

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО
ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

В.П. Овчинников, М.В. Двойников, Г.Т. Герасимов, А.Ю. Иванцов

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

**ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА
БУРЕНИЯ ИСКРИВЛЕННЫХ СКВАЖИН**

Допущено «учебно-методического объединения вузов Российской Федерации по нефтегазовому образованию» для студентов, обучающихся по специальности 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин», направления подготовки дипломированных специалистов 130500 «Нефтегазовое дело».

Тюмень 2008

Овчинников В.П., Двойников М.В., Герасимов Г.Т., Иванцов А.Ю.
Технологии и технологические средства бурения искривленных
скважин: Учебное пособие для вузов.— Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2008. —
152 с.

ISBN

В пособии изложен и рекомендован подбор технических средств и технологии проводки скважины. Приведены технологические расчеты и описание технологических процессов, встречающихся при проводке скважин. Указаны условия и требования, направленные на повышение эффективности бурения, качества вскрываемых продуктивных пластов, снижение неравномерности (оптимизации) режимов работы ГЗД.

Учебное пособие состоит из семи разделов:

- в первом разделе рассмотрены общие сведения об искривленных скважинах, их цели и назначения, расчеты и проектирование профилей направленных скважин;
- второй раздел посвящен анализу существующих типов породоразрушающего инструмента, конструктивным особенностям и техническим характеристикам;
- в третьем разделе рассмотрены виды бурильных колонн, условия работы, определение фактической нагрузки на долото при бурении с горизонтальным окончанием;
- в четвертом разделе изложены виды забойных двигателей, их описание, работа, снижение неравномерности (оптимизации) режимов работы ГЗД;
- в пятом разделе приведены типы компоновок низа бурильных колонн и их анализ;
- в шестом разделе рассмотрены типы буровых промывочных жидкостей их функций, видов применяемых буровых растворов;
- в седьмом разделе дано описание технических средств и технологий бурения боковых стволов.

Рецензенты: В.Н. Сызранцев, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности» Тюменского государственного нефтегазового университета; К.Н. Харламов, заместитель директора Тюменского отделения СургутНИПИнефть ОАО «Сургутнефтегаз», кандидат технических наук.

ВВЕДЕНИЕ

Увеличение объемов добычи нефти и газа напрямую связано с вводом в эксплуатацию новых площадей, а также до разработки ранее введенных нефтегазовых месторождений.

Истощение активных запасов углеводородов на разрабатываемых месторождениях, сложность геолого-технических условий требует постоянного совершенствования и создания новых технологий, технических средств в целях максимального использования потенциальных возможностей каждой скважины, каждого продуктивного объекта. Реализация изложенного не возможна без решения задач, связанных с ускорением темпов строительства скважин и обеспечением сохранности естественных фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов.

За более чем вековую историю развития бурения скважин наиболее перспективным остается способ вращательного углубления (бурения) забоя, включающего как бурение ротором, так и углубление с применением в качестве привода гидравлических забойных двигателей (ГЗД) – до 80% и более. Разработано достаточно большое количество конструкций забойных двигателей в основном гидравлических и в первую очередь турбобуров, винтовых забойных двигателей (ВЗД), а также долот, приспособленных к работе с разными видами приводов. Выпускаемые и разработанные забойные двигатели позволяют бурить скважины различной глубины с разными типами профиля, с широкими диапазонами изменения типа и свойств промысловых жидкостей и параметров режима бурения, а также с применением разных конструкций и типоразмеров породоразрушающего инструмента.

В последние годы наиболее перспективно строительство скважин с наклонным и горизонтальным профилем ствола скважины или, как отмечают некоторые авторы, пологим профилем окончания ствола скважины. Именно строительство таких скважин и рассматривается в данном учебном пособии.

В методологии курса изложен и рекомендован подбор технических средств и технологии проводки скважины. Указаны условия и требования, направленные на повышение эффективности бурения, качества вскрываемых продуктивных пластов, снижение неравномерности (оптимизации) режимов работы ГЗД.

Авторы при изложении материала курса делали попытку дать только описание и характеристику выпускаемых технических средств и оборудования, не вдаваясь в их критику. По каждому разделу даны общие рекомендации для обоснования выбора того или иного инструмента, оборудования, материалов и т.д.

РАЗДЕЛ 1

НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ СКВАЖИН

1.1 Общие сведения об искривлении скважин

При бурении все скважины по различным причинам в той или иной мере отклоняются от первоначально заданного направления. Этот процесс называется искривлением. Непреднамеренное искривление называется естественным, а искривление скважин с помощью различных технологических и технических приемов искусственным.

Вообще искривление скважин сопровождается осложнениями, к числу которых относятся более интенсивный износ бурильных труб, повышенный расход мощности, затруднения при производстве спуско-подъемных операций, обрушение стенок скважины и др. Однако в ряде случаев искривление скважин позволяет значительно снизить затраты средств и времени при разработке месторождений нефти и газа. Таким образом, если искривление скважины нежелательно, то его стремятся предупредить, а если оно необходимо, то его развивают. Этот процесс называется направленным бурением, которое может быть определено как бурение скважин с использованием закономерностей естественного искривления и с помощью технологических приемов и технических средств для вывода скважины в заданную точку. При этом искривление скважин обязательно подвергается контролю и управлению.

1.2 Цель и задачи направленного бурения скважин

Целью направленного бурения является попадание конечного забоя скважины в предварительно заданную точку продуктивного пласта. Как правило, она задается по кровле продуктивного пласта и является центром круга допуска. При попадании в этот круг проектное задание считается выполненным. Для различных горно-геологических условий, назначения скважины, ее глубины (по вертикали) величина радиуса круга допуска колеблется в пределах 15-60 м. Для горизонтальных скважин проект считается выполненным, если горизонтальная часть ствола не вышла за пределы проектных значений коридора, ограниченного двумя вертикальными и двумя горизонтальными плоскостями. В качестве примера в таблице 1 приведены нормы допустимых отклонений забоев наклонных скважин (радиусов круга допуска) от проекта для месторождений Западной Сибири (в таблице S-длина скважины по стволу, A-проектное отклонение от вертикали). Иногда направленное бурение производится с целью пересечения ствола аварийной, фонтанирующей нефтью или газом скважины для ее глушения.

**Таблица 1 – Нормы допустимых отклонений скважин от проектов
для скважин Западной Сибири**

Геологические условия	Опорные и поисковые скважины	Разведочные скважины	Эксплуатационные скважины глубиной (м),			
			до 2000	2000-2500	2500-3000	более 3000
Платформенные области	10% S (но не более 5%S)	10% S (но не более 5%S)	10% A	12%A	15%A	20%A

Задачами, решаемыми с помощью направленного бурения, могут быть:

- снижение затрат на разработку месторождения (при бурении с кустовых площадок - кустовое бурение);
- вскрытие продуктивного пласта под определенным углом (для увеличения площади фильтрации);
- проводка нескольких скважин с эстакад, платформ, расположенных в море или на озере;
- проводка скважин до продуктивных пластов, расположенных под участками земли с сильно пересеченным рельефом (овраги, холмы, горы);
- вскрытие продуктивных пластов под дном океанов, морей, озер, рек и болот;
- уход в сторону из аварийной скважины (путем забуривания нового ствола);
- вскрытие продуктивных пластов, залегающих под пологим сбросом или между двумя параллельными сбросами;
- отклонение ствола от сбросовой зоны (зоны разрыва) в направлении продуктивного горизонта;
- вскрытие продуктивных пластов под соляными куполами (в связи со сложностью бурения через них).

Направленное бурение может осуществляться и без применения специальных искусственных отклонителей – только на основе учета известных для данного района закономерностей искривления, но чаще оно производится с использованием таких устройств.

1.3 Проектирование профилей направленных скважин

Проектирование профилей наклонно направленных скважин заклю-

чается, во-первых, в обосновании типа профиля, во-вторых, в определении интенсивности искривления на отдельных участках ствола и, в-третьих, в расчете профиля, включающем расчет длин, глубин по вертикали и отходов по горизонтали для каждого интервала ствола и скважины в целом.

1.3.1 Профили наклонных скважин

Большое значение в наклонно-направленном бурении имеет правильный выбор профиля скважины. Профиль необходимо выбирать таким, чтобы при минимальных затратах времени и средств довести скважину до проектной глубины без каких либо осложнений, обеспечив надлежащее качество 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 и т.д. 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 24^0). 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. 1) имеют различный вид, но можно выделить четыре основных:

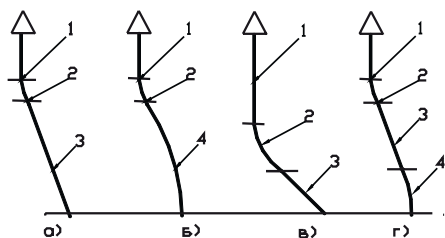


Рисунок 1 – Профили обычных наклонно-направленных скважин: а – трехинтервальный с участком стабилизации; б – трехинтервальный с участком малоинтенсивного уменьшения зенитного угла; в – трехинтервальный с участком набора зенитного угла в интервале бурения ниже башмака кондуктора или технической колонны 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. 1 а) или малоинтенсивного уменьшения зенитного угла (рис. 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. 1 а), для скважин на новых месторождениях (рис. 1 б). Второй (рис. 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. 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 компоновками 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 про-

филей скважин не должен превышать 24° , 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. 1), если зенитный угол в скважине превышает 24° 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 вскрывают продуктивный пласт с зенитным углом от 25° до 55° . Вскрытие пласта такими скважинами с зенитным углом более 55° 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° , а затем производят добор зенитного угла до необходимой величины, чтобы набрать запланированный отход, но не более 50° .

Профили пологих скважин (см. рис. 2) имеют различный вид, но можно выделить четыре основных

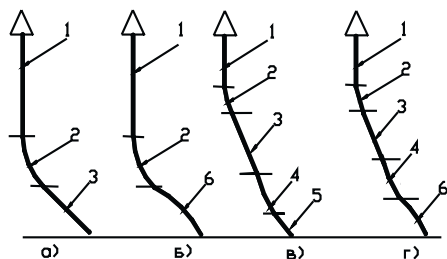


Рисунок 2 – Профили пологих скважин:

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.

Профили типа «а» и «б» имеют участки: вертикальный (до интервала установки погружного нефтедобывающего оборудования), набора параметров кривизны (до 55°), стабилизации (рис. 2 а) или малоинтенсивного уменьшения зенитного угла (рис. 2 б).

Профили типа «в» и «г» имеет участки: вертикальный, набора параметров кривизны (до 24°) в интервале бурения под кондуктор, стабилизации набранных параметров кривизны до интервала установки погружного нефтедобывающего оборудования, добора параметров кривизны (до 55°), стабилизации (рис. 2 в) или малоинтенсивного (рис. 2 г) уменьшения зенитного угла.

Радиальные скважины – это скважины, которые бурятся по большому радиусу кривизны, вскрывают продуктивный пласт с зенитным углом до 55° 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. 3) имеют следующий вид

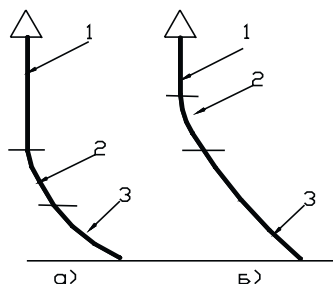


Рисунок 3 – Профили радиальных скважин:

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. 3 а) имеет участки: вертикальный (до интервала установки погружного нефтедобывающего оборудования), набора

параметров кривизны (до 10° - 15°), малоинтенсивного увеличения зенитного угла до 55° .

Профиль типа «б» (рис. 3 б) имеет участки: вертикальный, набора параметров кривизны (до 10° - 15°) при бурении под кондуктор, малоинтенсивного увеличения зенитного угла до 55° . Набор параметров кривизны до 10° - 15° объясняется тем, что это минимальные значения зенитного угла, при которых более или менее стабилизируется азимутальное направление.

Радиальные скважины являются переходными между пологими и горизонтальными и не требуют для бурения специальных технических средств. Профиль радиальной скважины обеспечивает минимальные значения нагрузки на крюке при подъеме бурильной 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° до 100° . Горизонтальные скважины редко имеют угол 90° , 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. 4) также имеют различный вид, но можно выделить три основных:

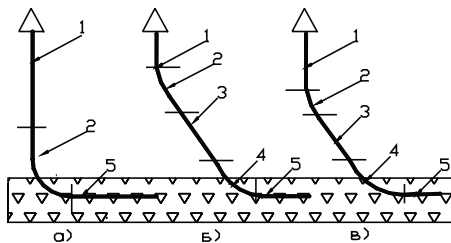


Рисунок 4 – Профили горизонтальных скважин:

где 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° - 75°) и в пласте (до 80° - 100°), горизонтального участка (рис. 4 а).

Профиль типа «б» имеет участки: вертикальный, набора параметров кривизны в интервале бурения под кондуктор (до 35°), стабилизации набранных параметров кривизны, добора параметров кривизны до пласта (до 60° - 75°) и в пласте (до 80° - 100°), горизонтального участка (рис.4 б)

Профиль типа «в» имеет участки: вертикальный (до интервала установки погружного нефтедобывающего оборудования), набора параметров кривизны (до 35°) стабилизации набранных параметров кривизны, добора параметров кривизны до пласта (до 60° - 75°) и в пласте (до 80° - 100°), горизонтального участка (рис.4 в).

Многозбойные 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 и более раза превышает толщину пласта. Радиусы искривления стволов и глубины мест забуривания определяются геолого-техническими условиями данного месторождения. Профили многозбойных скважин (см. рис. 5) имеют различный вид, но можно выделить основные:

- а) МЗС с горизонтальными и пологими стволами;
- б) МЗС с волнообразным дополнительными стволами;
- в) МЗС многорусные;
- г) МЗС радиально-горизонтальные;

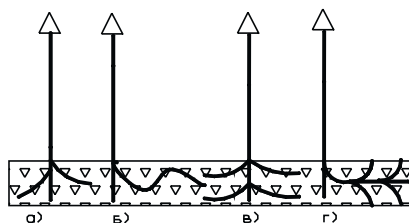


Рисунок 5 – Профили многозбойных скважин:

а – МЗС с горизонтальными и пологими стволами; б – МЗС с волнообразным дополнительными стволами; в – МЗС многорусные; 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 парамет-

рами, характеризующими качество проводки наклонно-направленной скважины. На практике обычно эти участки делятся на четыре типа:

- с большим радиусом кривизны (>190 м);
- со средним радиусом кривизны (60м - 190м);
- с малым радиусом кривизны (11.5м - 60м);
- 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 зенитного 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. Обычно применяется при бурении дополнительных стволов из имеющихся скважин. Соотношение радиуса кривизны и интенсивности искривления приведено в таблице 2.

Таблица 2 – Соотношение радиуса кривизны и интенсивности искривления

Интен- сив- ность искрив- ления	Радиус кри- визны, м	Интен- сивность искривле- ния град/10 м	Радиус кри- визны, м	Интен- сивность искривле- ния град/10 м	Радиус кри- визны, м	Интен- сивность искривле- ния град/10 м	Ра- диус кри- виз- ны,
С большим радиусом кривизны							

Продолжение таблицы 2

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		
Со средним радиусом кривизны							
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		
С малым радиусом кривизны							
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

Продолжение таблицы 2

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
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		
С коротким радиусом кривизны (5,7°-10°/1м)							
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
6,2	9,2	7,3	7,8	8,4	6,82	9,5	6,03

Продолжение таблицы 2

6,3	9,1	7,4	7,7	8,5	6,74	9,6	5,96
6,4	8,9	7,5	7,6	8,6	6,66	9,7	5,9
6,5	8,8	7,6	7,5	8,7	6,58	9,8	5,84
6,6	8,7	7,7	7,4	8,8	6,51	9,9	5,78
6,7	8,5	7,8	7,3	8,9	6,43	10	5,73

Значение интенсивности дано в градусах и долях градуса.

1.3.2 Расчет профиля скважины

Общий порядок расчета профиля скважины сводится к следующему.

1. По ранее пробуренным на месторождении скважинам определяют закономерности искривления и влияние на него различных факторов. Эти данные позволяют определить интенсивность естественного искривления на отдельных интервалах бурения.

2. По схеме кустования или структурной карте и геологическим разрезам определяются проектный азимут скважины, глубина скважины по вертикали и проектное смещение (отход).

3. Определяется конечная глубина верхнего вертикального участка. Очевидно, что чем меньше глубина, на которой производится искусственное искривление скважины, тем меньше общие затраты средств и времени на бурение. С этой точки зрения длина верхнего вертикального участка должна быть минимальной. С другой стороны, искусственное искривление ствола в рыхлых породах затруднено, хотя в Западной Сибири есть опыт искривления, начиная с глубины 20 м.

В ряде районов страны длина рассматриваемого интервала принимается такой, чтобы насосное оборудование в процессе эксплуатации скважин находилось в вертикальном участке. Длина его в этом случае доходит до 1000 м.

При бурении скважин с кустовых площадок на длину верхнего вертикального участка накладывается еще ряд требований, связанных с необходимостью исключения пересечения стволов.

4. Выбирается КНБК, обеспечивающая необходимую интенсивность искусственного искривления, которая не должна превышать ранее рассчитанную максимальную интенсивность искривления. В ряде случаев, наоборот, сначала может быть принята КНБК, и по ней определяется интенсивность искусственного искривления.

Интенсивность искривления на участках естественного уменьшения зенитного угла устанавливается исходя из практического опыта.

5. По величине интенсивности искусственного искривления опреде-

ляются радиусы кривизны R соответствующих интервалов по формуле (3).

Полученные величины радиусов сравниваются с минимально допустимыми и при необходимости корректируются.

6. Производится расчет профиля, т. е. определяется необходимый зенитный угол скважины в конце интервала набора кривизны, проекции всех интервалов на горизонтальную и вертикальную плоскость, их длины, глубина скважины по вертикали, отход (смещение) и глубина скважины по стволу. Рассчитанные глубина по вертикали и смещение сравниваются с заданными, что является проверкой правильности всех расчетов.

В приведенных ниже формулах приняты следующие условные обозначения:

h - глубина скважины по вертикали, м;

S - общий отход скважины (смещение), м;

H_n - вертикальная проекция n -го интервала, м;

S_n - горизонтальная проекция n -го интервала, м;

l_n - длина n -го интервала, м;

R_n - радиус кривизны n -го интервала, м;

L - глубина скважины по стволу, м;

Θ_n - зенитный угол скважины в конце n -го интервала, град.

1.3.2.1 Трехинтервальный профиль

При проектировании профиля (рис. 6) расчет ведется по следующей схеме

$$\Theta_2 = \arccos \{ [R_2 \cdot (R_2 - S)] + H \cdot [(H^2 + S^2 - 2R_2 \cdot S)]^{0.5} \} / [(R_2 - S)^2 + H^2], \quad (1)$$

где $H = h - H_1$.

$$l_2 = 0,01745 \cdot R_2 \cdot \Theta_2, \quad (2)$$

$$H_2 = R_2 \cdot \sin \Theta_2, \quad (3)$$

$$S_2 = R_2 \cdot (1 - \cos \Theta_2), \quad (4)$$

$$l_3 = (H - H_2) / \cos \Theta_2, \quad (5)$$

$$H_3 = h - H_1 - H_2, \quad (6)$$

$$S_3 = (H - H_2) \cdot \tg \Theta_2, \quad (7)$$

$$L = H_1 + l_2 + l_3. \quad (8)$$

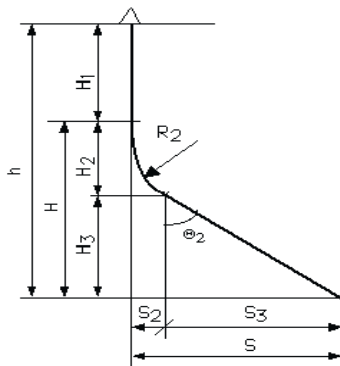


Рисунок 6 – Трехинтервальный профиль

1.3.2.2 Четырехинтервальный профиль

При проектировании скважин с четырехинтервальным профилем (рис. 7) в качестве исходных данных, кроме глубины скважины по вертикали h , отхода S , глубины вертикального участка H_1 , радиусов кривизны R_2 и R_4 , вводится зенитный угол скважины в конце второго интервала Θ_2 . Его величина определяется либо нормативно (в ряде случаев зенитный угол скважины не может превышать определенной величины, например, 20°), либо берется несколько больше рассчитанной по формуле (1). Далее определяется длина третьего прямолинейного участка по формуле

$$l_3 = A - B, \quad (9)$$

где
$$A = [(h - H_1 - R_2 \cdot \sin \Theta_2) / \cos \Theta_2] - |S - B| \cdot \sin \Theta_2, \quad (10)$$

$$B = R_2 (1 - \cos \Theta_2) + (h - H_1 - R_2 \cdot \sin \Theta_2) \operatorname{tg} \Theta_2. \quad (11)$$

Зенитный угол скважины на конечной глубине Θ_4 определяется по формуле

$$\Theta_4 = \Theta_2 - \operatorname{arctg} [C / (R_4^2 - C^2)^{0,5}], \quad (12)$$

где
$$C = [2R_4 |S - B| \cos \Theta_2 - (S - B)^2 \cos^2 \Theta_2]^{0,5}. \quad (13)$$

Параметры второго интервала определяются по формулам (1), (2) и (3).

Для третьего интервала глубина по вертикали h_3 и отход S_3 опреде-

ляются из выражений

$$h_3 = l_3 \cdot \cos \Theta_2, \quad (14)$$

$$S_3 = l_3 \cdot \sin \Theta_2. \quad (15)$$

Для четвертого интервала параметры профиля определяются по формулам

$$l_4 = 0,01745 \cdot R_4 (\Theta_2 - \Theta_4), \quad (16)$$

$$S_4 = R_4 (\cos \Theta_4 - \cos \Theta_2). \quad (17)$$

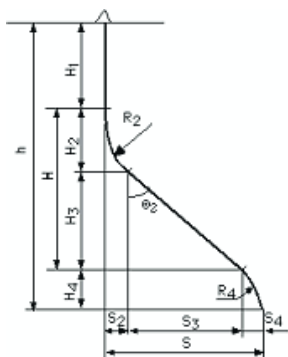


Рисунок 7– Четырехинтервальный профиль скважины

1.3.3 Элементы, определяющие пространственное положение и искривление скважин

В процессе бурения направленной скважины необходимо знать положение каждой ее точки в пространстве. Для этого определяются координаты ее устья и параметры трассы, к которым относятся зенитный угол Θ , азимут скважины α (рис. 8) и ее длина L .

Зенитный угол – это угол между осью скважины или касательной к ней и вертикалью. Азимут – это угол между направлением на север и горизонтальной проекцией касательной к оси скважины, измеренный по часовой стрелке. Длина скважины – это расстояние между устьем и забоем по оси.

Проекция оси скважины на вертикальную плоскость называется профилем, а на горизонтальную – планом.

Вертикальная плоскость, проходящая через ось скважины или касательную к ней, называется апсидальной.

При выполаживании скважины происходит увеличение зенитного угла (бурение с подъемом угла), а при выкручивании – уменьшение (бу-

рение с падением угла). При искривлении скважины влево азимут ее уменьшается, а вправо - увеличивается.

Темп отклонения скважины от ее начального направления характеризуется интенсивностью искривления i , которая может быть определена как для зенитного i_{Θ} , так и азимутального i_{α} искривления

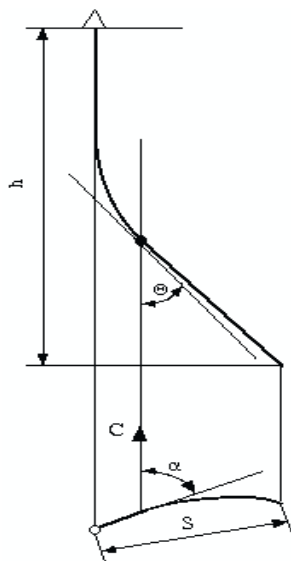


Рисунок 8 – Проекция скважины на вертикальную и горизонтальную плоскости

$$i_{\Theta} = (\Theta_k - \Theta_n)/L; \quad (18)$$

$$i_{\alpha} = (\alpha_k - \alpha_n)/L, \quad (19)$$

где Θ_n и α_n - соответственно начальные зенитный и азимутальный углы на определенном интервале скважины, град; Θ_k и α_k - то же для конечных углов интервала, град; L - длина интервала скважины, м.

Если скважина искривляется с постоянной интенсивностью и только в апсидальной плоскости, то ее ось представляет собой дугу окружности

радиусом R , величина которого может быть определена по формуле

$$R = 57,3/i. \quad (20)$$

Следует отметить, что интенсивность азимутального искривления существенно зависит от зенитного угла скважины и при малых зенитных углах может достигать весьма значительных величин, а это не дает полного представления о положении скважины. Для оценки общего искривления служит угол пространственного искривления φ , показанный на рис. 9. В случае, если бы скважина, имеющая в точке A зенитный угол Θ_n и азимут α_n , не искривлялась, то забой ее оказался бы в точке B , но за счет искривления фактически забой оказался в точке C , зенитный угол стал равным Θ_k , а азимут α_k . Угол BAC и является углом пространственного искривления. Величина его аналитически определяется по формуле

$$\varphi = \arccos [\cos \Theta_n \cdot \cos \Theta_k + \sin \Theta_n \sin \Theta_k \cdot \cos(\alpha_k - \alpha_n)]. \quad (21)$$

С достаточной степенью точности этот угол может быть определен по формуле М.М. Александрова

$$\varphi = [\Delta\Theta^2 + (\Delta\alpha \cdot \sin \Theta_{cp})^2]^{0,5}, \quad (22)$$

где $\Delta\Theta$ и $\Delta\alpha$ – соответственно приращения зенитного и азимутального углов на интервале, град; Θ_{cp} – средний зенитный угол интервала, град.

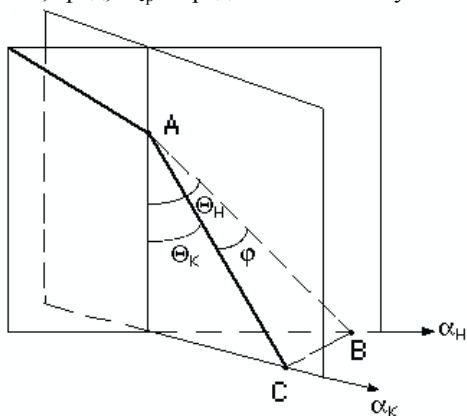


Рисунок 9 – Угол пространственного искривления скважины

Интенсивность пространственного искривления i_φ определяется по

формуле

$$i_{\phi} = \phi/L, \quad (23)$$

где L – длина интервала, для которого определен угол пространственного искривления, м.

Величина i_{ϕ} не может быть больше интенсивности искривления для тех или иных средств направленного бурения, определяемых их технической характеристикой.

Кроме указанных величин направленные скважины характеризуются величиной отхода (смещения) S и глубиной по вертикали h . Отход – длина горизонтальной проекции прямой, соединяющей устье и забой скважины. Глубина по вертикали – длина вертикали, соединяющей устье с горизонтальной плоскостью, проходящей через забой скважины (рис. 8).

1.3.4 Причины и закономерности естественного искривления скважин

Отклонение скважин от проектного положения может происходить вследствие неправильного заложения оси скважины при забуривании или искривления в процессе бурения. В первом случае имеют место причины субъективного характера, которые могут быть легко устранены. Для этого необходимо обеспечить соосность фонаря вышки, проходного отверстия ротора и оси скважины; горизонтальность стола ротора, прямолинейности ведущей трубы, бурильных труб и УБТ согласно техническим условиям.

