

# **СПРАВОЧНИК БУРОВОГО МАСТЕРА**

**том I**

**«Инфра-Инженерия»**



**БИБЛИОТЕКА НЕФТЕГАЗОДОБЫТЧИКА  
И ЕГО ПОДРЯДЧИКОВ (SERVICE)**

# **СПРАВОЧНИК БУРОВОГО МАСТЕРА**

**ТОМ I**

*Учебно-практическое пособие*

**Инфра-Инженерия  
Москва  
2006**

**УДК 622.233**

**ББК 33.13**

**С74**

**Рецензенты:**

- доктор технических наук, профессор **С.Н. Бастриков** (Сибирский научно-исследовательский институт проектирования скважин - СибНИИП);

- доктор технических наук, профессор **Ф.А. Агзамов** - зав. кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин» Уфимского государственного технического нефтяного университета.

**Справочник бурового мастера\** Под общей редакцией **В.П. Овчинникова, С.И. Грачёва, А.А. Фролова.**

*Учебно-практическое пособие в 2-х томах.*

Институт нефти и газа Тюменского государственного нефтегазового университета.

В справочнике изложены описание и технические характеристики применяемого бурового оборудования, инструмента, материалов для строительства скважин различного назначения. Даны рекомендации по обоснованию их выбора для конкретных геолого-технологических условий бурения скважин. Описан опыт применения новых технологий на различных стадиях строительства скважины на ряде месторождений Западной Сибири.

Данное пособие предназначено для инженерно-технических работников, аспирантов и студентов высших и средних специальных учебных заведений, занимающихся изучением и решением проблем, возникающих при строительстве скважин.

**М.: «Инфра-Инженерия», 2006. - 608 с.**

© Коллектив авторов, 2006

© Издательство «Инфра-Инженерия», 2006

ISBN 5-9729-0006-8

ISBN 5-9729-0008-4

## АВТОРСКИЙ КОЛЛЕКТИВ

– **В.П. Овчинников** – доктор технических наук, профессор, директор института нефти и газа ТюмГНГУ, заведующий кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин», (главы 1, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 14, 15).

– **С.И. Грачев** – доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений», (главы 2, 3, 4, 5, 6, 11, 12, 13, 15).

– **Г.П. Зозуля** – доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Ремонт и восстановление скважин», (глава 7).

– **Г.А. Кулябин** – доктор технических наук, профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», (главы 5, 6, 14.)

– **А.А. Фролов** – доктор технических наук, генеральный директор ООО «Бургаз» ОАО «Газпром», (главы 9, 10.)

– **М.С. Бахарев** – доктор технических наук, директор Сургутского института нефти и газа ТюмГНГУ, (главы 3, 15.)

– **П.В. Овчинников** – кандидат технических наук, доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», начальник управления технологической службы ООО «Бургаз», (главы 5, 9, 10, 12.)

– **Н.А. Аксенова** – кандидат технических наук, доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», (главы 8, 9, 10.)

– **Е.И. Гаврилов** – кандидат технических наук, заведующий кафедрой «Проектирование сооружения и эксплуатации нефтяных и газовых скважин» Нижневартовского филиала ТюмГНГУ, (глава 2.)

– **Л.А. Паршукова** – кандидат технических наук, доцент кафедры «Ремонт и восстановление скважин» Института нефти и газа ТюмГНГУ, (глава 7.)

– **Ю.А. Петухов** – ведущий инженер ЗАО «СибНИПИ» Нефтяные горизонты», (главы 2, 4, 5, 11.)

– **В.Е. Тер-Саакова** – ассистент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Института нефти и газа ТюмГНГУ, (глава 8.)

– **С.Л. Юртаев** – главный инженер ООО «Буровая К<sup>о</sup> Аргиллит», (глава 11.)

– **П.М. Сорокин** – кандидат экономических наук, доцент, зав. кафедрой «Нефтегазовое дело» Сургутского института нефти и газа ТюмГНГУ, (главы 3, 12.)

– **А.Ю. Харин, С.Б. Харина** – инженеры, (глава 16)

# Глава I

## **ПОНЯТИЕ О СКВАЖИНЕ. ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ**

(Составитель Овчинников В.П.)

### **§ 1. ПОНЯТИЕ О СКВАЖИНЕ И ЕЕ НАЗНАЧЕНИЕ**

Скважина – это сложное, требующее значительных материальных и энергетических затрат горное сооружение, образуемое путем разбуривания горных пород, продольные размеры которой значительно превышают поперечные. Основной целью ее строительства, в зависимости от назначения, является установление связи между наземными устройствами и вскрываемыми пластами – обеспечение транспортировки пластового флюида на устье скважины в случае строительства добывающих нефтяных или газовых скважин, наоборот нагнетание в пласт жидкости для поддержания пластового давления или захоронения различных сточных вод; разведочного оборудования для изучения залегаемых структур и т.д. По своему назначению скважины подразделяются на:

1. Структурно-поисковые. Предназначены для установления уточнения тектоники, стратиграфии, литологии, оценки продуктивности горизонтов (без дополнительного строительства скважины).

2. Разведочные. Предназначены для выявления продуктивных объектов, а также для оконтуривания уже разрабатываемых нефтяных и газоносных пластов.

3. Добывающие (эксплуатационные). Предназначены для добычи нефти и газа из земных недр.

4. Нагнетательные. Предназначены для закачивания в пласты воды, газа или пара с целью поддержания пластового давления или обработки призабойной зоны. Эти меры направлены на удлинение периода фонтанного способа добычи нефти или повышения эффективности добычи.

5. Опережающие добывающие. Предназначены для добычи нефти и газа с одновременным уточнением строения продуктивного пласта.

6. Оценочные. Предназначены для определения начальной и остаточной водонефтенасыщенности.

7. Контрольные и наблюдательные. Предназначены для наблюдения за объектом разработки, исследования характера продвижения пластовых флюидов и изменения газонефтенасыщенности пласта.

8. Опорные. Предназначены для изучения геологического строения крупных регионов, для установления общих закономерностей залегания горных пород и выявления возможностей образования в этих породах месторождений нефти и газа.

## **§ 2. ТРЕБОВАНИЯ К СКВАЖИНЕ И ЕЕ КОНСТРУКЦИИ**

Основное требование к скважине – это обеспечение ее технического состояния, которое позволяет осуществлять комплекс технологических операций, направленных на решение поставленных задач, связанных с преодолением возникающих осложнений.

Процесс проводки скважины, как правило, сопровождается различного рода осложнениями – обвалами, осыпями, поглощениями, нефтеводогазопроявлениями и т.д. Поэтому при составлении проекта на строительство скважины, в зависимости от геологических условий бурения, особенностей залегания горных пород, их физико-механических свойств, величин пластовых температур и давлений, давлений гидроразрыва пород, назначения и цели бурения, предполагаемого метода заканчивания скважины, способа бурения, способа и техники освоения и эксплуатации скважины, уровня организации техники и технологии бурения, геологической изученности района предусматривается разделение зон (интервалов) обладающих несовместимыми условиями бурения, обсадными колоннами.

Все обсадные колонны по своему назначению подразделяются следующим образом.

*Направление* – самая первая колонна труб или одна труба, предназначенная для закрепления приустьевой части скважины от размыва буровым раствором и обрушения, а также для обеспечения циркуляции жидкости. Направление, как прави-

ло, одно. Однако могут быть случаи крепления скважин двумя направлениями, когда верхняя часть разреза представлена лессовидными почвами, насыпным песком или имеет другие особенности.

Обычно направление спускают в заблаговременно подготовленную шахту или скважину и цементируют до устья.

*Кондуктор* – колонна обсадных труб, предназначенная для разобщения верхнего интервала разреза горных пород, изоляции пресноводных горизонтов от загрязнений, монтажа противобросового оборудования и подвески последующих обсадных колонн.

