадную колонну. К моменту окончания продавки первой порции цементного раствора вторая порция доходит до цементировочной муфты, открываются отверстия цементировочной муфты и сразу же начинается продавка второй порции цементного раствора в затрубное пространство.

М. М. Глоговский предложил определять место установки муфты так, чтобы давления в конце продавки первой и второй порций были равны. Это обеспечивает проведение цементирования при минимальных давлениях на головке колонны и за минимальное время, так как при меньших давлениях можно использовать для продавки цементного раствора высшие скорости цементировочного агрегата.

М. М. Глоговский рассматривает три варианта решения поставленной задачи, исходя из соотношения предложенных им критериев

$$\beta = \frac{2L - H_{ц.р.}}{2H_{ц.р.} - L}, \quad (122)$$

$$\alpha = \frac{kD^2 - d_H^2}{d_B^2}. \quad (123)$$

1-й вариант  $\beta < \alpha$ ,

2-й вариант  $\beta = \alpha$ ,

3-й вариант  $\beta > \alpha$ .

Высота установки цементировочной муфты различна для указанных вариантов.

При первом варианте к моменту окончания продавки первой порции цементного раствора в затрубное пространство вторая порция цементного раствора не войдет еще полностью в обсадную колонну. В этом случае высоту установки цементировочной муфты следует определять по формуле

$$h_m = \frac{L + H_{ц.р.}}{3}. \quad (124)$$

При втором варианте к моменту окончания продавки первой порции цементного раствора вторая порция полностью войдет

в обсадную колонну. Высоту установки муфты следует определять по формуле

$$h_m = H_{ц.р} \frac{1+\alpha}{1+2\alpha}. \quad (125)$$

Этот вариант представляет собой частный случай третьего варианта.

3. При третьем варианте к моменту окончания продавки первой порции цементного раствора в колонну закачаны полностью вторая порция цементного раствора и некоторое количество продавочной жидкости. Высоту установки муфты следует определять по формуле (125).

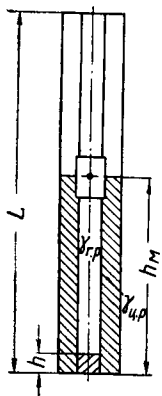


Рис. 66. Схема положения уровней в конце продавки первой порции цемента.

При двухступенчатом цементировании в затрубном пространстве создается сплошное цементное кольцо. Опыт двухступенчатого цементирования показал, что иногда первая порция цементного раствора поднимается выше цементировочной муфты. За время продавки второй порции цементного раствора у этой части порции (выше муфты) может наступить момент схватывания и процесс продавки второй порции не будет доведен до конца. Во избежание этого процесс цементирования проводится таким образом, чтобы после окончания продавки первой порции цементного раствора открылись отверстия цементировочной муфты для промывки верхней части скважины для удаления из нее цементного раствора, поднявшегося выше цементировочной муфты.

После окончания промывки (не менее двукратного объема затрубного пространства) закачивают и продавливают вторую порцию цементного раствора.

Для этого случая место установки цементировочной муфты также следует определять, исходя из условия равенства давлений в конце продавки первой и второй порций цементного раствора. Это позволит провести процесс цементирования при минимальных давлениях и за минимальное время. Давление на головке колонны в конце продавки первой порции (рис. 66) будет

$$p_I = 0,1 (\gamma_{ц.р} - \gamma_{г.р}) (h_m - h) + 0,02 L + 16. \quad (126)$$

Давление на головке колонны в конце продавки второй порции (рис. 67).

$$p_{II} = 0,1 (\gamma_{ц.р} - \gamma_{г.р}) (H_{ц.р} - h_m - h) + 0,02 L + 16. \quad (127)$$

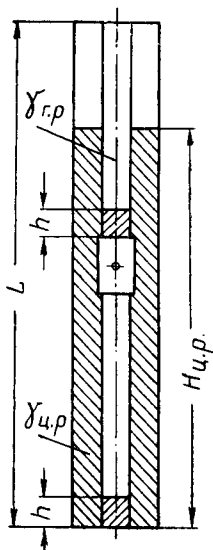


Рис. 67. Схема положения уровней в конце продавки второй порции цемента.

Приравняв уравнения (126) и (127) и решив их относительно  $h_m$ , получим формулу для определения высоты установки муфты:

$$h_m = \frac{H_{ц.р} (\gamma_{ц.р} - \gamma_{г.р})}{2 (\gamma_{ц.р} - \gamma_{г.р} + 0,1)} . \quad (128)$$

Дальнейший расчет двухступенчатого цементирования в этом случае не отличается от расчета одноступенчатого цементирования.

### Пример расчет двухступенчатого цементирования скважины

#### Исходные данные

Глубина скважины (длина колонны) $L$ , м . . . . .	3500
Высота подъема цементного раствора $H_{ц.р}$ , м . . . . .	1800
Диаметр ствола скважины (долото № 9) $D_d$ , мм . . . . .	214
Наружный диаметр обсадной колонны $D$ , мм . . . . .	146
Площадь внутреннего сечения колонны $F_{ср}$ , м <sup>2</sup> . . . . .	0,0129
Площадь кольцевого пространства скважины с учетом коэффициента $k'F_k$ , м <sup>2</sup> . . . . .	0,0337
Толщина стенки труб обсадной колонны, мм . . . . .	7, 8, 9, 10, 11, 12
Глубина спуска обсадной колонны соответственно, м . . . . .	600, 800, 900, 700, 300, 200
Высота цементного стакана первой и второй ступени $h$ , м . . . . .	15
Водо-цементное отношение $W$ . . . . .	0,45
Удельный вес промывочной жидкости $\gamma_{г.р}$ , т/м <sup>3</sup> . . . . .	1,4
Удельный вес цементного раствора $\gamma_{ц.р}$ , т/м <sup>3</sup> . . . . .	1,9
Коэффициент, учитывающий увеличение объема скважины, $k$ . . . . .	1,2

Расчет производим для третьего случая двухступенчатого цементирования.

#### 1. Определение высоты установки цементировочной муфты [по формуле (128)]

$$h_m = \frac{1800 (1,9 - 1,4)}{2 (1,9 - 1,4 + 0,1)} = 750 \text{ м.}$$

Отсюда определится высота подъема цементного раствора первой ступени  $H_{ц.р}^I = 750$  м, второй ступени  $H_{ц.р}^{II} = 1800 - 750 = 1050$  м.

#### II. Расчет цементирования первой ступени

1. Потребное количество цементного раствора:

$$V_{ц.р} = 0,785 (1,2 \cdot 0,214^2 - 0,146^2) 750 + 0,785 \cdot 0,122^2 \cdot 15 = 20,1 \text{ м}^3.$$

2. Потребное количество сухого цемента:

$$G_{ц} = \frac{1}{1 + 0,45} 20,1 \cdot 1,9 = 26,3 \text{ т.}$$

3. Количество воды для затворения цементного раствора:

$$V_{\text{в}} = 0,45 \cdot 26,3 = 11,8 \text{ м}^3.$$

4. Объем продажной жидкости:

$$V_{\text{пр}} = 0,785 \cdot 0,0164 \cdot 3485 = 45 \text{ м}^3,$$

$$\text{где } d_{\text{ср}}^2 = \frac{0,132^2 \cdot 600 + 0,13^2 \cdot 800 + 0,128^2 \cdot 900 + 0,126^2 \cdot 700 + 0,124^2 \cdot 300 + 0,122^2 \cdot 185}{3500 - 15} = 0,0164.$$

5. Давление на головке колонны перед схождением пробок в  $\text{кг/см}^2$ :

$$p_{\text{г}} = 0,02 \cdot 3500 + 16 = 86,$$

$$p_{\text{г}} = 0,1 (750 - 15) (1,9 - 1,4) = 36,9,$$

$$p_{\text{к}} = 86 + 36,9 = 122,9.$$

6. Принимаем для цементировання агрегат ЦА-300 с диаметром втулок 127 мм.

7. Установление режима работы цементировочных агрегатов при закачке и продажке первой порции цементного раствора:

а) так как  $p_{\text{г}} > p_{\text{IV}} > p_{\text{III}}$ , то закачка цементного раствора должна быть начата на III скорости агрегата;

б) столб цементного раствора, который должен быть закачан на III скорости:

$$h_{\text{ц.р}}^{\text{III}} = \frac{10 (86 - 56)}{1,9 - 1,4} = 600 \text{ м};$$

в) объем этого раствора

$$V_{\text{ц.р}}^{\text{III}} = 0,0129 \cdot 600 = 7,73 \text{ м}^3;$$

г) столб цементного раствора, закачиваемый на IV скорости,

$$h_{\text{ц.р}}^{\text{IV}} = \frac{10 (56 - 43,5)}{1,9 - 1,4} = 250 \text{ м};$$

д) объем этого раствора

$$V_{\text{ц.р}}^{\text{IV}} = 0,0129 \cdot 250 = 3,23 \text{ м}^3;$$

е) остальное количество цементного раствора, закачиваемое на V скорости,

$$V_{\text{ц.р}}^{\text{V}} = 20,1 - 7,73 - 3,23 = 10,12 \text{ м}^3;$$

ж) постоянные коэффициенты скважины

$$h_0 = \frac{20,1}{0,0129 + 0,0337} = 431 \text{ м},$$

$$l_0 = 3500 - 431 = 3069 \text{ м},$$

$$a = \frac{431 - 15}{36,9} = 11,3 \text{ м/ат};$$

з) высота столбов продажной жидкости, закачиваемой на различных скоростях агрегата, в м

$$h_{\text{пр}}^{\text{V}} = 3069 + 11,3 (43,5 - 86) = 2589,$$

$$h_{\text{пр}}^{\text{IV}} = 11,3 (56 - 43,5) = 141,$$

$$h_{\text{пр}}^{\text{III}} = 11,3 (100 - 56) = 497,$$

$$h_{\text{пр}}^{\text{II}} = 11,3 (122,9 - 100) = 258;$$

и) количество продажной жидкости, закачиваемое на различных скоростях агрегата, в м<sup>3</sup>

$$V_{\text{пр}}^{\text{V}} = 0,0129 \cdot 2589 = 33,42,$$

$$V_{\text{пр}}^{\text{IV}} = 0,0129 \cdot 141 = 1,84,$$

$$V_{\text{пр}}^{\text{III}} = 0,0129 \cdot 497 = 6,41,$$

$$V_{\text{пр}}^{\text{II}} = 0,0129 \cdot 258 = 3,33,$$

$\sum V_{\text{пр}} = 45 \text{ м}^3$  совпадает с объемом, полученным в п. 4 расчета.

8. Время цементирования в мин при условии работы одного агрегата

$$t_{\text{II}} = \frac{3,33 \cdot 1000}{3,8 \cdot 60} = 14,6; \quad t_{\text{III}} = \frac{(6,41 + 7,73) 1000}{7,25 \cdot 60} = 32,5;$$

$$t_{\text{IV}} = \frac{(3,23 + 1,84) 1000}{12,96 \cdot 60} = 6,5; \quad t_{\text{V}} = \frac{(10,12 + 33,42) 1000}{16,6 \cdot 60} = 43,8.$$

9. Температура забоя скважины

$$t_3 = 15 + \frac{3500}{50} = 85^\circ \text{C}.$$

Цемент для горячих скважин характеризуется началом схватывания 105 мин.

$$T_{\text{ц}} = 14,6 + 32,9 + 6,5 + 43,8 = 97,8 \text{ мин}.$$

10. Потребное количество цементировочных агрегатов

а) по времени схватывания

$$n = \frac{97,4}{0,75 \cdot 105} + 1 = 3;$$

б) по скорости подъема цементного раствора в затрубном пространстве

$$n = \frac{2,0 \cdot 0,0337 \cdot 1000}{16,6} + 1 = 5.$$

Принимаем для цементирования первой ступени пять агрегатов.