Во втором случае действуют объективные причины, связанные с неравномерным разрушением породы на забое скважины. Каждая из этих причин проявляется в виде сил и опрокидывающих моментов, действующих на породоразрушающий инструмент. Все эти силы и моменты могут быть приведены к одной равнодействующей и главному моменту. При этом возможны четыре случая:

1. Все силы приводятся к равнодействующей, совпадающей с осью скважины, момент отсутствует (рис. 11, а). В этом случае обеспечивается бурение прямолинейной скважины. Таким образом, если искривление нежелательно, то необходимо создать вышеприведенные условия, что, однако, трудно достижимо;

2. Все силы приводятся к равнодействующей, направленной под углом к оси скважины, момент отсутствует (рис. 11, б). Под действием боковой составляющей равнодействующей силы происходит фрезерование стенки скважины, а следовательно, искривление. Интенсивность искривления зависит от физико-механических свойств пород, боковой фрезерующей способности долота, механической скорости бурения и других

факторов. Следует отметить, что при искривлении только за счет фрезерования стенки скважины имеют место резкие перегибы ствола, что приводит к посадкам инструмента при спуске и требует дополнительной обработки скважины;

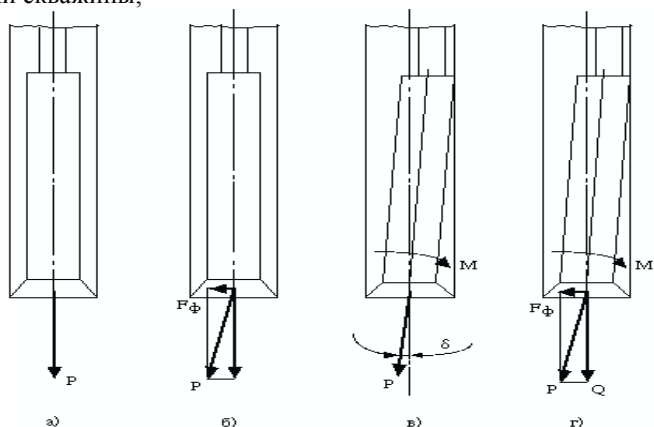


Рисунок 10 – Механизм искривления скважин

3. Все силы приводятся к равнодействующей, совпадающей с осью породоразрушающего инструмента и к опрокидывающему моменту относительно его центра (рис. 11, в). Вследствие этого между осью скважины и осью инструмента образуется некоторый угол δ , в результате чего и происходит искривление. Интенсивность искривления в этом случае практически не зависит от физико-механических свойств горных пород и фрезерующей способности долота, ось скважины представляет собой плавную линию, близкую к дуге окружности, что облегчает все последующие работы;

4. Все силы приводятся к равнодействующей, не совпадающей с осью скважины, и к опрокидывающему моменту (рис. 11, г). В этом случае искривление скважины происходит за счет совместного действия фрезерования стенки скважины и наклонного положения инструмента относительно оси скважины;

Возникновение вышеуказанных сил и моментов, действующих на породоразрушающий инструмент, происходит из-за множества причин, не все из которых известны. Все они условно могут быть подразделены на три группы – геологические, технологические и технические.

Правильный подбор (проектирование) технологических и технических средств, а именно компоновки низа буровой колонны (долот; буровой колонны; ВЗД; телесистем и отклонителей), а также бурового раствора, являются основополагающими факторами обеспечивающими успешную (контролируемую) проводку скважины.

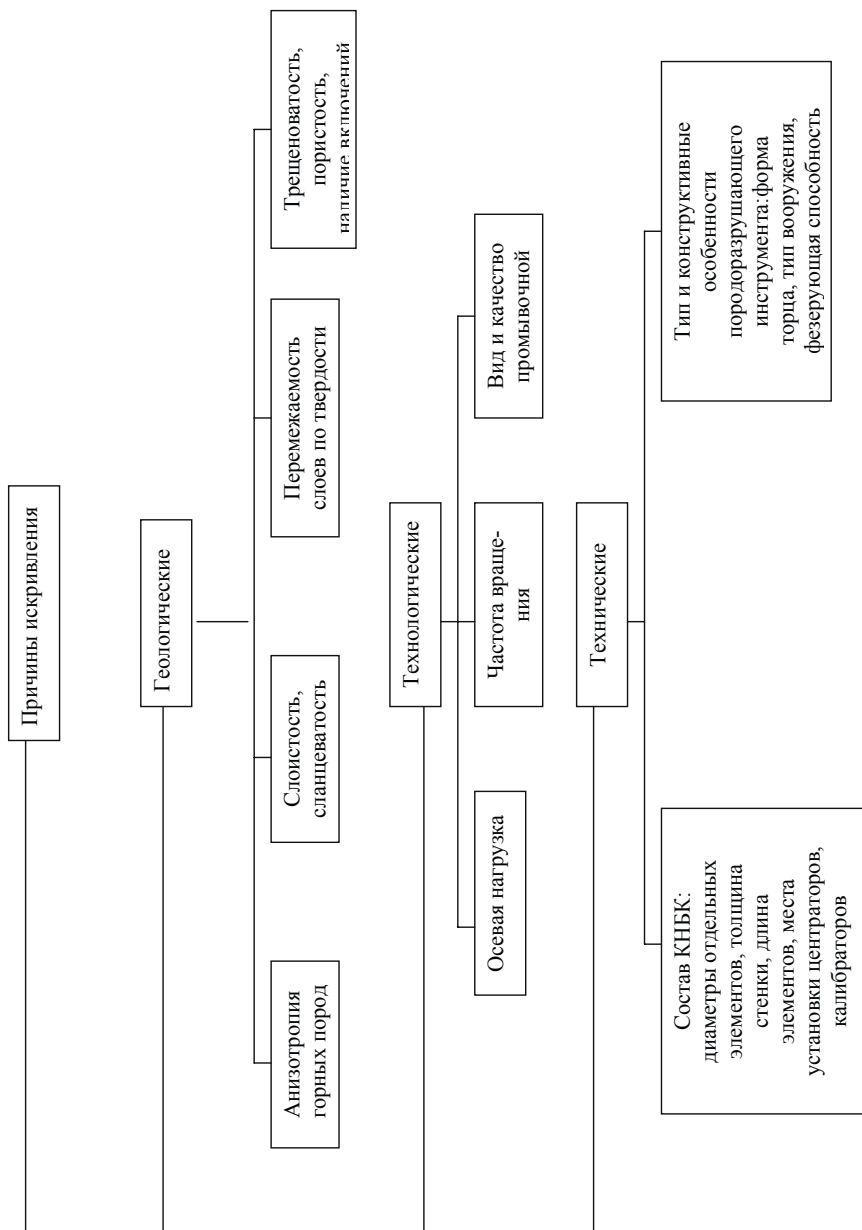


Рисунок 11 – Причины естественного искривления скважин

РАЗДЕЛ 2

ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ

Породоразрушающий инструмент (долото) предназначен для разрушения горной породы на забое при бурении скважины.

По принципу разрушения породы долота подразделяются на 3 группы:

- 1) Режуще-скалывающего действия – применяется для разбуривания вязких, пластичных и малоабразивных пород небольшой твердости;
- 2) Дробяще-скалывающего действия – применяется для разбуривания неабразивных и абразивных пород средней твердости, твердых, крепких и очень крепких;
- 3) Истирающе-режущего действия – применяется для бурения в породах средней твердости, а также при чередовании высокопластичных маловязких пород с породами средней твердости и даже твердыми.

По назначению долота подразделяется:

- 1) Для бурения сплошным забоем (без отбора керна) – буровые долота;
- 2) Для бурения по кольцевому забою (с отбором керна) – бурголовки;
- 3) Для специальных работ в пробуренной скважине (выравнивание и расширение ствола) и в обсадной колонне (разбуривание цементного камня и т.д.)

По конструктивному исполнению породоразрушающий инструмент делится на три группы:

- 1) Лопастной (рис. 13.1);
- 2) Шарошечный (рис. 13.2);
- 3) Секторный (рис. 13.3);

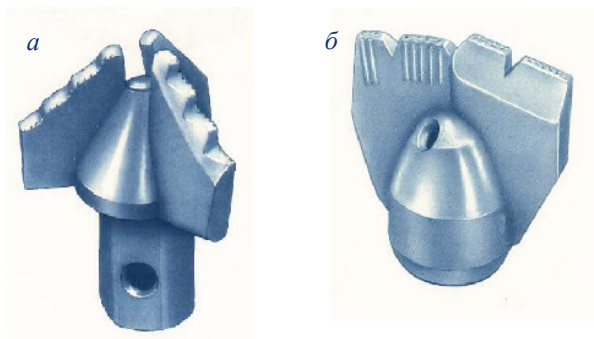


Рисунок 12.1 – Лопастные долота: а – 3ДРШ-165М, б – 3ДР-132М



Рисунок 12.2 – Шарошечные долота



Рисунок 12.3 – Секторные долота

По материалу породоразрушающих элементов долота делится на четыре группы:

- 1) С стальным вооружением;
- 2) С твердосплавным вооружением;
- 3) С алмазным вооружением;
- 4) С алмазно-твердосплавным вооружением.

2.1 Буровые долота

Наибольшее распространение в практике бурения нефтяных и газовых скважин получили шарошечные долота дробяще-скалывающего действия с твердосплавным или стальным вооружением. Конструкция трехшарошечного долота приведена на рис. 14.

Три лапы 3 сваривают между собой. На верхнем конце конструкции нарезана замковая присоединительная резьба. Каждая лапа в нижней части завершается цапфой 5, на которой проточены беговые дорожки под шарики и ролики. На цапфе через систему подшипников 6 устанавливается шарошка 4 с беговыми дорожками. Тело шарошки оснащено фрезерованными стальными зубьями 7, размещенными по венцам. На торце со стороны присоединительной резьбы выбиваются шифр долота, его порядковый номер, год изготовления.

Шарошечные долота изготавливают как с центральной, так и с боковой системой промывки (рис. 15). На лапах долота с боковой гидромониторной системой промывки выполнены специальные утолщения – приливы 2 с промывочными каналами и гнездами для установки гидромониторных насадок (сечение А-А).

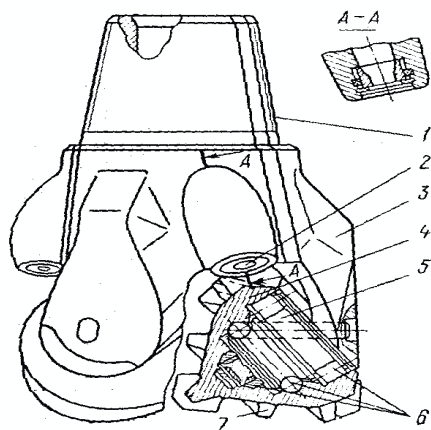


Рисунок 13 – Конструкция трехшарошечного долота

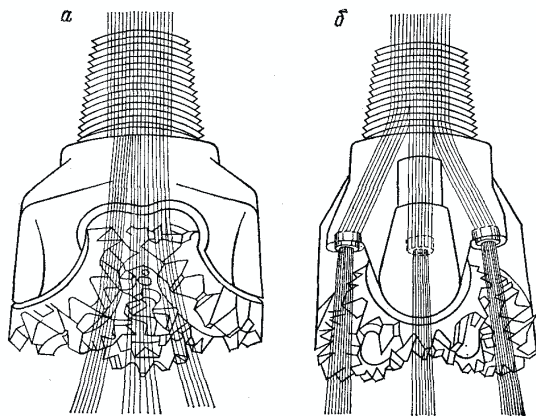


Рисунок 14 – Схема шарошечных долот с центральной (а) и боковой (гидромониторной) (б) промывкой

При центральной промывке забоя лучше очищаются от шлама центр забоя и вершины шарошек, шлам беспрепятственно выносится в наддолотную зону. Однако при высокой скорости углубки забоя трудно подвести к долоту необходимую гидравлическую мощность, требуемую для качественной очистки забоя (перепад давления на долотах с центральной промывкой не превышает 0,5-1,5 МПа). Боковая гидромониторная промывка обеспечивает лучшую очистку наиболее зашламованной периферийной части забоя, позволяет подвести к долоту большую гидравлическую мощность (перепад давления на долотах с гидромониторной промывкой достигает 5-15 МПа). Однако мощные струи бурового раствора, выходящие из гидромониторных насадок, экранируют транспортирование шлама через проемы между секциями долота, поэтому часть шлама циркулирует некоторое время в зоне действия шарошек и переизмельчается, а часть транспортируется в зазорах между стенкой скважины и спинками лап. Поэтому зачастую переходят на асимметричную систему промывки, заглушая одну или две гидромониторные насадки для повышения пропускной способности основных транспортных каналов долота.

Беговые дорожки цапфы шарошки и тела качения без сепараторов составляют опору шарошки. Помимо подшипников качения опора может включать подшипники скольжения (антифрикционные втулки) и торцевую пяту (антифрикционный диск). Полость опоры заполняется консистентной смазкой.

Опоры шарошек – наиболее ответственные узлы шарошечного долота, стойкость которых чаще всего определяет долговечность долота в це-

лом. Опоры воспринимают радиальные и осевые нагрузки (по отношению к цапфе).

Опоры шарошек в зависимости от типоразмера долот конструируются из различных сочетаний шариковых и роликовых подшипников качения и подшипников скольжения.

Шариковые подшипники легче разместить в ограниченных размерах шарошки, они слабо реагируют на возможные перекосы осей шарошек и цапф. Однако из-за проскальзывания шариков по боковым дорожкам эти подшипники, быстро нагреваются и требуют интенсивного охлаждения.

Роликовые подшипники могут воспринимать большую, чем шариковые подшипники нагрузку, но труднее вписываются в ограниченные размеры шарошек. Они весьма чувствительны к перекосам осей шарошек и цапф, и при износе роликов нередко шарошки заклиниваются на цапфах.

Подшипники скольжения способны воспринимать наибольшие нагрузки. Однако эффективны они только при невысоких частотах вращения долота, когда трущиеся поверхности шарошек и цапф и соседних подшипников качения сильно не нагреваются.

В каждой системе опор обязательно имеется один шариковый подшипник, называемый замковым радиально-упорным подшипником двухстороннего действия. Он удерживает шарошку на цапфе и воспринимает усилия, направленные вдоль и перпендикулярно к оси цапфы. Устанавливается этот подшипник в последнюю очередь, через цилиндрический канал в цапфе, затем в этот канал вставляется стержень (палец), и его наружная часть приваривается к телу цапфы.

Подшипники шарошек в процессе бурения смазываются и охлаждаются буровым раствором, проникающим к ним по зазору между основанием шарошки и упорной поверхностью в цапфе. Поэтому в буровой раствор добавляются специальные реагенты, улучшающие его смазочные свойства.

При бурении с продувкой скважины воздухом условия работы опор шарошек значительно ухудшаются вследствие недостаточного теплоотвода от трущихся деталей подшипников. Поэтому в долотах, предназначенных для бурения с продувкой воздухом, часть воздуха по специальным каналам в лапах и цапфах направляется непосредственно в опоры шарошек.

В последние годы все большее применение находят долота с герметизированной маслonaполненной опорой (рис. 16), у которых специальная смазка поступает к подшипникам из эластичного баллона по имеющемуся в лапе и цапфе каналу. Проникновению бурового раствора в полость такой опоры и утечке смазки препятствует жесткая уплотнительная манжета. Долговечность таких долот при ограниченной частоте оборотов на порядок и более превосходит долговечность долот с открытой опорой.

Для бурения скважин в абразивных породах различной твердости с целью повышения долговечности вооружения шарошки оснащают вставными твердосплавными зубками (штырями). Такие долота часто называют штыревыми. Вставные зубки закрепляются в теле шарошки методом прессования. Для бурения в малоабразивных породах в теле стальной шарошки фрезеруются призматические зубья, поверхность которых упрочняется термохимической обработкой.

По ГОСТ 20692 «Долота шарошечные» предусматривается выпуск долот диаметром 76-508 мм трех разновидностей: одно-, двух- и трехшарошечных. Наибольший объем бурения нефтяных и газовых скважин в Западной Сибири приходится на трехшарошечные долота диаметрами 190,5; 215,9; 269,9; 295,3 мм.

Типы и область применения шарошечных долот приведены в таблице 3.

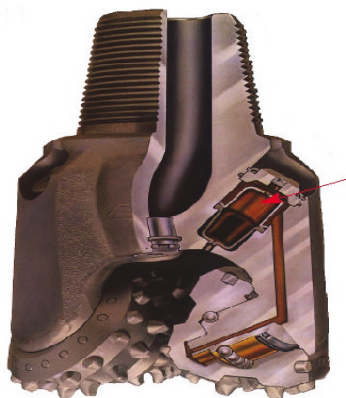


Рис. 15 – Схема долота с герметизированной маслonaполненной опорой

Таблица 3 – Типы трехшарошечных долот и их назначение

Тип долота	Рекомендуемые области применения долот
М	Самые мягкие, нецементированные, пластичные (наносы, мягкие и вязкие глины, сланцы, мягкие известняки)
МЗ	Мягкие, слабосцементированные, абразивные (песчаники, мергели)

Продолжение таблицы 3

МС	Мягкие, неабразивные, с пропластками пород средней твердости (мел с пропластками слабосцементированных песчаников, каменная соль с пропластками ангидритов, глинистые сланцы)
МСЗ	Мягкие, слабосцементированные, абразивные, с пропластками пород средней твердости (песчаноглинистые сланцы, плотные глины с пропластками песчаников)
С	Пластичные и хрупкопластичные неабразивные, средней твердости (плотные глины, глинистые сланцы, известняки средней твердости)
СЗ	Абразивные, средней твердости (песчаники, песчаные сланцы)
СТ	Хрупкопластичные, средней твердости, с пропластками твердых пород (песчаники с пропластками гипса, известняки с пропластками гипса, ангидриты)
Т	Твердые, неабразивные (твердые известняки, доломиты, доломитизированные известняки)
ТЗ	Твердые, абразивные (окварцованные известняки и доломиты)
ТК	Твердые, с пропластками крепких (твердые известняки с пропластками мелкокристаллических известняков и доломитов)
ТКЗ	Абразивные, твердые, с пропластками крепких (окремненные аргиллиты, твердые известняки и доломиты, мелкозернистые сильносцементированные песчаники)
К	Крепкие, абразивные (окремненные мелкокристаллические известняки, доломиты, кварциты)
ОК	Очень крепкие, абразивные (граниты, кварциты, диабазы)

Долота для бурения на пониженных частотах (частота оборотов долота не более 100 в минуту) изготавливают с опорами на двух и более подшипниках скольжения и подшипниках качения (А).

Выпускаются долота с открытой опорой и с уплотнительными манжетами и резервуарами для смазки (У).

Условное обозначение (шифр) долота: *III – 215,9 С-ГНУ 2354*,

где III – трехшарошечное ;

215,9 – номинальный диаметр долота, мм;

С – тип долота (для бурения пород средней твердости);

Г – боковая гидромониторная промывка;

Н – опора для низкооборотного бурения на одном подшипнике скольжения;

У – опора маслонаполненная с уплотнительной манжетой;

2354 – заводской номер долота.

В маркировке трехшарошечных долот и долот с центральной промывкой цифра III и буква Ц не указывается

2.1.1 Технические требования к шарошечным долотам

1. Долота следует изготавливать с правой конической замковой резьбой.

Резьбы 3-42 и 3-63,5 – по техническому документу, утверждённому в установленном порядке. Резьба 3-50 – по ГОСТ 7918.

Остальные резьбы (кроме величины натяга) – по ГОСТ 28487.

Соответствие обозначений присоединительной резьбы по настоящему стандарту и спецификации 7 Американского нефтяного института (API Spec 7) приведено в таблице 4.

Таблица 4 – Соответствие обозначений присоединительной резьбы по настоящему стандарту и спецификации 7 Американского нефтяного института (API Spec 7)

Обозначение присоединительной резьбы по:	
настоящему стандарту	API Spec 7
3-66	2 ³ / ₈ Reg
3-76	2 ⁷ / ₈ Reg
3-88	3 ¹ / ₂ Reg
3-117	4 ¹ / ₂ Reg
3-121	4 ¹ / ₂ Reg
3-152	6 ⁵ / ₈ Reg
3-171	6 ⁵ / ₈ Reg
3-177	7 ⁵ / ₈ Reg
3-201	8 ⁵ / ₈ Reg

2. Натяг конической замковой резьбы должен быть:
10,35^{+0,4} мм – для ниппельной резьбы 3-42;
10,00^{+0,4} мм – для ниппельной резьбы 3-50;
16,00^{+0,4} мм – для ниппельной резьбы 3-63,5;
15,875^{+0,25}_{-0,80} мм – для ниппельных резьб 3-88, 3-117, 3-121, 3-152, 3-171, 3-177, 3-201;
0^{+0,35}_{-0,25} мм – для муфтовых резьб 3-88, 3-117, 3-121, 3-152, 3-171, 3-177, 3-201.

3. Система промывки гидромониторных долот диаметрами 190,5 мм и более должна быть герметична при давлении жидкости 7,85 МПа; диаметрами менее 190,5 мм – при давлении жидкости 5 МПа.

4. Насадки в гидромониторных долотах с боковой промывкой диаметрами 190,5 мм и более должны удерживаться при давлении жидкости 7,85 МПа; диаметрами менее 190,5 мм – при давлении жидкости 5 МПа. Насадки должны быть сменными.

5. В сварных швах на поверхностях упорного уступа ниппеля и на расстоянии 25 мм над упорным уступом ниппеля не допускаются дефекты сварки, на остальной резьбовой части ниппеля допускаются единичные поры и раковины диаметром не более 1 мм в количестве не более 3 шт. на каждом шве. На резьбовой части корпусных долот допускаются единичные поры и раковины диаметром не более 2 мм в количестве до 5 шт.

6. Требования к материалам, химико-термической обработке, комплектующим, краскам, смазкам должны соответствовать нормативной и технической документации, утвержденной в установленном порядке.

7. Поверхность долот, кроме присоединительной резьбы, упорного уступа ниппеля (упорного торца муфты), торца ниппеля и заходной фаски, должна быть покрыта ровным слоем краски. После высыхания краска должна прочно удерживаться на долоте. Класс покрытия VII – по ГОСТ 9.032.

8. Поры, вздутия, мелкие пузыри и выступания коррозии через краску, а также попадание краски на присоединительную резьбу, упорный уступ, клапаны, в отверстия крышек смазочных резервуаров, промывочные каналы гидромониторных долот не допускаются.

9. Присоединительная резьба должна быть покрыта антикоррозионной смазкой.

10. Опоры шарошек должны быть заполнены смазкой. Заполнение смазкой долот с опорой НУ следует проводить до появления смазки из-под манжеты. Долота с опорами АУ и ВУ перед заполнением смазкой вакуумируют.

11. Шарошки долот с опорами АУ, НУ, ВУ должны проворачиваться на опорах от руки со значительным усилием. Шарошки долот с опорами Н, В, А должны свободно и плавно проворачиваться на опорах от усилий руки.

Зацепление зубьев или зубков одной шарошки за зубья или зубки, а также за корпус другой шарошки не допускается.

12. Пружинное кольцо компенсационного узла долота должно заходить по всему периметру в канавку и не иметь повреждений, а крышка не должна проворачиваться от руки.

13. Срок сохраняемости долот – не менее 18 мес. со дня изготовления.

14. Маркировка долот должна быть четкой и сохраняться на протяжении срока службы долота. На торце ниппеля (пояске муфты) маркируются:

- товарный знак предприятия-изготовителя;
- условное обозначение долота (допускается обозначение стандарта не маркировать);
- обозначение присоединительной резьбы (по требованию потребителя);
- порядковый номер долота по системе нумерации предприятия-изготовителя;
- дата изготовления (месяц, год);
- клеймо технического контроля.

Литерами А маркируются долота для низкооборотного бурения (до 110 об/мин),

Н – для среднеоборотного бурения (от 110 до 300 об/мин),

В – для высокооборотного бурения (более 300 до 600 об/мин).

Пример маркировки:

III 215.9 МЗГВ – долото трехшарошечное, диаметром 215.9 мм, для бурения мягких абразивных пород, с боковой промывкой, для высокооборотного бурения

III 295.3 МСГАУ – долото трехшарошечное, диаметром 295.3 мм, для бурения мягких пород с прослойками средних, с боковой промывкой, для низкооборотного бурения (А - все подшипники скольжения), с герметизированными маслonaполненными опорами.

2.1.1.1 Породоразрушающий инструмент ОАО «Волгобурмаш»

В настоящее время ОАО «Волгобурмаш» применяет новое обозначение долот (по системе ISO и API)

ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ
УСЛОВНОЕ ОБОЗНАЧЕНИЕ ДОЛОТ
V–SCANLSD 43 XYZTGD



Таблица 5 – Продуктивная линия

A	V	N	VU	NU	AU	AUP	AUL
два	ТОЛЬ	один	только	один	два	долота	два ради-
ради-	КО	подшип-	под-	подшип-	радиаль-	малого	альных
аль	под-	ник	шип-	ник	ных	диамет-	подшипни-
ных	шип-	скольже-	ники	сколь-	подшип-	ра до	ка
под-	ники	ния	качения	жения с	ника	172	скольжения
тип	каче-	(остальные	с	уплот-	скольже-	мм	с
ника	ния	подшип-	уплот-	нением	ния		уплотнени-
сколь		ники	не-		с уплот-		ем
жения		качения)	нием		нением		(разрезная
							плавающая
							втулка и
							упорная
							шайба)

Таблица 6 – Модификация по шарошке долоту и лапе

ПРЕФИКСЫ		СУФФИКСЫ	
C	центральная насадка	X	клиновидный зубок

Продолжение таблицы 6

K	комбинированная промывка	Y	конический зубок
A	продувка воздухом	Z	зубок прочей формы, отличный от клиновидного и конического
N	удлиненные насадки	T	Усиленная объемная наплавка зубьев
L	наплавка козырька и набегающей грани лапы	G	дополнительное армирование твердосплавными зубками обратного конуса шарошки
S	армирование спинки лапы твердосплавными зубками	D	армирование обратного конуса шарошки зубками с алмазным покрытием
D	армирование спинки лапы зубками с алмазным по-		

2.1.2 Методы контроля шарошечных долот.

1. Контроль размеров долот проводится с применением универсальных или специальных средств измерений.

2. Диаметр долот – с помощью предельных калибров-колец.

3. Разновысотность шарошек относительно упорного уступа, радиальное биение относительно оси резьбы следует контролировать по техническому документу, утвержденному в установленном порядке, с помощью специальных контрольных приспособлений, штангенрейсмаса по ГОСТ 164, индикатора часового типа по ГОСТ 577 с ценой деления 0,01 мм.

4. Натяг присоединительной резьбы осуществляется с помощью резьбовых калибров по техническому документу, утвержденному в установленном порядке. При этом поверхность резьбы должна быть тщательно очищена, а на поверхность резьбы должен быть нанесен тонкий слой жидкого масла.

5. Герметичность системы промывки и крепления насадок – опрессовка долот с уплотнением по упорному уступу ниппеля (упорному торцу муфты) в течение 20 с на гидравлическом стенде.

6. Методы контроля сварных швов – по ГОСТ 3242.

7. Контроль маркировки, окраски долот, наличие смазки ниппеля и в опорах, отсутствия сколов наплавленного слоя у долот со стальными зубь-

ями, расколотых или имеющих частичные сколы твердосплавных зубков, проводят визуально.

2.1.3 Контроль износа шарошечных долот.

Кодирование износа шарошечных долот проводится как в соответствии с системой кодов IADS, так и в соответствии с методикой ВНИИБТ. Первая отличается от второй более подробным описанием элементов долота и включает 8 позиций, по методике ВНИИБТ - 6, хотя по объему информативности они стоят почти на одном уровне. Все данные должны записываться в карточку согласно приведенной ниже расшифровке кодов.