*Промежуточная обсадная колонна* служит для разобщения несовместимых по условиям бурения зон при углублении скважины до намеченной глубины. Они могут быть следующих видов:

*Сплошные* – перекрывающие весь ствол скважины от забоя до устья независимо от крепления предыдущего интервала.

*Хвостовики* предназначены для крепления только необсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторую величину.

*Летучки* – специальные промежуточные обсадные колонны, служащие только для перекрытия интервала осложнений и не имеющие связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами.

*Эксплуатационная колонна* – самая последняя колонна обсадных труб, которой крепят скважину для разобщения продуктивных горизонтов от всех остальных пород служит путем транспортировки извлекаемых из скважины нефти или газа, или, наоборот, для нагнетания в пласты жидкости или газа. Иногда в качестве эксплуатационной колонны может быть использована частично или полностью последняя промежуточная колонна.

Основными параметрами, характеризующими конструкцию скважины, являются количество и диаметр обсадных колонн, глубина их спуска, диаметр долот, высота подъема тампонажного раствора.

Конструкция скважины определяется заданием заказчика (добывающей организации) и геологическими условиями района работ. Конструкция скважины в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать

– максимальное использование пластовой энергии продук-

тивных горизонтов в процессе эксплуатации за счет выбора оптимального диаметра эксплуатационной колонны и возможности достижения проектного уровня, гидродинамической связи продуктивных отложений со стволом скважины;

- применение эффективного оборудования, оптимальных способов и режимов эксплуатации, поддержания пластового давления, теплового воздействия и других методов повышения нефтеотдачи пластов;

- условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины;

- получение необходимой горно-геологической информации по вскрываемому разрезу;

- условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности:

- максимальную унификацию по типоразмерам обсадных труб и ствола скважины.

При проектировании газовых и газоконденсатных скважин необходимо учитывать:

- давление газа на устье близко к пластовому;

- газ обладает низкой вязкостью, высокой проникающей способностью;

- нагрев обсадных колонн вследствие высокой производительности скважин;

- необходимость установки противовыбросного оборудования;

- коррозионную активность компонентов добываемого газа.

При наличии в геологическом разрезе месторождений мерзлых горных пород необходимо предусмотреть:

- перекрытие тампонажным материалом всего интервала мерзлых горных пород;

- исключить гидравлический разрыв пород, лежащих выше башмака, при достижении в стволе скважины давления равного пластовому;

- подбор типа обсадных труб для их перекрытия осуществлять из расчета ожидаемого наружного давления равного давлению обратного промерзания водонасыщенных масс, расположенных за и между обсадными колоннами;

- выбор типа тампонажного материала осуществлять с уче-



том температурных условий в интервале цементирования и его морозостойкости – устойчивости к циклическим температурным воздействиям.

### § 3. ОБОСНОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ

Обоснование конструкции проводится в два этапа. На первом этапе выбирается метод входа в пласт, число обсадных колонн и глубины их спуска. Оптимальное число промежуточных обсадных колонн и глубины установки их башмаков при проектировании конструкции скважин определяются графически, по числу зон с несовместимыми условиями бурения, которые строятся сопоставлением градиентов пластовых (поровых) давлений ( $\text{grad } P_{\text{пл}}$ ), давлений гидроразрыва (поглощения) пластов ( $\text{grad } P_{\text{гр}}$ ), прочности и устойчивости пород ( $\text{grad } P_{\text{уст}}$ ) (рис 1.1).

$$\text{grad } P_{\text{пл}Z} = \frac{P_{\text{пл}}}{Z}, \text{ МПа/м}$$

$$\text{grad } P_{\text{гр}Z} = \frac{P_{\text{гр}}}{Z}, \text{ МПа/м,}$$

$$\text{grad } P_{\text{уст}Z} = \frac{P_{\text{уст}}}{Z}, \text{ МПа/м.}$$

где  $P_{\text{уст}} = P_{\text{пл}} * K_p$  – давление относительной устойчивости породы;

$K_p$  – коэффициент резерва (таблица 1.1.)

Проектные решения по выбору плотности бурового раствора должны предусматривать создание столбом раствора гидростатического давления на забой скважины и вскрытие продуктивного горизонта, превышающего проектные пластовые давления на величину не менее:

– 10% для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м).

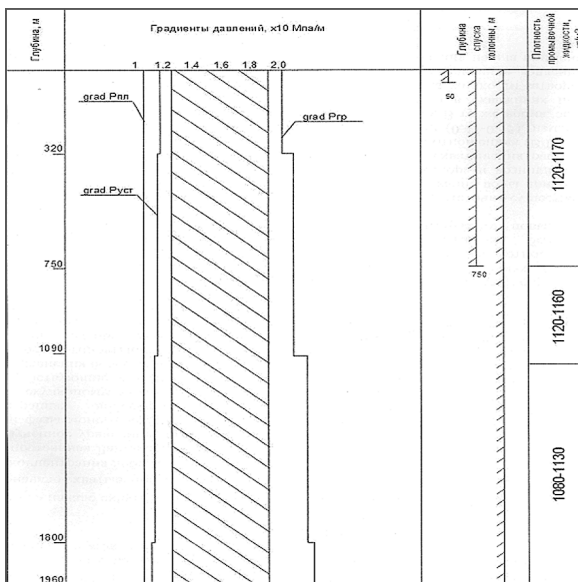
– 5% для интервалов от 1200 м до проектной глубины.

В необходимых случаях проектом может устанавливаться большая плотность раствора, но при этом противодавление на горизонты не должно превышать пластовые давления (репрессия на пласт) на 15 кгс/см<sup>2</sup> (1,5 МПа) для скважин глубиной до 1200 м и 25-30 кгс/см<sup>2</sup> (2,5-3,0 МПа) для более глубоких скважин.

Таблица 1.1

**Коэффициент резерва**

Глубина Z, м	≤ 1200	> 1200
Кр не более	1,1	1,05



**Рис.1.1. Совмещенный график градиентов давлений**

В необходимых случаях проектом может устанавливаться большая плотность раствора, но при этом противодействие на горизонты не должно превышать пластовые давления (репрессия на пласт) на 15 кгс/см<sup>2</sup> (1,5 МПа) для скважин глубиной до 1200 м и 25-30 кгс/см<sup>2</sup> (2,5-3,0 МПа) для более глубоких скважин.

В интервалах, сложенных глинами, аргиллитами, глинистыми сланцами, солями, склонными к потере устойчивости и текучести, плотность, фильтрация, химсостав бурового раствора устанавливаются исходя из необходимости обеспечения устойчивости стенок скважины. При этом репрессия не должна превышать пределов, установленных для всего интервала совместимых условий бурения. Допускается депрессия на стенке скважины в пределах 10–15% эффективных скелетных напряжений (разница между горным и поровым давлением пород).

В газосодержащем пласте  $\text{grad } P_{\text{пл}}$  и  $\text{grad } P_{\text{гр}}$  рассчитываются для кровли и для подошвы.

В случае установки противовыбросового оборудования (ПВО), глубина спуска колонны уточняется из условия недопущения прорыва пластового флюида под башмаком колонны (Н) при закрытом устье во время ликвидации газопроявления. В общем случае допускается Н определять по формуле

$$H = K_p \frac{P_{Bz}}{\text{grad} P_{ra-z}}, \text{ м}$$

где

$$P_{Bz} = \frac{P_{\text{пл}}(2 - S)}{(2 + S)}, \text{ МПа}$$

$$S_i = 10^{-4} \cdot \bar{\gamma} \cdot (L - z)$$

В тех случаях, когда значения пластового давления и поглощения неизвестны, для расчета индексов (градиентов) и давлений поглощения (гидроразрыва)  $K_{\text{п}}$  можно пользоваться эмпирической формулой Б.А.Итона:

$$K_{\text{п}} = \frac{\mu}{1 - \mu} (K_{\text{Г}} - K_{\text{а}}) + K_{\text{а}}$$

где:  $K_{\text{Г}}$  – индекс геостатического давления (отношение геостатического давления к давлению столба пресной воды на той же глубине);

$K_{\text{а}}$  – коэффициент аномальности;

$\mu$  – коэффициент Пуассона для горной породы.