### III. Расчет цементирования второй ступени

1. Потребное количество цементного раствора

$$V_{ц.р} = 0,785 (1,2 \cdot 0,214^2 - 0,146^2) 1050 + 0,785 \cdot 0,122^2 \cdot 15 = 27,6 \text{ м}^3.$$

2. Потребное количество сухого цемента

$$G_{ц} = \frac{1}{1+0,45} 27,6 \cdot 1,9 = 33,6 \text{ м}^3.$$

3. Потребное количество воды для затворения цементного раствора

$$V_{в} = 0,45 \cdot 36,6 = 16,5 \text{ м}^3.$$

4. Объем продавочной жидкости

$$V_{пр} = 0,785 \cdot 0,0164 \cdot 2735 = 35,5 \text{ м}^3.$$

5. Давление на головке колонны перед схождением пробок в  $\text{кг/см}^2$

$$p_{г} = 0,02 \cdot 2750 + 16 = 71 \text{ кг/см}^2;$$

$$p_{у} = 0,1 (1050 - 15) (1,9 - 1,4) = 51,8 \text{ кг/см}^2;$$

$$p_{к} = 71 + 51,8 = 122,8 \quad (\text{при цементировании первой ступени } 122,9 \text{ кг/см}^2).$$

6. Принимаем для цементирования агрегаты ЦА-300.

7. Режим работы цементиловочных агрегатов при цементировании второй ступени:

а) закачка цементного раствора должна быть начата на III скорости;

б) столб цементного раствора, который необходимо закачать на III скорости

$$h_{ц.р}^{III} = \frac{10 (71 - 56)}{1,9 - 1,4} = 300 \text{ м};$$

в) объем этого раствора

$$V_{ц.р}^{III} = 0,0129 \cdot 300 = 3,87 \text{ м}^3;$$

г) столб цементного раствора, закачиваемый на IV скорости,

$$h_{ц.р}^{IV} = \frac{10 (56 - 43,5)}{1,9 - 1,4} = 250 \text{ м};$$

д) объем этого раствора

$$V_{ц.р}^{IV} = 0,0129 \cdot 250 = 3,22 \text{ м}^3;$$

е) оставшее количество раствора, закачиваемое на V скорости,

$$V_{ц.р}^V = 27,6 - 3,87 - 3,22 = 20,51 \text{ м}^3;$$

ж) постоянные коэффициенты цементирования:

$$h_0 = \frac{27,6}{0,0129 + 0,0337} = 592 \text{ м},$$

$$l_0 = 2750 - 592 = 2158 \text{ м},$$

$$a_1 = \frac{592 - 15}{51,8} = 11,2 \text{ м/ат};$$

з) высота столбов продажной жидкости, закачиваемой на различных скоростях агрегата, в м:

$$h_{\text{пр}}^V = 2158 + 11,2 (43,5 - 71) = 1850,$$

$$h_{\text{пр}}^{IV} = 11,2 (56 - 43,5) = 140,$$

$$h_{\text{пр}}^{III} = 11,2 (100 - 56) = 490,$$

$$h_{\text{пр}}^{II} = 11,2 (122,8 - 100) = 255;$$

и) количество продажной жидкости, закачиваемое на различных скоростях агрегата, в м<sup>3</sup>:

$$V_{\text{пр}}^V = 0,0129 \cdot 1850 = 23,88; \quad V_{\text{пр}}^{IV} = 0,0129 \cdot 140 = 1,81;$$

$$V_{\text{пр}}^{III} = 0,0129 \cdot 490 = 6,32; \quad V_{\text{пр}}^{II} = 0,0129 \cdot 255 = 3,29.$$

$\sum V_{\text{пр}} = 35,3 \text{ м}^3$  совпадает с объемом, полученным в п. 4 расчета.

8. Время цементирования в мин при условии работы одного агрегата

$$t_{II} = \frac{3,29 \cdot 1000}{3,8 \cdot 60} = 14,5, \quad t_{III} = \frac{(3,87 + 6,32) 1000}{7,25 \cdot 60} = 23,4,$$

$$t_{IV} = \frac{(3,22 + 1,81) 1000}{12,96 \cdot 60} = 6,5, \quad t_V = \frac{(20,51 + 23,88) 1000}{16,6 \cdot 60} = 44,5.$$

$$T_{\text{ц}} = 14,5 + 23,4 + 6,5 + 44,5 = 88,9 \text{ мин.}$$

9. Температура забоя скважины

$$t_3 = 15 + \frac{2750}{50} = 70^\circ \text{C}.$$

Необходим цемент для горячих скважин.

10. Потребное количество цементовочных агрегатов:  
а) по времени схватывания

$$n = \frac{88,9}{0,75 \cdot 105} + 1 = 3;$$

б) по технически необходимой скорости подъема цементного раствора в затрубном пространстве

$$n = \frac{2,0 \cdot 0,0337 \cdot 1000}{16,6} + 1 = 5.$$

Для цементирования первой и второй ступеней достаточно пять агрегатов.

11. Потребное количество цементосмесительных машин:

а) по производительности

$$m = \frac{5 \cdot 16,6}{20} = 5;$$

б) по грузоподъемности

$$G_{\text{ц}} = 26,3 + 36,6 = 62,9 \text{ т},$$

$$m = \frac{62,9}{20} = 4.$$

Для двухступенчатого цементирования необходимо пять цементосмесительных машин с емкостью бункера 20 т.

---

## Глава XII

### ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ ПОСЛЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

Раздел заключительных работ после цементирования скважины включает ряд следующих очень важных мероприятий: 1) ожидание затвердения цементного раствора, закачанного в затрубное пространство скважины (ОЗЦ); 2) термо-радиометрия для отбивки границ цементного камня за колонной (ОЦК); 3) оборудование устья скважины для ее эксплуатации; 4) разбуривание обратного клапана и цементного стакана; 5) опрессовка и испытание колонны на герметичность; 6) перфорация колонны; 7) спуск насосно-компрессорных труб и основание скважины.

После того, как цементный раствор закачан в колонну и поднят продавочной жидкостью на заданную высоту в затрубном пространстве, скважину оставляют в покое для твердения цементного раствора.

Колонну держат под давлением, которое было в ней к концу продавки, для чего перекрывают краны на цементировочной головке.

Длительность времени твердения цементного раствора (ОЗЦ) в практике бурения нефтяных и газовых скважин принята 24 ч для эксплуатационных колонн, 16 ч — для промежуточных колонн и 12 ч — для кондукторов.

В течение периода твердения цементного камня следят за показаниями манометра на цементировочной головке.

В скважинах с повышенной температурой на забое давление внутри колонны может подняться выше допустимого. В этом случае его следует снижать.

В зависимости от качества используемого цемента, величины водо-цементного отношения, глубины скважины и ее геологических особенностей (например, высокой забойной температуры) время, отводимое на твердение цементного камня, может изменяться; однако, независимо от условий, ОЗЦ не должно превышать 24 ч.

По истечении срока твердения цементного раствора снимают цементировочную головку и приступают к определению фактической высоты подъема цементного кольца при помощи электротермометра, спускаемого в колонну.

В процессе твердения цементного раствора и камня вследствие гидратации цемента выделяется тепло, являющееся источником нагрева обсадной колонны и находящегося в ней глинистого раствора.

Спускающийся в скважине электротермометр легко улавливает повышенную температуру прогретого участка глинистого раствора ниже уровня цементного кольца. Граница, с которой прибор начал отмечать повышение температуры, будет соответствовать глубине, на которую поднят цементный раствор в затрубном пространстве скважины.

В отдельных скважинах, например, с высокой температурой залегающих в ней вод или пород, граница, отмечающая цементное кольцо в затрубном пространстве, получается очень нечеткой, лишаящей возможности вынести заключение о подъеме цементного раствора на необходимую высоту.

Электротермометрические работы необходимо производить сразу же после окончания цементирования (конца схватывания цементного раствора) и во всяком случае не позднее 24 ч. При несвоевременном начале термометрических измерений результаты последних вследствие рассеивания теплоты могут оказаться неудовлетворительными.

В подобных случаях эффективным может быть метод меченых атомов, позволяющий более надежно определить границы расположения затвердевшего цементного раствора в скважине с указанием характера распределения его в затрубном пространстве.

Сущность метода меченых атомов заключается в применении для цементирования активированного цементного раствора. Последующими замерами затвердевшего в затрубном пространстве цементного раствора с повышенной интенсивностью гамма-излучения (благодаря примененной для затвердения цемента активированной воды) четко отмечаются границы расположения цементного камня за колонной.

Активированная вода для цементирования скважин в промышленных условиях готовится путем разбавления сильно концентрированных растворов радиоизотопов цинка, циркония, железа, доставляемых в специальных сосудах-контейнерах.

Работы, выполняемые с применением радиоизотопов, необходимо производить в соответствии с инструкцией по технике безопасности.

Радиометрический метод при помощи меченых атомов имеет большое преимущество перед электротермометрией: он дает хорошие результаты измерений, независимо от глубины скважины, количества закачанного цементного раствора и времени, прошедшего после окончания цементирования.

В последнее время этот метод широко применяется для изучения и измерения распределения цементного камня вокруг колонны в затрубном пространстве скважины [25].

Прибор, применяемый для этой цели, называется цементомером. Цементмер (рис. 68) состоит из цилиндрического свинцового кожуха с вертикальной щелью. Внутри кожуха помещен индикатор гамма-

излучений. Такая экранировка индикатора позволяет измерять интенсивность гамма-излучений активизированного затвердевшего цементного раствора в разных направлениях. Вращением прибора вокруг его оси на заданной глубине скважины фиксируют гамма-излучения, соответствующие толщине слоя цементного камня, оказывающегося в каждый отдельно взятый момент против экрана прибора. Кривая гамма-излучения, записанная за один полный оборот кожуха, будет характеризовать толщину цементного кольца вокруг колонны. При равномерном распределении цементного камня кривая будет представлена прямой линией 1, параллельной оси абсцисс на диаграмме; при неравномерном распределении цементного камня вокруг колонны — в виде кривой 2 с явно выраженными максимумом и минимумом (рис. 69).

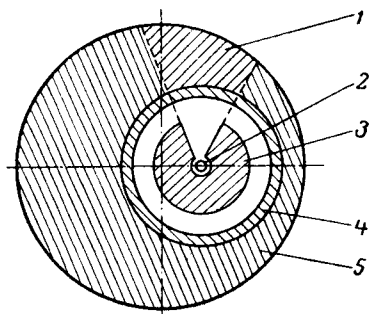


Рис. 68. Схема экранирования счетчика гамма-излучений (цементмер).

1 — участок кольца из цементного камня, воздействующий на счетчик; 2 — индикатор гамма-излучения; 3 — свинцовый экран со щелью; 4 — обсадная труба; 5 — кольцо из цементного камня.