Таблица 7 – Кодирование износа шарошечных долот по системе кодов IADS

Вооружение				Опора (под- шипнику плотнение)	Внешний диаметр	Второстепен- ный износ	Причина подъема
I	O	D	L	B	G	D	R
1	2	3	4	5	6	7	8

1(1)– ВНУТРЕННИЕ ЭЛЕМЕНТЫ ВООРУЖЕНИЯ (все внутренние ряды)

0(2) – ВНЕШНИЕ ЭЛЕМЕНТЫ ВООРУЖЕНИЯ

(все внешние ряды)

В колонках 1 и 2 для описания состояния вооружения используется линейная шкала от 0 до 8 в соответствии со следующим:

Фрезерованное вооружение: 0 - отсутствие потери высоты зуба
8 - полная потеря высоты зуба

Со вставными твердосплавными зубками: 0 - отсутствие износа вооружения

8 - полная потеря вооружения

С фиксированными резцами: 0 - отсутствие износа вооружения
(алмазные и т. д.) 8 - полная потеря вооружения

D (3) - ОПИСАНИЕ ИЗНОСА ВООРУЖЕНИЯ (используются только коды, относящиеся к вооружению)

Таблица 8 - Коды описания износа вооружения

*BC - Слом шарошки	LN - Потеря насадки
BF - Слом алмазной пластины по шву	LT - Потеря зубков или резцов
BT - Слом зубьев или резцов	OC - Эксцентричный износ
BU - Салникообразование на долоте	PB - Повреждение при СПО (сжатое долото)
*CC - Трещина в шарошке	PN - Закупорка насадки
*CD - Истирание шарошки, потеря вращения шарошки	RG - Износ по внешнему диаметру, скругление внешних резцов
C1 - Перекрытие шарошек (задевание одной шарошки за другую)	R0 - Кольцевой износ
CR - Кернение долота или разрушение центра шарошки	SD - Повреждение козырька лапы долота
CT - Скол зубков	SS - Износ самозатачивающихся зубков
ER - Эрозия	TR - Образование гребней на забое
FC - Стачивание вершушек зубьев	W0 - Промыв инструмента, размытое долото
HC - Термическое растрескивание	WT - Износ зубков или резцов
JD - Износ от посторонних предметов на забое	N0 - Отсутствие износа
*LC -Потеря шарошки	

L (4) – МЕСТОНАХОЖДЕНИЕ

Для шарошки	Шарошка №:	Для долота
N - Носовой ряд	1	C - Шарошка
M - Средний ряд	2	N - Вершина
G - Внешний ряд	3	T - Конус

Продолжение L (4)

A - Все ряды		S - Заплечник G - Шаблон A - Все зоны
--------------	--	---

V (5) – УПЛОТНЕНИЕ ПОДШИПНИКА

С открытой опорой (не герметизированные) (герметизированные) Для описания использованного ресурса применяется линейная шкала от 0 до 8 0 - ресурс не использован 8 - ресурс использован полностью (алмазных)	С закрытой опорой E - уплотнения эффективны F - уплотнения вышли из строя N - не возможно определить X - для долот без уплотнений
--	---

G (6) – ВНЕШНИЙ ДИАМЕТР

- 1 - износа по диаметру нет
- 1/16 - износа по диаметру 1/16 дюйма
- 1/8 - износа по диаметру 1/8 дюйма
- 1/4 - износа по диаметру 1/4 дюйма

D (7) – ВТОРОСТЕПЕННЫЙ ИЗНОС (использовать коды из колонки № 3)

R(8) – ПРИЧИНА ПОДЪЕМА ИЛИ ПРЕКРАЩЕНИЯ РАБОТЫ

Таблица 9 – Коды причин подъема долота

BNA - Смена КНБК CM - Обработка бур. раствора CP - отбор керна DMF - Отказ турбобура	HR - Подъем по времени LIN - Потеря инструмента на забое LOG -ГИС PP - Рост или падение давления на стояке PR - Падение скорости бурения
---	--

Продолжение таблицы 9

DP - Разбуривание цемента	RIG - Ремонт оборудования
DSF - Авария с бур. колонной	TD - Проектный забой
DST - Пластовые испытания	TQ - Рост крутящего момента
DTF - Отказ забойного инструмента	TW - Отворот инструмента
FM - Смена геологической обстановки	WC - Погодные условия
HP - Авария	

Таблица 10 – Некоторые причины износа долот

Состояние долота	Возможные причины износа
Большое число сломанных и потерянных зубков	Неправильный выбор долота Неправильная приработка долота Чрезмерно высокая частота вращения Чрезмерно большая нагрузка Работа по металлу Чрезмерно большая интенсивность промывки Слишком продолжительное время механического бурения
Значительный износ по диаметру	Чрезмерно высокая частота вращения. Слишком продолжительное время механического бурения Спуск и работа долота в стволе уменьшенного диаметра
Эрозия тела шарошки	Чрезмерно большая интенсивность промывки Большое содержание твердой фазы в буровом растворе

	<p>Чрезмерно большая нагрузка</p> <p>Долото предназначено для менее твердых пород</p>
Чрезмерный износ опор долота	<p>Чрезмерно высокая частота вращения</p> <p>Чрезмерно большая нагрузка</p> <p>Слишком продолжительное время механического бурения</p> <p>Большое содержание твердой фазы в буровом растворе</p>

2.2 Лопастные долота

При бурении нефтяных и газовых скважин для проведения отдельных видов работ применяют трехлопастные (ЗЛ и ЗИР) и шестилопастные (БИР) долота. Лопастное долото ЗЛ состоит из корпуса, верхняя часть которого имеет ниппель с замковой резьбой для присоединения к бурильной колонне, и трех приваренных к корпусу долота лопастей, расположенных по отношению друг к другу под углом 120 градусов. Для подвода бурового раствора к забою долото снабжено промывочными отверстиями, расположенными между лопастями.

Лопасты выполнены заостренными и слегка наклонными к оси долота в направлении его вращения. В этой связи по принципу разрушения породы долота ЗЛ относят к долотам режуще-скалывающего действия, так как под влиянием нагрузки лопасти врезаются в породу, а под влиянием вращающего момента скалывают ее.

Долота ЗЛ предназначены для бурения в неабразивных мягких пластичных породах (тип М) и для бурения в неабразивных мягких породах с пропластками неабразивных пород средней твердости (тип МС).

Для увеличения износостойкости долот их лопасти укрепляют (армируют) твердым сплавом. У долот типа М в прорезанные по определенной схеме пазы на лопастях наплавляют зернистый твердый сплав релит, и лопасть покрывают чугуном, а у долот типа МС в пазы укладывают и припаивают твердосплавные пластинки и покрывают лопасти релитом.

Долота ЗЛ выпускают как с гидромониторными насадками, так и без. В последнем случае выходные кромки промывочных каналов армируют релитом.

Согласно ОСТ 26-02-1282 «Долота лопастные» предусмотрен выпуск долот ЗЛ диаметром от 120,6 до 489,9 мм.

Долота ЗИР в сравнении с ЗЛ имеют следующие отличительные особенности. Три лопасти выполнены притупленными, а не заостренными, и приварены к корпусу так, что они сходятся на оси долота, а не наклонены к ней. Лопасти долота армируются также, как и у ЗЛ типа МС, но с дополнительным усилением кромок лопастей, контактирующих с забоем и стенкой скважины, твердосплавными зубками (штырями).

Такая особенность вооружения позволяет долоту ЗИР разрушать породу резанием и истиранием (микрорезанием) абразивных мягких пород с пропластками пород средней твердости (тип МСЗ).

Отраслевым стандартом ОСТ 26-02-1282 предусмотрено изготовление долот ЗИР диаметром от 190,5 до 269,9 мм.

Долота БИР имеют три основные лопасти, предназначенные для разрушения породы на забое, и три дополнительные укороченные лопасти, калибрующие стенку скважины. Основные лопасти притуплены и сходятся на оси долота. Дополнительные лопасти также притуплены и расположены между основными лопастями. Эти долота относятся к типу С.

По ОСТ 26-02-1282 предусмотрено изготовление долот БИР диаметром от 139,7 до 269,9 мм.

Лопастные долота имеют ряд существенных недостатков:

- интенсивный износ лопастей в связи с непрерывным контактом режущих и калибрующих ствол скважины кромок лопастей долота с забоем и стенками скважины;
- сужение ствола скважины в процессе бурения из-за относительно быстрой потери диаметра долота;
- относительно высокий крутящий момент на вращение долота;
- неудовлетворительная центрируемость на забое, приводящая к интенсивному непроизвольному искривлению.

Отмеченные недостатки объясняют причины редкого применения лопастных долот в практике бурения нефтяных и газовых скважин даже при разбуривании мягких пород.

2.3 Алмазные долота

Алмазные долота предназначены для разрушения истиранием (микрорезанием) неабразивных пород средней твердости и твердых.

Алмазное долото состоит из стального корпуса с присоединительной замковой резьбой и фасонной алмазонесящей головки (матрицы). Матрица разделена на секторы радиальными (или спиральными) промывочными каналами, которые сообщаются с полостью в корпусе долота через промывочные отверстия.

Алмазонесящую матрицу изготавливают методом прессования и спекания смеси специально подобранных порошкообразных твердых сплавов. Перед прессованием в пресс-форме по заданной схеме размещают кри-

сталлики природных или синтетических алмазов. При однослойном размещении алмазов применяют алмазы в 0,05-0,4 карата (карат – единица измерения массы алмазов, 1 карат равен примерно 4,5 мм). Для бурения в твердых породах изготавливают долота с объемным размещением мелких (менее 0,02 карата) кристаллов алмаза в матрице (импрегнированные алмазные долота). После изготовления долота вылет алмазов над рабочей поверхностью матрицы составляет 0,1-0,25 их диаметра.

Диаметр алмазных долот на 2-3 мм меньше соответствующих диаметров шарошечных долот. Это вызвано созданием условий для перехода к бурению алмазными долотами после шарошечных, у которых, как правило, по мере износа уменьшается диаметр.

Отраслевым стандартом ОСТ 39.026 предусмотрено выпускать алмазные долота диаметрами от 91,4 до 292,9 мм.

Основными достоинствами алмазных долот являются, хорошая центрируемость их на забое и формирование круглого забоя (в отличие от треугольной с округленными вершинами формы забоя при бурении шарошечными долотами).

Существенным недостатком алмазных долот является во-первых, крайне низкая механическая скорость бурения. Максимальная механическая скорость бурения, как правило, не превышает 3 м/ч. Для сравнения максимальная механическая скорость бурения шарошечными долотами составила около 120 м/ч. Во вторых, алмазные долота имеют узкую область применения (исключаются абразивные породы), и в третьих, предъявляются повышенные требования к предварительной подготовке ствола и забоя скважины.

2.4 Долота ИСМ

Особая разновидность долот разработана Институтом сверхтвердых материалов (ИСМ) – долота типа ИСМ. Долота ИСМ предназначены для разрушения резанием и истиранием (микрорезанием) неабразивных пород мягких (М), перемежающихся по твердости (МС) и средней твердости (С).

Эти долота имеют вооружение из сверхтвердого композиционного материала «Славутич», в состав которого входят мелкокристаллические алмазы и дробленый карбид вольфрама. Для оснащения долот применяют цилиндрические вставки (штыри) диаметром 8-12 мм с плоскими или полусферическими рабочими торцами. Штыри в корпусе долота припаивают в гнездах.

Существует две разновидности долот ИСМ по конструкции: лопастная и секторная. Лопастная разновидность аналогична по конструкции долоту 6ИР.

Секторная разновидность долота состоит из стального корпуса, торцевая профильная поверхность которого разделена на секторы радиальны-

ми промывочными каналами. Штырями из «Славутича» вооружена торцевая и калибрующая поверхности долота. Вылет штырей над поверхностью секторов составляет 3-5 мм. На калибрующей поверхности штыри утоплены.

При бурении в мягких породах штыри работают как резцы, осуществляя резание и скалывание. В перемежающихся по твердости и породах средней твердости работают зерна алмазов, разрушая породу микрорезанием.

Присоединяют долото к бурильной колонне при помощи замковой резьбы.

Отраслевым стандартом ОСТ 39026 предусмотрено выпускать долота ИСМ диаметрами от 91,4 до 391,3 мм.

Преимуществами долот ИСМ являются их значительная проходка на долото, достигающая (при соблюдении условий эксплуатации) нескольких сотен метров, и относительно высокая рейсовая скорость.

К недостаткам следует отнести узкую область применения (только в неабразивных породах М, МС и С) и высокий момент на вращение долота, ограничивающий применение забойных двигателей.

2.5 Долота специального назначения

Из долот этой группы наиболее распространены пикообразные долота – пикобуры. Эти долота имеют заостренную под углом под 90° градусов лопасть, по форме напоминающую пику. Вооружение твердосплавные пластины и штыри.

По назначению выпускают пикобуры двух типов:

- ПР для проработки (расширения) ствола пробуренной скважины;
- ПЦ для разбуривания цементного стакана, моста и металлических деталей в обсадной колонне после ее цементирования.

Во избежание повреждения обсадной колонны боковые грани лопасти у долот ПЦ не армируются твердым сплавом.

2.6 Инструмент для отбора керна

Для отбора керна используется специальный породоразрушающий инструмент – бурильные головки (ГОСТ 21210) и керноприемные устройства (ГОСТ 21949).

Бурголовка (рис. 17), разрушая породу по периферии забоя, оставляет в центре скважины колонку породы (кern), поступающую при углублении скважины в керноприемное устройство, состоящее из корпуса и керноприемной трубы (керноприемника).

Корпус керноприемного устройства служит для соединения бурильной головки с бурильной колонной, размещения керноприемника и защи-

ты его от механических повреждений, а также для пропуска бурового раствора к промывочным каналам бурголовки.

Керноприемник предназначен для приема керна, сохранения его во время бурения от механических повреждений и гидроэрозионного воздействия бурового раствора и сохранения при подъеме на поверхность. Для выполнения этих функций в нижней части керноприемника устанавливаются кернорватели и кернодержатели, а сверху клапан, пропускающий через себя вытесняемый из керноприемника буровой раствор при заполнении его керном.

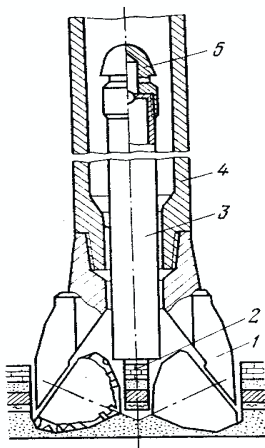


Рисунок 16 – Схема устройства бурголовки с керноприемником

По способу установки керноприемника в корпусе ГОСТ 21949 «Устройства керноприемные» предусматривает изготовление керноприемных устройств как с несъемными, так и со съемными керноприемниками.

При бурении с несъемными керноприемниками для подъема на поверхность заполненного керном керноприемника необходимо поднимать всю бурильную колонну.

При бурении со съемным керноприемником бурильная колонна не поднимается. Внутри колонны на канате спускается специальный ловитель, с помощью которого из керноприемного устройства извлекают керноприемник и поднимают его на поверхность. При помощи этого же ловителя порожний керноприемник спускают и устанавливают в корпусе.

В настоящее время разработан целый ряд керноприемных устройств с несъемными керноприемниками «Недра», «Кембрий», «Силур», предназначенных для различных условий отбора керна и имеющих аналогичную конструкцию.

Для керноприемных устройств изготавливают шарошечные (рис. 17), алмазные (рис. 18), лопастные и ИСМ бурголовки, предназначенные для бурения в породах различной твердости и абразивности.

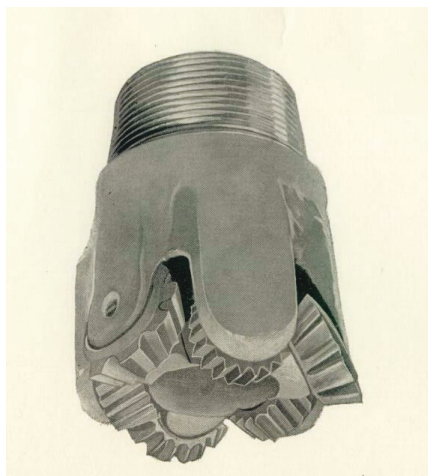


Рисунок 17 – Шарошечная бурголовка

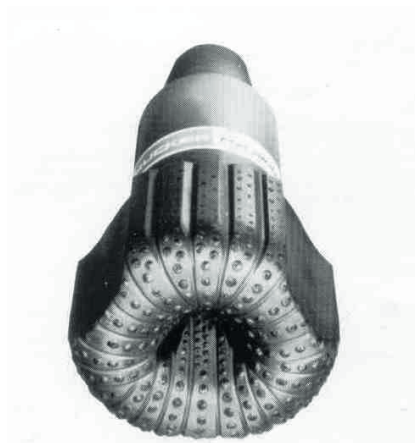


Рисунок 18 – Алмазная бурголовка

ГОСТ 21210 предусмотрено выпускать шарошечные и лопастные бурильные головки диаметрами от 76,0 до 349,2 мм.

Пример условного обозначения бурголовки для керноприемных устройств без съемного керноприемника (*К*) с наружным диаметром $D_n = 212,7$, внутренним диаметром $D_v = 80$ мм для бурения мягких пород: *К 212,7 / 80 М ГОСТ 21210-75*.

Пример условного обозначения бурголовки для керноприемных устройств со съемным керноприемником (*КС*) с наружным диаметром $D_n = 187,3$, внутренним диаметром $D_v = 40$ мм для бурения абразивных пород средней твердости: *КС 187,3 / 40 СЗ ГОСТ 21210*.

РАЗДЕЛ 3

БУРИЛЬНАЯ КОЛОННА

Бурильная колонна (далее БК) соединяет долото (или забойный двигатель и долото) с наземным оборудованием (вертлюгом).

БК предназначена для следующих целей:

- передачи вращения от ротора к долоту;
- восприятия реактивного момента забойного двигателя;
- подвода бурового раствора к забою скважины;
- создания нагрузки на долото;
- подъема и спуска долота;
- проведения вспомогательных работ (проработка, расширение и промывка скважины, испытание пластов, ловильные работы и т.д.).

БК состоит (рис. 19) из свинченых друг с другом ведущей трубы 4, бурильных труб 8 и утяжеленных бурильных труб (УБТ) 12 и 13. Верхняя часть БК, представленная ведущей трубой 4, присоединяется к вертлюгу 1 с помощью верхнего переводника ведущей трубы 3 и переводника вертлюга 2. Нижний конец ведущей трубы присоединяется к первой бурильной трубе 8 с помощью нижнего переводника ведущей трубы 5, предохранительного переводника 6 и муфты бурильного замка 7. Бурильные трубы 8 свинчиваются друг с другом бурильными замками, состоящими из муфты 7 бурильного замка и его ниппеля 9 или соединительными муфтами 10. УБТ 12 и 13 свинчиваются друг с другом непосредственно. Верхняя УБТ присоединяется к бурильной трубе с помощью переводника 11, а нижняя привинчивается через переводник 14 к долоту (при роторном бурении) или к забойному двигателю с долотом.

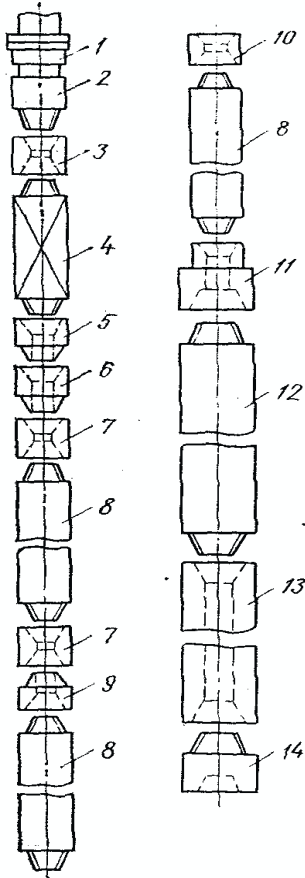


Рисунок 19 – Состав бурильной колонны

Кроме названных выше элементов, в компоновку БК могут включаться калибраторы, центраторы, стабилизаторы, расширители, промежуточные опоры для УБТ, обратные клапаны, фильтры, шламометаллоуловители, амортизаторы, протекторные кольца, средства наклонно-направленного бурения, керноприемные устройства и другое специальное оборудование.

3.1. Ведущие бурильные трубы

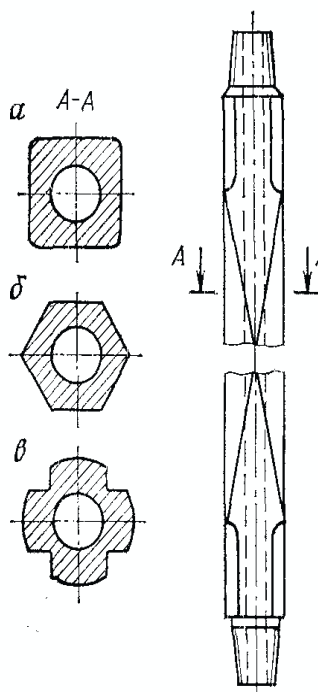


Рисунок 20 – ведущие бурильные трубы

Для передачи вращения БК от ротора или реактивного момента от забойного двигателя к ротору при одновременном осевом перемещении БК и передаче бурового раствора от вертлюга в БК служат ведущие бурильные трубы (ВБТ, рис. 20).

При бурении нефтяных и газовых скважин применяют ВБТ сборной конструкции, состоящие из квадратной толстостенной штанги 2 с просверленным каналом, верхнего штангового переводника (ПШВ) 1 с левосторонней резьбой и нижнего штангового переводника (ПШН) 3 с правосторонней резьбой.

Для защиты от износа замковой резьбы ПШН, подвергающейся многократным свинчиванием и развинчиванием при наращивании БК и спуско-подъемных работах, на ПШН дополнительно навинчивают предохранительный переводник.

По ТУ 14-3-126 предусматривается выпуск ВБТ с размерами сторон квадратной штанги 112х112, 140х140, 155х155. Размер присоединительной резьбы, соответственно, 3-117 (3-121; 3-133); 3-140 (3-147); 3-152 (3-171).

Квадратные штанги для ВБТ изготавливают длиной до 16,5 м из стали групп прочности Д и К (предел текучести 373 и 490 МПа), а переводники ПШН и ПШВ – из стали марки 40ХН (с пределом текучести 735 МПа).

3.2. Стальные бурильные трубы

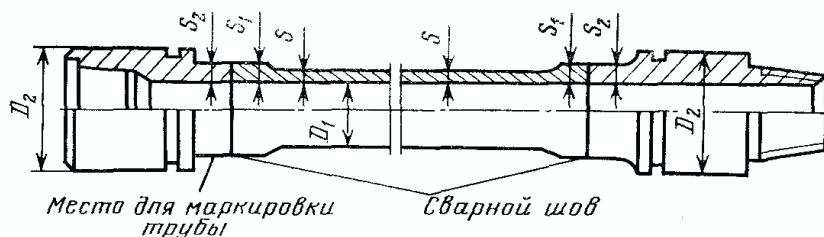


Рисунок – 21 Схема стальной бурильной трубы с приваренными замками

В настоящее время в нефтегазовой промышленности широко используются стальные бурильные трубы с приваренными замками (ТБП, рис. 21)

Бурильная труба состоит из трубной заготовки и присоединительных концов (замковой муфты и замкового ниппеля). Последние соединяются с трубной заготовкой либо посредством трубной резьбы (профиль по ГОСТ 631) и представляют собой бурильную трубу сборной конструкции, либо посредством сварки. Для свинчивания в свечи на присоединительных концах нарезается замковая резьба по ГОСТу 5286 (на ниппеле наружная, на муфте внутренняя). Для увеличения прочности соединений концы трубных заготовок «высаживают», т.е. увеличивают толщину стенки.

Стальные бурильные трубы с приваренными замками предназначены преимущественно для роторного способа бурения, но также используются и при бурении с забойными гидравлическими двигателями.

ТБП выпускают в соответствии с ГОСТом Р 50278 трех разновидностей:

- ПВ – с внутренней высадкой;
- ПК – с комбинированной высадкой;
- ПН – с наружной высадкой.

Изготавливают трубные заготовки из стали групп прочности Д, Е, Л, М, Р с пределом текучести, соответственно: 373, 530, 637, 735, 882 МПа длиной 12 м. Присоединительные концы – бурильные замки – изготавливают по ГОСТ 27834-95 из стали 40 ХН (предел текучести 735 МПа) для труб из стали групп прочности Д, Е. Для труб из стали групп прочности Л, М, Р замки изготавливаются из стали 40ХМФА (предел текучести 980 МПа).

Основные параметры ТБП, наиболее распространенные в Западной Сибири:

- условные диаметры труб 114, 127, 140 мм («условный» – означает округленный до целого значения);
- условная толщина стенки 9, 11, 13 мм

- типоразмеры замков ЗП-159, ЗП-162, ЗП-178 (где 159, 162, 178 – наружный диаметр бурильного замка), соответственно для труб с условным диаметром 114, 127, 140;

- присоединительная резьба, соответственно, 3-122; 3-133; 3-147;

- средневзвешенная масса одного погонного метра таких труб приблизительно равна 32 кг.

Условное обозначение трубы бурильной с комбинированной высадкой и приваренными замками условным диаметром 127 мм и условной толщиной стенки 9 мм из стали группы прочности Д: ПК-127Х9 Д ГОСТ Р 50278.

3.3. Легкосплавные бурильные трубы

Легкосплавные бурильные трубы сборной конструкции (ЛБТ, рис. 23)

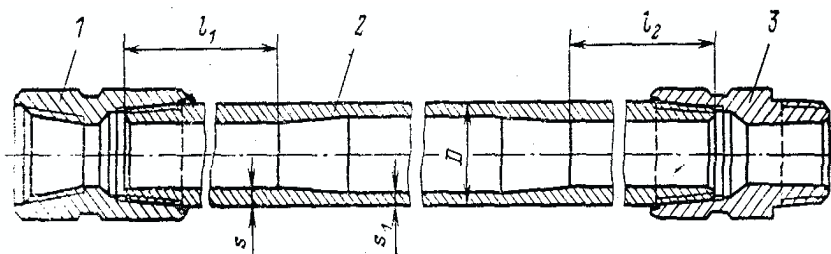


Рисунок 22 – Легкосплавные бурильные трубы сборной конструкции

по ГОСТ 23786 применяют при бурении с использованием забойных гидравлических двигателей. Низкая плотность материала – 2780 кг/м^3 (у стали 7850 кг/м^3) позволяет значительно облегчить бурильную колонну без потери необходимой прочности. Для изготовления трубных заготовок ЛБТ используется дюраль Д16 (сплав из системы «Алюминий-Медь-Магний») для повышения износостойкости, упрочняемая термообработкой и получившая шифр Д16Т. Предел текучести Д16Т составляет 330 МПа. Бурильные замки для ЛБТ изготавливают согласно ТУ 39-0147016-46 из стали марки 40ХН (предел текучести 735 МПа) облегченной конструкции – ЗЛ.

Основные параметры ЛБТ, наиболее распространенные в Западной Сибири:

- условные диаметры труб 114, 129, 147 мм;

- условная толщина стенки 9, 11, 13, 15, 17 мм;

- типоразмеры замков ЗЛ-140, ЗЛ-152, ЗЛ-172, (где 140, 152, 172 – наружный диаметр бурильного замка), соответственно для труб с условным диаметром 114, 129, 147;

- присоединительная резьба, соответственно, 3-121; 3-133; 3-147;

- средневзвешенная масса одного погонного метра таких труб приблизительно равна 16 кг.

Условное обозначение трубы бурильной из сплава Д16Т условным диаметром 147 мм и условной толщиной стенки 11 мм: Д16Т-147Х11 ГОСТ 23786.

Кроме пониженной массы, у ЛБТ есть еще ряд достоинств. Во-первых, наличие гладкой внутренней поверхности, что снижает гидравлические сопротивления примерно на 20% по сравнению со стальными бурильными трубами одинакового сечения. Чистота внутренней поверхности ЛБТ достигается прессованием при изготовлении. Во-вторых, диамагнитность, что позволяет зенитный угол и азимут скважины измерять инклинометрами, спускаемыми в бурильную колонну.

Однако ЛБТ имеют и ряд недостатков: нельзя эксплуатировать БК при температурах выше 150 градусов Цельсия, так как прочностные свойства Д16Т начинают снижаться. Недопустимо их эксплуатировать также в агрессивной (кислотной или щелочной) среде.

3.4 Утяжеленные бурильные трубы

Для увеличения веса и жесткости БК в ее нижней части устанавливают УБТ, позволяющие при относительно небольшой длине создавать часть их веса необходимую нагрузку на долото.

В настоящее время наиболее широко используются следующие типы УБТ:

- горячекатанные (УБТ), изготавливаемые по ТУ 14-3-385;
- сбалансированные (УБТС), изготавливаемые по ТУ 51-744.

УБТ этих типов имеют аналогичную беззамковую (отсутствуют отдельные присоединительные концы) толстостенную конструкцию и поставляются в комплекте. Комплект УБТ имеет одну наддолотную трубу с двумя муфтовыми концами, а остальные – промежуточные (верхний конец муфтовая резьба, нижний – ниппельная). Горячекатанные УБТ выполняются гладкими по всей длине. На верхнем конце УБТС выполняется конусная проточка для лучшего захвата клиньями при спуско-подъемных работах.

Горячекатанные УБТ используются преимущественно при бурении с забойными гидравлическими двигателями. Их изготавливают из сталей группы прочности Д и К (предел текучести 373 и 490 МПа) методом прокатки, что обуславливает их недостаточную прочность, особенно в резьбовых соединениях. Кроме того, они имеют значительные допуски на кривизну, разностенность и овальность. При вращении УБТ это приводит к биению БК и значительным усталостным перегрузкам.

Основные параметры УБТ, наиболее распространенные в Западной Сибири:

- номинальные наружные диаметры труб 146, 178, 203 мм;
- номинальный диаметр промывочного канала 74; 90, 100 мм;
- длина труб, соответственно 8,0; 12,0; 12,0 м;
- присоединительная резьба, соответственно 3-121; 3-147; 3-171;
- масса одного погонного метра таких труб равна, соответственно, 97,6; 145,4; 193 кг.

Условное обозначение УБТ наружным диаметром 178 мм и диаметром промывочного канала 90 мм из стали группы прочности Д: УБТ 178х90 Д ТУ 14-3-385

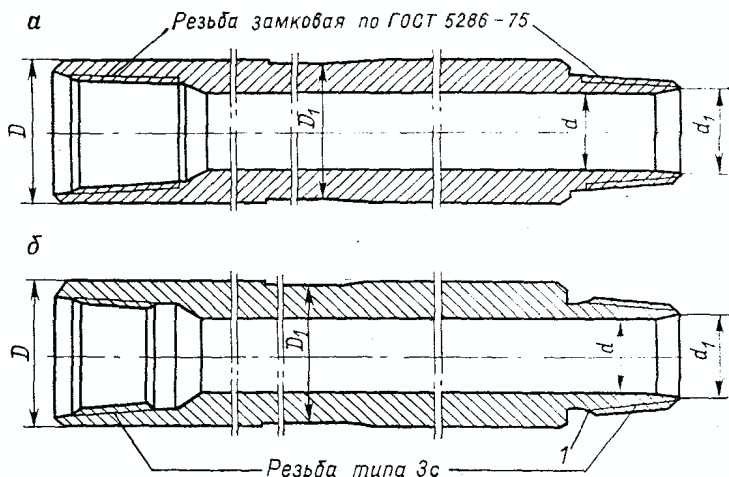


Рисунок 23 – Сбалансированные УБТ

Сбалансированные УБТ (рис. 23) используют преимущественно при роторном способе бурения. УБТС изготавливают из сталей марки 38ХНЗМФА (предел текучести 735 МПа) и 40ХН2МА (предел текучести 637 МПа). Канал у таких труб просверлен, что обеспечивает его прямолинейность, а наружная поверхность подвергнута механической обработке, что обеспечивает равную толщину стенки и круглое сечение. Обкатка резьбы роликами и ее фосфатирование, термическая обработка концевой (0,8-1,2 м) поверхности труб значительно повышают их прочностные показатели.