Ориентировочно для крепких кварцевых песчаников  $\mu = 0,17$ ; песчаников с контактным цементом – 0,20; для песчани-

ков и алевролитов – 0,30; для известняков и доломитов – 0,25; аргиллитов – 0,30; уплотненных глин – 0,36; пластичных глин и каменной соли – 0,44.

Башмак обсадной колонны, перекрывающий породы, склонные к текучести, следует устанавливать ниже их подошвы или в плотных пропластках. Глубина спуска эксплуатационной колонны в общем случае определяется глубиной залегания подошвы продуктивного горизонта (проектный интервал перфорации) с учетом технологического зумпфа (до 50 м) и цементного стакана (в среднем 20 м) в зависимости от способа входа в пласт – вторичного вскрытия пласта.

До вскрытия продуктивных и напорных водоносных горизонтов должен предусматриваться спуск минимум одной промежуточной колонны или кондуктора до глубины, исключающей возможность разрыва пород после полного замещения бурового раствора в скважине пластовым флюидом или смесью флюидов различных горизонтов и герметизации устья скважины.

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

На втором этапе выбирают размеры колонн, диаметры долот, интервалы цементирования. Интервалы цементирования обсадных колонн определяются в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

Направления и кондуктора цементируются до устья. При обосновании высоты подъема тампонажного раствора за эксплуатационной колонной необходимо учесть, что нижележащей части стратиграфического разреза цементированию подлежат:

- продуктивные горизонты, кроме запроектированных к эксплуатации открытым забоем;
- продуктивные отложения, не подлежащие эксплуатации, в том числе с непромышленными запасами;
- истощенные горизонты;
- водоносные проницаемые горизонты;
- горизонты вторичных (техногенных) скоплений нефти и газа;

- интервалы, сложенные пластичными породами, склонными к деформациям;
- интервалы, породы которых или продукты их насыщения способны вызывать ускоренную коррозию обсадных труб.

Высота подъема тампонажного раствора над кровлей продуктивных горизонтов, устройством ступенчатого цементирования или узлом соединения секций обсадных колонн, а также башмаком предыдущей обсадной колонны в нефтяных и газовых скважинах должна составлять соответственно не менее 150 м и 500 м.

Все вышеуказанные интервалы цементирования объединяются в один общий. Разрыв сплошной линии цементного кольца по высоте за обсадными колоннами не допускается. Исключения составляют случаи встречного цементирования в условиях поглощения.

Общая проектная высота подъема тампонажного раствора за обсадными колоннами должна обеспечивать:

- превышение гидростатических давлений составного столба бурового раствора и жидкости затворения цемента над пластовыми давлениями перекрываемых флюидосодержащих горизонтов;
- исключение гидроразрыва пород или развитие интенсивного поглощения раствора;
- возможность разгрузки обсадной колонны на цементное кольцо для установки колонной головки.

При ступенчатом цементировании, спуске колонн секциями нижние и промежуточные ступени обсадных колонн, а также потайные колонны должны быть зацементированы по всей длине.

При перекрытии кондуктором или промежуточной колонной зон поглощения, пройденных без выхода циркуляции, допускается подъем тампонажных растворов до подошвы поглощающего пласта с последующим (после ОЗЦ) проведением встречного цементирования через межколонное пространство. Запрещается приступать к спуску технических и эксплуатационных колонн в скважину, осложненную поглощениями бурового раствора с одновременным флюидопроявлением, осыпями, обвалами, затяжками и посадками бурильной колонны, до ликвидации осложнений.

Диаметры обсадных колонн и диаметры долот для бурения под них определяют с учетом литологии, профиля скважины

и других факторов. Например, в наклонных скважинах зазоры должны быть увеличены. Если участок ствола скважины представлен недостаточно устойчивыми породами, склонными к выпучиванию, величину зазора между обсадной колонной и стенкой также необходимо увеличивать.

Диаметр эксплуатационной колонны выбирают в зависимости от назначения скважины. Для эксплуатационных и нагнетательных скважин диаметр эксплуатационной колонны принимают в зависимости от ожидаемых дебитов на разных стадиях разработки месторождения, способов эксплуатации скважины, габаритных размеров оборудования для эксплуатации и глубины скважины. Диаметр эксплуатационной колонны должен быть достаточным для выполнения в скважине подземного и капитального ремонта. Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн представлены в таблице 1.2.

Т а б л и ц а 1.2

**Соотношение между ожидаемым дебитом и диаметром эксплуатационных колонн**

Нефтяные скважины		Газовые скважины	
Дебит, м <sup>3</sup> /сут	Диаметр, мм	Дебит, м <sup>3</sup> /сут	Диаметр, мм
<40	114	<75	114
40-100	127,140	75-250	114,146
100-150	140,146	250-500	146,168
150-300	168,178	500-1000	168,219
>300	178,194	1000-5000	219-273

Для высокодебитных скважин выбор диаметра эксплуатационной колонны должен осуществляться из условий максимального использования энергии пласта с учетом капиталовложений.

Р.Е. Смит и М.У. Клегг оценивают рациональность конструкции газовой скважины по показателям удельного среднего дебита скважины:

$$J=V_r /K(p_n -p_r),$$

где  $V_r$  – заданный отбор газа из месторождений;  $K$  – капиталовложения в сооружение всех эксплуатационных скважин месторождения;  $p_r$  – давление на устье средней скважины;  $p_n$  – пластовое давление.

Диаметры промежуточных колонн и кондукторов, а также

диаметры долот для бурения под каждую колонну ( $d_d$ ) находят из следующих соотношений:

– диаметр ствола скважины под обсадную колонну с наружным диаметром по муфте ( $d_m$ )

$$d_d = d_m + \Delta_n, \text{ мм}$$

– наружный диаметр предыдущей обсадной колонны [( $d_n$ )<sub>пред</sub>]

$$(d_n)_{\text{пред}} = (d_v)_{\text{пред}} + d_d + 2(\Delta_v + \delta), \text{ мм}$$

где  $\Delta_n$  – разность диаметров между муфтой обсадной колонны и стенкой ствола скважины, мм;

$\Delta_v$  – радиальный зазор между долотом и внутренней поверхностью той колонны, через которую оно должно проходить при бурении скважины (от 5 до 10 мм), мм.

$\delta$  – наибольшая возможная толщина стенки труб данной колонны, мм.

Расчетные значения диаметров долот уточняют по ГОСТу 20692-75 а обсадных труб по ГОСТу 632-80. Ниже приведены требуемые значения  $D_n$  для ряда обсадных труб (таблица 1.3.)

Т а б л и ц а 1.3

**Минимально допустимая разность диаметров муфт обсадных труб и скважин**

номинальный диаметр обсадных труб $d_n$ , мм				
114	140	168	273	324
127	146	178	299	340
		194		351
		219		377
		245		426
разность диаметров* $D_n$ , мм				
15	20	25	35	39-45

\* отклонения от указанных величин должны быть обоснованы.

Необходимая разность диаметров скважин и муфт обсадных колонн должна выбираться исходя из оптимальных величин, установленных практикой бурения и максимально обеспечивающих беспрепятственный спуск каждой колонны до проектной глубины, а также качественное их цементирование.

Основные сочетание размеров обсадных колонн и долот применяемых для бурения скважин на месторождениях Западной Сибири представлены в таблице 1,4.