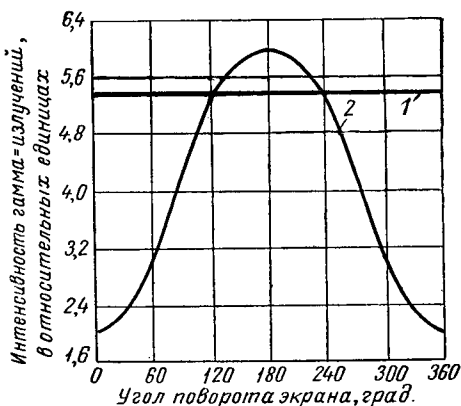


Рис. 69. Кривые распределения цементного камня в затрубном пространстве.

1 — кривая равномерного распределения цементного камня вокруг колонны; 2 — кривая неравномерного распределения цементного камня вокруг колонны.

При помощи цементмера удалось обнаружить в скважинах одностороннее расположение цементного камня за колонной. Этими же измерениями было установлено, что более равномерное распределение цементного камня вокруг колонны относится к участкам колонны, оборудованным центрирующими фонарями. Для определения относительного качества цементирования скважин и установления высоты подъема цементного раствора в последнее время стали использовать метод ГГК (гамма-гамма каротаж) и акустический метод.

По окончании электротермометрических или радиометрических работ для определения высоты подъема цементного раствора и характера его расположения вокруг колонны в скважине приступают к оборудованию устья скважины.

Целью обвязки устья скважины является укрепление эксплуатационной колонны и герметичное перекрытие межтрубного пространства между всеми выходящими на дневную поверхность колоннами.

В зависимости от назначения и конструкции скважины для обвязки устья применяют оборудование, соответствующее одной из трех типовых схем, разработанных Азинмашем.

По первой схеме предусматривается обвязка устья скважины одноколонной конструкции для колонн диаметром 114, 141 и 168 мм, рассчитанных на рабочее давление 75 и 125 кг/см<sup>2</sup>. Оборудование состоит из фланца диаметром 203 мм (8'), навинчиваемого на резьбу эксплуатационной колонны<sup>1</sup> (рис. 70).

По второй схеме — для двухколонной конструкции скважины обвязка состоит из обсадных труб диаметром 273 × 168 мм и

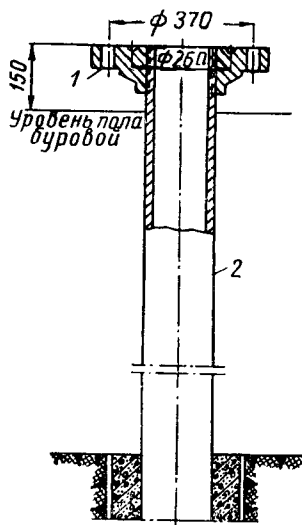


Рис. 70. Схема № 1 обвязки устья (Азинмаш).

1 — 12 отверстий диаметром 39 мм;  
2 — обсадная труба диаметром 114, 141 и 168 мм.

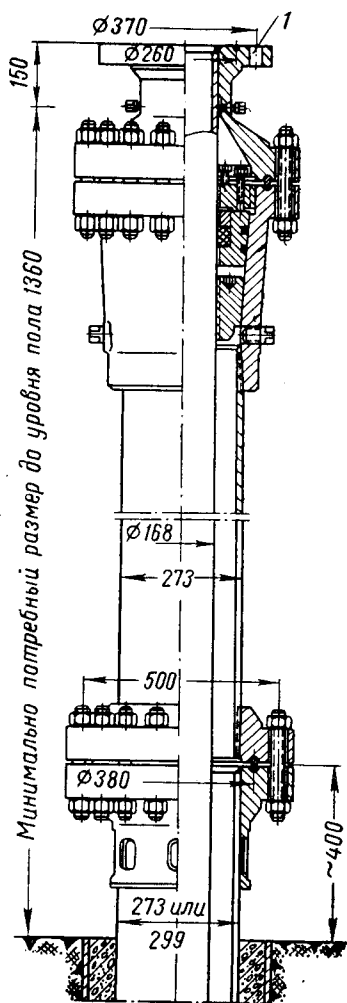


Рис. 71. Схема № 2 обвязки устья (Азинмаш).

1 — 12 отверстий диаметром 39 мм.

299 × 168 мм, рассчитанных на рабочее давление 125 кг/см<sup>2</sup>. Оборудование состоит из колонной головки и деталей обвязки: колонного фланца, металлической прокладки, шпилек и гаек (рис. 71).

<sup>1</sup> Наружные диаметры фланцев унифицированы, размеры их соответствуют размерам фланцев крестовины фонтанной арматуры.

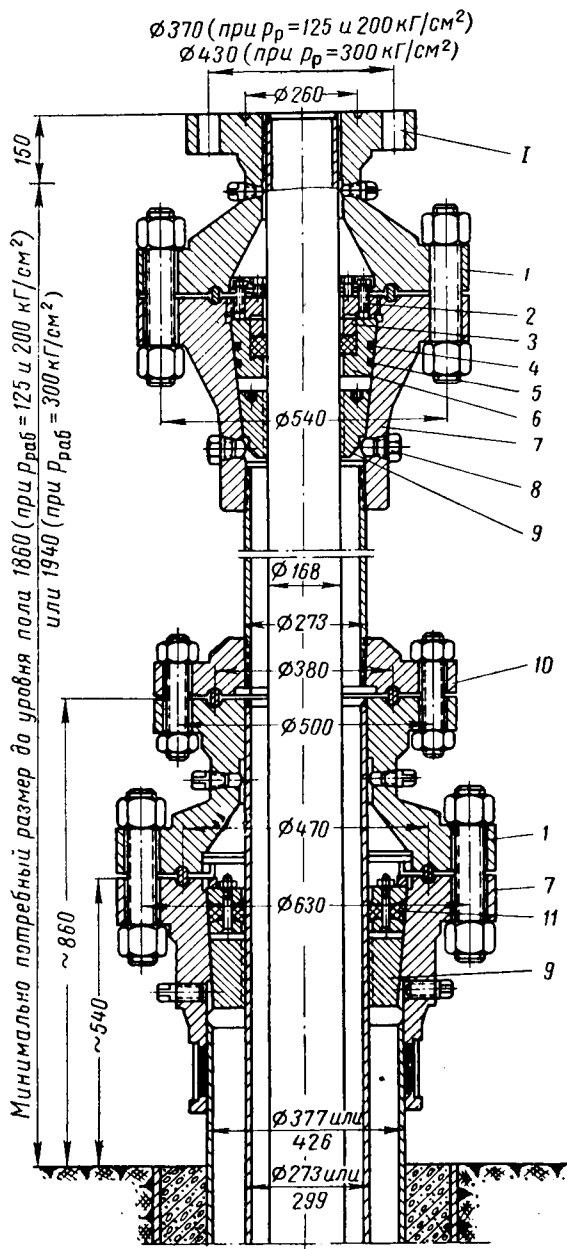
По третьей схеме — для трехколонной конструкции скважины обвязка состоит из обсадных труб:  $462 \times 273 \times 168$  мм;  $426 \times 299 \times 168$  мм, рассчитанных на рабочее давление 125, 200 и 300 кг/см<sup>2</sup>. Оборудование состоит из колонной головки и деталей обвязки: колонного фланца (14 или 16"), шести клиньев диаметром 273 или 299 мм для подвески промежуточной колонны, резинового пакера диаметром 273 или 299 мм и катушки (рис. 72).

В обвязки, выполняемые по второй и третьей схемам, входят три размера колонных головок, рассчитанных на рабочее давление 125, 200 и 300 кг/см<sup>2</sup>. По конструкции все колонные головки однотипны и состоят из корпуса, катушки, четырех клиньев и других деталей. Клинья и все детали пакера во всех трех колонных головках унифицированы. Клиньевым колонным головкам присвоен шифр ГKK с указанием величины рабочего давления, например ГKK-300, ГKK-200 и др.

Конструктивные особенности обвязок, разработанных Азинмашем, следующие: а) промежуточные

Рис. 72. Схема № 3 обвязки устья (Азинмаш).

1 — катушка; 2 — нажимная гайка; 3 — металлическое кольцо; 4 и 5 — резиновые уплотнительные кольца; 6 — пакер; 7 — колонный фланец; 8 — коническая пробка; 9 — клинья; 10 — фланец; 11 — резиновая уплотнительная манжета. I — 12 отверстий диаметром 39 мм при  $p_p = 125$  и 200 кг/см<sup>2</sup>; 12 — отверстий диаметром 52 мм при  $p_p = 300$  кг/см<sup>2</sup>.





и эксплуатационные колонны подвешиваются на клиньях; б) фланцы уплотняются при помощи металлических прокладок овального сечения; в) отдельные элементы можно опрессовывать на скважине, можно контролировать давление в межтрубном пространстве.

На рис. 73 приведена трехколонная обвязка высокого давления для скважин глубиной 7000 м. Верхняя колонная головка обвязывает эксплуатационную колонну диаметром 146 мм с промежуточной колонной диаметром 219 мм. Средняя колонная головка обвязывает промежуточные колонны диаметром 299 мм и 219 мм. Нижняя колонная головка обвязывает кондуктор диаметром 426 мм с промежуточной колонной диаметром 299 мм. Головки рассчитаны на рабочее давление: нижняя 320 кг/см<sup>2</sup>, средняя 500 кг/см<sup>2</sup> и верхняя 1000 кг/см<sup>2</sup>.

Пробные давления этой колонной обвязки приняты в 1,5—2 раза большими, чем рабочие.

Для контроля межтрубного пространства в корпусах колонных головок имеется по два 50-мм отвода, из которых один закрывается пробкой, а другой является выкидом с установленной на нем задвижкой и манометром.

Концы промежуточных и эксплуатационных колонн привариваются к катушкам колонных головок плотным герметизирующим швом.

Кроме обвязок конструкции Азинмаш, в промысловой практике применяются нестандартные конструкции головок, выполненные в виде пьедестала, устанавливаемого на фланцы связываемой колонны в виде так называемого сгонного патрубка. На сгонном патрубке снаружи нарезают трубную резьбу, по которой фланец может перемещаться из верхнего положения вниз. Сгонный патрубок ввинчивают в муфту эксплуатационной колонны. Затем, захватив элеватором за муфту сгонного патрубка, делают натяжку эксплуатационной колонны и одновременно вращением фланца сгоняют его вниз до соприкосновения с фланцем промежуточной колонны. При разгрузке упругие силы растянутой эксплуатационной колонны очень плотно прижмут фланец пьедестала к фланцу промежуточной колонны. Верхний торец сгонного патрубка, после удаления излишней части, приваривают к верхнему фланцу электро-сваркой (рис. 74) [15].

При разбурировании в колонне упорного кольца, обратного клапана и цементного стакана применяют пикообразные долота без наварки твердым сплавом диаметром меньшим внутреннего диаметра колонны на 6—10 мм. Для разбурирования в 146-мм колонне используют бурильные трубы диаметром 73 мм, в 168-мм — бурильные трубы диаметром 89 мм. Во избежание повреждения колонны в процессе разбурирования металлических деталей необходимо соблюдать осторожность — уменьшить скорость вращения долота и осевую нагрузку на него.

Обратный клапан целесообразно разбуривать специальным фрезером с последующим извлечением металлических кусков магнитным пауком.