Основные параметры УБТС, наиболее распространенные в Западной Сибири:

- номинальные наружные диаметры труб 178, 203, 229 мм;
- номинальный диаметр промывочного канала 80; 80, 90 мм;
- длина труб 6,5 м;

- присоединительная резьба, соответственно, 3-147; 3-161; 3-171;
- масса одного погонного метра таких труб равна, соответственно, 156; 214,6; 273,4 кг.

Условное обозначение УБТС наружным диаметром 178 мм с присоединительной замковой резьбой 3-147: УБТС 2 178/ 3-147 ТУ 51-774.

3.5 Переводники

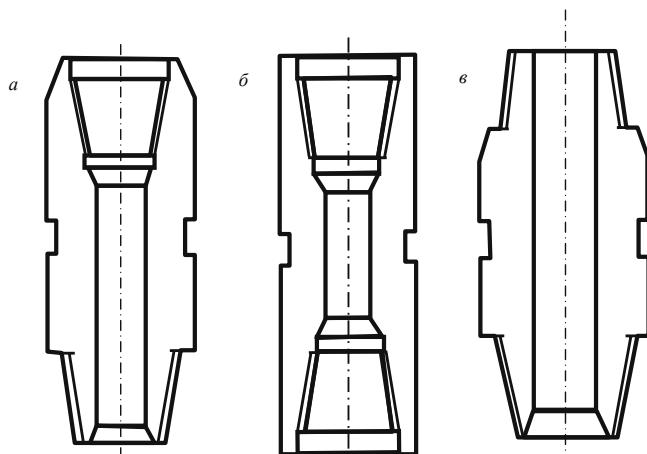


Рисунок 24 – Переводники: а – переходные, б – муфтовые, в – ниппельные

Переводники предназначены для соединения элементов БК с резьбами различных типов и размеров. Переводники согласно ГОСТ 7360 разделяются на три типа:

1) Переводники переходные (ПП, рис. 24 а), предназначенные для перехода от резьбы одного размера к резьбе другого. ПП, имеющие замковую резьбу одного размера, называются предохранительными;

2) Переводники муфтовые (ПМ, рис. 24 б) для соединения элементов БК, расположенных друг к другу ниппелями.

3) Переводники ниппельные (ПН, рис. 24 в) для соединения элементов БК, расположенных друг к другу муфтами;

Переводники каждого типа изготавливают с замковой резьбой как правого, так и левого направления нарезки. Резьба должна соответствовать ГОСТ 5286-75 для бурильных замков.

ГОСТ 7360 предусматривает изготовление 90 типоразмеров переводников, которые охватывают практически все необходимые случаи их применения.

Пример условного обозначения переводника типа ПП с резьбами муфтовой 3-147, ниппельной 3-171:

П - 147/171 ГОСТ 7360

То же, но с левой резьбой: П - 147/171 –Л ГОСТ 7360

Переводники изготавливаются из стали марки 40ХН (предел текучести 735 МПа).

3.6 Специальные элементы бурильной колонны

Калибраторы служат для выравнивания стенок скважины и устанавливаются непосредственно над долотом. Используются как лопастные калибраторы с прямыми (К), спиральными (КС) и наклонными лопастями (СТ), так и шарошечные. Диаметры калибратора и долота должны быть равны. Материал вооружения: твердый сплав (К, КС), алмазы (СТ), «Славутич» (КС).

Центраторы предназначены для обеспечения совмещения оси БК с осью скважины в местах их установки.

Стабилизаторы, имеющие длину в несколько раз большую по сравнению с длиной центраторов, созданы для стабилизации зенитного угла скважины.

Фильтр служит для очистки бурового раствора от примесей, попавших в циркуляционную систему. Устанавливается фильтр между ведущей и бурильными трубами. Основным элементом фильтра – перфорированный патрубок, в котором задерживаются примеси и, при очередном подъеме БК, удаляются. Применение фильтра особенно необходимо при бурении с забойными гидравлическими двигателями.

Обратный клапан устанавливают в верхней части бурильной колонны для предотвращения выброса пластового флюида через полость БК.

Кольца-протекторы устанавливают на БК для защиты от износа кондуктора, технической колонны, бурильных труб и их соединительных элементов в процессе бурения и спуско-подъемных операций.

3.7 Условия работы бурильной колонны

Условия работы БК при роторном способе бурения и при бурении с забойными двигателями различны.

При роторном бурении БК, передающая вращение от ротора к долоту и нагрузку на долото, испытывает действие ряда сил. Верхняя часть БК под действием сил собственного веса и перепада давления в промысловых отверстиях долота находится в растянутом, а нижняя, воспринимающая реакцию забоя, в сжатом состоянии. Следовательно, в БК имеется сечение, в котором отсутствуют осевые растягивающие и сжимающие силы. Выше

этого сечения действуют напряжения растяжения, возрастающие к вертлюгу, а ниже него – напряжения сжатия, увеличивающиеся к долоту.

Передаваемый БК вращающий момент приводит к возникновению в ней напряжений кручения, а вращение колонны с определенной частотой порождает центробежные силы и, следовательно, изгибающие напряжения. Первые уменьшаются от вертлюга к долоту, а вторые имеют максимальное значение в нижней части БК. Одновременное действие на БК перечисленных выше сил осложняет условия ее работы при роторном способе бурения.

3.8 Определение фактической осевой нагрузки на долото при бурении скважин с горизонтальным окончанием

За более чем вековую историю развития бурения скважин наиболее перспективным остается способ вращательного углубления (бурения) забоя, включающего как бурение ротором, так и углубление с применением гидравлических забойных двигателей (ГЗД). Так, например, проводку (вскрытие продуктивных коллекторов) скважин на месторождениях Среднего Приобья и Севера Тюменской области в основном осуществляют (от 85 до 90 %) с применением винтовых забойных двигателей. В настоящее время разработано достаточно большое количество конструкций двигателей. Созданные в последние годы ВЗД (см. раздел 4) имеют высокие моментные характеристики, достаточные для реализации объемного разрушения породы с сохранением стабильной его работы. Выпускаемые и разработанные забойные двигатели позволяют бурить скважины различной глубины с разными типами профиля, с широкими диапазонами изменения типа и свойств промысловых жидкостей и параметров режима бурения, а также с применением разных конструкций и типоразмеров породоразрушающего инструмента.

Однако в процессе углубления скважины с горизонтальным окончанием часто возникают проблемы, связанные с нестабильностью работы двигателя, его остановками, что обусловлено чередованием разбуриваемых пород с разными физико-механическими свойствами, применением лопатных (матричных) долот, обладающих повышенной моментоемкостью, а также отсутствием информации о фактической (истинной) осевой нагрузке на долото.

Российскими и зарубежными учеными предложены способы контроля осевой нагрузки на долото при бурении горизонтальных скважин. Большинство из них включают определение момента двигателя по величине необходимой нагрузки на долото и удельного его момента, исходя из определения (регистрации) разницы перепадов давления в двигателе при его работе в рабочем режиме и режиме холостого хода [10]. Так, в большинстве буровых предприятий при бурении горизонтальных участков

скважины с включением в компоновку низа бурильной колонны (КНБК) винтового забойного двигателя определение осевой нагрузки на долото производят следующим образом: осуществляют спуск КНБК на 5 - 10 м недходя до забоя; определяют вес на крюке; включают насосы и запускают ВЗД без нагрузки; фиксируют давление на манифольде (стояке буровой установки) при работе двигателя на холостом ходу; спускают КНБК до забоя и снова фиксируют давление на манифольде при плавном создании нагрузки на долото. По мере роста давления на манифольде определяют осевую нагрузку на долото, а также момент на валу двигателя при работе в оптимальном (согласно паспортным характеристикам ВЗД) и тормозном режиме. Затем по станции ГТИ (геолого-технических исследований), которая выдает информацию о величине осевой нагрузки, определяемой только по весу колонны (потере – изменению веса) в процессе спуска и бурения скважины, производят корректировку фактической осевой нагрузки на долото.

Известен также способ контроля нагрузки на долото при бурении скважин, предложенный учеными РГУ им. И.М. Губкина, включающий автоматизированную систему управления режимом бурения (АСУ РБ), обеспечивающую контроль изменения нагрузки на валу забойного гидродвигателя (нагрузки на долото), по изменению скорости или тока приводного двигателя бурового насосного агрегата (БНА) и регулятора подачи долота (РПД).

Однако вышеприведенные способы, а также применяемые в последние годы автоматизированные системы, включающие датчики, устанавливаемые в комплексе известных телеметрических систем (измерение нагрузки с помощью тензодатчиков, устанавливаемых в немагнитном переводнике на двигателем), не позволяют осуществить фактический контроль осевой нагрузки на долото. Невозможность определения нагрузки по перепаду (изменению) давления на стояке (манифольде) буровой установки, снижению (потере) веса бурильной колонны, а также использования датчиков (настройка которых производится по оптимальной энергетической характеристике двигателя) напрямую связано с износом рабочих органов (РО) ВЗД в процессе его работы, возможным сальникообразованием или износом долота. Также сложность определения фактической нагрузки на долото обусловлено работой – трением бурильной колонны в скважине. Трение (посадки) бурильного инструмента обусловлено как неоднородностью разбуриваемых горных пород (физико-механическими свойствами), так и углом закручивания бурильной колонны вследствие восприятия реактивного момента двигателя, влияющие на ее пространственное положение в скважине.

При бурении скважины с профилем, включающим несколько искривленных участков, бурильная колонна подвергается действию различных нагрузок. В процессе ее углубления она воспринимает как продоль-

ные, поперечные, так и изгибающие нагрузки. В результате действующих нагрузок различные участки буровой колонны подвергаются изгибу, при котором она теряет прямолинейную форму. Самым простым видом изгиба является поперечный. Наиболее характерным примером поперечного изгиба буровой колонны является изгиб ее в искривленных участках скважины. Изгиб происходит под действием поперечных сил на контакте колонны со стенкой скважины, при этом возникает сила F сопротивления осевого перемещения буровой колонны, причем с увеличением интенсивности искривления участков скважины также возникают потери ее устойчивости. На рисунке 26 представлены силы, действующие на буровую колонну без потери ее устойчивости на участках ствола скважины.

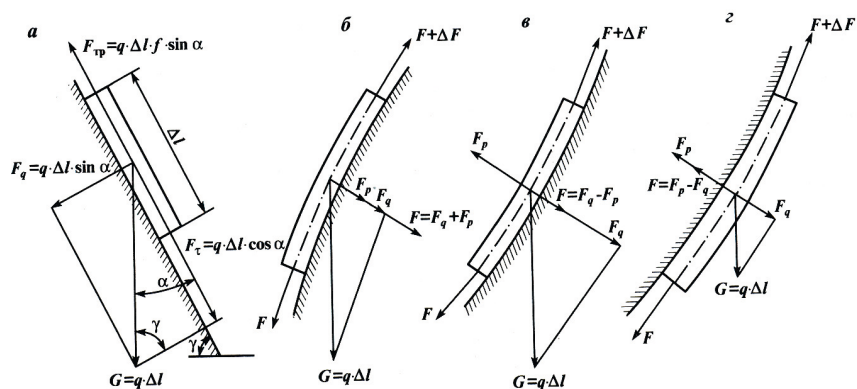


Рисунок 25 – Силы, действующие на буровую колонну на участках скважины без потери ее устойчивости: а – прямолинейный; б – выпуклый; в, г – вогнутый

Из рисунка 25 видно, что силы складываются из прижимающей силы $F_{тр}$, величина которой зависит от профиля скважины, наличия искривленных участков – набора, стабилизации, падения зенитного угла, а также силы трения $F_{тр}$ перемещения, связанной с сопротивлением буровой колонны и ее элементов (муфт, замков, калибраторов, центраторов и т.д.) при перемещении вдоль стенки скважины [4]. Например, сила трения $F_{тр}$ и сила прижатия F_q буровой колонны о горную породу в искривленном участке скважины определяются выражениями

$$F_{тр} = q \cdot \Delta l \cdot \sin \alpha \cdot f \text{ и } F_q = q \cdot \Delta l \cdot \sin \alpha, \quad (24)$$

где q – вес 1-го метра жидкости, Н;

α – зенитный угол, град;
 f – коэффициент трения о горную породу.

При этом нагрузка на данном участке будет составлять $G = q \cdot \Delta l$, а осевая составляющая веса бурильных труб равна

$$F\tau = q \cdot \Delta l \cdot \cos \alpha. \quad (25)$$

На рисунке 26 представлены эпюры осевых усилий и моментов в бурильной колонне при бурении скважины с включением в компоновку низа бурильной колонны забойного двигателя (а) и роторным способом (б).

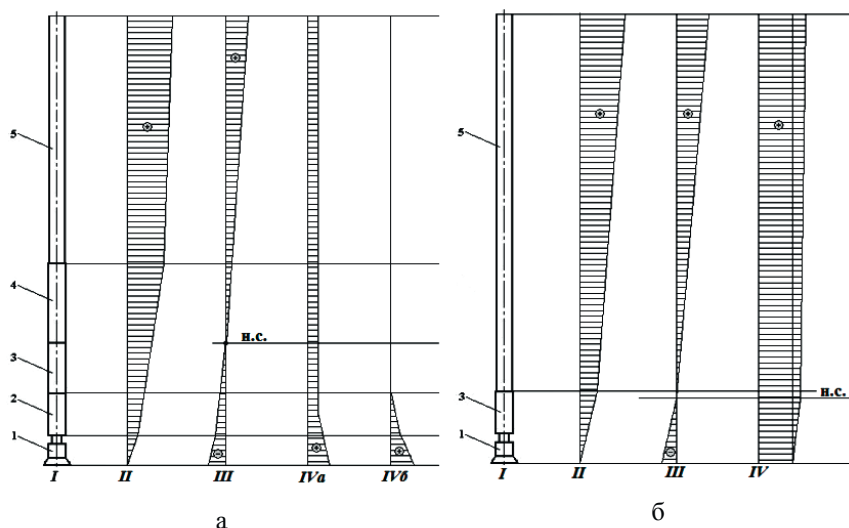


Рисунок 26 – Эпюры осевых усилий и моментов в бурильной колонне:

I – схема компоновки бурильной колонны; II – эпюра осевых усилий при ненагруженном долоте; III – эпюра осевых усилий в процессе бурения; IV – эпюра крутящего момента в процессе бурения (а – реактивный крутящий момент достигает устья; б – реактивный крутящий момент не достигает устья); н.с. – условно нейтральное сечение; 1 – долото; 2 – забойный двигатель; 3 – утяжеленные бурильные трубы; 4, 5 – колонна СБТ ЛБТ

Из представленных на рисунке 26 эпюр следует, что осевые усилия и крутящие моменты, действующие на бурильную колонну для различных способов бурения не одинаковы. С целью увеличения срока ее службы, с

учетом применяемых современных типов винтовых гидравлических машин (ВГМ), имеющие высоких энергетические характеристики, а также проводки сложнопостроенных траекторий скважин требуется более детальный подход к определению напряженного состояния бурильной колонны.

Скважины с горизонтальным и субгоризонтальным окончанием, как правило, имеют несколько как вогнутых, прямолинейных, так и выпуклых участков. При прохождении таких участков скважины бурильная колонна испытывает как растягивающие, так и сжимающие напряжения. При значительном увеличении сжимающих напряжений бурильная колонна теряет устойчивость и принимает спиралеобразную форму. В результате образования «спирали» снижается управляемость колонной, появляются посадки при создании требуемой нагрузки на забой. Многие буровые предприятия в случае увеличения посадок инструмента применяют комбинированный способ бурения (бурение ротором с одновременной работой ВЗД) или осуществляют периодический проворот бурильной колонны ротором (верхним приводом).

На рисунке 27 представлена расчетная схема деформации изгиба и крутящих моментов, действующих на бурильную колонну при потере ее устойчивости.

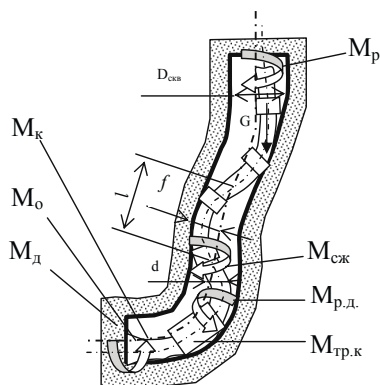


Рисунок 27 – Расчетная схема деформации изгиба и крутящих моментов при комбинированном способе бурения: M_p – крутящий момент растянутой части колонны; $M_{сж}$ – момент, необходимый для вращения сжатой части колонны; $M_{р.д}$ – реактивный момент от корпуса (статора) ВЗД; $M_{тр.к}$ – момент корпуса двигателя с учетом искривления скважины (трения о горную породу); $M_к$ – момент на калибраторе; M_0 – момент трения долота о стенки скважины; $M_д$ – момент на долоте; f – максимальный

прогиб труб; G – сжимающая и изгибающая сила; l – длина полуволны осевой изогнутой линии труб; $D_{\text{скв}}$ – внутренний диаметр скважины; d – наружный диаметр труб

Согласно представленной схеме на участке бурильной колонны возникают суммарные напряжения

$$\sigma_{\text{сум}} = \sigma_{\text{сж}} + \sigma_{\text{изг}}, \quad (26)$$

где $\sigma_{\text{сж}} = G/F$ – напряжение сжатия в трубах с поперечным сечением F от действия силы G ; $\sigma_{\text{изг}} = M_{\text{изг}}/W$ – напряжения изгиба; $M_{\text{изг}} = G \cdot f$ – изгибающий момент; W – осевой момент сопротивления сечения труб

$$\sigma_{\text{сум}} = G/F + G \cdot f/W. \quad (27)$$

При увеличении нагрузки G в верхнем сечении колонны, превышающей значение критической нагрузки $G_{\text{кр}}$, происходит ее прогиб

$$\sigma_{\text{изг}} = P \cdot f/W = \frac{\pi^2 \cdot E \cdot f \cdot d}{2 \cdot l^2}, \quad (28)$$

где модуль Юнга для стальных труб, $E = 2 \cdot 10^{11} \text{ Па}$; максимальный прогиб труб, $f = \frac{(D_{\text{скв}} - d)}{2}$.

Длина полуволны осевой изогнутой линии труб

$$l = \pi \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot I \cdot g}{q \cdot \omega^2}}, \quad (29)$$

где I – осевой момент инерции поперечного сечения труб, см^4 ;

q – вес одного метра труб, Н;

ω – частота вращения, об/мин.

Например, при углублении горизонтальных участков в интервалах бурения с 2650 до 3155 м (анализ бурения 20 скважин Приобского месторождения) применяли компоновки: долото 215,9 БИТ2-МС; винтовой двигатель ДЗ-195; телесистему; бурильные трубы с приварными замками

(ТБПВ) диаметром 127 мм. Угол искривления варьировался от 70 до 87°. Долото находилось от забоя на расстоянии от 24 до 14,5 м, при этом величина осевой нагрузки («посадки – зависания» инструмента) находилась в пределах от 4,0 до 19 кН. Осевая нагрузка по станции ГТИ (геолого-технических исследований) при бурении составляла 110 кН, при этом вес на крюке варьировался от 630 кН до 420 кН. Частота вращения ротора составляла 80 об/мин. Момент на роторе в холостом режиме работы двигателя составлял 14-18 кН·м. В рабочем и тормозном режимах работы двигателя осевая нагрузка составляла 140 кН, а момент от 19 до 28 кН·м. Согласно проведенным расчетам при $f = 0,14$ м; $d = 0,127$ м; $F = 0,00365$ м²; $\sigma_m = 380$ МПа; $W = 136,4$ см²; $I = 892,6$ см⁴ величина осевой сжимающей нагрузки G , при которой появляется остаточная деформация, составляет 194 кН. Следовательно, при бурении данных интервалов в трубах появляется остаточная деформация, где $\sigma_{сум}$ достигает значения предела текучести труб σ_m , приводящая к потере устойчивости колонны и ее изгибу.

Установлено также, что бурильная колонна в общем случае может вращаться:

1. Вокруг собственной прямолинейной, плоско- или спирально-изогнутой оси;
2. Вокруг оси скважины со скольжением по ее стенке;
3. Вокруг оси скважины с обратным перекачиванием по ее стенке.

В процессе бурения скважины комбинированным способом в бурильной колонне возникают статические τ_{cm} и динамические τ_o напряжения кручения

$$\tau_{max} = \tau_{cm} + \tau_o, \quad (30)$$

Максимальные напряжения кручения зависят от моментов сопротивлений возникающих при вращении бурильной колонны, с учетом одновременной работы ВЗД.

Суммарный крутящий момент, действующий на бурильную колонну в тормозном режиме работы ВЗД

$$M_{кр} = M_p + M_{сж} + M_{p.o} + M_{тр.к} + M_k + M_o + M_o, \quad (31)$$

Суммарный крутящий момент, действующий на бурильную колонну в рабочем режиме и режиме холостого хода

$$M_{кр} = M_p + M_{сж} + M_{p.o} + M_{тр.к}, \quad (32)$$

В процессе работы двигателя в режиме холостого хода и рабочем режиме система «бурильная колонна – подвижная часть двигателя (роторная группа)» независимы.

Крутящий момент растянутой части колонны (если условно принять, что растянутая часть колонны находится в вертикальном участке)

$$M_p = 9545,2 \cdot \frac{N_x}{n}, \text{ Н}\cdot\text{м.}$$

Мощность на холостое вращение растянутой части колонны в вертикальном участке скважины (по формуле В.С. Федорова)

$$N_x = C \cdot \rho \cdot d^2 \cdot n^{1,7} \cdot l_p, \quad (33)$$

где C – эмпирический коэффициент, зависящий от зенитного угла скважины; ρ – плотность бурового раствора, кг/м^3 ; d – наружный диаметр бурильных труб, м; n – частота вращения бурильной колонны, об/мин ; $l_p = L_p - l_{\text{сж}}$ – длина растянутой части колонны; L_p – длина вертикального интервала, м; $l_{\text{сж}} = Q_n / q$ – длина сжатой части колонны (при посадке инструмента в интервале набора кривизны), м; Q_n – нагрузка (посадка инструмента), Н; q – вес 1 м труб с учетом силы Архимеда, Н.

В таблице представлены значения эмпирического коэффициента C в зависимости от зенитного угла α для определения мощности N и момента M , действующего на бурильную колонну в растянутом участке скважины длиной от 900 до 1100 м.

Таблица 11 – Значения эмпирического коэффициента C в зависимости от зенитного угла α для определения мощности N и момента M в растянутом участке скважины

Величина зенитного угла α , град.	0–3	3–10	10–17	17–25	25–35	35–45	45–55	55–60	60–65	70–75	75–80	80–85	85–90
$C \cdot 10^{-6}$	0,192	0,250	0,490	0,650	0,840	0,965	1,10	1,12	1,14	1,62	1,74	1,87	1,93
N , кВт	6,3	8,5	16,2	21,6	27,9	32,0	36,5	37,2	48,2	53,8	57,8	62,1	64,1
M , Н·м	785	1014	1932	2577	3228	3818	4354	4438	5750	6419	6896	7409	7647

Момент, необходимый для вращения сжатой части колонны

$$M_{\text{сж}} = \kappa \cdot \frac{q^2 \cdot R \cdot \mu \cdot d}{2 \cdot E \cdot I} \cdot l_{\text{сж}}^3, \quad (34)$$

где $\kappa=0,15 \div 0,2$ – коэффициент, учитывающий второстепенные факторы; R – радиус скважины, равный половине разности диаметра ствола и диаметра бурильных труб; $\mu=0,12 \div 0,25$ – коэффициент трения колонны о стенки скважины.

Реактивный момент на корпусе двигателя

$$M_{p.o} = \frac{\Delta p \cdot V \cdot \eta_{г.м}}{2\pi}, \quad (35)$$

где Δp – перепад давления в двигателе в зависимости от величины нагрузки на долото $G_{\text{д}}$, МПа; V – объем камер рабочих органов ВЗД, м³; $\eta_{г.м}$ – гидромеханический к.п.д. двигателя.

$M_{\text{тр.к}}$ – момент корпуса двигателя с учетом искривления скважины (трения о горную породу), Нм;

$$M_{\text{тр.к}} = F_{\text{тр.к}} \cdot \ell_{\text{д}} = \ell_{\text{д}} \cdot q_1 \cdot r_{\text{н}} \cdot \mu \cdot \sin \lambda,$$

$F_{\text{тр.к}}$ – сила трения корпуса о стенки скважины, Н;

$\ell_{\text{д}}$ – длина двигателя, м;

q_1 – вес 1 м двигателя, кг/м;

$r_{\text{н}}$ – наружный радиус двигателя, м;

μ – коэффициент трения двигателя о стенки скважины;

$\sin \lambda$ – угол искривления скважины.

Момент, расходуемый на вращение калибраторов, маховиков, присоединенных к валу ВЗД

$$M_{\text{к}} = G_{\text{рад}} \cdot R_{\text{к}} \cdot K_{\text{р}}; \quad (36)$$

где $G_{\text{рад}} = 2,0 \div 5,0$ кН – радиальное усилие на рабочие элементы калибратора в зависимости от длины рабочей части (элементов калибратора);

$R_{\text{к}}$ – радиус калибратора;

$K_{\text{р}}$ – коэффициент, учитывающий свойства пород.

Момент сопротивления долота о стенки скважины может быть подсчитан по формуле

$$M_o = 370 \cdot D_o,$$

где D_o – диаметр долота, м.

Момент для вращения долота при разрушении горной породы

$$M_o = G_o \cdot M_{yo},$$

где G_o – нагрузка на долото, Н;

$M_{уд}$ – удельный момент на долоте, Н·м/кН (например, в нашем случае БИТ2 МС долото режуще-скалывающего действия – PDC $M_{уд} \approx 20$ Н·м/кН).

На основании вышеприведенных данных (анализ бурения скважин с горизонтальным окончанием Приобского месторождения) проведен расчет суммарного крутящего момента, действующего на бурильную колонну в холостом, рабочем (оптимальном) и тормозном режиме работы ВЗД. Моменты, действующие на бурильную колонну при комбинированном способе бурения составили:

– при работе ВЗД в режиме холостого хода – $M_p = 6,7$ кН·м; $M_{сж} = 4,9$ кН·м; $M_{p.o} = 2,1$ кН·м; $M_{тр.к} = 1,6$ кН·м; $M_k = 0,4$ кН·м; $M_o = 0,05$ кН·м; $M_{\delta} = 0$ кН·м; $M_{кр} = 15,3$ кН·м;

– в рабочем режиме работы двигателя – $M_p = 7,1$ кН·м; $M_{сж} = 3,6$ кН·м; $M_{p.o} = 6,3$ кН·м; $M_{тр.к} = 1,6$ кН·м; $M_k = 1,1$ кН·м; $M_o = 0,05$ кН·м; $M_{\delta} = 2,1$ кН·м; $M_{кр} = 22,4$ кН·м;

– в тормозном режиме работы ВЗД – $M_p = 7,6$ кН·м; $M_{сж} = 9,1$ кН·м; $M_{p.o} = 6,4$ кН·м; $M_{тр.к} = 1,6$ кН·м; $M_k = 1,4$ кН·м; $M_o = 0,05$ кН·м; $M_{\delta} = 2,8$ кН·м; $M_{кр} = 28,5$ кН·м.

Статические напряжения в бурильной колонне составят

$$\tau_{ст} = M_{кр} / W_p, \quad (37)$$

где W_p – полярный момент сопротивления рассматриваемого сечения трубы.

В нашем случае рассматриваемый участок состоит из стальных труб ТБПВ диаметром 127 мм $W_p = 633,5$ см⁴. Статические напряжения $\tau_{ст}$ в бурильной колонне в рабочем режиме работы ВЗД составят 3535 Н/м.

На основании анализа бурения скважин и проведенных расчетов построены эпюры (рисунок 28) осевых усилий и крутящих моментов, дейст-

вующих на бурильную колонну при комбинированном способе бурения скважин с горизонтальным окончанием.

При работе ВЗД в тормозном режиме и последующей его остановке в бурильной колонне возникают динамические напряжения кручения τ_{ϕ} . Также данные напряжения с элементами ударов о забой долота могут возникать при распрямлении колонны, представляющей собой в местах интенсивного искривления скважины спираль – пружину.