Т а б л и ц а 1.4

**Основные сочетания размеров обсадных колонн,  
муфт и долот**

Условный диаметр обсадной колонны	Наружный диаметр т руб, мм	Диаметр, мм	
		муфт	долота
508	508,0	533,4	550
473	473,1	508,0	?
426	426,0	451	490
406	406,4	431,8	
377	377,0	402,0	
351	351,0	376,0	
340	339,7	365,1	393,7
324	323,9	351	393,7
273	273,1	298,5	

Продолжение таблицы 1.4.

245	244,5	269,9	295,3
219	219,1	244,5	
194	193,7	215,9	
178	177,8	194,5(198,0)	
168	168,3	187,7	215,9
146	146,1	166,0	215,9
140	139,7	153,7(159,0)	190,5
127	127,0	141,3(146,0)	
114	114,3	127,0(133,0)	146

Примечания: Размеры в круглых скобках приведены для труб исполнения Б



## **Глава II**

# **БУРЕНИЕ НАКЛОННО- НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

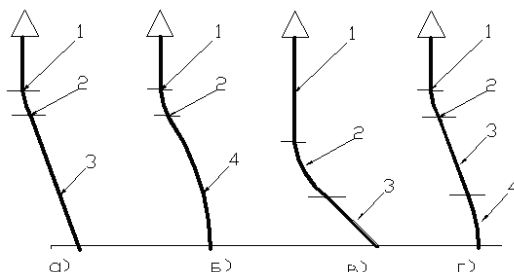
(Составители: Грачев С.И., Петухов Ю.А.,  
Гаврилов Е.И.)

### **§ 1. ПРОФИЛИ НАКЛОННЫХ СКВАЖИН**

Большое значение в наклонно-направленном бурении имеет правильный выбор профиля скважины. Профиль скважины необходимо выбирать таким, чтобы при минимальных затратах времени и средств довести ее до проектной глубины без каких-либо осложнений, обеспечив надлежащее качество ее для длительной и безаварийной эксплуатации. Рациональный профиль позволяет сократить до минимума работу с отклонителем, обеспечить необходимое смещение забоя и допустимую интенсивность искривления, а также свободное прохождение по стволу компоновки низа бурильной колонны. Профиль должен позволять эксплуатировать скважину глубинными насосами, в том числе и штанговыми насосами, причем должно исключаться протирание обсадных труб штангами и обрыв последних.

Выбор типа профиля осуществляется с учетом требований бурения скважин, прочностных характеристик пород, слагающих геологический разрез месторождений, закономерностей искривления, характерных для используемых компоновок низа бурильной колонны (КНБК), способов и технических средств, применяемых при эксплуатации скважин. Профиль скважины должен обеспечивать минимальное значение нагрузки на крюке при подъеме бурильной колонны (или внутрискважинного оборудования). В настоящее время можно выделить пять групп (типов) профилей, которые широко применяются и отвечают практически всем геолого-техническим условиям бурения и эксплуатации скважин: профиль обычной наклонно-направленной скважины, профиль пологой скважины, профиль радиальной скважины, профиль горизонтальной скважины, профиль многозабойной скважины.

**Обычные (стандартные) наклонно-направленные скважины** вскрывают продуктивный пласт с небольшим зенитным углом (до  $24^\circ$ ). Они наиболее освоены буровыми предприятиями, имеют сравнительно небольшой отход от вертикали и дают лучшее попадание в круг допуска при использовании отечественной буровой техники. Профили таких скважин (см. рис. 2.1) имеют различный вид, но можно выделить четыре основных:



**Рис.2.1. Профили обычных наклонно-направленных скважин**

*а* – трехинтервальный с участком стабилизации; *б* – трехинтервальный с участком малоинтенсивного уменьшения зенитного угла; *в* – трехинтервальный с участком набора зенитного угла в интервале бурения ниже башмака кондуктора или технической колонны и участком стабилизации; *г* – четырехинтервальный; 1 – вертикальный участок, 2 – участок набора параметров кривизны, 3 – участок стабилизации, 4 – участок малоинтенсивного уменьшения зенитного угла.

**Трехинтервальный** имеет несколько вариантов. Первый состоит из вертикального участка, набора зенитного угла в интервале бурения под кондуктор, стабилизации (рис.2.1 *а*) или малоинтенсивного уменьшения зенитного угла (рис.2.1 *б*). Рекомендуется для скважин на месторождениях, где геолого-технические условия позволяют осуществлять бурение до кровли продуктивного пласта с применением полноразмерных центрирующих элементов в КНБК, и где такая технология бурения отработана (рис.2.1. *а*), для скважин на новых месторождениях (рис.2.1 *б*). Второй (рис.2.1 *в*) представлен вертикальным участком, участком набора зенитного угла в интервале бурения ниже башмака кондуктора или технической колонны, участком стабилизации зенитного угла до кровли продуктивного пласта. Рекомендуется для скважин с отклонением забоев от вертикали 300 метров и менее.

Четырехинтервальный (рис.2.1 *г*). Состоит из вертикального участка, набора зенитного угла в интервале бурения под

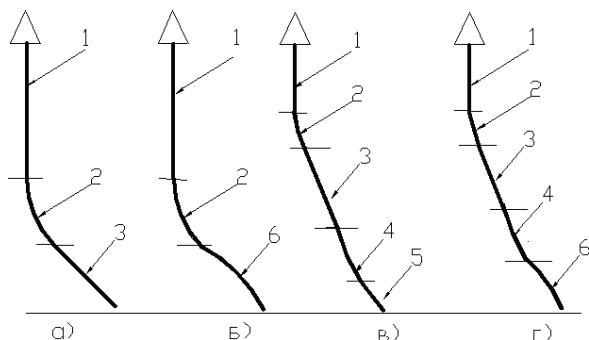
кондуктор, стабилизации зенитного угла до глубины ниже интервала работы насосного оборудования, уменьшения зенитного угла. Рекомендуется для скважин с отклонением забоев от вертикали более 300 метров, а также для месторождений, где по геолого-техническим условиям безаварийное бурение ниже интервала работы насосного оборудования компонентами с центраторами для стабилизации параметров кривизны затруднено. Максимальная интенсивность искривления на участках набора или падения параметров кривизны у таких скважин не должна превышать  $1,5^\circ/10$  м. Максимальный зенитный угол на интервалах набора и стабилизации для обычных типов профилей скважин не должен превышать  $24^\circ$ , т.к. при больших зенитных углах возникают проблемы с эксплуатацией погружного нефтедобывающего оборудования. Отклонение забоев от вертикали (отход) у скважин такого типа, в зависимости от глубины пласта, может достигать 800 метров.

Для проектирования и строительства скважин, связанных с конкретными условиями разработки месторождения и геологическими характеристиками продуктивного пласта, применяются специальные типы профилей (пологие и горизонтальные). К специальным можно отнести также профили *а, б, в, г* (рис.2.1), если зенитный угол в скважине превышает  $24^\circ$ , или необходимо набрать отход более 800 метров.

Пологими и горизонтальными скважинами называют скважины, которые имеют большой зенитный угол при вскрытии продуктивного пласта. Такие скважины бурятся с целью увеличения нефтегазоотдачи продуктивного пласта путем проходки в залежи участка ствола большой протяженности.

**Пологие скважины** (J – образный профиль) вскрывают продуктивный пласт с зенитным углом от  $25^\circ$  до  $55^\circ$ . Вскрытие пласта такими скважинами с зенитным углом более  $55^\circ$  нецелесообразно, т.к. возникают проблемы при проведении промыслово-геофизических работ (непрохождение приборов). Профиль пологой скважины составляется таким образом, чтобы создать наиболее благоприятные условия для работы погружного нефтедобывающего оборудования и достичь наибольший отход от вертикали. Так, например, до интервала установки погружного нефтедобывающего оборудования скважина имеет зенитный угол не более  $20^\circ$ , а затем производят добор зенитного угла до необходимой величины, чтобы набрать запланированный отход, но не более  $55^\circ$ .