Значительное облегчение и экономию времени дает наличие в стволе специального углубления — зумпфа, в котором размещают ту часть колонны, в какой находятся цементируемые пробки, упорное кольцо и обратный клапан. При наличии зумпфа вместо разбуривания пробок и других металлических деталей колонну только промывают и определяют местонахождение в ней цементируемых пробок.

После промывки водой или глинистым раствором приступают к испытанию ее на герметичность одним из двух существующих способов: опрессовкой водой или снижением уровня жидкости.

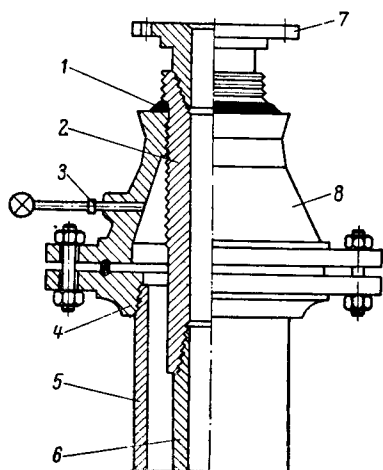


Рис. 74. Схема герметизации устья газовых скважин на Шебелинском газопромьсле (ВНИИ-Газ).

1 — круговая обварка; 2 — специальный патрубок; 3 — отвод с вентиля; 4 — колонный фланец промежуточной колонны; 5 — промежуточная колонна; 6 — эксплуатационная колонна; 7 — колонный фланец под фонтанную арматуру; 8 — пьедестал.

Эксплуатационную колонну в эксплуатационных скважинах испытывают на герметичность опрессовкой, в разведочных скважинах применяют оба способа — опрессовку водой и снижение уровня жидкости оттартыванием ее или поршневанием.

При испытании колонны опрессовкой на устье устанавливают цементирующую головку и, заполнив скважину водой, создают при помощи бурового насоса или насоса цементирующего агрегата давление, величина которого устанавливается в зависимости от диаметра и марки стали труб.

Если через 30 мин давление в колонне не снизится больше чем на  $5 \text{ кг/см}^2$ , то колонна считается герметичной.

Для испытания газовых скважин на герметичность требуется повышенное давление.

В тресте «Прикарпатбурнефть» в колоннах, собранных на резьбовых соединениях и герметизированных, в частности в скв. 472, давление при испытании на герметичность эксплуатационной колонны поднялось до  $300 \text{ кг/см}^2$ . Под этим давлением колонна находилась в течение 15 мин без признаков пропуска жидкости и снижения давления.

По второму способу колонна испытывается понижением уровня жидкости, чаще всего оттартыванием желонкой<sup>1</sup> или при помощи поршня (сваба).

Для понижения уровня жидкости применяют также компрессорный способ, при котором с помощью сжатого воздуха, закачиваемого

<sup>1</sup> Длинное ведро с клапаном внизу.

через спущенные в колонну трубки, жидкость выбрасывается на дневную поверхность. В этом случае используется передвижной компрессор. В разведочных скважинах уровень жидкости в колоннах снижается вытеснением жидкости при спуске в них насосно-компрессорных труб с заглушкой вниз или бурильной колонны с забитыми отверстиями в долоте.

Определение положения уровня и измерение его в колонне в процессе испытания ее на герметичность производят аппаратом Яковлева. Обычно замеряют уровень жидкости в колонне в течение 2—4 ч и полученные результаты пересчитывают на 8 ч.

Колонна считается выдержавшей испытание, если уровень жидкости в ней после снижения до заданной глубины не поднимется более чем на 1 м в колоннах диаметром 146—168 мм и на 0,5 м — в колоннах диаметром 219 мм и выше в течение 8 ч.

При неудовлетворительных результатах испытания повторяется, и если окажется, что колонна негерметична, то приступают к обследованию состояния колонны и к ремонтным работам.

После испытания на герметичность на колонну устанавливают задвижку на случай фонтанирования скважины во время перфорации колонны. В результате перфорации, т. е. пробивки в колонне пулевых отверстий продуктивных горизонтов, нефть и газ получают возможность войти во внутреннюю полость колонны, откуда их извлекают на поверхность одним из существующих способов эксплуатации скважин.

В настоящее время применяются три типа перфораторов: пулевые, кумулятивные и торпедные. Больше применяются перфораторы первых двух типов.

Практикой установлено, что кумулятивная перфорация колонн дает лучшие результаты, несколько худшие получаются от пулевой и не всегда удовлетворительные при торпедной перфорации. При пулевой перфорации наблюдается появление трещинок между отверстиями, при торпедной — значительные деформации и даже разрыв колонны. Тем не менее для коллекторов, представленных твердыми, слабо проницаемыми породами, торпедная перфорация весьма эффективна.

После установления при помощи перфорации сообщения между продуктивными пластами и эксплуатационной колонной приступают к оборудованию устья скважины под эксплуатацию (соответственно категории данной скважины).

Например, при глубиннонасосной эксплуатации устанавливают одну колонную головку или трубный пьедестал; для фонтанного способа эксплуатации — фонтанную арматуру с системой выкидных отводов и манифольдов.

Установке фонтанной арматуры предшествует спуск в эксплуатационную колонну до начала фильтра насосно-компрессорных труб, предназначенных для подъема по ним нефти или газа в процессе фонтанирования скважины. После спуска колонны-подъемника из насосно-компрессорных труб и окончания монтажа фонтанной

арматуры (елки) приступают к выполнению последней и очень важной операции — к освоению скважины.

Под освоением скважины понимают проведение ряда мероприятий для вызова притока нефти с доведением ее отбора до наибольшего значения для данной категории скважины и для подъема ее на дневную поверхность в сборные резервуары, а газа — в газопроводы.

Процесс освоения скважины — заключительный этап строительства глубокой скважины. Как правило, для проведения испытания скважины на приток нефти и на последующие мероприятия, связанные с освоением (установление оптимального дебита нефти при оптимальной величине газового фактора и др.), составляется комплексный план освоения данной скважины.

В основу метода освоения скважин положены мероприятия, предусматривающие очистку ствола от глинистого раствора и постепенное снижение давления на забой с целью вызова притока нефти и газа.

В зависимости от геологических особенностей месторождения приток нефти и газа вызывают поршневанием (свабированием), глубинным насосом, нагнетанием в скважину сжатого воздуха или газа.

Освоение скважины, начатое оттартиванием или поршневанием, при благоприятных условиях может закончиться за очень короткий промежуток времени. Например, скв. 100 — открывательница девонской нефти на Туймазинском месторождении, начала фонтанировать после спуска четвертого поршня. Но бывают и такие случаи, когда освоение скважины затягивается на длительное время и приток нефти удастся вызвать только после сложных и затяжных ремонтных работ в скважине.

Поршневание, при помощи которого снижается уровень жидкости в эксплуатационной колонне, выполняется путем спуска на стальном канате в насосно-компрессорные трубы поршня специальной конструкции (рис. 75) и его подъема.

При спуске поршня его манжеты под давлением жидкости снизу сжимаются, и, приподняв клапан, жидкость проходит в трубы над поршнем. При подъеме поршня клапан закрывается, а манжеты прижимаются к стенкам, благодаря чему жидкость, находящаяся выше манжет, начинает двигаться вместе с поршнем вверх к устью скважины, где фонтаном выбрасывается из колонны.

Поршень в скважину спускают на стальном канате диаметром 16—18 мм. Глубина спуска определяется прочностью его и каната и устанавливается в зависимости от мощности двигателя и скорости

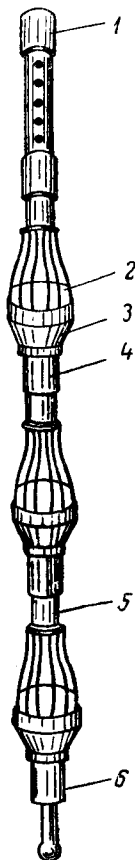


Рис. 75.  
Поршень  
(сваб).

1 — перфорированный патрубок; 2 — манжета; 3 — воронка; 4 — муфта; 5 — полый стержень; 6 — клапан.

подъема поршня. Обычно глубина спуска поршня не превышает 500 м.

В скважинах с большим пластовым давлением для их освоения достаточно бывает глинистый раствор заменить раствором с меньшим удельным весом или водой. Снижение противодействия на пласт вследствие замены столба раствора жидкостью с меньшим удельным весом в скважинах такого типа обеспечивает интенсивное поступление нефти и газа из пласта в колонну с последующим быстрым вытеснением из скважины раствора и переход на фонтанирование чистой нефти.

Скважины с низким пластовым давлением и невысоким дебитом осваивают глубинным насосом, которым выкачивают глинистый раствор до полной очистки от него колонны до перехода на подачу чистой нефти.

Применение сжатого воздуха для извлечения из скважины глинистого раствора и вызова притока нефти или газа является очень эффективным методом. Однако возможность применения этого метода ограничивается наличием в контуре бурения или на промысле передвижного компрессора или компрессорной станции, расположенной вблизи осваиваемой скважины.

Качество цементирования скважины и других работ, выполняемых после цементирования, особенно в период ее освоения, оказывает огромное влияние на последующую нормальную эксплуатацию скважины. Недоработки или небрежность при проведении любого из рассмотренных мероприятий могут оказаться причиной затяжных ремонтных работ и затраты больших дополнительных средств и времени у рабочего персонала конторы капитального ремонта. При этом бывают случаи, когда принятые из бурения неосвоенные скважины продолжают осваиваться конторой капитального ремонта с затратой времени, превышающей время бурения этих скважин.

---

### *Глава XIII*

## **ПРИЧИНЫ НЕУДАЧНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ**

Наблюдениями в процессе освоения нефтяных и газовых скважин установлено, что появление в них притока воды вместо нефти и газа или вообще отсутствие притока жидкости либо газа часто является следствием неудовлетворительного проведения цементирования колонны или вскрытия продуктивного пласта.

На качество цементирования влияет ряд факторов, связанных с выполнением следующих трех разделов технологии проходки скважины на нефть и газ:

- а) подготовка ствола скважины к цементированию колонн и состояние стенок скважины в момент цементирования;
- б) выполнение процесса цементирования соответственно разработанному плану и произведенным расчетам;
- в) проведение заключительных работ после цементирования эксплуатационной колонны.

Низкое качество глинистого раствора, применяемого при промывке, и необеспечение необходимых параметров его, в первую очередь минимальной водоотдачи при прохождении отдельных зон геологического разреза скважины, приводят к образованию толстой, рыхлой корки на стенках скважины. Оседающие на эту корку в процессе циркуляции глинистого раствора шлам и частицы утяжелителя способствуют образованию еще более рыхлого и проникаемого для воды наслоения на стенках ствола скважины. Кроме того, такая глинистая корка ухудшает проходку скважины, вызывает затяжки и прихват бурильных труб, затрудняет спуск инклинометра для замера кривизны скважины.

Попытки перед спуском колонны путем проработки ствола скважины удалить со стенок скважин глинистую корку, являющуюся причиной уменьшения величины зазора в затрубном пространстве, не достигают цели, так как за время проработки нижней части ствола в верхней ее части нарастает новая, такая же толстая корка.

Особенно большой вред приносит толстая и рыхлая корка разобщению продуктивных пластов, осуществляемому путем цемента-

рования. Как уже отмечалось, толстая рыхлая корка является причиной неплотного контакта цементного камня со стенками ствола скважины и последующего обводнения продуктивных горизонтов.