Динамические напряжения кручения можно рассчитать по формуле

$$\tau_{\phi} = \frac{d \cdot \omega}{2} \cdot \sqrt{\frac{\rho \cdot G_y}{g}}, \quad (38)$$

где G_y – модуль упругости при сдвиге, Па; ρ – плотность материала труб, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; ω – частота вращения колонны, об/мин; d – наружный диаметр труб, м.

При $G_y = 7,5$ МПа; $\rho = 7800$ кг/м³; $g = 9,8$ м/с²; $\omega = 80$ об/мин; $d = 0,127$ м, динамические напряжения составят 1228 Н/м/

Суммарные статические $\tau_{ст}$ и динамические напряжения кручения τ_{ϕ} в бурильной колонне при комбинированном способе бурения составят 4,75 кН/м.

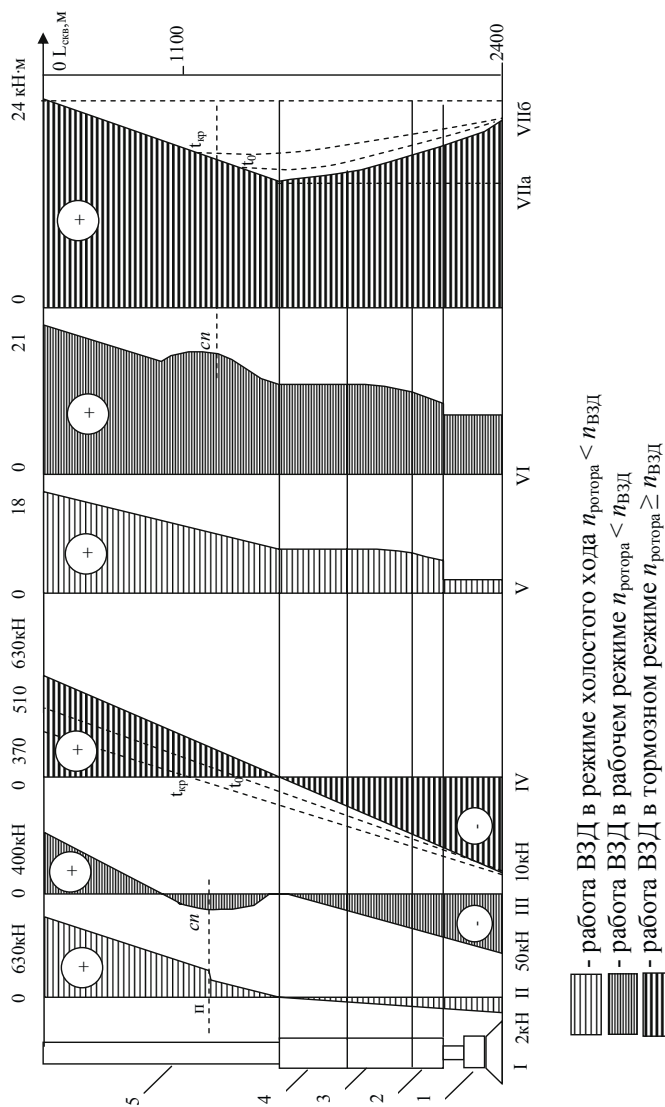


Рисунок 28 – Эпюры осевых усилий и крутящих моментов, действующих на буровую колонну при комбинированном способе бурения скважин с горизонтальным окончанием: I – схема компоновки буровой колонны; II, III, IV – эпюры усилий; V, VI, VII (а – при $n_{\text{ротора}} = n_{\text{ВЗД}}$; б – при $n_{\text{ротора}} > n_{\text{ВЗД}}$) – эпюры крутящих моментов; сн – спираль, п – посадка буровой колонны; t_0 , $t_{\text{кр}}$ – время работы буровой колонны в тормозном режиме; 1 – долото с калибратором; 2 – шпиндель; 3 – забойный двигатель; 4 – утяжеленные буровые трубы; 5 – колонна СБТ

При частоте вращения $n_{\text{ротора}} < n_{\text{взд}}$ условно можно принять, что N мощность на преодоление сопротивлений калибратора и долота о стенки скважины затрачена ВЗД.

При увеличении нагрузки G на долото и последующей остановке двигателя ($n_{\text{ротора}} = n_{\text{взд}}$) наступает кратковременный переходной режим без увеличения дополнительного крутящего момента, действующего на бурильную колонну от роторной группы (долота, калибратора).

При $n_{\text{ротора}} > n_{\text{взд}}$ в течение времени от t_0 (остановки двигателя) до $t_{\text{кр}}$ (критического реактивного момента от сжатой части бурильной колонны) происходит увеличение крутящего момента от забоя к устью. В этом случае бурильная колонна испытывает максимальные напряжения в нижней части компоновки. При достижении критических значений реактивного момента возможен отворот резьбовых соединений компоновки (шпинделя, корпуса двигателя и т.д.) или излом гибкого вала (торсиона) ВЗД. Определение времени работы бурильной колонны от полной остановки ВЗД до критического значения моментов, действующих на КНБК в горизонтальных скважинах, требует проведения дополнительных исследований.

Необходимо отметить, что увеличение моментов напрямую связано с изменением расхода Q и гидравлической силы W при переменных режимах работы двигателя, а также изменяющихся свойствах (реологии) буровых растворов, что влияет на снижение качества очистки и как следствие приводит к зашламованию затрубного пространства скважины. Как указывалось выше, потери устойчивости бурильной колонны приводят к увеличению посадок инструмента и неконтролируемости как пространственных ее форм, так и сил трения $F_{\text{тр}}$. Сила трения является трудноопределимой переменной процесса бурения, существенное значение и неопределенность которой в наклонных и горизонтальных скважинах затрудняет доведение (определение) фактической осевой нагрузки до забоя и поддержание заданного режима работы винтового двигателя.

Предлагается способ определения фактической осевой нагрузки на долото при бурении горизонтальных скважин винтовым забойным двигателем.

Способ осуществляется следующим образом.

При бурении горизонтальных и наклонно-направленных скважин с использованием в качестве привода породоразрушающего инструмента винтового забойного двигателя выбирается эффективный режим бурения, обеспечивающий надежную работу породоразрушающего инструмента. С этой целью на бурильной колонне ВЗД с закрепленным на нем долотом опускается в скважину. Не доходя до забоя, по колонне бурильных труб в ВЗД подается необходимое количество (согласно паспортным данным завода изготовителя) бурового раствора. После запуска двигателя (над забоем), при работе его в режиме холостого хода, по манометру определяют давление на стояке буровой установки, а затем производят проворачивание

бурильной колонны ротором (либо верхним приводом буровой установки) с последующим замером величины момента $M_{p.x}$ (момент на роторе в режиме работы ВЗД на холостом ходу).

Затем бурильная колонна с двигателем и долотом подается вниз до контакта с забоем, и далее плавно создается осевая нагрузка на долото. Определяют рабочий режим работы ВЗД по величине давления на стояке буровой установки, после чего производят проворачивание бурильной колонны ротором (либо верхним приводом буровой установки) с последующим замером величины момента $M_{p.p.}$ (момент на роторе в рабочем режиме работы ВЗД).

Зная величину момента на роторе (верхнем приводе буровой установки) в $M_{p.x}$ и длину бурильной колонны, которая испытывает только растягивающие напряжения, определяют силу трения о горную породу без нагрузки.

После создания осевой нагрузки на долото замера рабочего давления на стояке буровой установки (верхнем приводе) и рабочего момента на роторе $M_{p.p.}$ определяют силу трения бурильной колонны о стенки скважины.

Зная осевую нагрузку по станции ГТИ $G_{ос.ГТИ}$, рассчитанную только по изменению (потери) веса на крюке буровой установки по показателям ГИВ (гидравлический индикатор веса), определяют фактическую осевую нагрузку на долото

$$G_{факт.} = G_{ос.ГТИ} - \left(\frac{4 \cdot (M_{p.p} - M_{x.p}) \cdot v_n}{\omega_{скв} \cdot D_{скв}^2} \right), \quad (39)$$

где $G_{ос.ГТИ}$ – осевая нагрузка на долото по станции ГТИ, Н;

$M_{p.x}$ – момент на роторе в режиме работы ВЗД на холостом ходу, Нм;

$M_{p.p.}$ – момент на роторе в рабочем режиме работы ВЗД, Нм;

$D_{скв.}$ – диаметр скважины, м;

где v_n – скорость перемещения бурильной колонны вдоль стенки скважины; $\omega_{скв}$ – угловая скорость вращения бурильной колонны относительно стенки скважины.

Расчет фактической нагрузки (согласно вышеприведенным данным по 20 скважинам Приобского месторождения) по предложенному способу показал следующее

$$G_{факт.} = 71000 - \left(\frac{4 \cdot (24000 - 18000) \cdot 0,2}{4,94 \cdot 0,215^2} \right) = 50 \text{ кН.}$$

Из расчетов следует, что фактическая нагрузка при бурении скважины с горизонтальным окончанием составила 50 кН. Следовательно, ошибка определения нагрузки по станции ГТИ составляет 26 %.

Также в процессе бурения по вышеизложенному способу возможно определение фактической осевой нагрузки при работе двигателя в тормозном режиме. Для этого необходимо определить величину момента на роторе при работе ВЗД в тормозном режиме $M_{т,р}$ и по вышеприведенной формуле определить фактическую осевую нагрузку на долото в тормозном режиме работы ВЗД.

Определение фактической осевой нагрузки позволит увеличить эффективность бурения горизонтальных и наклонно-направленных скважин, а также повысить надежность винтового забойного двигателя и породоразрушающего инструмента.

РАЗДЕЛ 4

ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ

Источником энергии забойных двигателей является гидравлическая энергия потока бурового раствора. Существуют два основных типа забойных двигателей:

- турбина, принцип действия которой подобен принципу осевого или центробежного насоса;
- винтовой забойный двигатель (ВЗД).

Принцип работы турбины и ВЗД показан на рис. 26. Конструкция двигателей полностью отличаются друг от друга. Турбины широко применялись несколько лет тому назад.

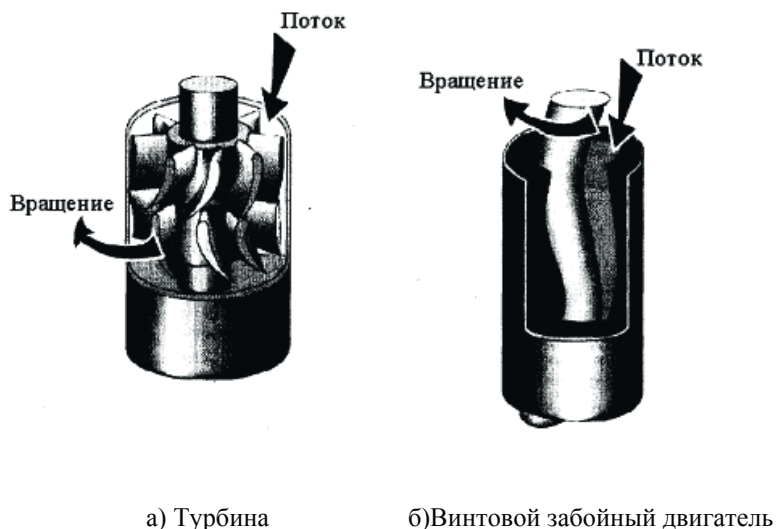


Рисунок 29 – Принцип работы турбины и ВЗД

Однако усовершенствование конструкций долот и ВЗД привело к тому, что в настоящее время турбины применяются только в особых (специальных) случаях. В этой главе мы рассмотрим в деталях ВЗД. Турбины рассматриваться не будут, поскольку принципы их работы и расчеты детально рассмотрены в изданиях и публикациях.

4.1 Винтовой забойный двигатель

Впервые винтовой двигатель (с однодолевой конфигурацией 1:2) был разработан и применен компанией Dyna-drill. С тех пор технология двигателей прошла долгий путь. Любой забойный двигатель состоит из четырех основных частей:

1. Узел перепускного клапана;
2. Секция преобразования энергии потока раствора;
3. Узел соединения вала двигателя с валом шпинделя;
4. Подшипники и узел приводного вала.

Узел перепускного клапана позволяет наполнять колонну или опорожнять ее при спускоподъемных операциях. При установке на минимальную скорость потока, поршень клапана придавливается вниз, перекрывая выход в затрубное пространство (рис. 30). Это приводит к тому, что раствор направляется в мотор. Когда скорость потока становится меньше этой минимальной величины, то пружина возвращает поршень клапана в положение "открыто", открывая перепускное отверстие. Во избежание попадания твердой фазы из затрубного пространства (особенно в песчаных формациях), переводник с клапаном устанавливается настолько близко к двигателю, насколько это возможно.

Сам по себе двигатель может работать и без этого клапана. Его можно устанавливать с помощью переводника с тем же размером соединений, что и у двигателя, с полностью закрытым перепускным отверстием. Однако более предпочтительным является применение клапана, т.к. он позволяет наполняться колонне во время спуска и "опорожняться" во время подъема.

Секция преобразования энергии потока раствора.

Винтовой забойный двигатель – обратный по своему действию насосу Муано. Жидкость прокачивается через протяженные кривые поверхности. Сила движения жидкости заставляет вал вращаться внутри статора (рис. 31). Сила вращения затем передается через шарнир к приводному валу и далее, к долоту.

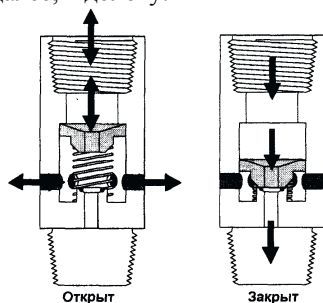


Рисунок 30

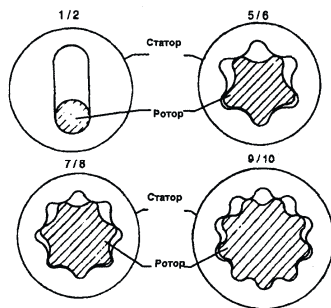


Рисунок 31

Хромированный ротор имеет спирально-винтовую форму. Стальной корпус статора изнутри покрыт сложным резиновым эластомером. В этом покрытии имеются спиралеобразные углубления. Углубления на статоре подогнаны под выемки ротора, но количество их на одну единицу больше, чем на роторе. Ротор вставляется внутрь статора. При сборке они образуют протяженное уплотнение вдоль точек контакта. На рис. 32 приведен пример конфигурации ротор/статор 1:2 и 5:6.

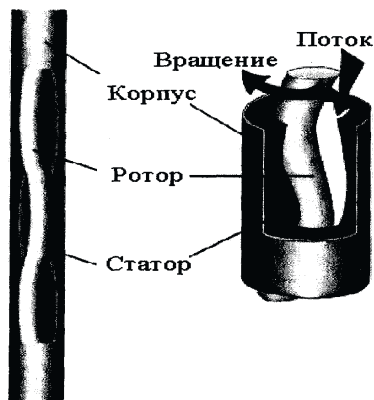


Рисунок 32 – Каждая полная спираль статора называется ступенью. Даже незначительная разница между наружным диаметром ротора и внутренним диаметром статора влияет на мощность двигателя. Эти двигатели делятся на низкоскоростные, среднескоростные и высокоскоростные типы. Скоростные параметры можно менять изменением числа "гребней" ротора, их "покатости" и, соответственно выемок статора. На рис. 33 приведены образцы используемых на практике профилей двигателей.

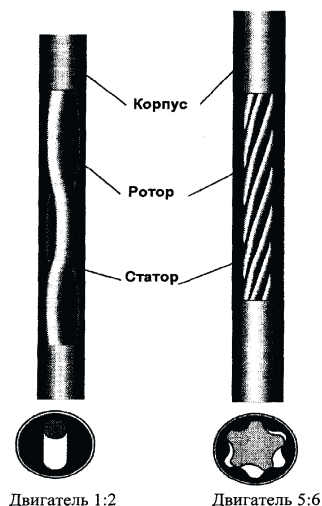


Рисунок 33 – Образцы используемых на практике профилей двигателей. Двигатель 1:2 для высокой скорости

вращения и малого момента; двигатель 5:6 для меньшей скорости вращения и большего момента.

Чем больше "гребней", тем выше крутящий момент и ниже выходная скорость вращения. Анадриллом производятся как моторы 1:2, так и многогребневые. Их применяют для решения различных задач. Секцию преобразования энергии бурового раствора часто называют винтовой парой.

Узел шарнира (соединительная тяга). Этот узел соединяется с нижней частью ротора и передает крутящий момент и скорость вращения с ротора на приводной вал и долото. Универсальные соединения преобразуют эксцентричное движение ротора в концентричное движение приводного вала (рис. 31). На некоторых моделях двигателей подвижные соединения закрывают защитным резиновым покрытием. Это предотвращает их эрозию от бурового раствора.

Подшипники и узел приводного вала. Приводной вал является стальным, пустотелым, жестким элементом. Он крепится в обоймах радиальных и осевых опорных подшипников (см. рис. 3.1). Наибольшая часть жидкости течет прямо через центр вала к долоту. Обычный ВЗД содержит следующие подшипниковые узлы:

a. верхние опорные подшипники – противостоят гидравлической нагрузке, весу ротора, шатуна, приводного вала и долота, когда двигатель находится в подвешенном состоянии (не упирается в дно забоя). Обычно они бывают шариковые.

b. радиальные подшипники – втулочного типа, применяются как в верхней, так и в нижней части. Радиальные подшипники двигателей, выпускаемые Анадриллом, представляют собой втулки с покрытием из карбида вольфрама. Они обеспечивают удержание вала в радиальном направлении. Они так же регулируют поток раствора через подшипниковый узел, отклоняя часть потока (обычно 4-5 %) на охлаждение и смазку вала, радиальных и опорных подшипников и выводя эту часть прямо в затрубное пространство выше переводника долото/вал. Количество этой части раствора определяется условиями смазки и охлаждения подшипников и потерей давления на долоте.

Закрытые, смазывающиеся маслом подшипники являются альтернативой втулочным. Закрытые подшипники можно рекомендовать использовать в тех случаях, когда применяется раствор, вызывающий коррозию, когда в растворе содержится значительное количество твердых частиц и по условиям необходимости уменьшения потери давления на долоте.

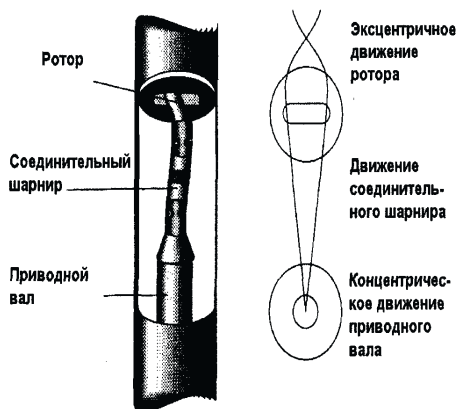


Рисунок 34

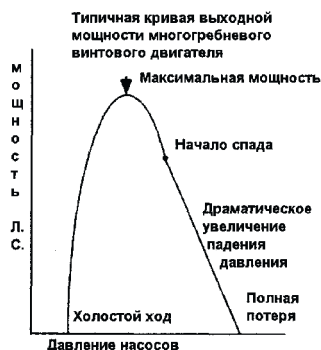


Рисунок 35

с. нижние опорные подшипники – передают нагрузку от невращающегося корпуса двигателя на вращающееся долото. Эти подшипники воспринимают нагрузку при бурении. Они могут быть как шариковые (Анадрилл), так и алмазными подшипниками скольжения (Dyna - drill F2000S).

Вращающийся переводник долота – единственная наружная движущаяся часть двигателя. Он имеет соединения в соответствии со стандартами соединений долот API. В некоторых конструкциях двигателей предусматривается установка предохраняющего переводника между корпусом статора и перепускным клапаном в целях предохранения резьбы дорогого корпуса мотора.

Замечание: Все соединения корпусов (за исключением тех, которые находятся над перепускным клапаном) рассоединять и соединять в условиях буровой не допускается. Это должно делаться на базе с правильным крутящим моментом. Как было сказано выше, перепускной клапан не влияет на работу мотора. В некоторых случаях допускается замена перепускного клапана или, при наличии подходящего перепускного переводника, можно обойтись без перепускного клапана. Подъемный переводник нужно применять только при подъеме и укладке.

4.2 Гидравлика забойных двигателей

Применение забойных двигателей существенно изменяет гидравлические расчеты циркуляционной системы. Необходимо учитывать следующие факторы:

1. *Допустимый диапазон скорости потока.* Каждый тип и размер двигателя рассчитан на определенный диапазон объемов проходящей через него жидкости. Многогребневые моторы имеют намного больший диа-

пазон допустимой скорости потока бурового раствора, чем двигатель 1:2 при тех же самых размерах (наружного диаметра). Это позволяет производить лучшую очистку забоя, в особенности при больших скоростях проходки.

2. *Безнагрузочная потеря давления.* При прокачивании бурового раствора, в момент времени, когда двигатель находится в подвешенном состоянии (т.е. не совершает полезной работы), существенная потеря давления связана с преодолением сил трения между ротором и статором, для раскручивания вала. Потеря давления и скорость вращения пропорциональна скорости потока. Эти величины известны для каждого размера и типа двигателя. Обычно безнагрузочная потеря давления не превышает 7 атм.

3. *Потеря давления на моторе.* В момент касания долота забоя и приложения нагрузки на долото – давление в системе возрастает. Это увеличение давления обычно называют дифференциальным давлением двигателя. Крутящий момент двигателя возрастает прямо пропорционально увеличению дифференциального давления, необходимого для прокачивания данного объема жидкости через мотор при выполнении им полезной работы. Его называют потерей давления на моторе. Для многогребневых моторов оно может быть 35 атм. и более.

4. *Предельное давление.* Существует максимальная рекомендованная величина дифференциального давления двигателя. При этом давлении в двигателе возникает максимальный крутящий момент. Если в этой области эффективная нагрузка на долото возрастает, то давление в системе увеличивается. Уплотнение между ротором и статором нарушается из-за деформации внутреннего покрытия статора, и буровой раствор течет через двигатель, не производя при этом полезной работы, не вращая долото. Показания давления в системе подачи резко подпрыгивают и не меняются при увеличении эффективной нагрузки на долото.

Недавние исследования показали, что кривая выходной мощности имеет вид параболы (рис. 35), а не непрерывно возрастающей кривой, как считалось раньше. Если двигатель работает на уровне 50-60% от предельного давления, то им производится та же самая работа, что и при величине 90% от предельного давления. Но в первом случае ситуация оказывается на много лучше, т.к. имеется значительное преимущество до точки предельного давления и при этом существенно удлиняется моторесурс двигателя. Чем больше выработка в подшипниках двигателя, тем легче ему достичь точки предельного давления. Полезно при достижении забоя умышленно на очень короткое время сильно увеличить давление для определения его предельного значения. Это поможет эксплуатировать двигатель на уровне примерно 50% от этой величины. Но во всех случаях ни в коем случае нельзя превышать пределы, устанавливаемые в спецификациях конструкции двигателя.

Двигатель, работающий на предельном давлении, должен быть немедленно остановлен и удален из скважины. При прокачивании раствора через неработающий двигатель в нем возникают сильные повреждения основных элементов конструкции.

5. *Потеря давления на долоте.* Для данных плотность раствора, скорость потока, размер поперечного сечения сопла долота определяют потерю давления на долоте. Чем меньше площадь поперечного сечения, тем больше потеря давления. Это обстоятельство оказывает влияние на объем жидкости, отклоняемой на охлаждение подшипников. Чем больше объем отклоняемой жидкости, тем больше износ подшипников. Для каждого двигателя существует вполне определенный рекомендованный объем отклоняемой жидкости и, следовательно, определенное значение величины потери давления на долоте. Ее нельзя превышать. Для многогребневых Анадрилловских моторов потеря давления на долоте должна находиться в диапазоне 35-105 атм.

6. *Сопло ротора.* Большинство многогребневых двигателей имеют полый ротор, который можно закрыть совсем или установить на него насадку. Когда диапазон работы двигателя находится в соответствии с требованиями бурения, обычно устанавливается глухая заглушка. На буровой насадку ротора можно легко заменить. Использование насадки ротора позволяет:

а – увеличить поток жидкости, протекающий через двигатель (т.е. превысить эффективность бурения из-за лучшей очистки забоя).

б – уменьшить скорость вращения долота при больших скоростях потока жидкости. Это особенно полезно при работе с обычным трехшарошечным долотом. В этом случае уменьшается износ подшипников долота и продлевается его долговечность.

В обоих случаях определенная часть потока бурового раствора отклоняется от канала между ротором и статором. Поток, проходящий через ротор, зависит от величины дифференциального давления двигателя, которая, в свою очередь, прямо пропорциональна величине крутящего момента, производимого двигателем. Если он оказывается меньше необходимого, то количество жидкости, проходящей через ротор, нужно уменьшить. При этом возрастает скорость вращения и увеличивается вероятность поломки двигателя. Таким образом, если на ротор установлена насадка и по условиям очистки забоя скорость потока должна быть высокой, то нужно либо увеличить размер насадки, либо уменьшить скорость потока. Имеются специальные таблицы для различных двигателей, которые позволяют подобрать величину перепуска потока жидкости при различных конфигурациях насадок.

Выбор насадок ротора очень важен. Слишком большая величина перепуска приводит к существенному уменьшению работоспособности двигателя и, следовательно, понижению эффективности бурения. Если насад-

ка окажется слишком большой для данного потока жидкости, то мощность двигателя будет сильно уменьшена. Очень немногие двигатели 1:2 имеют полый ротор (только те, которые спроектированы для специальных целей).

Из-за своих конструктивных особенностей многогребневые моторы могут применяться при значительно более высоких скоростях потока, более высоких дифференциальных давлениях, больших величинах потерь давления на долоте, чем двигатели 1:2. Более высокие скорости потока ведут к более быстрой скорости проходки и лучшей очистке забоя. Большая потеря давления на моторе означает возможность использования большей эффективной нагрузки на долото, приводящей к большему крутящему моменту и скорости проходки. Возможность более высоких потерь давления на долоте означает возможность применения меньших размеров насадок, а это улучшает гидравлику бурения.

Таблица 12 – Сравнение характеристик двигателей типа 1:2 и многогребневых

1:2 ВЗД	Многогребневые ВЗД
Высокая скорость	Низкая скорость
Низкий крутящий момент	Высокий крутящий момент
Низкие скорости потока	Более высокие скорости потока
Отсутствует роторная насадка пере- пуска	Роторная насадка перепуска
Низкая потеря давления на двигателе	Более высокая потеря давления на двигателе
Низкая потеря давления на долоте	Более высокая потеря давления на долоте
Малый эффективный вес на долото	Более высокий предел нагрузки на долото
Необходимы высокоскоростные до- лота	Можно применять шаро- шечные долота
Относительно легко ориентируемые	Более трудно ориентировать
Обычно применяются с кривыми пе- реводниками	Применяются с кривыми перевод- никами и как основа "гибких" дви- гателей.

Из вышеприведенного видно, что необходимо тщательно планиро- вать гидравлическую программу для ВЗД.

Из-за различных конструктивных особенностей, перечисленных выше, двигатели 1:2 и многогребневые имеют существенно различные рабочие характеристики.

Более широкие границы диапазона скорости потока и потери давления на долоте для многогребневых двигателей позволяет оптимизировать гидравлику долота.

Более высокий выходной крутящий момент уменьшает вероятность выхода на предельное давление при использовании высокомоментных долот. Это так же дает возможность применения больших диаметров бурового инструмента (расширителей, долот большего диаметра и т.п.) под двигателем.

При той же самой выходной мощности двигатель типа 1:2 должен быть существенно длиннее (и иметь большее число ступеней), чем многогребневый двигатель того же наружного диаметра.

В таблице 7 представлены спецификации для многогребневого и 1:2 двигателей с наружным диаметром 7 3/4", которые иллюстрируют разницу между ними.

Таблица 13 – Спецификации для многогребневого и 1:2 двигателей с наружным диаметром 7 3/4", которые иллюстрируют разницу между ними.

Конфигурация	1:2	9:10
Диапазон размеров ствола скважины, мм.	250,8-311,2	250,8 -
Длина, м.	6,16	7,41
Максимальная нагрузка на долото, кг.	9072	29483
Максимальная потеря давления на долоте,	34,5	103,4
Минимальная скорость потока, л/сек.	18,9	12,6
Максимальная скорость потока, л/сек.	28,4	41,0
Максимальная скорость потока через ротор, л/сек.	-	50,5
Скорость вращения вала, об/мин	275-415	55- 185
Максимальный крутящий момент, кг м	159	622 - 830
Максимальная потеря давления на моторе, атм.	24,8	55,2
Количество ступеней	3	2

Гидравлическое противодействие.

Во всех моторах ВЗД обратное давление, создаваемое потоком раствора, проходящего через двигатель и подшипники, создает гидравлическую нагрузку, направленную вниз, вдоль оси (W_t).

При бурении на долото со стороны забоя действует сила реакции, равная эффективной нагрузке на долото (WOB) и направленная вверх. Разница этих двух сил уравнивается комплектом опорных подшипников и передается на корпус мотора.