Профили пологих скважин (см. рис.2.2) имеют различный вид, но можно выделить четыре основных:



**Рис.2.2. Профили пологих скважин:**

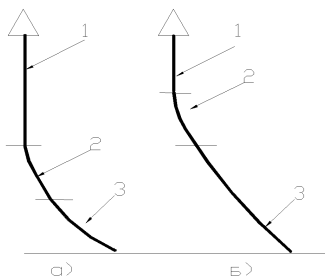
*а* – с участком стабилизации; *б* – с участком малоинтенсивного уменьшения зенитного угла; *в* – с участком добора параметров кривизны и их стабилизации; *г* – с участком добора параметров кривизны и их малоинтенсивного уменьшения; 1 – вертикальный участок, 2 – участок набора параметров кривизны, 3 – участок стабилизации, 4 – участок добора параметров кривизны, 5 – участок стабилизации зенитного угла, 6 – участок малоинтенсивного уменьшения зенитного угла.

Профиль типа *а* и *б* имеет участки: вертикальный (до интервала установки погружного нефтедобывающего оборудования), набора параметров кривизны (до  $55^\circ$ ), стабилизации (рис.2.2 *а*) или малоинтенсивного уменьшения зенитного угла (рис.2.2 *б*).

Профиль типа *в* и *г* имеет участки: вертикальный, набора параметров кривизны (до  $24^\circ$ ) в интервале бурения под кондуктор, стабилизации набранных параметров кривизны до интервала установки погружного нефтедобывающего оборудования, добора параметров кривизны (до  $55^\circ$ ), стабилизации (рис.2.2 *в*) или малоинтенсивного (рис.2.2 *г*) уменьшения зенитного угла.

**Радиальные скважины** – это скважины, которые бурятся по большому радиусу кривизны, вскрывают продуктивный пласт с зенитным углом до  $55^\circ$  и имеют следующие участки – вертикальный, участок набора параметров кривизны (до  $1.5^\circ/10$  м) и участок малоинтенсивного увеличения зенитного угла (до  $3^\circ/100$  м).

Профили радиальных скважин (см. рис.2.3) имеют следующий вид:



**Рис.2.3. Профили радиальных скважин:**

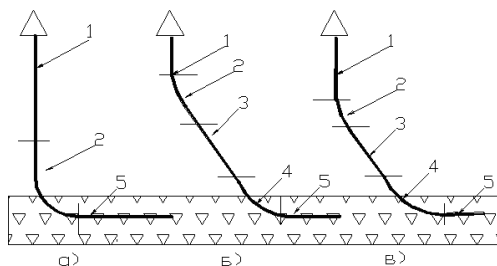
*а* – с участком набора параметров кривизны ниже зоны установки погружного нефтедобывающего оборудования; *б* – с участком набора параметров кривизны в кондукторе; 1 – вертикальный участок, 2 – участок набора параметров кривизны, 3 – участок малоинтенсивного увеличения зенитного угла.

Профиль типа *а* (рис.2.3 *а*) имеет участки: вертикальный (до интервала установки погружного нефтедобывающего оборудования), набора параметров кривизны (до  $10^{\circ}$ – $15^{\circ}$ ), малоинтенсивного увеличения зенитного угла до  $55^{\circ}$ .

Профиль типа *б* (рис.2.3 *б*) имеет участки: вертикальный, набора параметров кривизны (до  $10^{\circ}$ – $15^{\circ}$ ) при бурении под кондуктор, малоинтенсивного увеличения зенитного угла до  $55^{\circ}$ . Набор параметров кривизны до  $10^{\circ}$ – $15^{\circ}$  объясняется тем, что это минимальные значения зенитного угла, при которых более или менее стабилизируется азимутальное направление.

Радиальные скважины являются переходными между вертикальными и горизонтальными и не требуют для бурения специальных технических средств. Профиль радиальной скважины обеспечивает минимальные значения нагрузки на крюке при подъеме буровой колонны или погружного нефтедобывающего оборудования, т.е. силы сопротивления при движении какой-либо колонны в стволе скважины, а также крутящий момент в процессе бурения (или добычи) сводятся к минимуму. Технология бурения таких скважин не отработана в основном из-за отсутствия надежных КНБК, обеспечивающих не столько малоинтенсивный рост зенитного угла, сколько стабилизацию азимута.

**Горизонтальные скважины** – это скважины которые вскрывают продуктивный пласт с зенитным углом от  $80^{\circ}$  до  $100^{\circ}$ . Горизонтальные скважины редко имеют угол  $90^{\circ}$ , т.к. продуктивные пласты, на которые они закладываются, обычно имеют какой-то угол падения. Длина горизонтального участка может колебаться от 100 до 2500 метров в зависимости от назначения скважины. Профили горизонтальных скважин (см. рис.2.4) также имеют различный вид, но можно выделить три основных:



**Рис. 2.4. Профили горизонтальных скважин:**

*а* – с участком набора до горизонтального участка; *б* – с участком набора и стабилизации параметров кривизны в кондукторе; *в* – с участком набора и стабилизации параметров кривизны ниже зоны установки погружного нефтедобывающего оборудования; 1 – вертикальный участок, 2 – участок набора параметров кривизны, 3 – участок стабилизации, 4 – участок добора параметров кривизны, 5 – горизонтальный участок.

Профиль типа *а* имеет участки: вертикальный, набора параметров кривизны до пласта (до  $60^{\circ}$ – $75^{\circ}$ ) и в пласте (до  $80^{\circ}$ – $100^{\circ}$ ), горизонтального участка (рис.2.4 *а*).

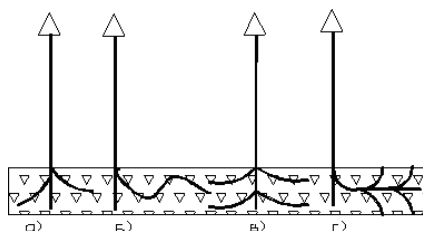
Профиль типа *б* имеет участки: вертикальный, набора параметров кривизны в интервале бурения под кондуктор (до  $35^{\circ}$ ), стабилизации набранных параметров кривизны, добора параметров кривизны до пласта (до  $60^{\circ}$ – $75^{\circ}$ ) и в пласте (до  $80^{\circ}$ – $100^{\circ}$ ), горизонтального участка (рис.2.4 *б*)

Профиль типа *в* имеет участки: вертикальный (до интервала установки погружного нефтедобывающего оборудования), набора параметров кривизны (до  $35^{\circ}$ ) стабилизации набранных параметров кривизны, добора параметров кривизны до пласта (до  $60^{\circ}$ – $75^{\circ}$ ) и в пласте (до  $80^{\circ}$ – $100^{\circ}$ ), горизонтального участка (рис.2.4 *в*).

**Многозабойные скважины (МЗС)** – это скважины которые имеют в нижней части основного ствола разветвления в виде двух и более протяженных горизонтальных, пологих или волнообразных стволов, у каждого из которых интервал вскрытия продуктивного пласта, как правило, в два раза и более превышает толщину пласта. Радиусы искривления стволов и глубины мест забуривания определяются геолого-техническими условиями данного месторождения. Профили многозабойных скважин (см. рис.2.5) имеют различный вид, но можно выделить основные:

- а) МЗС с горизонтальными и пологими стволами.
- б) МЗС с волнообразным дополнительными стволами

- в) МЗС многоярусные  
г) МЗС радиально-горизонтальные



**Рис. 2.5. Профили многозабойных скважин:**

а – МЗС с горизонтальными и пологими стволами;  
б – МЗС с волнообразным дополнительными стволами;  
в – МЗС многоярусные; г – МЗС радиально-горизонтальные.