Геологическое строение месторождения также влияет на результаты цементирования скважин. При осложненных или неблагоприятных геологических условиях залегания продуктивных пластов (например, когда нефтеносные и водоносные пачки разделены между собой небольшой глинистой перемычкой) цементирование часто оказывается неудачным. Во многих скважинах, пробуренных на Шкаповском месторождении Башкирии, именно по этой причине был получен приток воды вместо нефти. Произведенным анализом было установлено, что причиной некачественного цементирования в этих скважинах, кроме отмеченных неблагоприятных геологических условий, был неплотный контакт между стенками ствола скважины и цементным камнем из-за толстой рыхлой глинистой корки, ставшей каналом для пластовых вод.

Для удаления глинистых корок со стенок скважин в практике бурения нефтяных и газовых скважин применяются следующие три способа: механический, гидравлический и химический.

Механический способ основан на применении проволочных скребков, привариваемых к нижней муфте центрирующих фонарей, установленных на колонне. В США механический способ удаления глинистой корки получил широкое распространение. В нашей стране этот способ также применяется, но ограниченно. Опыт некоторых промыслов Украины, Башкирии и других районов, где в скважинах были применены скребки конструкции УфНИИ для снятия глинистой корки расхаживанием колонны с одновременной промывкой, дал положительный результат: в этих скважинах была получена безводная нефть.

Существующими правилами расхаживание колонны при цементировании допускается лишь в скважинах глубиной не более 2500 м\*.

Гидравлический способ удаления глинистой корки со стенок скважины основан на гидромониторном принципе действия струи жидкости.

В качестве простейших аппаратов, при помощи которых смывалась глинистая корка, использовались, например, шарошечные долота с боковыми отверстиями для выхода через них под давлением струи глинистого раствора. Однако струйный размыв корки при помощи шарошечных долот большого применения не получил, так как за время размыва корки в нижней части ствола такой же величины корка снова нарастала на его верхней части, а также вследствие размыва стенок ствола скважины и образования каверн в неустойчивых породах.

---

\* Целесообразнее было бы вместо ограничения глубины ограничивать величину растягивающего напряжения резьбового соединения колонны обсадных труб, например до  $0,8 \sigma_s$ .

Другая разновидность гидравлического способа размыва глинистой корки — применение аппарата, называемого центробежным колесом завихрения ЦКЗ (рис. 76). Глинистая корка должна размываться центробежным колесом завихрения непосредственно в самом процессе цементирования струей цементного раствора, направленной на стенки скважины.

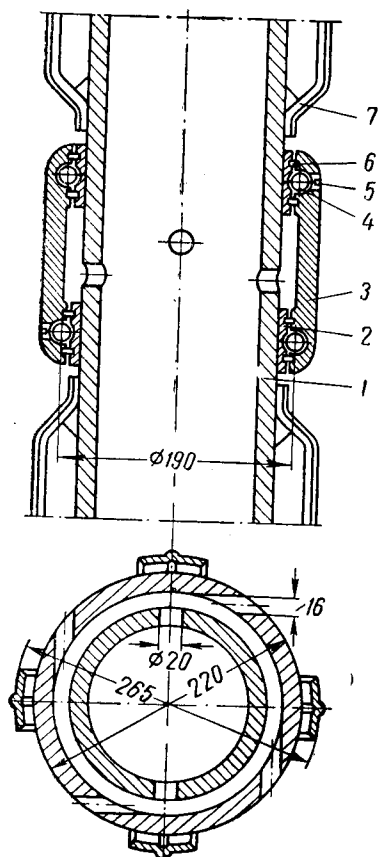


Рис. 76. Колесо завихрения ЦКЗ.

11 — патрубок; 2 — опорное кольцо; 3 — колесо завихрения; 4 — шарики; 5 — отверстие; 6 — сальник; 7 — фонарь.

Аппарат с центробежным колесом завихрения устанавливается на обсадной колонне таким образом, чтобы боковые выходные отверстия для цементного раствора находились в интервале между кровлей продуктивного пласта и подошвой водяного пласта. Нагнетаемый в обсадную колонну цементный раствор, достигнув отверстий вращающегося колеса ЦКЗ (работающего по принципу сегнерова колеса), с вращением выбрасывается четырьмя струями на стенки скважины. Однако попытки цементирования при помощи ЦКЗ за пределами Дагнефти, где этот способ был предложен [16], предприняты не были вследствие неудовлетворительных результатов, полученных на промыслах Азербайджана (не достигается вращение всего потока цементного раствора, невозможность применения аппарата в искривленных скважинах и тем более в наклонных и др.).

Цементирование при помощи центробежного колеса завихрения в Дагнефти было вызвано трудностями разобщения близко расположенных один над другим водяных и нефтяных пластов, приводящих к постоянным неудачным цементированиям. Инструкцией Азнефти от 1960 г. рекомендуется при наличии в разрезе скважины водяных пластов, близко залегающих от эксплу-

атационных объектов, последние 0,5—1,0 м<sup>3</sup> продавочной жидкости закачивать при закрытом превенторе.

Химический способ удаления глинистой корки может быть применен преимущественно при бурении в карбонатных породах, растворяющихся под действием соляной кислоты. Откладывающаяся на стенках таких скважин глинистая корка состоит из смеси карбонатных частиц глины. Соляная кислота, растворяя карбонатные

частицы, содержащиеся в корке, разрыхляет ее. Жидким глинистым раствором или, если позволяют породы разреза, водой смывают разрыхленную корку, обеспечивая таким образом непосредственный контакт цементного камня с породой стенок скважины.

Для удаления глинистой корки со стенок скважины необходимо в ней перед затворением цемента делать солянокислотную ванну в течение не менее 15 мин.

Применение химического способа для удаления глинистой корки в карбонатных породах Туймазинского, Шкаповского и других нефтяных месторождений Башкирии дало положительный результат. За небольшим исключением скважины, обработанные соляной кислотой перед цементированием, дали приток безводной нефти.

Как указывалось выше, основным мероприятием, предупреждающим образование толстой рыхлой корки на стенках скважины, является хорошая промывка в процессе бурения при систематическом контроле параметров глинистого раствора: водоотдачи, статического напряжения сдвига, вязкости и содержания песка (твердых частиц).

В ряде районов для улучшения контакта цементного камня с породами стенок ствола скважин рекомендуется (при отсутствии опасений вызвать обвалы) перед цементным раствором закачивать в колонну не менее 10 м<sup>3</sup> технической воды.

Для успешного цементирования скважин большое значение имеет равномерно расположенное вокруг колонны цементное кольцо, что достигается при помощи центрирующих фонарей, например, типа ГрозНИИ. Эксцентричное положение колонны в скважине (при отсутствии центрирующих фонарей) приводит к одностороннему движению потока цементного раствора с неизбежным образованием канала вдоль прислоненной к стенке ствола скважины колонны обсадных труб.

Успех разобщения пластов в скважине во многом зависит также от организации и проведения процесса закачки цементного раствора в срок.

В составляемом на каждую цементируемую скважину оперативном плане предусматривается последовательность и время выполнения каждого из процессов, намеченных для проведения цементирования.

Оперативный план цементирования скважины состоит из трех главных разделов: подготовительные работы, закачка цементного раствора в колонну, продавка цементного раствора глинистым раствором или водой. Одновременно с составлением оперативного плана технический отдел конторы бурения выполняет технологический расчет процесса цементирования данной скважины. Расчетом определяется потребное количество сухого цемента, воды для затворения цемента, глинистого раствора или воды для продавки цементного раствора, количество цементосмесительных машин и цементировочных агрегатов, величина давления в насосах и пр.

В оперативном плане указывается последовательность и продолжительность отдельных операций в процессе цементирования, а также ответственность конкретных лиц за их проведение. Руководителем процесса цементирования является главный инженер конторы бурения.

До составления расчета цементирования в лаборатории заблаговременно проверяют качество имеющегося цемента и подбирают соответствующие реагенты, например замедлители или ускорители и др.

Соответственно прилагаемой к оперативному плану схеме обвязки устья скважины для проведения цементирования, последующих заключительных работ и для освоения скважины монтируется оборудование и подвозятся трубы.

После монтажа оборудования и обвязки устья скважины и трубопроводов с цементировочными агрегатами и цементосмесительными машинами их опрессовывают, величина гидравлического давления указывается в оперативном плане цементирования скважины.

Нарушения технологии цементирования скважины или отклонения от расчетных величин приводят к неудовлетворительному результату цементирования.

Первоначальными средствами, применяемыми для проверки результатов цементирования, являются:

1) спуск термометра для определения высоты подъема цементного раствора за колонной;

2) спуск колонны бурильных труб с пикообразным долотом для установления глубины нахождения цементировочных пробок и высоты столба цементного раствора, оставленного в колонне.

Обнаружение недоподъема цементного раствора в затрубном пространстве при оставшемся в колонне цементном растворе будет свидетельствовать или о допущенной ошибке при подсчете закачиваемых объемов жидкости или о происшедшем при цементировании поглощения цементного раствора породами в затрубном пространстве скважины.

Если объем цементного раствора подсчитан неправильно, то это может привести к недоподъему его в затрубном пространстве и к оставлению отдельных продуктивных горизонтов неизолированными цементным кольцом.

Для определения объема цементного раствора, подлежащего закачке в скважину, рекомендуется применять формулы:

а) при отсутствии достаточного материала для выведения среднего значения коэффициента  $k'$  — увеличения объема скважины за счет каверн и других расширений ствола, формулу:

$$V_{ц.р} = 0,785 (D_1^2 H_1 + D_2^2 H_2 + \dots + D_n^2 H_n - D_{н.п.р}^2 H) + 0,785 d_{вн}^2 h, \quad (129)$$

где  $V_{ц.р}$  — объем цементного раствора, подлежащего закачке в скважину, в  $м^3$ ;

$D_1, D_2, D_n$  — фактический диаметр ствола скважины по кавернограмме;

$H_1, H_2, H_n$  — длина участков ствола, соответствующих этим диаметрам;

$D_n$  — наружный диаметр обсадной колонны в м;  
остальные буквенные обозначения прежние;

б) при достаточном количестве пробуренных скважин, позволяющих вывести среднее значение коэффициента  $k'$ , — формулу (110).

Среднее значение коэффициента  $k'$  выводят по формуле

$$k' = k_{cp} = \frac{k_1 D_1^2 H_p + D_n (H_{\phi} - H_p)}{D^2 H_{\phi}}, \quad (130)$$

где  $k_{cp}$  — фактическое среднее значение коэффициента  $k'$ ;

$k_1$  — значение коэффициента, вычисленного по замерам многих скважин.

$$k_1 = \frac{D_1^2 H_1 + D_2^2 H_2 + \dots + D_n^2 H_n}{D_1 H_{ц. п}}, \quad (131)$$

$H_p$  — расчетная высота подъема цементного раствора в м;

$H_{\phi}$  — фактическая высота подъема цементного раствора в м.

Величина коэффициента  $k'$  должна периодически проверяться и уточняться по мере бурения новых скважин на данном месторождении. Среднее значение  $k'$  следует применять только в том случае, когда отклонения фактического его значения невелики. Часто для одного месторождения применяется несколько значений  $k'$  [1].