$W_t < \text{WOB}$ означает, что нагружены верхние подшипники

$W_t = \text{WOB}$ означает, что существует баланс (подшипники не нагружены)

$W_t > \text{WOB}$ означает, что нагружены нижние подшипники.

Для продления моторесурса подшипникам, необходимо сбалансировать W_t и WOB настолько, насколько это возможно. Во многих программах желательно совместить гидравлику долота с эффективной нагрузкой на долото для получения наилучших результатов бурения. На практике это труднодостижимо. Когда потери давления на долоте высоки, эффективная нагрузка на долото, необходимая для компенсации гидравлической нагрузки, может превысить рекомендованную нагрузку на двигатель и долото. Полезны графики гидравлической нагрузки для оптимизации жизни подшипников.

Важно отметить, что при использовании ВЗД в скользящем режиме (без вращения), величина эффективной нагрузки на долото, вычисленная на основании величины нагрузки на крюке, не является точной из-за того, что величина трения о стенки забоя оказывается достаточно высокой. В такой ситуации единственным надежным указателем величины крутящего момента двигателя является давление насосов.

Поддерживая дифференциальное давление двигателя в специфическом узком диапазоне (меньше допустимой максимальной величины), можно оптимизировать скорость проходки.

4.3 Рекомендации по работе с ВЗД

4.3.1 Сборка двигателя

- Приподнимите двигатель, установите хомут из двух половин, открутите подъемный переводник.
- Проверьте рукой работу перепускного клапана.
- Для проверки работы ВЗД присоедините сначала долото.
- При проверке мотора с кривым переводником, сведите время прокачивания к абсолютному минимуму.
- Возьмите УБТ с телесистемой. Подсоедините обратный клапан и кривой переводник к трубе.
- Установите ниппель кривого переводника в муфту ВЗД.

- При помощи лебедки совместите оси резьбовых соединений кривого переводника и ВЗД.

- Захватите ключом корпус кривого переводника.
- Потихоньку вращайте роторный стол против часовой стрелки.
- После того, как резьбы будут аккуратно закручены, затяните все соединения ключом с моментом в соответствии с рекомендациями API.
- Измерьте угол установки кривого переводника.
- Установите ориентирующий переводник. Установите хомут из двух половинок на УБТ ниже соединения.
- Отсоедините немагнитные УБТ.
- Выровняйте паз втулки ориентирующего переводника с осью кривого переводника. Застопорьте его в этом положении винтами.
- Подсоедините немагнитные УБТ и спускайте в скважину.

4.3.2 Работа с забойным двигателем

- До начала работы двигателя забой должен быть очищен.
- Медленно спускайте в открытый ствол скважины.
- При высокой температуре на забое периодически прекращайте циркуляцию.
- При использовании перепускного клапана регулярно доливайте колонну.
- Будьте особенно аккуратны в призабойной зоне.

4.3.3 Подготовка к работе на забое

- Удерживая колонну на весу около забоя, потихоньку промывайте забой.
- Промывайте забой со скоростью потока, равной при осуществлении процесса бурения. Если возникнет необходимость – медленно поворачивайте колонну.
- При резке разгрузите колонну от напряжения момента вращения, до начала замеров.
- До начала бурения сориентируйтесь.

4.3.4 Бурение с забойным двигателем

- Регистрируйте давление циркуляции.
- Если давление на стояке не увеличивается при увеличении нагрузки на долото, то это указывает на то, что перепускной клапан не закрыт. Приподнимите с забоя и прерывистым резким изменением давления попытайтесь заставить его закрыться.
- Как только долото опустится на забой и начнется бурение, крутящий момент на двигателе возрастет. Потеря давления на двигателе увеличится пропорционально моменту. Необходимо уменьшить дифференциальное давление двигателя до рекомендованной для данного двигателя величины (примерно 26 атм. для D500 Dynadrill).

- Бурите, ориентируясь на показания давления, а не на нагрузку на долото (особенно в режиме "скольжения")

- При бурении поддерживайте давление на стояке постоянным. Это обеспечит постоянство нагрузки на дно забоя и заданного направления (при условии, что в гомогенной формации отсутствуют резкие изменения).

4.3.5 Подъем двигателя

- Вращайте бурильную колонну в открытом стволе.

- Если отверстие перепускного клапана не забито, то колонна будет "сухой".

- При работе в мягких породах, вероятней всего, отверстие клапана будет засорено.

- Уровень раствора должен поддерживаться намного выше перепускного клапана.

4.3.6 Обслуживание двигателя после подъема

- Отсоедините от двигателя переводники, телесистему и т.п.

- Ниже перепускного клапана наденьте разъемный хомут.

- Хорошо промойте клапан и отверстия. Проверьте его работу.

- При помощи цепного ключа установите подъемный переводник на двигатель. Промойте двигатель и долото.

- Установите долото в доску отворота.

- Вращая долото в правую сторону при помощи роторного стола, заливайте из шланга сверху воду до тех пор, пока из насадок не станет выходить чистая вода.

- Отсоедините воду. Через подъемный переводник залейте немного масла. Медленно вращайте в правую сторону до тех пор, пока не увидите, что масло прошло в долото.

- Измерьте люфт подшипников как показано на рис. 36.

- Подвесьте двигатель, и в этом, подвешенном, состоянии измерьте расстояние между нижней частью корпуса подшипников и верхней кромкой переводника долота, это расстояние А.

- Опускайте двигатель до тех пор, пока он не упрется в пол всем своим весом. Опять измерьте эту величину, расстояние В. Люфт подшипников будет равен (А-В). Для каждого двигателя существует своя допустимая величина люфта. Определите, нужно ли отправлять двигатель на сервисное обслуживание.

- Уложите двигатель.

- Если Вы не позаботитесь о своем двигателе, то в следующий раз он не будет работать.

- На корпусе двигателя желательно краской указать количество часов бурения и циркуляции. Эта информация окажется очень полезной в дальнейшем.

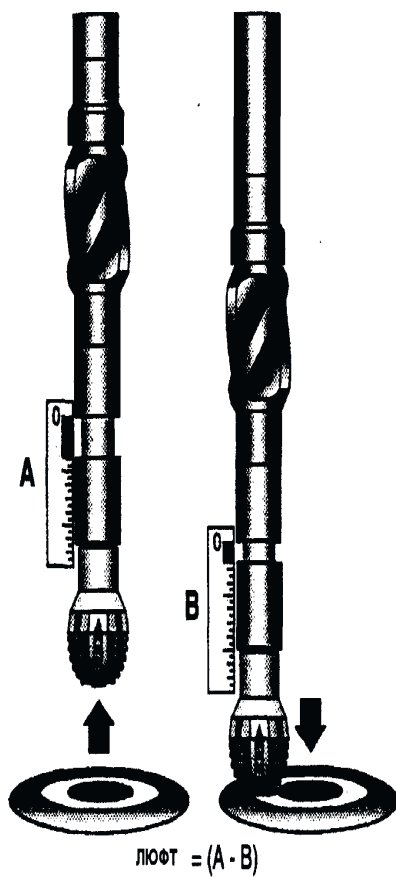


Рисунок 36

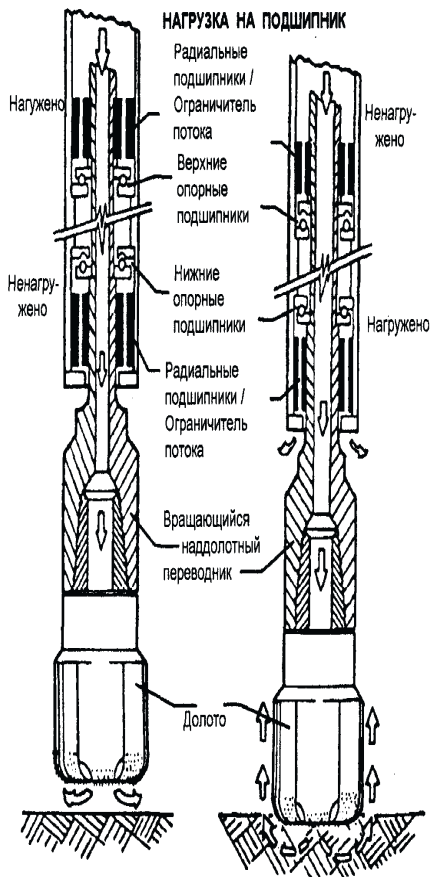


Рисунок 37

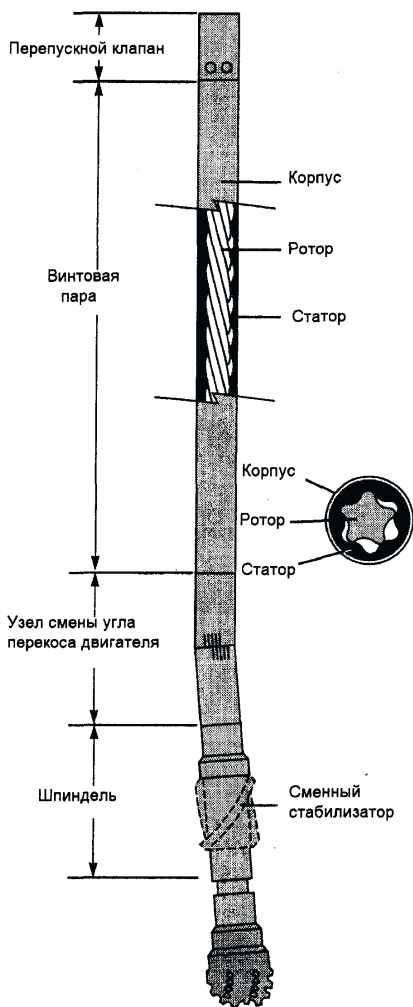


Рисунок 38



Рисунок 39

4.4 Особые случаи применения ВЗД с прямым корпусом

Иногда становится необходимым применять двигатель с прямым корпусом без кривого переводника. Типичными случаями такого рода являются:

1. *Высокий крутящий момент.* Когда становится очень трудным вращать колонну (часто это обусловлено особыми свойствами пород). Одним из способов решения данной проблемы является применение высокомоментного двигателя. Колонна вращается медленно, и наибольшую часть работы бурения выполняет забойный двигатель. Если это происходит в наклонной секции при направленном бурении, то на корпус двигателя устанавливается стабилизатор с размером на 1/8" больше диаметра верхнего стабилизатора. В КНБК устанавливается стабилизатор того же размера. Если скважина вертикальная, то двигатель может работать в "скользящем" режиме с увеличенным стабилизатором, установленном на расстоянии 20 м от долота.

2. *Бурение прямого ствола.* Иногда весь вертикальный участок скважины бурится при помощи ВЗД. С алмазным долотом лучше всего использовать мотор типа 1:2. Для трехшарошечного долота следует отдать предпочтение многогребневым двигателям.

РАЗДЕЛ 5

ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОМПОНОВОК НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Одним из самых важных вопросов при строительстве любой направленной скважины, и особенно горизонтальной, является обоснование компоновки низа бурильной колонны. В этом разделе обсуждаются основы теории работы компоновок низа бурильной колонны (ВНА).

Компоновки низа бурильной колонны (ВНА) для роторного бурения

Роторные компоновки обычно проектируются для бурения участков набора, падения или стабилизации зенитного угла скважины. Поведение любой роторной компоновки регулируется путем изменения диаметра и положения центраторов в пределах первых 36 м (120 фут) от забоя. Дополнительные центраторы, установленные выше, будут мало влиять на характеристику ствола скважины.

На рис. 37 дана типичная компоновка низа бурильной колонны для набора зенитного угла скважины. Она требует прогиба утяжеленной бурильной трубы между первым и вторым центраторами. Прогиб приводит к наклону долота (BT) и созданию боковой силы на долоте (BSF), направленной в сторону верхней стенки ствола. Интенсивность набора зенитного угла для этой компоновки увеличивается с увеличением.

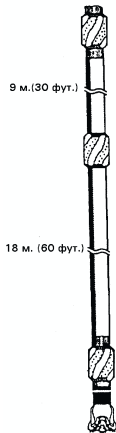


Рисунок 40

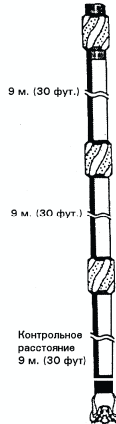


Рисунок 41



Рисунок 42

Рисунок 40 – Типовая компоновка низа бурильной колонны для набора зенитного угла

Рисунок 41 – компоновка, или компоновка для участков падения зенитного угла

Рисунок 42 – Типовая маятниковая стабилизации зенитного угла

Расстояния между первым и вторым центраторами. По мере увеличения расстояния между центраторами будет увеличиваться прогиб бурильной трубы, тем самым увеличивая наклон долота (BT) и боковую силу на долоте (BSF) (рис. 38). Когда прогиб утяжеленных бурильных труб увеличится до касания нижней стенки скважины, наклон долота и боковая сила на долоте достигнут своих максимальных значений, что даст максимальную интенсивность набора зенитного угла этой компоновки. Увеличение расстояния между центраторами сверх этого расстояния приведет к увеличению длины контакта между утяжеленными бурильными трубами и стенкой скважины. Дальнейшего увеличения интенсивности набора зенитного угла не произойдет. Вообще говоря, утяжеленные трубы будут прогибаться, касаясь стенки скважины в том случае, когда расстояние между центраторами больше 18 м (60 фут). Величина прогиба будет также зависеть от соотношений диаметра скважины по сравнению с диаметром утяжеленной бурильной трубы, диаметром центраторов.

Короткий переводник между долотом и первым центратором увеличит боковую силу на долоте, что приведет к увеличению интенсивности набора зенитного угла. Если это расстояние будет расти дальше, сила тяжести будет стремиться приблизить долото к нижней стенке скважины, что приведет к снижению боковой силы на долоте (BSF) и наклону долота в сторону нижней стенки.

Чтобы компоновка сохраняла способность набирать зенитный угол, расстояние между долотом и первым центратором должно быть меньше 2 м (6 фут). Эффективность этого переводника также будет зависеть от нагрузки на долото, диаметра первого центратора и расстояния между первым и вторым центраторами.

Влияние диаметра центратора будет определяться диаметрами центраторов и утяжеленных бурильных труб относительно диаметра скважины и нагрузки на долото. Этот эффект будет небольшим по сравнению с двумя первыми и заметен только тогда, когда прогиб утяжеленных бурильных труб не позволяет им касаться стенок скважины.

На рис. 43 показана типовая маятниковая компоновка или компоновка для участка падения зенитного угла.

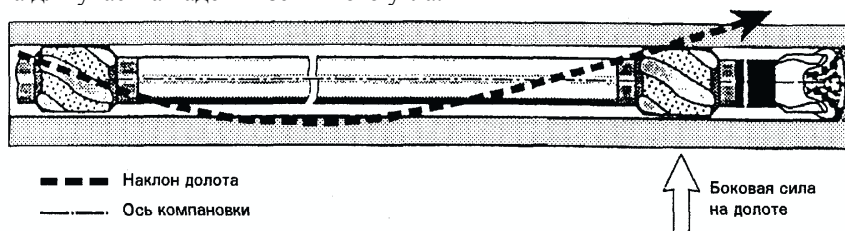


Рисунок 43 – Схема действия боковой силы на долоте

Роторная компоновка для изменения зенитного угла требует по крайней мере одного центратора, но часто включает три центратора. Интенсивность падения зенитного угла для этой компоновки регулируется путем:

- изменения расстояния между долотом и первым центратором. Если расстояние между долотом и первым центратором увеличивается, сила тяжести прижимает долото к нижней стенке скважины, увеличивая направленные вниз наклон долота и боковую силу на долоте. Если расстояние между долотом и первым центратором слишком велико, долото начнет изгибаться вверх и интенсивность падения зенитного угла достигнет максимума. Обычно расстояние между долотом и первым центратором будет примерно 9 м (30 фут). Интенсивность падения зенитного угла будет также зависеть от диаметра скважины относительно диаметра утяжеленных бурильных труб и диаметра центратора и нагрузки на долото;

- увеличения расстояния между вторым и третьим центраторами. Оно должно быть достаточно большим, чтобы дать возможность образоваться прогибу утяжеленных бурильных труб, что позволит утяжеленным бурильным трубам между первым и вторым центраторами изогнуться вверх (рис. 43). Если расстояние между первым и вторым центраторами слишком велико, утяжеленные бурильные трубы будут прогибаться к нижней стенке скважины вместо того, чтобы изгибаться вверх. Это приведет к формированию компоновки для увеличения зенитного угла вместо компоновки для уменьшения зенитного угла. Вообще расстояние между первым и вторым центраторами должно быть 9 м (30 фут), а расстояние между вторым и третьим центраторами должно быть примерно 18 м (60 фут). Интенсивность падения зенитного угла для компоновки достигнет максимума в том случае, когда расстояние между вторым и третьим центраторами позволит утяжеленным бурильным трубам провиснуть и коснуться стенки скважины. Интенсивность падения зенитного угла будет также зависеть от нагрузки на долото и диаметра центраторов и утяжеленных бурильных труб относительно диаметра скважины;

- уменьшения диаметра первого центратора. Его эффект будет наибольшим по сравнению с двумя первыми факторами. Влияние диаметра центратора будет зависеть от диаметра центратора и утяжеленных бурильных труб относительно диаметра скважины и нагрузки на долото.

На рис. 45 дана типовая компоновка для стабилизации зенитного угла или жесткая компоновка. Эта компоновка снижает склонность скважины к искривлению и обычно содержит три или более центратора, расположенных на небольшом расстоянии друг от друга. Диаметр и расположение центраторов приводят к снижению наклона долота и боковой силы на долото. Компоновка может быть спроектирована с тенденцией слабого набора или падения зенитного угла для компенсации тенденции влияния гор-

ных пород. В некоторых местах для борьбы с влиянием геологических факторов могут потребоваться дополнительные центраторы (рис. 46).



Рисунок 44



Рисунок 45

Рис. 44 – Типовая компоновка для стабилизации зенитного угла, или жесткая компоновка

Рис. 45 – Компоновка с изогнутым корпусом забойного двигателя с регулируемым углом перекоса без центраторов

Компоновки низа буровой колонны с забойным двигателем

Компоновки с забойным двигателем являются универсальными и применяются во всех участках направленных и горизонтальных скважин. Они используются для отклонения от вертикали и набора зенитного угла, бурения участков, стабилизации зенитного угла и обеспечивают точное управление траекторией скважины. Проектирование компоновки с забойным двигателем будет зависеть от ее назначения. Как в случае с роторными

ми компоновками, характеристики компоновок с забойным двигателем также изменяются с помощью кривых переводников и изогнутых корпусов. Некоторые компоновки с забойным двигателем проектируются с возможностью вращения, другие - без вращения. Вращаемые компоновки называются "компоновки, включающие забойный двигатель с регулируемым углом перекаса", так как они допускают попеременно вращение и ориентирование для точного направления скважины по намеченной траектории.

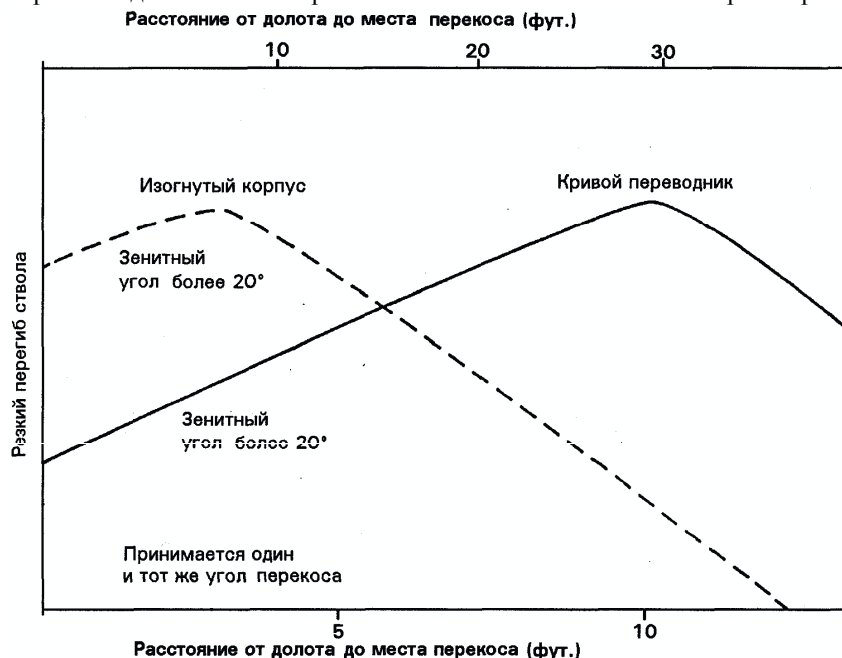


Рисунок 46 — График характеристики интенсивности резкого перегиба ба скважины

На рис. 48 показан изогнутый корпус компоновки, включающей забойный двигатель с регулируемым углом перекаса (SMA) без каких-либо центраторов. Действие этой компоновки чувствительно к зенитному углу и положению зоны изгиба. На рис. 42 показана характеристика интенсивности резкого перегиба скважины в зависимости от расстояния между долотом и перекасом для зенитных углов менее и более 20° . Для зенитных углов менее 20° максимальная интенсивность резкого перегиба ствола скважины имеет место в том случае, когда место перекаса расположено на расстоянии около 10 м (30 фут.) от долота. Она эквивалентна интенсивности в случае применения прямого забойного двигателя с кривым переводником. По мере увеличения зенитного угла максимальная интенсивность резкого

перегиба имеет место тогда, когда переводник расположен на расстоянии примерно в 2,5 м (8 фут.) от долота. Эта компоновка представляет собой типичную компоновку с изогнутым корпусом. Данный график подтверждает ее неэффективность в качестве компоновки для отклонения ствола скважины.

Причина такой характеристики компоновки показана на рис. 47. По мере увеличения зенитного угла скважины сила тяжести прижимает верхний конец забойного двигателя с изогнутым корпусом к нижней стенке скважины и увеличивает боковую силу на долоте (BSF). Компоновка с кривым переводником при небольшом зенитном угле скважины вначале создает большую боковую силу на долоте. На рис. 48 показан забойный двигатель с изогнутым корпусом с одним центратором на корпусе шпинделя и одним центратором над рабочей секцией забойного двигателя. Дополнительные центраторы улучшают работу компоновок, включающих забойный двигатель с регулируемым углом перекоса при небольших зенитных углах скважины.

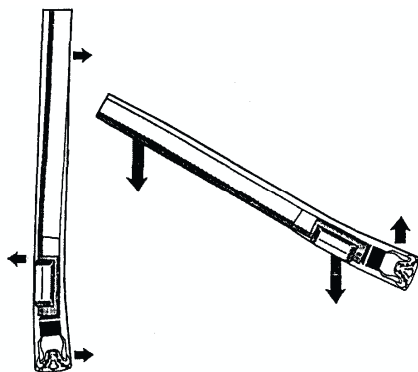


Рисунок 47 – Иллюстрация взаимодействия компоновки с забоем и стенкой скважины

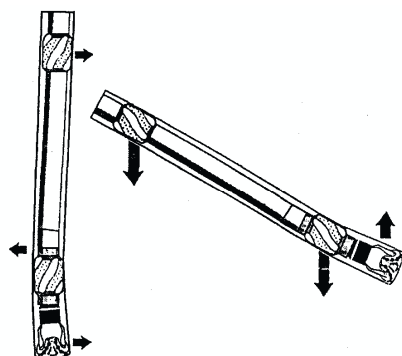


Рисунок 48 – Двигатель с изогнутым корпусом с центраторами

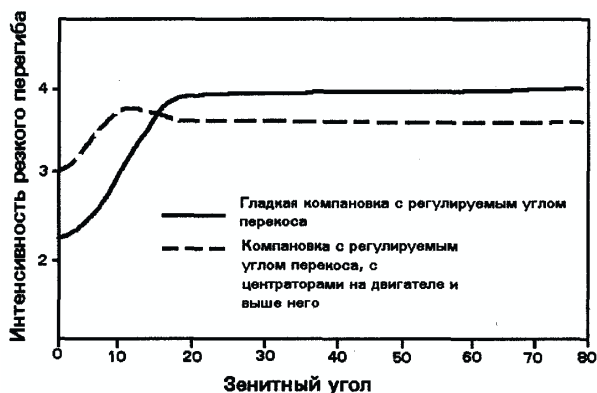


Рисунок 49 – Сравнение интенсивности резких перегибов для компоновок, включающих забойный двигатель с регулируемым углом перекоса, с центраторами и без них

На рис. 49 показана зависимость интенсивности резких перегибов от зенитного угла скважины для гладкой компоновки, включающей забойный двигатель с регулируемым углом перекоса, и компоновки с центратором на забойном двигателе и центратором, установленным над забойным двигателем.

Следует отметить, что компоновка с центраторами характеризуется большей интенсивностью резких перегибов при небольшом зенитном угле и достигает меньшего максимального зенитного угла, чем гладкая компоновка.

В целом, чем больше диаметр верхнего центратора, тем более эффективна эта компоновка в точке отклонения скважины от вертикали и при высоких зенитных углах максимальная интенсивность резкого перегиба будет ниже. Чем больше диаметр нижнего центратора, тем более эффективно будет работать эта компоновка при всех зенитных углах скважины.

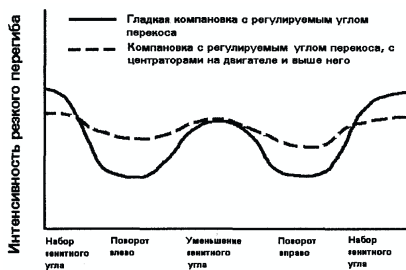


Рисунок 50 – Сравнение интенсивности резких перегибов для компоновок с регулируемым углом перекоса

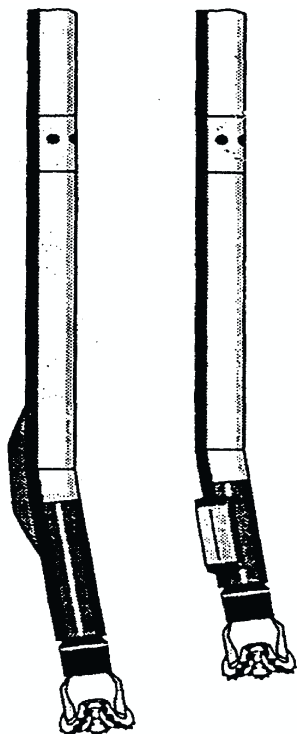


Рисунок 51 – Забойные двигатели с эксцентричным корпусом/накладкой

На рис. 50 приведены сведения по интенсивности перегибов в зависимости от ориентации направления действия отклонителя для компоновок, включающих забойный двигатель с регулируемым углом перекоса, без центраторов и с центраторами. Гладкая компоновка очень чувствительна к ориентации направления действия отклонителя. Она дает максимальную интенсивность резкого перегиба при направлении действия отклонителя к верхней стенке скважины (TFO – 0 град) и минимальную при повороте (ТО – 90 и 270 град). Компоновка с центраторами характеризуется меньшей чувствительностью к ориентации направления действия отклонителя (TFO). При уменьшении диаметра центраторов компоновка становится более чувствительной к ориентации направления действия отклонителя.

На рис. 51 показан забойный двигатель с изогнутым корпусом и накладкой или эксцентричным корпусом вместо нижнего центратора. Накладку можно считать как смещенный центратор. Такие конструкции компоновок с регулируемым углом перекоса дают большие

возможности менять проектные интенсивности набора угла, так как накладка позволяет моделировать центратор любого диаметра: от диаметра меньше диаметра скважины до диаметра больше диаметра скважины.

Забойные двигатели с двумя перекосами

Забойные двигатели с двумя перекосами – это двигатели, имеющие один перекос у соединительного шарнира вала (как изогнутый корпус у двигателя с одним перекосом) и перекос между рабочей секцией и перепускным клапаном в верхней части забойного двигателя. Второй (верхний) перекос может быть постоянным или регулируемым.

Двигатели с двумя перекосами будут набирать зенитный угол с более высокой интенсивностью, чем двигатели с одним перекосом, но их нельзя вращать.

Далее приведены различные конструкции забойных двигателей с двумя перекосами и типовые компоновки низа буровой колонны, используемые при бурении различных участков горизонтальных скважин.