Кроме того, все пять групп типов профилей на участках набора параметров кривизны или их падения характеризуются радиусом кривизны или интенсивностью искривления, которые являются основными параметрами, характеризующими качество проводки наклонно-направленной скважины. На практике обычно эти участки делятся на четыре типа:

1. С большим радиусом кривизны ( $>190$  м)
2. Со средним радиусом кривизны (60м–190м)
3. С малым радиусом кривизны (11.5м–60м)
4. С коротким радиусом кривизны (5.73м–10м)

Участки набора или падения параметров кривизны с большим радиусом характеризуются интенсивностью набора зенитного угла  $0.1^{\circ}$ – $3^{\circ}/10$  м, которая дает радиус искривления 5730–190 метров. Бурение таких участков ведется с помощью инструмента для обычного и многозабойного направленного бурения.

Участки набора или падения параметров кривизны со средним радиусом характеризуются интенсивностью набора зенитного угла  $3.1^{\circ}$ – $9.6^{\circ}/10$  м, которая дает радиус искривления 60–190 метров. Бурение таких участков ведется с помощью специальных гидравлических забойных двигателей и обычных элементов бурильных колонн. Участки набора или падения параметров кривизны считаются участками со средним радиусом кривизны, если КНБК нельзя вращать после их проходки. Максимальная интенсивность набора в этом случае ограничена пределами на изгиб и кручение для бурильных труб.

Участки набора или падения параметров кривизны с малым радиусом характеризуются интенсивностью набора зенит-

ного угла  $9,7^{\circ}$ – $19,1^{\circ}/10$  м, которая дает радиус кривизны 30–60 метров. Участки набора или падения параметров кривизны с коротким радиусом характеризуются интенсивностью набора зенитного угла  $5,7^{\circ}$ – $10^{\circ}/1$  м, которая дает радиус кривизны менее 10 метров. Бурение таких участков (с малым и коротким радиусом кривизны) ведется с помощью специального бурильного инструмента и по специальной технологии и обычно применяется при бурении дополнительных стволов из имеющихся скважин. Соотношение радиуса кривизны и интенсивности искривления приведено в табл. 2.1.

## **§ 2. СЕТКИ РАЗБУРИВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. КРУГИ ДОПУСКА ДЛЯ СКВАЖИН**

Для разработки одного и того же месторождения можно предложить несколько вариантов, отличающихся различным числом скважин, очередностью введения их в эксплуатацию, режимами работы и т.д., но необходимо стремиться к тому, чтобы система разработки была рациональной.

Одним из критериев выбора рациональной системы разработки является обеспечение наименьшей степени взаимодействия между скважинами. Из законов подземной гидравлики следует, что при увеличении расстояния между скважинами степень взаимодействия их уменьшается и при сохранении одинаковых забойных давлений дебит каждой скважины увеличивается. При этом затраты на бурение и обустройство каждой данной скважины окупаются в кратчайший срок. Однако с увеличением расстояния между скважинами общее число их на месторождении и суммарный дебит уменьшаются, а срок разработки увеличивается. Кроме того, в условиях неоднородного пласта увеличение расстояния между скважинами может привести к тому, что часть нефтенасыщенных линз, полулинз или пропластков не будет охвачена скважинами и они не будут приобщены к разработке.

При выборе расстояния между рядами и скважинами в рядах руководствуются геолого-техническими и экономическими соображениями.

Бурить скважины рекомендуется вначале по разряженной сетке, чтобы была возможность доразведать залежь и уточнить расстояние между проектными скважинами. При проек-



Т а б л и ц а 2.1

### Соотношение радиуса кривизны и интенсивности искривления

Интенсивность искривления град/10 м	Радиус кривизны, м	Интенсивность искривления град/10 м	Радиус кривизны, м	Интенсивность искривления град/10 м	Радиус кривизны, м	Интенсивность искривления град/10 м	Радиус кривизны, м
<b>С большим радиусом кривизны</b>							
0.1	5730	0.9	637	1.7	337	2.5	229
0.2	2865	1	573	1.8	318	2.6	220
0.3	1910	1.1	521	1.9	302	2.7	212
0.4	1432	1.2	478	2	286	2.8	205
0.5	1146	1.3	441	2.1	273	2.9	198
0.6	955	1.4	409	2.2	260	3	191
0.7	819	1.5	382	2.3	249		
0.8	716	1.6	358	2.4	239		
<b>Со средним радиусом кривизны</b>							
3.1	185	4.8	119	6.5	88	8.2	69.8
3.2	179	4.9	117	6.6	87	8.3	69
3.3	174	5	115	6.7	85	8.4	68.2
3.4	169	5.1	112	6.8	84	8.5	67.4
3.5	164	5.2	110	6.9	83	8.6	66.6
3.6	159	5.3	108	7	82	8.7	65.8
3.7	155	5.4	106	7.1	81	8.8	65.1
3.8	151	5.5	104	7.2	79	8.9	64.3
3.9	147	5.6	102	7.3	78	9	63.6
4	143	5.7	100	7.4	77	9.1	62.9
4.1	140	5.8	99	7.5	76	9.2	62.2
4.2	136	5.9	97	7.6	75	9.3	61.6
4.3	133	6	95	7.7	74	9.4	60.9
4.4	130	6.1	94	7.8	73	9.5	60.3
4.5	127	6.2	92	7.9	72	9.6	59.6
4.6	124	6.3	91	8	71.6		
4.7	122	6.4	89	8.1	70.7		
<b>С малым радиусом кривизны</b>							
9.7	59	12.1	47.3	14.5	39.5	16.9	33.9
9.8	58.4	12.2	46.9	14.6	39.2	17	33.7
9.9	57.8	12.3	46.5	14.7	38.9	17.1	33.5
10	57.3	12.4	46.2	14.8	38.7	17.2	33.3
10.1	56.7	12.5	45.8	14.9	38.4	17.3	33.1
10.2	56.1	12.6	45.4	15	38.2	17.4	32.9
10.3	55.6	12.7	45.1	15.1	37.9	17.5	32.7
10.4	55	12.8	44.7	15.2	37.6	17.6	32.5
Продолжение таблицы 2.1.							
10.5	54.5	12.9	44.4	15.3	37.4	17.8	32.1
10.6	54	13	44	15.4	37.2	17.9	32
10.7	53.5	13.1	43.7	15.5	36.9	18	31.8
10.8	53	13.2	43.4	15.6	36.7	18.1	31.6
10.9	52.5	13.3	43	15.7	36.4	18.2	31.4
11	52	13.4	42.7	15.8	36.2	18.3	31.3
11.1	51.6	13.5	42.4	15.9	36	18.4	31.1
11.2	51.1	13.6	42.1	16	35.8	18.5	30.9
11.3	50.7	13.7	41.8	16.1	35.5	18.6	30.8
11.4	50.2	13.8	41.5	16.2	35.3	18.7	30.6
11.5	49.8	13.9	41.2	16.3	35.1	18.8	30.4
11.6	49.3	14	40.9	16.4	34.9	18.9	30.3
11.7	48.9	14.1	40.6	16.5	34.7	19	30.1
11.8	48.5	14.2	40.3	16.6	34.5	19.1	30
11.9	48.1	14.3	40	16.7	34.3		
12	47.7	14.4	39.7	16.8	34.1		
<b>С коротким радиусом кривизны (5,7°-10°/1м)</b>							
5.7	10	6.8	8.4	7.9	7.2	9	6.36
5.8	9.9	6.9	8.3	8	7.16	9.1	6.29
5.9	9.7	7	8.2	8.1	7.07	9.2	6.22
6	9.5	7.1	8.1	8.2	6.98	9.3	6.16
6.1	9.4	7.2	7.9	8.3	6.9	9.4	6.09

Значение интенсивности дано в градусах и долях градуса.