В связи с увеличением глубины бурящихся скважин столб тяжелого цементного раствора в затрубном пространстве передко поднимается до устья скважины. Условия нагружения на самые нижние пласты, в том числе и на продуктивные, в таких скважинах изменились. Возникла угроза разрыва пластов с последующим поглощением цементного раствора.

Во избежание разрыва пластов при таких условиях были внесены некоторые изменения в процессе цементирования, например в виде применения облегченных цементных растворов, двухступенчатого цементирования с разрывом во времени между закачкой первой и второй порций цементного раствора, цементирования и спуска колонн двумя частями и др.

Однако данные, полученные рядом исследователей в последнее время, подтверждают, что причиной разрыва пластов и недоподъема цементного раствора является гидродинамическое давление на стенки глубоких скважин.

Увеличение гидродинамического давления на стенки скважин до пределов, опасных для гидроразрыва пласта, может быть вызвано различными причинами, действующими обособленно или совместно. К таким причинам в первую очередь следует отнести:

а) гидравлические сопротивления, развивающиеся в кольцевом пространстве во время спуска колонн и в процессе цементирования, с большими скоростями потока в затрубном пространстве скважины;

б) разность удельных весов цементного и глинистого растворов за колонной обсадных труб.

Разработка мероприятий, предупреждающих разрыв пластов, связана с расчетом горного давления.

На непроницаемую горизонтальную плоскость пласта, не нарушенную скважиной, действует полное горное давление  $q_n$ , определяемое по формуле

$$q_n = \gamma_n H, \quad (132)$$

где  $\gamma_n$  — средний объемный вес вышележащих пород;

$H$  — глубина залегания пласта.

Среднее значение вертикального горного давления приблизительно соответствует градиенту давления  $\frac{dp}{dH} \approx 0,234 \text{ кг/см}^2$ . Наличие складок, а также ствола скважины изменяет эту величину, уменьшая ее в одной точке и соответственно увеличивая в другой точке пласта.

В пласте на вертикальной плоскости параллельно стволу скважины действует так называемое боковое горное давление  $q_\infty$ , величина которого определяется выражением

$$q_\infty = \alpha q_n = \alpha \gamma_n H, \quad (133)$$

где  $\alpha < 1$  — коэффициент бокового давления.

На больших глубинах вследствие пластичности пород боковое горное давление можно принять

$$q_n = q_\infty.$$

При этом величину коэффициента бокового давления принимают  $\alpha \rightarrow 1$ . Методика определения бокового давления является еще нерешенной задачей механики горных пород.

Теоретическое определение значений  $q_n$  и  $q_\infty$  связано с изучением механических свойств горных пород. В литературе [4] для определения величины коэффициента бокового горного давления пользуются формулой

$$\alpha = \frac{\mu}{1 - \mu}. \quad (134)$$

Опытами установлено, что величина давления, необходимая для создания в пласте трещин, преимущественно меньше величины  $q_n$ . Различают давление гидравлического разрыва и давление перемещения жидкости в трещины, между которыми не существует линейной зависимости, связанной с глубиной нахождения разрываемого объекта. Также установлено, что фактическое горное давление на данной глубине скважины меньше теоретического, подсчитанного по среднему объемному весу пород по формуле (132).

Основной причиной разрыва пласта при давлении, меньшем горного, является естественная трещиноватость горных пород. Следует отметить, что большинство исследователей пришло к заключению, что все горные породы вследствие складкообразования обладают естественной трещиноватостью. Величина трещин пород колеблется от долей миллиметра до десятков метров. Гидравлический разрыв заключается в основном в расширении естественных или искусственных, созданных в процессе бурения, трещин.

Обработка и обобщение накопившегося экспериментального материала зарубежных и отечественных исследователей позволяют с достаточной для практического применения точностью принять нижний безопасный предел забойного давления при спуске колонн и цементировании скважин, чтобы избежать поглощения цементного раствора в пласт. Полученные Д. Ю. Мочернюком эмпирические формулы могут быть использованы для определения допустимых величин гидравлического разрыва пласта  $p_p$  и перемещения жидкости  $p_n$  в зависимости от глубины скважины  $H$ :

$$\left. \begin{array}{l} \text{а) для глубины } 1000-2000 \text{ м, когда } 1000 < H < 2000 \text{ м} \\ \quad p_p = 200 + (H - 1000) \cdot 0,15, \\ \quad p_n = 150 + (H - 1000) \cdot 0,125; \\ \text{б) для глубины скважины } 2000-3000 \text{ м, когда } 2000 < H < 3000 \text{ м} \\ \quad p_p = 350 + (H - 2000) \cdot 0,18, \\ \quad p_n = 275 + (H - 2000) \cdot 0,155; \\ \text{в) для глубины скважины } 3000-4000 \text{ м, когда } 3000 < H < 4000 \text{ м} \\ \quad p_p = 530 + (H - 3000) \cdot 0,2, \\ \quad p_n = 430 + (H - 3000) \cdot 0,175. \end{array} \right\} \quad (135)$$

За основу следует принимать давление  $p_n$ , соответствующее перемещению жидкости в трещинах скважины, так как гидроразрыв пласта может произойти как при бурении скважины, так и при спуске эксплуатационной колонны с обратным клапаном.

Внимание отечественных и зарубежных исследователей привлекают к себе вопросы гидродинамических давлений, развивающихся в глубоких скважинах при выполнении разных операций, в том числе при спуске обсадных колонн и хвостовиков, цементировании и др. Работы ряда советских ученых С. А. Христиановича, Г. И. Баренблатта, А. Х. Мирзаджанзаде и других содержат решения отдельных задач в данной области [4, 18, 19]. Немалый вклад в гидродинамическую науку внесен и зарубежными учеными [13].

Значительная величина гидродинамического давления на стенки скважины может быть при спуске обсадных колонн и хвостовиков на большие глубины при малых зазорах кольцевого пространства при современных скоростях спуска в скважину.

На рис. 77\* показано влияние диаметра скважины на изменение забойного давления при различных скоростях спуска обсадной колонны диаметром 243 мм с обратным клапаном на глубину 3000 м. Удельный вес глинистого раствора  $\gamma_{г.р} = 1,8 \text{ г/см}^3$ , вязкость  $\eta = 35 \text{ сПз}$ , напряжение сдвига  $\tau = 74 \text{ мГ/см}^2$ .

Как видно из рис. 77, гидродинамическое давление на стенки скважины при спуске колонны с обратным клапаном на больших

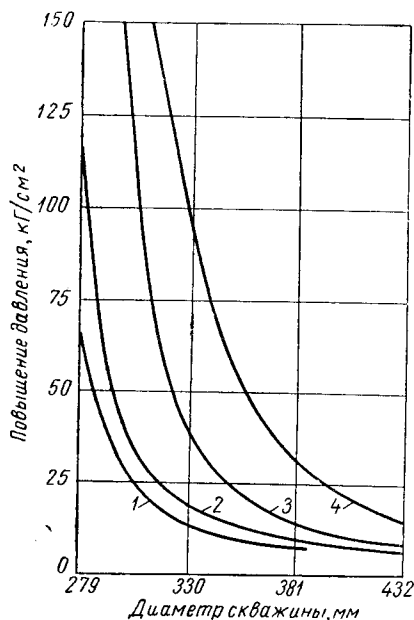


Рис. 77. Влияние диаметра скважины на изменение забойного давления при различных скоростях спуска обсадных колонн с обратным клапаном. Скорости спуска в м/сек:

1 — 0,3; 2 — 0,8; 3 — 1,2; 4 — 1,8.

скоростях повышается до опасных пределов. Возникновение в скважине такой величины гидродинамических давлений вызывает угрозу смятия спускаемых колонн или разрыва пластов с поглощением раствора. Поэтому необходимо выбирать более плавные и безопасные скорости спуска обсадных колонн с обратным клапаном.

Рассмотрим вопрос изменения гидродинамического давления на стенки скважины в ходе цементирования обсадных колонн, успешность которого зависит от величины скорости закачки и движения цементного раствора в затрубном пространстве скважины.

Увеличение скорости потока жидкости за обсадной колонной во время продавки цементного раствора, по мнению промысловых инженеров, является основным фактором, способствующим лучшему замещению жидкости в кольцевом пространстве. На разных этапах технической вооруженности технологии цементирования скважин критерий — скорость вос-

ходящего потока цементного раствора — пересматривался в сторону увеличения. В тридцатых годах эта скорость составляла 0,4 м/сек, а в настоящее время она рекомендуется, независимо от конкретных условий, от 1,5 до 3 м/сек.

В ряде нефтегазоносных районов цементировочные работы проводятся в глубоких скважинах с высокими забойными температурами и с большой высотой подъема цементного раствора в затрубном пространстве.

\* Заимствован из работы Я. М. Расизаде и С. Г. Курбанова «Гидравлический разрыв пласта и вопросы осложнений при бурении скважин». Азербайджан, 1960.

Отсутствие специальных цементов и малая эффективность замедлителей схватывания применяемых портланд-цементов вызывает необходимость проведения цементировочных работ в скважине в сжатые сроки, не превышающие 1 ч от начала затворения цемента.

Выходом из такого положения явилась практика применения большого количества цементировочных агрегатов и смесительных машин (12—15), при помощи которых удастся уложиться в заданное короткое время и одновременно развить скорость восходящего потока цементного раствора до 1,5 м/сек и более. При этом полагают, что применение большого количества цементировочных агрегатов, обеспечивая проведение цементировочных работ в сжатый срок, способствует повышению качества цементирования.

При повышении скорости потока цементного раствора в затрубном пространстве стремятся получить так называемый турбулентный поток, который, обеспечивая движение жидкости по всему сечению затрубного пространства, способствует полному вытеснению глинистого раствора цементным.

М. Н. Махмудов [16], исследуя вопросы, связанные с влиянием скорости восходящего потока цементного раствора при продавке на качество цементирования, определил, что получение турбулентного потока движения цементного раствора в затрубном пространстве скважины диаметром 243 мм и обсадной колонне диаметром 146 мм возможно лишь при достижении скорости 7,27 м/сек. Современное оснащение буровых скважин, включает М. Н. Махмудов, не позволяет создать турбулентный поток в затрубном пространстве при продавке цементного раствора.

Все возрастающие скорости потока в затрубном пространстве могут привести к гидродинамическому давлению на стенки скважины, которые превысят величину горного давления.

Из диаграммы, приведенной на рис. 78, можно видеть, что суммарные величины гидростатического и гидродинамического давлений при соотношениях диаметров колонны и стволов скважин 146/190 мм (с учетом коэффициента  $k' = 1,1$ , 146/210 мм) уже при скоростях потока  $V_n = 2,0$  м/сек достигают критического предела, соответствующего гидравлическому разрыву пласта. При соотношениях 146/267 мм критический предел наступает при скорости потока  $V_n = 3,2$  м/сек.

Приведенные данные указывают, что не всегда целесообразны большие скорости потока цементного раствора в затрубном пространстве, а также на необходимость поисков путей, могущих повысить успешность цементирования скважин, исключаящих разрыв пластов и обеспечивающих наиболее полное вытеснение глинистого раствора цементным.

Р. И. Шищенко предложил так называемый «параметр успешности цементирования», введенный им из условий структурного режима течения восходящего потока цементного раствора в кольцевом пространстве скважины.

Однако «параметр успешности цементирования» впоследствии начали распространять на все режимы движения потока жидкости в кольцевом пространстве, что неверно.