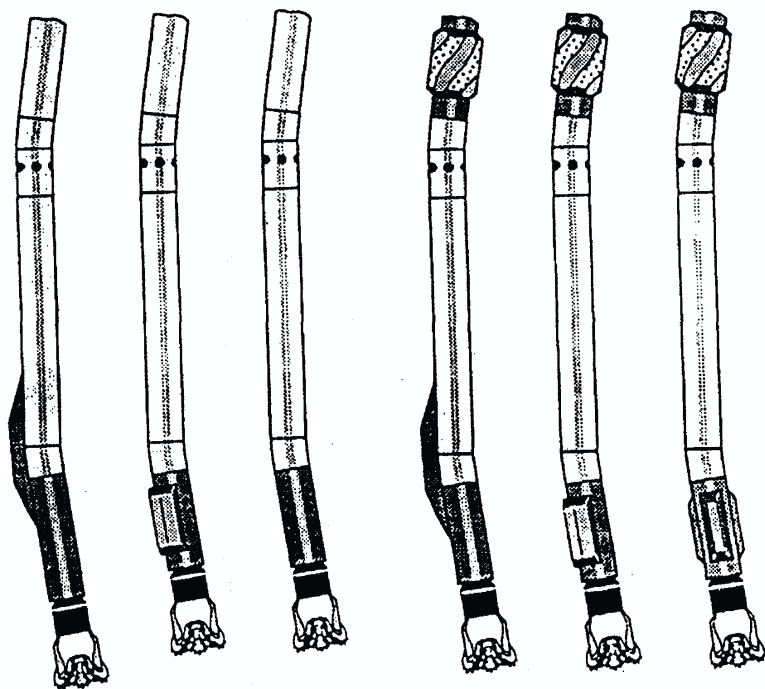


Рисунок 52 – Конструкции двигателей с двумя изгибами



Рисунок 53 – Компоновка с регулируемым углом перекоса без центраторов



Рисунок 54 – Компоновка с забойным двигателем с одним перекосом



Рисунок 55 – Компонировка с забойным двигателем с одним перекосом и накладкой

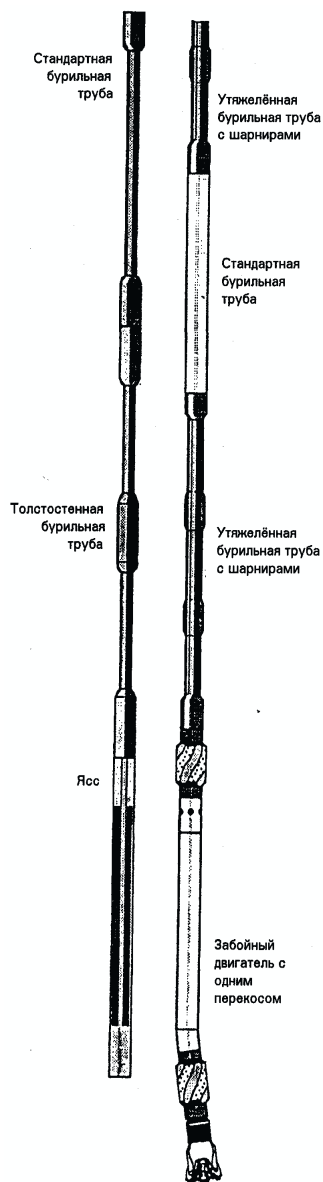


Рисунок 56 – Компонировка, включающая забойный двигатель с одним перекосом, с верхним и нижним центраторами

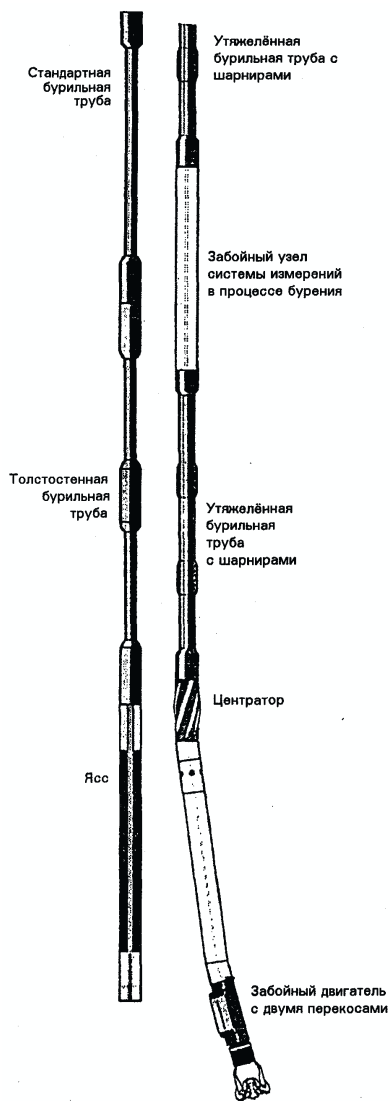


Рисунок 57 – Компоновка, включающая забойный двигатель с двумя перекосами, накладкой и центраторами



Рисунок 58 – Компоновка с забойным двигателем с одним перекосом для среднего угла

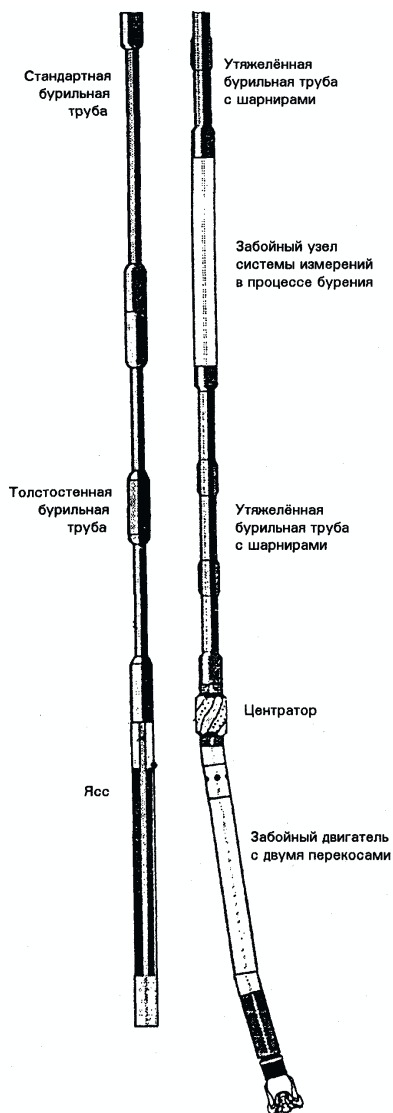


Рисунок 59 – Компоновка, включающая забойный двигатель с двумя перекосами, накладкой и центратором

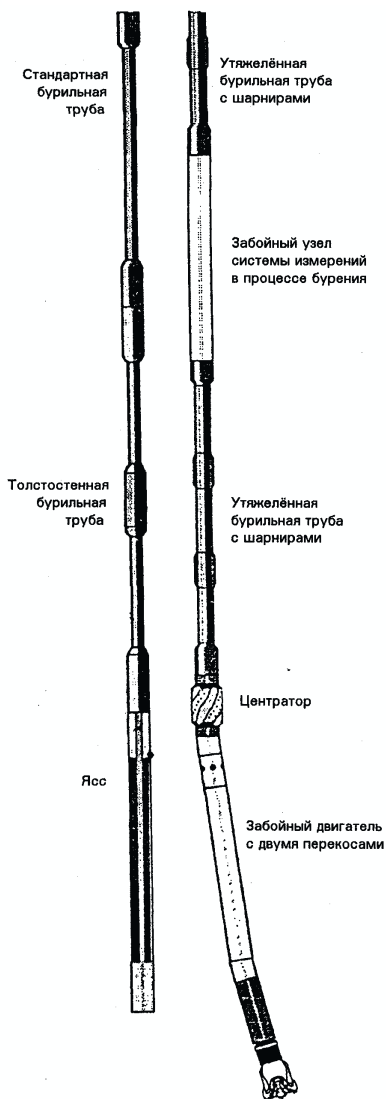


Рисунок 60 – Компоновка с забойным двигателем с двумя перекосами и длинной прямой лопастной накладкой

Для искусственного искривления скважин в требуемом направлении используются различные технические средства, называемые отклонителями. При роторном бурении технические средства и технология искусственного искривления более сложны, поэтому чаще используются отклонители с забойными двигателями. С их помощью на породоразрушающем инструменте создается отклоняющая сила, или между осью скважины и осью породоразрушающего инструмента возникает некоторый угол перекаса. Зачастую эти отклоняющие факторы действуют совместно, но какой-либо из них имеет превалирующее значение. При этом доказано, что для любой отклоняющей компоновки при отсутствии прогиба турбобура и разработки ствола скважины при любых соотношениях диаметров долота и турбобура, искривление ствола вследствие фрезерования стенки скважины в 4,84 раза больше, чем в результате асимметричного разрушения забоя. Если происходит прогиб забойного двигателя, то доля искривления ствола за счет асимметричного разрушения породы на забое будет еще меньше.

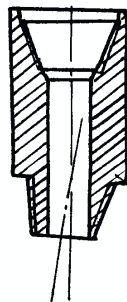


Рисунок 61—
Кривой переводник

В случае, если искривление происходит в основном за счет фрезерования стенки скважины, то такие отклонители называются с упругой направляющей секцией, а если за счет перекаса инструмента — с жесткой направляющей секцией.

К наиболее распространенным отклонителям относится кривой переводник, показанный на рис. 61. Он представляет собой обычный переводник, присоединительные резьбы которого выполнены под углом друг к другу. Этот угол составляет от 1 до 4°.

Кривой переводник включается в компоновку между забойным двигателем и УБТ. В результате большой жесткости УБТ в забойном двигателе возникает изгиб, и на породоразрушающем инструменте возникает отклоняющая сила. Величина ее существенно зависит от длины и жесткости забойного двигателя, поэтому кривые переводники используются с односекционными или укороченными турбобурами и винтовыми забойными двигателями.

Интенсивность искривления скважины при применении кривых переводников зависит от угла перекаса резьб, геометрических, жесткостных и весовых характеристик компоновки, режима бурения, фрезерующей способности долота, физико-механических свойств горных пород, зенитного угла скважины. Поэтому она колеблется в широких пределах от 1 до 6 град/10 м.

Максимальный зенитный угол, который может быть достигнут при применении кривого переводника с односекционным турбобуром, составляет 40-45° [2]. При необходимости достижения больших зенитных углов следует использовать укороченные или короткие забойные двигатели.

К бесспорным преимуществам кривого переводника относится его простота, однако при его использовании ухудшаются условия работы забойного двигателя за счет упругой деформации, интенсивность искривления из-за указанных выше факторов колеблется в широких пределах, породоразрушающий инструмент из-за наличия отклоняющей силы работает в более тяжелых условиях.

Турбинные отклонители серии ТО (рис. 62) состоят из турбинной 1 и шпindelной 2 секций. Корпуса секций соединяются между собой кривым переводником 3, позволяющим передавать осевую нагрузку. Крутящий момент от вала турбинной секции к валу шпинделя, располагающихся под углом друг к другу, передается кулачковым шарниром 4. Максимальный угол перекося осей присоединительных резьб кривого переводника γ может быть определен по формуле

$$\gamma = 57,3(2l_1 - l_2)(D - d) / 2l_1^2, \quad (41)$$

где l_1 – расстояние от торца долота до кривого переводника, м; l_2 – расстояние от кривого переводника до верхнего переводника отклонителя, м; D – диаметр долота, м; d – диаметр турбобура, м. Величина l_1 может быть определена из выражения

$$l_1 = 23,9 [(D - d) / i_{10}]^{0,5}, \quad (42)$$

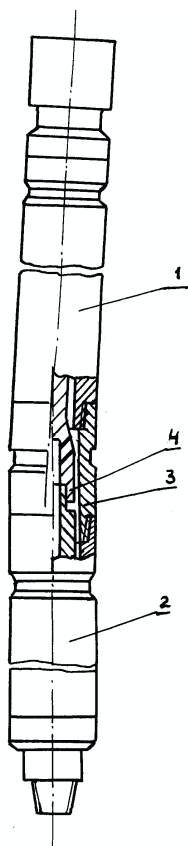
где i_{10} – желаемая интенсивность
ния скважины, град/10 м.

Предельное значение величины l_2 , при которой не происходит прогиба турбобура, определяется по формуле

$$l_2 = 2,83 \cdot l_1. \quad (43)$$

Угол перекося резьб переводника серийно выпускаемых турбинных отклонителей составляет

Рисунок 62 – Турбинный отклонитель 1,5°, а диаметр корпуса – 172, 195 и 240 мм. Ин-



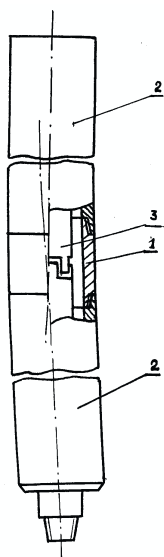


Рисунок 63 – Шпиндель-отклонитель

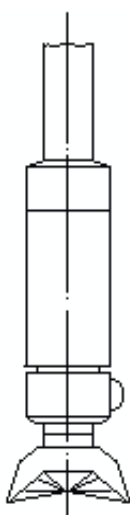


Рисунок 64 – Отклонитель с накладкой

тенсивность искривления ствола при их применении доходит до 3 град/10 м.

Преимуществами турбинных отклонителей являются приближение кривого переводника к забою скважины, в результате чего искривление ствола имеет более стабильный характер, мало зависящее от физико-механических свойств пород и технологии бурения. Использование нескольких турбинных секций (отклонители серии ОТС) позволяет увеличивать мощность и крутящий момент на долоте и применять такие отклонители в скважинах малого диаметра, т. е. там, где обычные кривые переводники не дают желаемых результатов.

Существенным недостатком турбинных отклонителей является малый моторесурс кулачкового шарнира, соединяющего валы шпиндельной и турбинной секций.

Этого недостатка в некоторой степени лишены шпиндель-отклонители (рис. 63), у которых кривой переводник 1 включен в разъемный корпус 2 шпинделя, а вал изготавливается составным, соединенным кулачковыми полумуфтами 3.

Такая конструкция отклонителя позволяет разгрузить полумуфты от гидравлических нагрузок и увеличить долговечность узлов по сравнению с турбинными отклонителями. Шпиндель-отклонители можно эксплуатировать вместо обычного шпинделя с любым секционным турбобуром.

Угол перекоса кривого переводника серийно выпускаемых шпиндель-отклонителей составляет $1^{\circ}30'$, а наружный диаметр – 195 и 240 мм. За счет приближения кривого переводника к забою повышается отклоняющая способность и стабильность искривления скважины.

Наиболее простым в изготовлении является отклонитель с эксцентричной накладкой, показанный на рис. 64. В этом случае на шпинделе или корпусе забойного двигателя приваривается накладка. В результате на породоразрушающем инструменте

возникает отклоняющая сила и происходит искривление скважины. Радиус R ис-

кривления ствола может быть рассчитан по формуле

$$R = l / [2 \sin(\beta + \varphi)], \quad (43)$$

при этом

$$\sin \beta = h / l_2 \quad (44)$$

$$\sin \varphi = (d + 2h - D) / 2l_1, \quad (45)$$

где l – длина турбобура, м; h – высота накладки, мм; D – диаметр долота, мм; d – диаметр забойного двигателя, мм; l_1 – расстояние от торца долота до накладки, м; l_2 – расстояние от накладки до верхнего переводника турбобура, м.

При применении отклонителей с накладкой искривления скважины наиболее стабильно по сравнению с другими отклонителями. В отличие от обычных кривых переводников с увеличением зенитного угла скважины отклоняющая способность отклонителя с накладкой не уменьшается. Он может быть использован с любым забойным двигателем. Однако следует отметить и существенный недостаток – "зависание" инструмента в процессе бурения в результате трения накладки о породу. В ряде случаев, особенно в крепких породах, отмечается снижение механической скорости бурения до 50 %. Для уменьшения влияния этого фактора края накладок выполняются скошенными, она облицовывается резиной, однако проблема "зависания" сохраняется.

Разновидностью отклонителя с накладкой, позволяющей в какой-то мере избавиться от этого недостатка, является упругий отклонитель. Он представляет собой накладку на шпинделе турбобура, опирающуюся на резиновую рессору. В случае "зависания" или заклинивания инструмента происходит прогиб рессоры, что способствует свободному проходу отклонителя по скважине. Изменяя толщину рессоры, можно регулировать интенсивность искривления скважины.

Для повышения интенсивности и стабильности искривления в ряде случаев в компоновку низа буровой колонны включается два отклонителя, например, шпиндель-отклонитель с винтовым забойным двигателем и обычный кривой переводник. При этом, естественно, направления действия отклонителей должны совпадать.

При применении всех описанных выше отклонителей после искривления скважины на требуемую величину производится замена компоновки независимо от степени износа породоразрушающего инструмента. Для сокращения затрат времени возможно бурение компоновкой с отклонителем с одновременным вращением колонны буровых труб ротором. Наиболее пригодным для этих целей является отклонитель с эксцентричной накладкой, т.к. при использовании других отклонителей происходит быстрый износ забойных двигателей. При этом следует отметить увеличение

диаметра скважины до 10 % от номинального.

Для регулирования интенсивности искривления в процессе бурения без подъема инструмента предложено несколько конструкций отклонителей. Однако в настоящее время серийно выпускается только отклонитель телепилот, разработанный Французским институтом нефти. Он представляет собой кривой переводник с изменяющимся углом перекоса от 0 до $2,5$ или 3° в зависимости от модификации. Он состоит из верхней 1 и нижней 2 секций, соединенных валом 3, ось которого наклонена под некоторым углом γ к осям секций. При взаимном положении секций 1 и 2, показанном на рис. 65, а, угол перекоса между ними отсутствует и при бурении искривления скважины не происходит. При повороте секций друг относительно друга на 180° (рис. 65, б) угол перекоса между осями секций составит 2γ , и при бурении скважина будет искривляться с максимальной для данного отклонителя интенсивностью. При других взаимных положениях секций угол перекоса между ними будет в пределах от 0 до $2\gamma^\circ$. Поворот секций друг относительно друга производится с помощью электродвигателя по командам с поверхности земли, передаваемым по кабелю. Изготавливались экспериментальные отклонители, в которых команда на поворот секции передавалась по гидравлическому каналу путем сброса внутрь колонны бурильных труб стальных шаров. Фиксация секций друг относительно друга в разных модификациях отклонителей производится как дискретно, так и в любом желаемом положении.

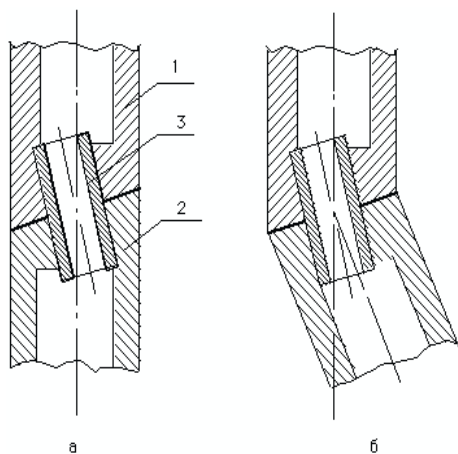


Рисунок 65 – Принципиальная схема кривого переводника с изменяющимся углом перекоса

Направление искривления скважины

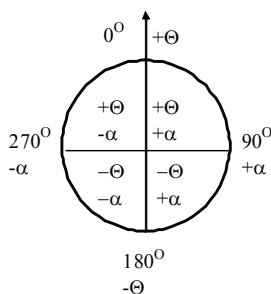


Рисунок 66 - Изменение зенитного угла Θ и азимута α скважины при различных углах установки отклонителя

5.1 Ориентирование отклонителей

Ориентирование отклонителей заключается в совмещении направления их действия с направлением необходимого отклонения ствола скважины. Ориентирование производится относительно фиксированной в каком-либо определенном положении плоскости. В наклонных скважинах такой плоскостью чаще всего является апсидальная, т.е. вертикальная плоскость, проходящая через ось скважины, а в вертикальных – плоскость магнитного или истинного меридиана.

Угол между фиксированной плоскостью и плоскостью, в которой происходит искусственное искривление ствола скважины (плоскость отклонения), называется углом установки отклонителя.

Угол установки измеряется от фиксированной плоскости по часовой стрелке и может изменяться от 0 до 360°. Для вертикальных скважин угол установки отклонителя равен азимуту требуемого искривления скважины.

В наклонных скважинах при угле установки ψ , равном 0°, происходит искривление ствола в сторону увеличения зенитного угла Θ . При угле установки $\psi = 180^\circ$ в процессе бурения скважины с отклонителем зенитный угол ее уменьшается. Азимутальный угол в том и другом случае остается неизменным. Если $\psi = 90^\circ$, то при искривлении азимут скважины увеличивается, а при $\psi = 270^\circ$ азимут уменьшается при сохранении зенитного угла. При условии, что $0^\circ < \psi < 90^\circ$, при искривлении происходит увеличение зенитного угла Θ и азимута α . Если $90^\circ < \psi < 180^\circ$, то азимут возрастает, а зенитный угол уменьшается. Если $180^\circ < \psi < 270^\circ$, то при искривлении происходит уменьшение зенитного угла и азимута. Если $270^\circ < \psi < 360^\circ$, то зенитный угол возрастает, а азимут уменьшается (рис. 63).

Точное значение угла установки отклонителя при требуемом изменении зенитного угла и азимута может быть определено различными методами: аналитически; графически (несколькими способами); по номограммам, предложенными разными авторами; с помощью специальных приборов.

Известные формулы для расчета угла установки отклонителя достаточно громоздки и содержат значение угла пространственного искривления скважины на интервале применения отклонителя, т.е. предварительно необходимо задаться длиной этого интервала. Однако фактическая длина интервала искривления практически никогда не совпадает с предварительно принятой, поэтому в расчете угла установки появляется погрешность.

Наиболее просто и с достаточной степенью точности угол установки отклонителя может быть определен графически. Для этого от направления, условно принятого за северное (рис. 67), откладывается фактический $\alpha_{\text{ф}}$ (на забое скважины) и требуемый $\alpha_{\text{тр}}$ (в конце интервала искривления)

азимутальные углы скважины. По полученным направлениям в принятом линейном масштабе (например, $1^\circ = 1 \text{ см}$) откладываются соответственно фактический Θ_ϕ и требуемый $\Theta_{тр}$ зенитные углы.

Требуемые азимутальный $\alpha_{тр}$ и $\Theta_{тр}$ углы определяются из необходимости выведения скважины в заданную проектом точку по ранее приведенной методике.

Полученные точки А и В соединяются, образовавшийся при этом угол ВАС равен искомому углу установки ψ . Он измеряется от направления АС по часовой стрелке.

Величина отрезка АВ на рис. 67 в принятом линейном масштабе равна требуемому углу пространственного искривления скважины. Зная из технической характеристики отклонителя интенсивность искривления скважины i при его применении, можно определить длину интервала искусственного искривления L по формуле

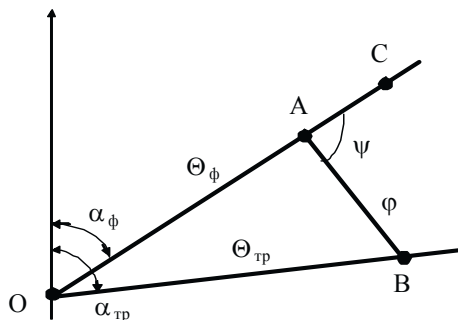


Рисунок 67 – Графический метод определения угла установки отклонителя

$$L = \varphi/i, \quad (46)$$

Перед ориентированием отклонителя в скважине должно быть определено его фактическое положение относительно либо плоскости магнитного меридиана (в вертикальном стволе), либо апсидальной плоскости (в наклонном стволе).

В первом случае наиболее распространенным является метод непрерывного прослеживания за положением отклонителя в скважине в процессе его спуска (метод меток). Другие способы ориентирования в этом случае либо сложны, либо имеют низкую точность. При ориентировании по меткам на концах всех элементов бурильной колонны предварительно на-

носятся метки, расположенные в одной осевой плоскости (на одной образующей).

Ориентированный спуск отклонителя по меткам может осуществляться различными методами, но наиболее распространенным является следующий.

На бумажной ленте, длиной чуть более длины окружности замков бурильных труб, приблизительно посередине ставится метка О (отклонитель). Отклонитель опускается в скважину, и на него навинчивается УБТ. Метка О на ленте совмещается с меткой на отклонителе, указывающей направление его действия, на бумажную ленту переносится метка с нижнего конца УБТ и ставится цифра 1. Инструмент опускается в скважину, навинчивается ЛБТ (для обеспечения возможности замера параметров искривления скважины магнитным инклинометром без подъема колонны бурильных труб при искусственном искривлении), метка 1 на ленте совмещается с меткой на верхнем конце УБТ, а метка с нижнего конца ЛБТ переносится на ленту, и ставится цифра 2. Инструмент опускается, навинчивается СБТ, метка 2 на ленте совмещается с меткой на верхнем конце ЛБТ и на ленту переносится метка 3 с нижнего конца СБТ. В такой последовательности производится спуск всего инструмента. Для повышения точности ориентирования при изменении диаметра труб бумажную ленту необходимо менять. Так, например, после спуска всех ЛБТ 147х11 на верхний конец с бумажной ленты переносится метка О. Далее метка О на новой бумажной ленте совмещается с меткой О на верхнем конце ЛБТ, на ленту переносится метка нижнего конца СБТ ТБПВ 127х9, и спуск продолжается. После навинчивания квадрата метка на последней опущенной трубе совмещается с последней меткой на ленте, а метка О с ленты переносится на переводник квадрата. Эта метка указывает направление действия отклонителя, находящегося в скважине. Далее необходимо путем поворота всей колонны бурильных труб (всегда по часовой стрелке) совместить эту метку с проектным направлением скважины. При этом необходимо учесть угол закручивания инструмента под действием реактивного момента забойного двигателя. Практически эта операция выполняется следующим образом. Из плана программы на проводку скважины, которая выдается буровой бригаде до начала бурения, берутся значения проектного азимута скважины $\alpha_{пр}$ и азимут приемных мостков буровой установки α_m , предварительно определяется значение вспомогательного угла δ по формуле

$$\delta = \alpha_{пр} - \alpha_m. \quad (47)$$

Угол δ откладывается на неподвижной части ротора от направления мостков по ходу часовой стрелки, если он положительный, и против хода, - если отрицательный (рис. 65).

На роторе ставится метка П, указывающая направление на проектную точку. От этой метки П всегда по ходу часовой стрелки откладывается угол закручивания инструмента ω под действием реактивного момента забойного двигателя, и на роторе ставится метка О. Затем вращением колонны бурильных труб совмещаются метки О на переводнике квадрата и роторе, последний закрывается, инструмент без вращения опускается на забой, и начинается бурение. Для постоянного наблюдения за положением отклонителя в процессе углубки ствола на роторе ставится вспомогательная метка, совмещенная с одним из ребер квадрата.

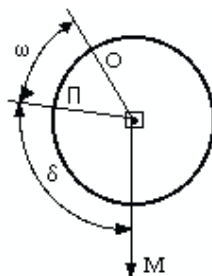


Рис. 68 - Ориентирование отклонителя на роторе в вертикальном стволе

При наращивании инструмента отворачивается ведущая труба, навинчивается наращиваемая, последняя метка на бумажной ленте совмещается с меткой на последней трубе, находящейся в скважине, и на ленту переносится метка с наращиваемой трубы. Инструмент опускается в скважину, навинчивается квадрат, последняя метка на бумажной ленте совмещается с меткой на наросшей трубе, а метка О с ленты переносится на переводник квадрата. Далее процесс ориентирования повторяется, и продолжается углубка ствола скважины в заданном направлении.

Точность ориентирования по меткам М сравнительно невелика и может быть определена по формуле

$$M = 3 n^{0.5} \text{ град}, \quad (48)$$

где n – число переноса меток.

Угол закручивания инструмента под действием реактивного момента забойного двигателя, откладываемый на неподвижной части ротора от метки П по часовой стрелке, зависит от многих факторов. К их числу относится тип забойного двигателя, физико-механические свойства буримых пород, тип долота, осевая нагрузка, расход и качество промывочной жидкости, компоновка колонны бурильных труб, интенсивность искривления скважины и др. Значение угла закручивания может быть определено аналитически или по номограммам. Однако чаще его определяют, исходя из опыта бурения в конкретных условиях, так, например, в условиях Запад-

ной Сибири для компоновки, состоящей из долота, диаметром 295,3 мм, турбобура ТШ 240 (1 секция), кривого переводника, УБТ 178 х90 - 12 м, ЛБТ 147х11 - 36 м, ТБПВ 127х9 остальное, используемой для искривления скважин в интервале бурения под кондуктор, значения угла закручивания приведены в табл. 14.

Таблица 14 – Угол закручивания инструмента при бурении под кондуктор

Глубина скважины, м	100	200	300	400	500
Угол закручивания, град	4	8-10	12-14	18-20	25

Для компоновки, состоящей из долота диаметром 215,9 мм, турбинного отклонителя ТО 195, ЛБТ 147х11 - 36 м, ТБПВ 127х9 - 500-700 м, ЛБТ 147х11 остальное, используемой при бурении под эксплуатационную колонну, значения угла закручивания приведены в табл. 15.