# СОДЕРЖАНИЕ

## Глава I

### ПОНЯТИЕ О СКВАЖИНЕ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ ..... 5

§ 1. ПОНЯТИЕ О СКВАЖИНЕ И ЕЕ НАЗНАЧЕНИЕ ..... 5

§ 2. ТРЕБОВАНИЯ К СКВАЖИНЕ И ЕЕ КОНСТРУКЦИИ ..... 6

§ 3. ОБОСНОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ ..... 9

## Глава II

### БУРЕНИЕ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И

ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ..... 17

§ 1. ПРОФИЛИ НАКЛОННЫХ СКВАЖИН ..... 17

§ 2. СЕТКИ РАЗБУРИВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. КРУГИ  
ДОПУСКА ДЛЯ СКВАЖИН ..... 24

§ 3. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОСТРАНСТВЕННОГО  
ПОЛОЖЕНИЯ И ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН ..... 26

§ 4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОЧЕРЕДНОСТИ БУРЕНИЯ  
СКВАЖИН В КУСТЕ ..... 29

§ 5 ПОСТРОЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ПРОЕКЦИИ ОСИ  
СКВАЖИНЫ (ИНКЛИНОГРАММЫ) ..... 34

§ 6. ПОСТРОЕНИЕ ВЕРТИКАЛЬНОЙ ПРОЕКЦИИ ОСИ  
СКВАЖИНЫ (ПРОФИЛЬ) ..... 35

§ 7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРЕБУЕМЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ЗЕНИТНОГО  
УГЛА И АЗИМУТА ПРИ ИСПРАВЛЕНИИ ТРАЕКТОРИИ ОСИ  
СКВАЖИНЫ ..... 36

§ 8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УГЛА УСТАНОВКИ ОТКЛОНИТЕЛЯ ПРИ ИСПРАВЛЕНИИ ТРАЕКТОРИИ ОСИ СКВАЖИНЫ И УГЛА ПОВОРОТА ОТКЛОНИТЕЛЯ .....	37
8.1. Определение угла установки отклонителя и угла поворота отклонителя при работе с магнитным переводником. ....	37
8.2. Определение угла установки отклонителя и угла поворота отклонителя при работе с телеметрической системой. ....	45
§ 9. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗНАЧЕНИЙ ЗЕНИТНОГО УГЛА И АЗИМУТА НА ЗАБОЕ СКВАЖИНЫ ПРИ ИНКЛИНОМЕТРИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЯХ В ТРУБАХ ЛБТ ...	50
§ 10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УГЛА ЗАКРУЧИВАНИЯ КОЛОННЫ В ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ .....	52
§ 11. СБЛИЖЕНИЕ И ПЕРЕСЕЧЕНИЕ СТВОЛОВ БУРЯЩИХСЯ СКВАЖИН .....	54
§ 12. МЕТОДЫ ОРИЕНТИРОВАНИЯ ОТКЛОНЯЮЩИХ КОМПОНОВОК .....	55
Глава III	
БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ И ОБОРУДОВАНИЕ .....	66
§ 1. УСТАНОВКИ ДЛЯ БУРЕНИЯ СТРУКТУРНО-ПОИСКОВЫХ СКВАЖИН .....	66
§ 2. УСТАНОВКИ ДЛЯ БУРЕНИЯ ГЛУБОКИХ РАЗВЕДОЧНЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН .....	66
§ 3. МОБИЛЬНЫЕ (ПЕРЕДВИЖНЫЕ) БУРИЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ .....	70
§ 4. КУСТОВЫЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ .....	93

§ 5. СТАЦИОНАРНЫЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ .....	101
§ 6. БУРОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ .....	110
6.1. Буровые лебедки .....	110
6.2. Роторы .....	118
6.3. Крюкоблоки .....	120
6.4. Вертлюги .....	121
6.5. Кронблоки .....	122
6.6 Талевые блоки .....	123
6.7. Системы верхнего привода .....	123
6.8. Буровые насосы .....	127
6.9 Циркуляционные системы .....	135
6.10 Оборудование для очистки буровых растворов .....	139
Пескоотделители .....	140
6.11. Комплексы механизмов АСП (КМСП) .....	152
6.12. Технические средства для осуществления спуско-подъемных операций .....	153
6.16. Мост приемный механизированный МПМ-3 .....	156
6.17. Устройство эвакуации верхового рабочего .....	157
6.18. Наборы бурового оборудования .....	158
§ 7. Рекомендации по выбору буровой установки .....	159
Глава IV	
ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ .....	168
§ 1. БУРОВЫЕ ДОЛОТА .....	168
1.1. Классификация и основные размеры шарошечных долот. ....	168
1.2. Технические требования к шарошечным долотам .....	171
1.3. Упаковка .....	174
1.4. Правила приемки .....	175
1.5. Методы контроля шарошечных долот .....	175

§ 2. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ГРУПП ПОРОД .....	176
§ 3. КОДИРОВАНИЕ ИЗНОСА ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ ..	179
3.1. По методике ВНИИБТ (РД 39-2-51-78) .....	179
3.2. По системе кодов IADC. ....	179
§ 4. ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ ОАО «ВОЛГОБУРМАШ» .....	183
§ 5. ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ АО «УРАЛБУРМАШ» .....	194
Долота с твердосплавным вооружением .....	197
Головки шарошечные бурильные .....	200
§ 6. ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ ООО НПП «БУРИНТЕХ» .....	202
§ 7. ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ ООО «БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ» .....	203
§ 8. КЛАССИФИКАЦИЯ ДОЛОТ ПО СТАНДАРТУ IADC. (ПО МАТЕРИАЛАМ ФИРМ HUGHES CHRISTENSEN , SECURITY DBS, REED) .....	203
Глава V	
БУРИЛЬНАЯ КОЛОННА И ЕЕ ЭЛЕМЕНТЫ .....	207
§ 1. ЗАМКОВЫЕ РЕЗЬБОВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ .....	208
§ 2. ВЕДУЩИЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ .....	211
§ 3. ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ .....	214
3.1. Трубы бурильные утяжеленные .....	214

3.2. Трубы бурильные .....	217
3.3. Легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ) из сплава Д16Т. ....	222
§ 4. ПЕРЕВОДНИКИ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ .....	224
4.1. Переводники для бурильных колонн. ....	224
4.2. Переводники для ведущих бурильных труб. ....	229
§ 5. ЦЕНТРАТОРЫ .....	230
5.1. Опора промежуточная (центраторы квадратные)...	231
5.2. Передвижной центратор З-ЦДП ( ВНИИБТ ). ....	232
5.3. Центратор упругий ( НПК ТОБУС ). ....	234
5.4. Центратор забойного двигателя ( НПК ТОБУС ). ....	235
§ 6. КЛАПАН ОБРАТНЫЙ .....	237
§ 7. КРАН ШАРОВОЙ ВЫСОКОНАПОРНЫЙ .....	238
§ 8. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ УДАРНЫЕ ПЕРЕВОДНИКИ (ЯСЫ) .....	238
§ 9. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ НАБОРА ПАРАМЕТРОВ КРИВИЗНЫ .....	241
9.1. Кривой переводник .....	241
9.2. Регулятор угла .....	242
9.3. Отклонители шарнирные .....	245
9.5. Переводник кабельный ПК1-195 .....	246
9.6. Стабилизаторы .....	246
9.4. Муфты шарнирные .....	246
9.7. Калибраторы .....	247
§ 10. УСЛОВИЯ РАБОТЫ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ .....	249
10.1. Напряжения в бурильных трубах .....	251