Разность удельных весов глинистого и цементного растворов может вызвать затруднения при продавке и служить причиной разрыва пластов и поглощения жидкости.

Для уменьшения величины гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве при движении потока жидкости и при восстановлении циркуляции необходимо обращать внимание на значе-

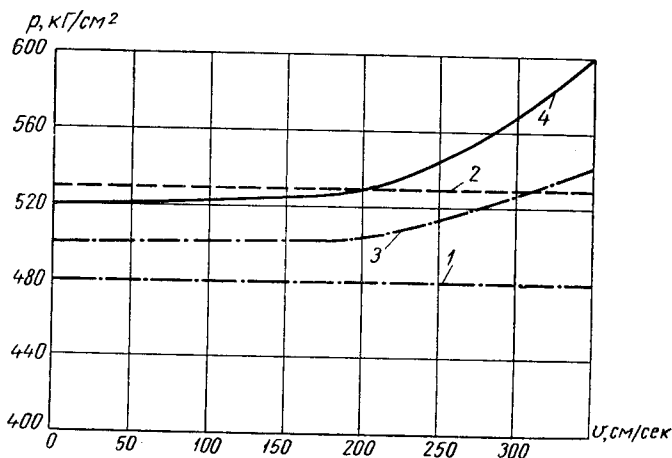


Рис. 78. Изменение величины гидродинамического давления на забой скважины в зависимости от скорости потока жидкости.

1 — гидростатическое давление при  $\gamma_{г.р} = 1,6 \text{ Г/см}^3$ ; 2 — давление гидравлического разрыва; 3 — давление на забой при соотношениях диаметров ствола и обсадных труб 210 и 146 мм; 4 — то же при 267 и 146 мм.

ния статического напряжения сдвига глинистого раствора. Известны случаи [13], когда из-за высоких значений статического напряжения сдвига глинистого раствора после спуска колонны в скважину с малым зазором при максимальном давлении, допускаемом насосами, не удавалось восстановить циркуляцию. В одном из таких случаев циркуляция была восстановлена лишь после замены глинистого раствора водой.

Величина продавочного давления может быть определена по формуле [18]

$$p = \frac{4H D_c \tau_c}{(D_c - D) d_{вн}}, \quad (136)$$

где  $H$  — глубина скважины в м;

$\tau_c$  — статическое напряжение сдвига в  $\text{Г/см}^2$ ;

остальные буквенные обозначения прежние.

Практикой и экспериментальными исследованиями установлено, что от действия большого давления на цементный раствор при наличии пористых пород он подвергается сильной дегидратации вследствие высокой водоотдачи, в связи с чем за очень короткий промежуток времени резко повышаются его структурная вязкость и напряжение сдвига, приводящие к увеличению гидродинамического давления на стенки скважины.

Для снижения водоотдачи цементного раствора применяют бентонитовую глину и КМЦ.

Из приведенного видно, какое большое значение имеет гидродинамическое давление на стенки скважины, приводящее к разрыву пласта при выполнении таких технологических операций, как спуск обсадных колонн и хвостовиков с обратным клапаном [19], цементирование при повышенных скоростях восходящего потока цементного раствора в кольцевом пространстве, продавка жидкости с большой разностью удельных весов и др.

Для успешной проходки скважин необходима взаимосвязь названных выше технологических операций с гидродинамическим давлением на стенки скважины, которая может быть достигнута путем строгого установления и контроля параметров структурной вязкости  $\eta$  и предельного напряжения сдвига  $\theta$  цементного и глинистого растворов. В работе [16] и других авторов указывается, что для полноты вытеснения глинистого раствора цементным надо, чтобы предельное напряжение сдвига цементного раствора  $\theta$  было бы как можно меньше, а структурная вязкость  $\eta$  больше, чем у вытесняемого им глинистого раствора. Соблюдая это условие, можно достигнуть вытеснения глинистого раствора цементным при скорости восходящего потока в затрубном пространстве скважины, соответствующей ламинарному (структурному) режиму.

С. М. Кулиев<sup>1</sup> с сотрудниками пришел к выводу, что для качественного цементирования достаточна скорость восходящего потока цементного раствора порядка 1,5—2,5 м/сек. По его же данным минимальная скорость потока цементного раствора, при которой достигается размыв глинистой корки и обеспечивается прочный контакт цементного камня со стенками скважины, равна 1,5 м/сек. Вопрос полноты вытеснения глинистого раствора цементным в зависимости от скорости восходящего потока в затрубном пространстве скважины требует, как нам кажется, дальнейшего изучения.

## БУРОВЫЕ ВОДЫ И БОРЬБА С НИМИ

Обнаружение притока воды на забое скважины при ее освоении не всегда означает, что причиной неудачного цементирования являются нарушения, допущенные при выполнении технологического процесса цементирования. Может, например, оказаться, что эта вода

<sup>1</sup> Кулиев С., Есьман Б., Абдинов М. Вопросы гидравлики глинистых и цементных растворов. Азернешр, 1963.

является пластовой, т. е. принадлежит эксплуатационному нефтяному пласту, расположенному в его подошве. Поэтому при помощи соответствующих приборов (электротермометра и резистивиметра) и химического анализа воды необходимо сразу же узнать, какая вода и какими путями она попала в скважину [14].

После выяснения природы такой воды и источника ее возникновения составляют план борьбы с нею, разрабатывают профилактические мероприятия для последующих скважин.

Вскрываемые в скважинах буровые воды по отношению к нефтяному пласту классифицируют следующим образом: верхние, нижние, пластовые, к которым относят также подошвенные и промежуточные, контурные и краевые, тектонические и смешанные.

Верхнюю воду, которая может находиться в нескольких пластах, расположенных выше нефтяного пласта, называют чуждой и агрессивной, так как она вследствие большого удельного веса по сравнению с нефтью может перемещаться вниз и обводнять нефтяной пласт. Каналами для перемещения верхней воды вниз могут быть: рыхлая глинистая корка на стенках ствола скважины, трещины и каналы в самом цементном кольце, а также сломы, трещины, протертости стенок колонны, негерметичность резьбовых соединений труб и другие дефекты. Дефекты эти могли образоваться при цементировании с применением высокого давления, расширившего мелкие, необнаруженные на заводе-изготовителе трещины в стенках труб.

При наличии указанных дефектов в колонне и цементном кольце вода проникает в нефтяной пласт как через затрубное пространство, так и через отверстия в колонне. Очевидно, цементное кольцо в затрубном пространстве, находящееся ниже дефектных мест колонны и очень надежно разобшившее нефтяной пласт, пользы не принесет. В данном случае обнаружение воды вместо нефти в законченной бурением скважине нельзя объяснить ни низким качеством цементирования, ни геологией месторождения, нефтяные пласты в котором обводнены раньше.

План борьбы с прорвавшейся сверху чуждой водой содержит мероприятия по изоляции ее путем задавки цементного раствора под давлением в каналы, по которым верхняя вода поступает в нефтяной пласт. Чаще всего для этой цели пользуются способом Байбакова, а в случае продавки цементного раствора в более глубокие трещины пластов и цементного кольца применяют пакерный способ цементирования под давлением, о чем говорилось выше.

При обнаружении сломов, протертостей и других дефектов в колонне, когда цементирование под давлением успеха не имеет, спускают короткие колонны-хвостовики, которыми перекрывают дефектные места в колонне. Спущенный хвостовик цементируют с таким расчетом, чтобы за ним находилось цементное кольцо, которое после затвердения закрепляет его и служит изоляционной перемычкой. Недостатком такого мероприятия является необходимость спуска хвостовика меньшего диаметра, что приводит к уменьшению

внутреннего пространства эксплуатационной колонны, затрудняет ремонт скважины.

Борьба с прорвавшейся верхней водой, обычно сильной и агрессивной, требует больших усилий и длительного времени.

Еще большую трудность для изоляции представляют нижние воды, которые могут залегать в пластах, расположенных на различном расстоянии от подошвы нефтяного пласта. Нижнюю воду также называют чуждой и агрессивной водой.

К нижней воде относят и так называемую «свою», т. е. пластовую воду, подстилающую нефтяной пласт. Такую воду называют подошвенной.

С подошвенной водой борются путем создания в пласте так называемого водонепроницаемого экрана, предотвращающего доступ воды к стволу скважины. Создают экран по всей мощности водонасыщенной части пласта нагнетанием разнообразных реагентов: суспензии твердых тел в различных жидкостях, нефтяных эмульсий, цемента на водной или углеводородной основе, поверхностно-активных веществ, химических веществ, вступающих в реакцию с пластовой водой, и пр. При задавке в пласт реагенты фильтруются, образуя в порах пласта непроницаемую перемычку. Применение гидроразрыва пласта обеспечивает более глубокое проникновение реагентов, что способствует получению более прочного экрана, который может выдержать напор подошвенных вод в течение длительного времени [14].

Нефтяные пласты, лежащие на подстилающих их водяных пластах, называют водоплавающими нефтяными пластами.

По мнению специалистов-промысловиков, для некоторых месторождений с водоплавающими нефтяными пластами нецелесообразно производить указанные выше сложные, дорогостоящие и не всегда достигающие цели изоляционные работы. Для скважин, обводненных подошвенной водой, рекомендуют добывать нефть вместе со значительным количеством пластовой воды, применив для этого, например, компрессорный способ эксплуатации с подъемным лифтом из труб диаметром 4" на 2 1/2" в эксплуатационной колонне диаметром 168 мм. Изоляционно-оздоровительные работы, по мнению одной группы специалистов, целесообразны лишь при преждевременном обводнении скважин или когда изоляционные работы обусловлены охраной недр и технологией разработки.

Таким образом, обнаружение в нефтяном пласте «своей» воды тоже относится к случаю, подтверждающему, что причиной получения воды вместо нефти при освоении является не неудачное цементирование, а сложные геологические условия.

Вода, залегающая между небольшими глинистыми прослойками в нефтяном пласте, называется промежуточной. Эта вода может попасть в эксплуатационную колонну по каналам, сделанным пулями при ее перфорации, или в результате прорыва цементного кольца по затрубному пространству. Преодолеть приток промежуточных вод удастся закачкой цементного раствора под давлением

в каналы, по которым вода поступает в колонну, или путем создания повторного затрубного цементного кольца.

В промышленной практике известны случаи, когда собственная вода смешивается с поступающей в нее чуждой верхней или нижней водой. Такую воду называют смешанной. Узнать источник обводнения нефтяного пласта смешанной водой нелегко; при помощи химического анализа воды и сопоставления его с анализом буровых вод соседних скважин, а иногда и закачкой радиоактивных изотопов удается разгадать происхождение такой воды и пути ее проникновения в пласт.

Встречаются в скважинах еще воды, которые поступают в эксплуатирующиеся нефтяные пласты по тектоническим нарушениям (сбросам, взбросам, трещинам и пр.). Такие воды называются тектоническими и по содержащимся в них химическим элементам они близки к смешанным водам. Объясняется это тем, что пути движения этих вод пересекают многие нефтяные пласты эксплуатируемого объекта.

Обычно при обнаружении воды в скважине во время ее освоения цементированием под давлением удается изолировать чуждые воды от нефтяного пласта. Когда появляется необходимость проведения более сложных и длительных ремонтных работ, скважину передают конторе капитального ремонта.

---

## ЛИТЕРАТУРА

1. Абдинов М. Д. О влиянии изменения скорости подъема цементного раствора на качество цементирования скважин. Сборник докладов под ред. Н. И. Титкова. ГОСИНТИ, 1961.
2. Абдулаев М. А., Карпенко М. М. и др. Разобшение пластов при бурении скважин. Гостоптехиздат, 1952.
3. Амиров А. Д. Вопросы эксплуатации сверхглубоких скважин. Азербнефтехп, 1959.
4. Баренблатт Г. И. О некоторых задачах теории упругости, возникающих при исследовании механизма гидравлического разрыва нефтяного пласта. Прикладная математика и механика, т. XX, вып. 4, 1956.
5. Булатов А. А. Цементы для цементирования глубоких скважин. Гостоптехиздат, 1962.
6. Гайворонский А. А. Крепление нефтяных и газовых скважин в США. Гостоптехиздат, 1962.
7. Григорьев В. И. и др. Определение допускаемого внутреннего давления в обсадных колоннах. Нефт. хоз., № 2, 1963.
8. Еременко Т. Е. О методах определения внешней нагрузки на обсадные колонны нефтяных скважин. Нефт. хоз., № 8, 1953.
9. Еременко Т. Е. Крепление нефтяных и газовых скважин на промыслах Украины. Нефтяная и газовая промышленность, № 2, ИТИ УССР, 1960.
10. Еременко Т. Е. Исследование и расчет обсадных труб. Укртехиздат, 1962.
11. Касумзаде Д. С., Сароян А. Е. и др. О влиянии температуры и давления на работу обсадной колонны. Азерб. нефт. хоз., № 11, 1960.
12. Караев А. К., Волик А. Л. и др. Бурение нефтяных и газовых скважин. Гостоптехиздат, 1962.
13. Кларк Е. Х. Повышение забойного давления при спуске труб. ЦНИИТЭнефть, 1956.
14. Кравченко И. И., Иманов Н. Г. Изоляция вод в нефтяных скважинах. Гостоптехиздат, 1960.
15. Малеванский В. Д. Открытые газовые фонтаны и борьба с ними. Гостоптехиздат, 1963.
16. Махмудов М. Н. Влияние некоторых факторов на процесс цементирования скважин, Азербнефтехп, 1962.
17. Мачинский Е. К. и др. Шлако-песчанистые безобжиговые цементы для тампонажа скважин с забойными температурами до 200° С. Нефт. хоз., № 4, 1958.
18. Мирзаджанзаде А. Х. Вопросы гидродинамики вязкопластичных и вязких жидкостей в нефтедобыче. Азербнефтехп, 1959.
19. Мовсумов А. А. Гидравлические основы определения допустимых скоростей спуска обсадных труб и хвостовиков. Нефт. хоз., № 4, 1963.
20. Мочернюк Д. Ю. Расчет муфтовых соединений обсадных труб при действии осевой нагрузки. Нефт. хоз., № 1, 1958.

21. О с и н ч у к З. П. Опыт спуска эксплуатационной колонны двумя секциями. Нефтяная и газовая промышленность, № 1, ИТИ УССР, 1960.
22. С а р к и с о в Г. М. Некоторые вопросы расчетов обсадных труб. Азнефтеиздат, 1953.
23. С а р к и с о в Г. М. Сопротивляемость обсадных труб наружному давлению. Нефт. хоз., № 5, 1960.
24. С а р о я н А. Е. Определение допускаемого внутреннего давления в обсадных колоннах. Нефт. хоз., № 11, 1963.
25. Т и т к о в Н. С., Д о н Н. С. Технология цементирования нефтяных и газовых скважин. Гостоптехиздат, 1960.
26. Т и щ е н к о А. В. Факторы, влияющие на герметичность резьбовых соединений. Нефть и газ, № 9, 1963.
27. Ч е р с к и й Н. В. Конструкции газовых скважин. Гостоптехиздат, 1961.
28. Ш а в ц о в Н. И. Разобшение пластов в нефтяных и газовых скважинах. Гостоптехиздат, 1960.
29. Ш а ц о в Н. И., Ф е д о р о в В. С. и др. Бурение нефтяных и газовых скважин. Гостоптехиздат, 1961.
-

## О Г Л А В Л Е Н И Е

	Стр.
Предисловие . . . . .	3
<b>Г л а в а I. Крепление нефтяных и газовых скважин . . . . .</b>	<b>5</b>
Цели и методы крепления скважин . . . . .	5
Конструкция скважин. Факторы, определяющие конструкцию сква- жин . . . . .	6
Выбор и методика составления рациональной конструкции сква- жины . . . . .	13
<b>Г л а в а II. Особенности крепления и составления конструкций газовых         скважин . . . . .</b>	<b>18</b>
Определение диаметра колонн газовых скважин . . . . .	26
Выбор варианта газопроводящего канала в скважине . . . . .	26
Примеры расчета диаметра эксплуатационных колонн в газовых скважинах . . . . .	31
Экономический расчет диаметра эксплуатационных колонн газовых скважин . . . . .	33
<b>Г л а в а III. Конструкции глубоких нефтяных и газовых скважин . . . .</b>	<b>39</b>
Конструкции скважин глубиной 10—15 тыс. м . . . . .	43
Облегченные и упрощенные конструкции скважин . . . . .	48
Частичное крепление скважин . . . . .	51
Спуск колонны в скважину двумя частями . . . . .	53
Бурение скважин малого диаметра . . . . .	57
<b>Г л а в а IV. Обсадные трубы . . . . .</b>	<b>61</b>
Сварные соединения обсадных труб . . . . .	67
Конструкция низа обсадной колонны . . . . .	73
<b>Г л а в а V. Расчет обсадных труб на прочность . . . . .</b>	<b>82</b>
Усилия, действующие на колонну обсадных труб в скважине . . . .	82
Расчет круглых труб на смятие наружным гидростатическим да- влением . . . . .	82
Расчет круглых труб на устойчивость . . . . .	83
Расчет овальных обсадных труб . . . . .	85
<b>Г л а в а VI. Расчет обсадных труб и их соединений на растяжение . . .</b>	<b>94</b>
Мероприятия для повышения герметичности резьбовых соединений обсадных труб . . . . .	98
Влияние осевого растяжения на сопротивляемость обсадных труб . .	99

Глава VII. Расчет обсадных труб на внутреннее давление . . . . .	104
Влияние температуры и внутреннего давления на прочность колонн обсадных труб . . . . .	108
Расчет обсадных труб на изгиб . . . . .	113
Методика составления равнопрочных колонн . . . . .	116
Расчет колонны на смятие с учетом двухосного нагружения . . . . .	117
Расчет колонны на растяжение . . . . .	119
Проверочный расчет колонны на внутреннее давление . . . . .	121
Расчет промежуточных колонн . . . . .	123
Расчет глубины установки кондуктора и промежуточной колонны . . . . .	125
Глава VIII. Подготовительные работы к спуску колонн и спуск их в скважину . . . . .	129
Глава IX. Основные сведения о тампонажных цементах и их физико-механических свойствах . . . . .	133
Стандартные тампонажные цемента . . . . .	134
Влияние воды, температуры, давления и различных добавок на свойства тампонажных цемента . . . . .	135
Замедлители схватывания цементного раствора . . . . .	138
Специальные цемента . . . . .	139
Глава X. Способы цементирования скважин . . . . .	145
Цементировочные пробки и головки . . . . .	145
Цементировочные агрегаты . . . . .	148
Цементосмесительные машины . . . . .	151
Одноступенчатое цементирование . . . . .	152
Двухступенчатое цементирование . . . . .	153
Манжетное цементирование . . . . .	157
Цементирование хвостовика-фильтра и хвостовика-колонны . . . . .	158
Обратное цементирование . . . . .	159
Цементирование под давлением . . . . .	159
Цементирование скважин по способу Байбакова . . . . .	160
Пакерный способ цементирования скважин под большим давлением . . . . .	161
Глава XI. Методика расчета цементирования скважин . . . . .	167
Методика и расчет одноступенчатого цементирования скважин . . . . .	167
Пример расчета одноступенчатого цементирования скважины . . . . .	172
Методика и расчет двухступенчатого цементирования . . . . .	176
Пример расчета двухступенчатого цементирования скважины . . . . .	179
Глава XII. Заключительные работы после цементирования . . . . .	185
Глава XIII. Причины неудачного цементирования и их предупреждение . . . . .	196
Буровые воды и борьба с ними . . . . .	207
Литература . . . . .	211

ЕРЕМЕНКО ТЕРЕНТИЙ ЕФИМОВИЧ

**Крепление нефтяных и газовых скважин**

Редактор *А. И. Булатов*

Ведущий редактор *В. В. Исасва*

Технический редактор *В. Л. Прозоровская*

Корректор *М. П. Курылева*

---

Сдано в набор 28/XII 1964 г.

Подписано в печать 8/III 1965 г.

Т-03477. Формат бум. 60 × 90<sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Печ. л. 13,5.

Уч.-изд. л. 13,62. Индекс 1—1—1.

Цена 63 коп. Тираж 2200 экз.

Заказ 2578/397—5.

Объявлено в Темплане

б. Гостоптехиздата на 1964 г. № 7.

---

ИЗДАТЕЛЬСТВО «Н Е Д Р А».

Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.

Ленинградская типография № 14

«Красный Печатник» Главполиграфпрома

Государственного комитета

Совета Министров СССР по печати.

Московский проспект, 91.

## ***Уважаемый читатель!***

В издательстве „НЕДРА“ готовятся к печати и выйдут в свет во втором полугодии 1965 г. новые учебники и учебные пособия по нефтяной и газовой специальностям:

### **а) ДЛЯ ВУЗОВ**

Вендельштейн Б. Ю. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. 12 л. Ц. 57 коп.  
(Сводный темплан учебников 1965 г. № 389).

Донцов К. М. Теоретические основы проектирования разработки нефтяных месторождений. 20 л. Ц. 85 коп.  
(Сводный темплан учебников 1965 г. № 403).

Латышова М. Г. Практическое руководство по интерпретации геофизических методов исследования скважин. 11 л. Ц. 54 коп.  
(Сводный темплан учебников 1965 г. № 396).

Уманский Л. М., Уманский М. М. Экономика нефтяной и газовой промышленности. 22 л. Ц. 92 коп.  
(Сводный темплан учебников 1965 г. № 538).

Федоров В. С. и др. Практические расчеты в бурении. 35 л. Ц. 1 р. 37 к.  
(Сводный темплан учебников 1965 г. № 410).

### **б) ДЛЯ ТЕХНИКУМОВ**

Арзунян А. С. Сооружение газонефтехранилищ. 18 л. Ц. 78 коп.  
(Сводный темплан учебников 1965 г. № 947).

Пантаев Н. Ф., Дианов В. Г. Основы теории автоматического регулирования и авторегуляторы. 20 л. Ц. 85 коп.  
(Сводный темплан учебников 1965 г. № 902).

С подробными аннотациями на учебную литературу для высших и средних учебных заведений можно ознакомиться в Сводном тематическом плане „Учебники, учебные и методические пособия для вузов и техникумов“ издательства „Высшая школа“ на 1965 г.

Предварительные заказы на книги принимают местные магазины книготоргов и потребительской кооперации, а также республиканские, краевые и областные магазины и отделы „Книга—почтой“.

**ИЗДАТЕЛЬСТВО „НЕДРА“**