10.2 Устойчивость бурильной колонны .....	253
10.3. Проектирование бурильной колонны .....	254
<b>§ 11. КОМПОНОВКА НИЗА ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ .....</b>	<b>260</b>
<b>§ 12. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ КОМПОНОВКИ НИЗА БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН (КНБК) (ДЛЯ УСЛОВИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ, Г. НИЖНЕВАРТОВСК) .....</b>	<b>273</b>
12.1. Типовые компоновки для бурения под направление .....	273
12.2 Типовые компоновки для бурения под кондуктор и техническую колонну .....	274
12.3 Типовые компоновки для бурения под эксплуатационную колонну .....	275
12.4. Типовые компоновки для отбора керна .....	278
12.5. Типовые компоновки для бурения стволов малого диаметра .....	279
<b>§ 13. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОБОСНОВАНИЮ РАЗМЕРОВ КНБК .....</b>	<b>280</b>
<b>Глава VI ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ И КЕРНООТБОРНЫЕ УСТРОЙСТВА .....</b>	<b>285</b>
<b>§ 1. ЗАБОЙНЫЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ДВИГАТЕЛИ. ТУРБОБУРЫ .....</b>	<b>285</b>
1.2. Характеристика турбобуров .....	294
1.3. Расчет параметров технической характеристики турбин .....	297
<b>§ 2. ОБЪЕМНЫЕ ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ ТИПА «Д». .....</b>	<b>302</b>
<b>§ 3. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЫПУСКАЕМЫХ ЗАВОДАМИ-ИЗГОТОВИТЕЛЯМИ</b>	

ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ .....	306
3.1. Технические характеристики винтовых забойных двигателей для бурения и освоения скважин .....	306
3.2. Винтовой вибробур .....	315
3.3. Скрепер винтовой СВ1-5 .....	315
3.4. Технические характеристики турбобуров .....	316
3.5. Секции шпиндельные .....	324
§ 4. ПЕРЕВОДНИКИ .....	324
§ 5. ЭЛЕКТРОБУРЫ .....	328
§ 6. ДВИГАТЕЛИ-ОТКОНИТЕЛИ .....	329
§ 7. ЦЕНТРИРУЮЩИЕ (МЕЖСЕКЦИОННЫЕ) ВСТАВКИ (ЦВ) .....	331
§ 8. СПОСОБ КОНТРОЛЯ СБОРКИ ШПИНДЕЛЬНОГО ТУРБОБУРА В УСЛОВИЯХ БУРОВОЙ .....	331
§ 9. ОТБОР КЕРНА .....	334
9.1. Керноприемные устройства .....	334
9.2. Керноотборные устройства .....	335
9.3. Факторы, определяющие вынос керна .....	336
9.4. Подготовительные работы к отбору керна .....	339
9.5. Регулировка керноприемного устройства .....	340
9.6. Общие рекомендации .....	341
Глава VII ПРОМЫВочНЫЕ ЖИДКОСТИ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН .....	344
§ 1. КЛАССИФИКАЦИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ .....	345
§ 2. ТРЕБОВАНИЯ К БУРОВЫМ РАСТВОРАМ .....	346



§ 3 ОСНОВНЫЕ ИНГРЕДИЕНТЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ .....	346
§ 4. ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ. МЕТОДЫ ИХ ИЗМЕРЕНИЯ .....	355
4.1. Плотность бурового раствора .....	358
4.2. Реологические свойства промывочных жидкостей .....	363
Принцип измерения пластической вязкости и динамического напряжения сдвига .....	366
4.3. Условная вязкость промывочных жидкостей .....	371
4.3. Структурно-механические свойства .....	373
Измерение статического напряжения сдвига .....	375
промывочных жидкостей .....	375
4.4. Фильтрационно-коркообразующие свойства промывочных жидкостей .....	378
Измерение показателя фильтрации промывочных жидкостей .....	380
4.5. Триботехнические свойства .....	387
4.6. Кинетическая устойчивость промывочных жидкостей .....	391
4.7. Определение концентрации загрязняющих промывочную жидкость примесей .....	394
4.8. Определение объемной концентрации в промывочной жидкости твердой фазы и частиц коллоидных размеров .....	400
4.9. Определение водородного показателя (pH) .....	408
4.10 Определение кинематической вязкости .....	409
4.11 Определение удельного электрического сопротивления .....	410
4.12 Определение стабильности эмульсий .....	411
4.13 Определение относительной плотности порошкообразных материалов .....	412
4.14 Определение флокулирующей способности .....	413
4.15 Определение вспениваемости и пенообразующей активности .....	413

4.16. Определение ферментативной устойчивости.....	414
4.17. Определение липкости глинистой корки .....	414
4.18. Определение ингибирующей способности бурового раствора .....	417
<b>§ 5. РЕГУЛИРОВАНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ.....</b>	<b>418</b>
5.1. Основные сведения .....	418
5.2. Регулирование агрегативной устойчивости буровых растворов .....	431
Характеристика реагентов-электролитов.....	433
5.3. Регулирование вязкостных свойств промывочных жидкостей .....	441
Характеристика реагентов-разжижителей .....	442
5.4. Регулирование фильтрационных свойств промывочных жидкостей .....	447
Характеристика реагентов – понизителей водоотдачи .....	450
<b>§ 6. ОБОСНОВАНИЕ ТИПА, ПАРАМЕТРОВ И КАЧЕСТВА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ .....</b>	<b>463</b>
<b>§ 7. ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ .....</b>	<b>478</b>
<b>Глава VIII</b>	
<b>ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ, КОЛОННА. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН. ....</b>	<b>481</b>
<b>§ 1. ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ. ....</b>	<b>481</b>
1.1. Сортамент выпускаемых обсадных труб. ....	481
1.2. Параметры обсадных труб и муфт к ним .....	485
1.3. Технические требования к обсадным трубам .....	491
1.4. Правила приемки обсадных труб .....	504

1.5. Методы испытаний обсадных труб .....	506
1.6. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение .....	509
1.7. Обсадные трубы австрийского производства 146 va-gt. ....	511
 § 2. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ОБСАДНЫХ ТРУБ ДЛЯ СОСТАВЛЕНИЯ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ. ....	512
2.1. Исходные данные к расчету обсадных колонн .....	513
2.2. Расчет внутренних и наружных давлений .....	514
2.3. Обоснование выбора обсадных труб .....	518
2.4. Особенности расчета обсадных колонн для наклонно-направленных скважин .....	529
2.5. Особенности расчета обсадных колонн для горизонтальных скважин .....	530
2.6. Расчет усилия обсадных колонн .....	530
 § 3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН. ....	533
3.1. Башмак с направляющей насадкой .....	533
3.2. Обратный клапан .....	535
3.3. Головка цементирующая .....	539
3.4. Кольцо «стоп» .....	540
3.5. Центраторы .....	540
3.6. Скребки .....	540
3.7. Турбулизаторы .....	541
3.8. Разделительные цементирующие пробки .....	543
3.9. Муфты ступенчатого цементирования .....	544
3.9. Пакерные устройства .....	549
3.10. Устройство для спуска секций обсадных колонн, хвостовиков .....	566
3.11. Якорь гидравлический .....	571
3.12. Комплекс технических средств для регулируемого разобщения пластов КРР 146 .....	572

§ 4. ТЕХНОЛОГИЯ СПУСКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН РД 5753490-009-98 .....	576
4.1. Организация процесса спуска обсадных колонн .	576
4.2. Обоснование скорости спуска обсадных колонн ..	581
ПОРЯДОК ИСЧИСЛЕНИЯ СТАЖА ПРИ НАЗНАЧЕНИИ ТРУДОВОЙ ПЕНСИИ ВАХТОВИКАМ.....	588