Таблица 15 – Угол закручивания инструмента при бурении под эксплуатационную колонну

Глубина скважины, м	Угол закручивания, град	Глубина скважины, м	Угол закручивания, град
600	30	1300	70-80
700	40	1400	80-90
800	45	1500	90-100
900	50	1600	100-110
1000	55	1800	110-120
1100	60	1900	120-130
1200	70	2700	120-130

Как указывалось ранее, угол закручивания инструмента зависит от многих факторов, поэтому фактическое его значение зачастую весьма существенно отличается от принятого. В связи с этим, в процессе искусственного искривления скважины производится определение фактического угла закручивания. При этом, как правило, используется графический метод. Для этого после бурения с отклонителем определенного интервала,

например, 40 м, производится замер фактического зенитного угла и азимута скважины. Далее от условного направления, принятого за северное, откладывается азимутальный угол скважины в начале интервала искривления α_n , а по полученному направлению в принятом линейном масштабе, например, $1^0 = 1 \text{ см}$, откладывается начальный зенитный угол Θ_n (точка А, рис. 66). В точке А от направления AD по часовой стрелке откладывается угол установки отклонителя ψ , а по полученному направлению в принятом линейном масштабе – угол пространственного искривления скважины ϕ на пробуренном интервале. Этот угол определяется по формуле

$$\phi = i \cdot h, \quad (49)$$

где i – интенсивность искусственного искривления для используемого отклонителя, град/м (определяется из технической характеристики отклонителя); h – длина пробуренного интервала, м.

Полученная точка В соединяется с точкой О, при этом углы α_p и Θ_p являются расчетными для пробуренного интервала.

Затем в точке О от направления на север откладывается фактический (замеренный) азимут α_ϕ и по полученному направлению в принятом линейном масштабе фактический зенитный угол скважины Θ_ϕ .

Полученный угол ВАС является поправкой к углу закручивания инструмента, принятого по табл. 8 или 9. Эта поправка берется со знаком плюс, если фактический азимут меньше расчетного, и со знаком минус, если $\alpha_\phi > \alpha_p$.

В случае, если точки А, В и С окажутся на одной прямой, но В и С не совпадут, то это свидетельствует о том, что фактический угол закручивания инструмента равен принятому, но фактическая интенсивность искусственного искривления для используемого отклонителя отличается от указанной в технической характеристике.

После определения величины поправки угла закручивания инструмента необходимо произвести корректировку угла установки отклонителя путем поворота колонны бурильных труб.

Для более точного откладывания углов на неподвижной части ротора необходимо перевести их значения в градусах в длину дуги окружности S стола ротора по формуле

$$S = r \cdot \alpha / 57,3, \quad (50)$$

где r – радиус стола ротора; α – откладываемый угол.

Длина дуги измеряется стальной рулеткой.

В наклонном стволе используется косвенный метод ориентирования,

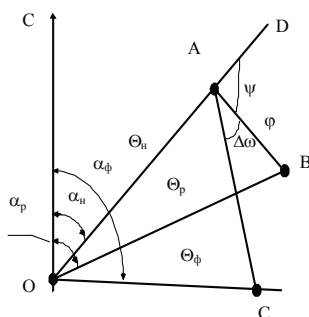


Рисунок 69 – Графический метод определения поправки угла закручивания

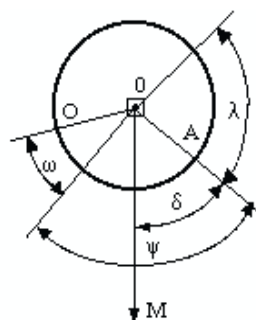


Рисунок 70 – Ориентирование отклонителя на роторе в наклонном стволе

основанный на определении положения плоскости действия отклонителя относительно апсидальной плоскости скважины. Это существенно снижает затраты времени и повышает точность ориентирования отклонителя. В компоновку низа буровой колонны включается так называемый магнитный переводник, представляющий собой обычный переводник, во внутренней боковой поверхности которого встроен постоянный магнит. Создаваемый им магнитный поток имеет то же направление действия, что и направление действия отклонителя. При ориентировании внутрь колонны буровых труб опускается инклинометр с магнитной bussолью, например, типа КИТ. Разрыв реохорда (начало отсчета) bussоли инклинометра за счет эксцентричного груза рамки датчиков в наклонной скважине располагается в апсидальной плоскости. Магнитная стрелка bussоли, находящейся в магнитном переводнике, фиксируется в направлении действия отклонителя. При замере инклинометр показывает угол разворота плоскости действия отклонителя по отношению к азимуту скважины. Отсчитывается этот угол против хода часовой стрелки.

Ориентирование отклонителя в скважине практически производится следующим образом. Предварительно определяется значение вспомогательного угла δ по формуле

$$\delta = \alpha - \alpha_m, \quad (51)$$

где α – фактический азимут скважины на забое; α_m – азимут приемных мостков, значение которого берется из плана - программы на проводку скважины.

Угол δ откладывается на неподвижной части ротора от направления приемных мостков по часовой стрелке, если он положителен, и против часовой стрелки, если отрицателен (рис 70). На роторе ставится метка А – фактический азимут скважины. От полученной метки А против хода часовой стрелки откладывается угол λ , замеренный инклинометром в магнитном переводнике, на роторе ставится метка, а затем она переносится на переводник квадрата. Эта метка указывает направление действия отклонителя.

Далее от метки А на роторе по часовой стрелке откладывается угол установки отклонителя ψ и угол закручивания колонны бурильных труб ω , определенные по ранее приведенной схеме. На роторе ставится метка О, затем путем вращения колонны бурильных труб ротором метка О на переводнике квадрата совмещается с меткой О на роторе, ротор закрывается, и начинается процесс бурения скважины в новом направлении.

В процессе бурения необходимо проводить постоянный контроль за положением скважины в пространстве. Для этого производятся замеры зенитного угла и азимута через 12 - 25 м проходки в зависимости от условий бурения и используемого отклонителя. Замеры производятся путем спуска инклинометра внутрь колонны бурильных труб. При этом для обеспечения замера азимута в КНБК включается 24 - 36 м ЛБТ между УБТ и стальными бурильными трубами. Для исключения погрешностей при измерении инклинометр должен находиться не ближе 15 м от УБТ и 3 м от стального замка ЛБТ. Таким образом, замер производится на некотором удалении от забоя. Для определения зенитного угла и азимута скважины непосредственно на забое чаще всего используется графический метод. Для этого от некоторого направления, условно принимаемого за северное, откладываются азимуты ствола в начале интервала искусственного искривления и замеренный в ЛБТ α_t (рис. 71). По этим направлениям в принятом линейном масштабе откладываются соответствующие зенитные углы Θ_n и Θ_t . Полученные точки А и В соединяются между собой. Величина отрезка АВ в принятом линейном масштабе равна углу пространственного искривления скважины φ_t на интервале h_t от начала применения отклонителя до точки замера параметров искривления в ЛБТ. Следовательно, интенсивность пространственного искривления i_φ на этом интервале равна

$$i_\varphi = \varphi / h_t. \quad (52)$$

Угол пространственного искривления скважины φ_3 на интервале h от начала применения отклонителя до забоя составит

$$\varphi_3 = i_\varphi \cdot h. \quad (53)$$

Значение этого угла φ_3 в принятом линейном масштабе откладывается по направлению АВ от точки А. Полученная точка С соединяется с точкой О, после чего определяются зенитный угол Θ_3 и азимут α_3 на забое скважины.

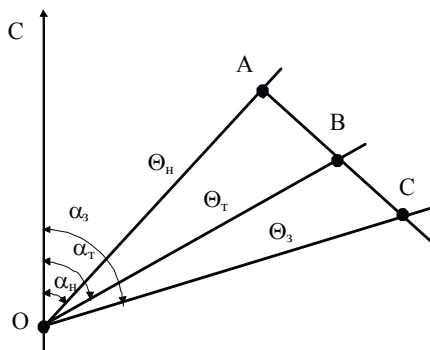


Рисунок 71 – Графический метод определения зенитного и азимутального углов на забое скважины

5.2 Неориентируемые компоновки для управления искривлением скважин

Использование различных типов отклонителей позволяет искривлять скважины со значительной интенсивностью, однако при этом требуется время на их ориентирование. Следует отметить, что при выполнении этой операции зачастую по различным причинам происходят ошибки, что приводит к еще большим затратам времени. Поэтому для управления искривлением предлагаются различные КНБК, позволяющие бурить скважины в нужном направлении и не требующие ориентирования. Разные типы таких компоновок обеспечивают бурение вертикальных участков, прямолинейных наклонных с малоинтенсивным увеличением или уменьшением зенитного угла. Однако при их использовании хоть и сохраняются общие тенденции искривления, но интенсивность колеблется в широких пределах в зависимости от конкретных геологических условий. Поэтому для каждого месторождения необходимо выявление закономерностей искривления для различных типов породоразрушающего инструмента, забойных двигателей, длины и диаметра УБТ, мест установки центрирующих элементов.

Кроме того, применение различных компоновок дает хорошие результаты только в случае, если направления желаемого и естественного искривлений совпадают или близки друг к другу. В противном случае эффективность использования КНБК значительно снижается.

Стабилизация, уменьшение или увеличение зенитного угла наклон-

но- направленных скважин достигается установкой в КНБК центратора на соответствующем расстоянии от торца долота. На рис. 69 показаны теоретические зависимости интенсивности искривления от этого расстояния для различных диаметров долот, турбобуров и центраторов. Анализ приведенных графиков показывает, что общие тенденции искривления скважин для различных случаев сохраняются. При малом расстоянии до центратора интенсивность искривления близка к 0, затем возрастает до некоторого максимума, а затем снижается. Следует отметить существенное влияние диаметра центратора. При его уменьшении даже на 2 мм интенсивность искривления снижается в некоторых случаях в 2 раза.

В компании ЮКОС при бурении вертикальных участков и участков стабилизации по зенитному углу и азимуту под 245 мм кондуктор используются компоновки, включающие долото, калибратор, забойный двигатель Т 12РТ – 240 и второй калибратор или долото, калибратор, забойный двигатель Т 12РТ – 240 с двумя наваренными на корпусе центраторами диаметром 282 мм.

Эта же компоновка, но без центраторов на корпусе, позволяет увеличивать зенитный угол с интенсивностью $1 - 5^{\circ}$ на 100 м при одновременном уменьшении азимута на $1 - 5^{\circ}$ на 100 м.

При бурении под эксплуатационную колонну для стабилизации параметров искривления используется компоновка, состоящая из долота, калибратора, забойного двигателя ЗТСШ1 – 195 с двумя шестипланочными центраторами диаметром 213 мм на шпинделе. Такая компоновка, но с одним центратором, позволяет стабилизировать зенитный угол с одновременным уменьшением азимута на $1 - 3^{\circ}$ на 100 м.

При необходимости увеличения зенитного угла используются следующие компоновки: долото, калибратор, турбобур ЗТСШ1 – 195, на шпинделе которого установлена центрирующая коронка СТК диаметром 214 мм или долото, два калибратора, соединенных ниппельным проводником, турбобур ЗТСШ1 – 195. При применении этих компоновок зенитный угол повышается с интенсивностью $1 - 3^{\circ}$ на 100 м при одновременном уменьшении на $1 - 3^{\circ}$ на 100 м.

Для малоинтенсивного снижения зенитного угла на $1 - 3^{\circ}$ на 100 м используется компоновка, состоящая из долота, калибратора, турбобура ЗТСШ1 – 195. При этом азимут также уменьшается на $1 - 3^{\circ}$ на 100 м. При необходимости уменьшения зенитного угла с интенсивностью до $3 - 15^{\circ}$ на 100 м применяются компоновки, включающие долото, переводник муфтовый, винтовой забойный двигатель Д – 2 – 195, переводник, ЛБТ 147х11 длиной 12 м или долото, переводник, труба ТБПК 127х11 длиной 6 - 8 м, калибратор, турбобур ЗТСШ1 – 195. При применении последней компоновки азимут скважины снижается с интенсивностью $3 - 5^{\circ}$ на 100 м.

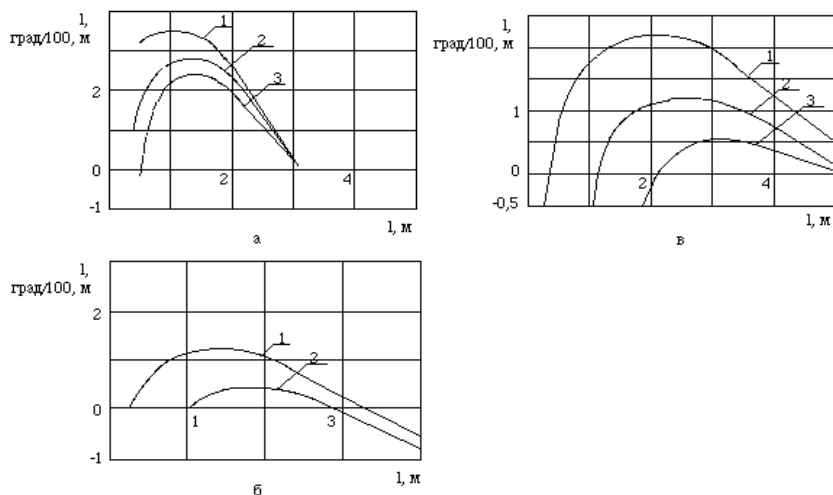


Рисунок 72 – Зависимость интенсивности искривления скважины от места установки центратора: *а* – турбобур диаметром 172 мм, долото диаметром 215,9 мм, диаметр центратора 1-214 мм, 2-212 мм, 3-240 мм; *б* – турбобур диаметром 195 мм, долото диаметром 215,9 мм, диаметр центратора 1-214 мм, 2-212 мм; *в* – турбобур диаметром 240 мм, долото диаметром 295,3 мм, диаметр центратора 1- 290 мм, 2-285 мм, 3-280 мм

РАЗДЕЛ 6

БУРОВЫЕ ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ

При бурении вращательным способом в скважине постоянно циркулирует поток жидкости, которая ранее рассматривалась только как средство для удаления продуктов разрушения (шлама). В настоящее время она воспринимается, как один из главных факторов обеспечивающих эффективность всего процесса бурения.

При проведении буровых работ циркулирующую в скважине жидкость принято называть – *буровым раствором или промывочной жидкостью (Drilling mud, drilling fluid)*.

Буровой раствор, кроме удаления шлама, должен выполнять другие, в равной степени важные функции, направленные на *эффективное, экономичное и безопасное* выполнение и завершение процесса бурения. По этой причине состав буровых растворов и оценка его свойств становился темой большого объема научно-практических исследований и анализа.

В настоящее время в мировой практике наблюдается тенденция роста глубин бурения скважин, а как следствие, и увеличение опасности возникновения при этом различных осложнений. Кроме того, постоянно ужесточаются требования более полной и эффективной эксплуатации продуктивных пород. В этой связи буровой раствор должен иметь состав и свойства, которые обеспечивали бы возможность борьбы с большинством из возможных осложнений и не оказывали негативного воздействия на коллекторские свойства продуктивных горизонтов.

6.1 Условия бурения с применением буровых промывочных жидкостей

В процессе бурения нарушается равновесие пород, составляющих стенки скважин. Устойчивость стенок зависит от исходных прочностных характеристик горных пород, их изменения во времени под действием различных факторов. Большая роль здесь принадлежит процессу промывки и промывочному агенту. Основная задача промывки – обеспечение эффективного процесса бурения скважин, она включает в себя сохранение как устойчивости стенок скважин, так и керна.

В условиях, когда нарушена целостность породы, большую роль играет горное давление. В пристволенной части скважины оно проявляется как в вертикальном, так и в горизонтальном направлении. Боковое давление является следствием вертикального и вызывает касательные напряжения, способствующие выпучиванию пород, сужению ствола и обвалообразованию. Величина касательных напряжений зависит не только от горного давления, но и от давления промывочной жидкости.

В бурении горное давление всегда превышает гидростатическое столба промывочной жидкости в скважине и способствует разрушению стенок скважины, если прочность самой породы недостаточна или значительно ослаблена в результате воздействия промывочной жидкости. Наиболее интенсивна деформация породы непосредственно у стенок скважины, где боковое давление не уравнивается гидростатическим и силами сцепления горной породы. Характер изменения сил сцепления в породе обусловлен геолого-минералогическими особенностями горной породы и ее взаимодействием с промывочной жидкостью, главным образом физико-химическим.

Физико-химическое воздействие жидкости на горную породу проявляется в трех основных формах:

- 1) активное воздействие, основанное на процессах гидратации, диссоциации, ионообмена и химических превращений;
- 2) адсорбционное воздействие;
- 3) осмотическое воздействие.

Основное отрицательное влияние промывочной жидкости на прочность горных пород сводится к физико-химическим изменениям в структуре пород под действием фильтрата. Действие фильтрата сопровождается диспергацией глинистой составляющей породы, набуханием, капиллярным и динамическим расклиниванием. На контакте промывочной жидкости со стенками скважины происходит химическое растворение, выщелачивание, гидромеханическое разрушение породы. Процесс усиливается механическим воздействием бурильной колонны на стенки скважин.

Характер и скорость ослабления связей между частицами горных пород при бурении с промывкой во многом зависят от наличия естественных нарушений сплошности породы (пористости, трещиноватости). С одной стороны, они сами являются источником уменьшения механической прочности породы и способствуют ее смачиванию. В местах нарушения движется фильтрат и возникают капиллярные силы. С другой стороны, наличие нарушений является условием образования фильтрационной корки из частиц твердой фазы промывочного агента, способствующей повышению устойчивости породы.

Важный фактор устойчивости горной породы – ее естественная влажность. Даже при незначительном увлажнении пород глубина их устойчивого залегания резко уменьшается. При полном водонасыщении прочность, например, плотных глин и глинистых сланцев, снижается в 2 – 10 раз. Большое значение для устойчивости стенок скважин имеет и физико-химический состав жидкостей, насыщающих породу.

Пластовая жидкость оказывает химическое воздействие на горную породу, усиливающееся при вскрытии пласта, она же является предпосылкой диффузии и осмоса. Если в скважине промывочная жидкость будет более минерализованной, чем пластовая вода, то процесс осмоса не по-

влияет на целостность породы, так как не произойдет обновление среды и увеличение количества жидкости в порах породы.

Скорость отделения частиц породы в процессе разрушения стенок скважин зависит от величины давления столба промывочной жидкости, а также гидромеханического воздействия жидкости в процессе циркуляции. Однако существенное положительное воздействие давления столба промывочной жидкости на обваливающиеся породы будет только при предельно ограниченном поступлении фильтрата в пласт или ее физико-химическом упрочняющем действии на породу. В пластичных (ползучих) породах рост противодействия промывочной жидкости существенно затрудняет развитие сужений ствола в основном вследствие физико-химического взаимодействия промывочной жидкости с породами, слагающими стенки скважин.

Выделяются следующие виды нарушений целостности стенок скважин в результате взаимодействия промывочной жидкости с горными породами: обвалы (осыпи); набухание; пластичное течение (ползучесть); химическое растворение; размыв.

Устойчивость горных пород во многом связана с обеспечением непрерывной циркуляции промывочной жидкости в процессе бурения при наличии в геологическом разрезе проницаемых горных пород. Чаще всего в практике разведочного колонкового бурения такие проницаемые зоны представлены водоносными пластами. В зависимости от пластового давления и применяемого промывочного агента могут происходить поглощение промывочной жидкости, водопроявление, неустойчивая циркуляция.

Поглощение промывочной жидкости удорожает, а подчас делает невозможным бурение скважины. Водопроявление ухудшает качество промывочной жидкости в процессе циркуляции, приводит к дополнительному экологическому загрязнению. Неустойчивая циркуляция осложняет технологию бурения, поддержание качества жидкости, ее регулирование.

Поглощения делятся на частичные и полные. Проницаемые зоны классифицируются по величине коэффициента, характеризующего проницаемость зоны в процессе бурения. Проницаемые зоны, представленные неустойчивыми, тонкотрещиноватыми или пористыми породами, изолируются частицами твердой фазы промывочной жидкости в процессе бурения скважин. Потеря промывочного агента здесь сводится к объему, отфильтровавшемуся в процессе формирования корки.

Однако если бурение скважины ведется на жидкое или газообразное полезное ископаемое, то ставится задача сохранения проницаемости пласта и роль промывочного агента усложняется.

Соотношение давлений столба промывочной жидкости и пластового (порового) определяет величину дифференциального давления в скважине, которое играет важную роль не только в сохранении стенок скважины, но

и в процессе разрушения породы на забое и прихватах бурового инструмента.

6.2. Способы промывки

При бурении скважин промывочная жидкость должна циркулировать по замкнутому гидравлическому контуру. В зависимости от вида гидравлического контура все существующие системы промывки делятся на две группы:

- 1) системы промывок с выходом раствора на поверхность;
- 2) системы промывок с внутрискважинной циркуляцией.

В зависимости от направления движения промывочной жидкости по отношению к буровому инструменту промывка с выходом ее на поверхность осуществляется по одной из приведенных на рис. 73 схем.

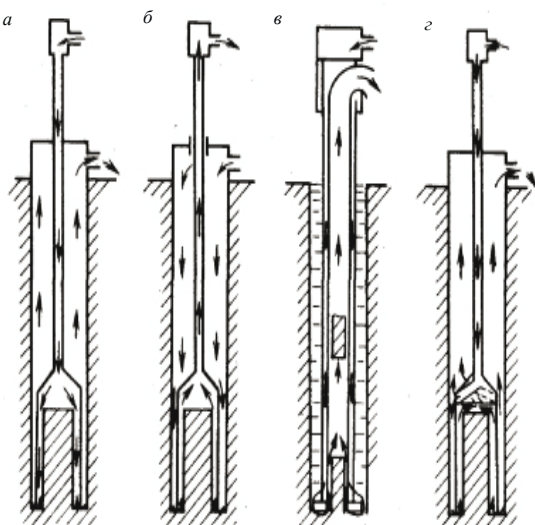


Рисунок 73 – Схемы промывки с выходом бурового раствора на поверхность: а – прямая промывка, б – обратная промывка, в – обратная промывка через двойную колонковую трубу (с гидро-транспортом керна, г – комбинированная промывка)

Комбинированная система промывки по технологии исполнения подразделяется на периодическую (последовательную) и совмещенную (параллельную). Оба варианта могут быть реализованы как по прямой, так и по обратной схеме. При использовании периодической промывки на-

правление потока бурового раствора меняется с прямой промывки на обратную и наоборот. Направление движения раствора, подаваемого к забое скважины, изменяется на поверхности при соответствующей обвязке насоса и устья скважины.

6.3 Функции бурового раствора

Удаление продуктов разрушения из скважины.

Вся выбуренная порода должна эффективно удаляться с забоя и из ствола во избежание переизмельчения шлама и дополнительного износа породоразрушающего инструмента и бурильных труб. Качество очистки забоя зависит от степени турбулизации жидкости в призабойной зоне. Чем она выше, тем лучше и быстрее очищается забой скважины от выбуренной породы. На характер течения жидкости в призабойной зоне скважины существенно влияет частота вращения бурового снаряда, а также конструкция и расположение промывочных окон в породоразрушающем инструменте.

Способность бурового раствора удалять шлам из скважины в отстойник зависит частично от характеристик раствора и частично от скорости циркуляции в кольцевом пространстве между бурильной трубой и стенкой скважины. Когда мощности бурового насоса недостаточно для обеспечения необходимой скорости восходящего потока бурового раствора, для эффективного удаления шлама, можно увеличить вязкость раствора, особенно, предел текучести. Однако это приводит к ухудшению условий очистки раствора и росту гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе скважины.

Охлаждение породоразрушающего инструмента и бурильных труб

В процессе бурения происходит нагрев породоразрушающего инструмента за счет совершаемой на забое механической работы. Буровой раствор, омывая породоразрушающий инструмент, в результате конвекционного обмена отводит тепло. Эффективность охлаждения зависит от расхода бурового раствора, его теплофизических свойств и начальной температуры, а также от размеров и конструктивных особенностей породоразрушающего инструмента.

Буровой раствор также охлаждает бурильные трубы, нагревающиеся вследствие трения о стенки скважины.

Буровые растворы обладают относительно высокой теплоемкостью, поэтому функция охлаждения выполняется даже при небольших их расходах.

Удержание частиц выбуренной породы во взвешенном состоянии

Удержание частиц выбуренной породы и утяжелителя во взвешенном состоянии в промывочной жидкости, находящейся в скважине, необходимо для предотвращения прихватав бурильного инструмента при пре-

крашении циркуляции. Для выполнения этой функции буровой раствор должен обладать тиксотропными свойствами, то есть способностью превращаться при отсутствии движения из золя в гель с образованием структуры, обладающей определенной устойчивостью. Устойчивость структуры оценивается величиной статического напряжения сдвига

Облегчение процесса разрушения горных пород на забое

Активное воздействие бурового раствора на забой обусловлено, главным образом, кинетической энергией потока на выходе из бурового снаряда.

Эффект гидродинамического воздействия усиливается путем подбора площади сечения и мест расположения каналов, через которые жидкость выходит на забой скважины. Эта функция промывочной жидкости наиболее эффективна в породах рыхлого комплекса.

Кроме того, облегчение процесса разрушения горных пород на забое может быть осуществлено за счет понижения их твердости. Сущность процесса понижения твердости горных пород заключается в следующем: горные породы не однородны по прочности, имеют более слабые места в кристаллической решетке, а также микротрещины, пронизывающие кристаллы и расположенные по их границам.

Жидкость как внешняя среда активно участвует в процессе механического разрушения горных пород, проникая в глубину деформируемого тела – в зону предразрушения, представляющую собой деформированные слои с повышенной трещиноватостью. Активность жидкости может быть значительно повышена небольшими добавками к ней специальных веществ, получивших название *понижителей твердости*. Воздействие этих веществ на процесс разрушения горных пород основано на усилении физико-химического взаимодействия дисперсионной среды с развивающимися в процессе механического разрушения новыми поверхностями горной породы. Дисперсионная среда бурового раствора с добавленными понижателями твердости, проникая в зону предразрушения и распределяясь по микротрещинам, образует на поверхностях горных пород адсорбционные пленки (сольватные слои). Эти пленки производят расклинивающее действие в зонах, расположенных вблизи поверхности обнажаемых горных пород, вследствие чего создаются лучшие условия их разрушения. Чем сильнее при этом связь смачивающей жидкости с поверхностью тела, тем сильнее расклинивающее действие адсорбционно-сольватных слоев.

Наблюдения показали, что при бурении с добавкой в буровой раствор понижателей твердости зоны предразрушения горных пород становятся более развитыми, зародышевые щели распространяются значительно глубже и количество их увеличивается по сравнению с воздействием жидкости малоактивной, без адсорбирующихся добавок.

Поверхностно-активные вещества, адсорбируясь на обнажаемых поверхностях микротрещин, способствуют снижению свободной поверхно-

стной энергии тела, что уменьшает величину необходимой для разрушения работы и облегчает разбуривание горной породы. Эффективность действия понизителей твердости зависит от механических условий разрушения (прежде всего периодичности силовых воздействий), химической природы самих реагентов, их концентрации в буровом растворе и физико-химических свойств горных пород.

На поверхностях твердого тела в качестве понизителей твердости могут адсорбироваться как поверхностно-активные молекулы органических веществ (не электролитов), так и ионы электролитов.

В качестве основных понизителей твердости пород используются кальцинированная сода, едкий натр, известь негашеная и гашеная и различные мыла.

Понизители твердости пород помогают процессу дальнейшего диспергирования находящегося в круговой циркуляции бурового шлама. Это имеет особенно важное значение при бурении с промывкой забоя естественными промывочными растворами, дисперсная фаза которых образуется из частичек твердых пород, диспергированных механическим воздействием долота на забой. Применяемые для стабилизации естественных карбонатных растворов поверхностно-активные вещества проникают в трещины довольно больших частичек шлама, откалываемых от забоя ударами зубьев долота. Адсорбируясь на вновь образованных поверхностях, оказывая расклинивающее действие и понижая поверхностное натяжение, эти вещества способствуют дальнейшему диспергированию шлама до частичек коллоидного размера, остающихся в системе в качестве дисперсной фазы раствора.

Сохранение устойчивости стенок скважины

Сохранение устойчивости стенок скважины – неперенное условие нормального процесса бурения. Причина обрушения стенок – действие горного давления. Смачивание горных пород рыхлого комплекса в процессе бурения с промывкой резко уменьшает прочность стенок скважины и, следовательно, их устойчивость. Чем дальше распространяется зона смачивания, тем интенсивнее идет процесс разрушения стенок. Этот процесс усиливается вследствие размывающего действия промывочной жидкости, наличия в ней веществ, способствующих разрушению горных пород.

Нежелательное изменение свойств пород устраняется подбором рецептуры промывочной жидкости. В частности, в нее вводят компоненты, придающие ей крепящие свойства. Кроме того, ряд промывочных жидкостей содержит твердую фазу, которая, отлагаясь при фильтрации в порах и тонких трещинах, образует малопроницаемую для жидкой фазы корку. Такая корка, обладая определенной механической прочностью, связывает слабосцементированные частицы горных пород, замедляет или полностью останавливает процесс дальнейшего распространения смоченной зоны вокруг ствола скважины.

Сохранению устойчивости стенок скважины способствует гидростатическое давление промывочной жидкости. Однако с его ростом увеличивается интенсивность проникновения промывочной жидкости в горные породы, падает механическая скорость бурения. В этих условиях еще более повышается изолирующая и закрепляющая роль фильтрационной корки.

Большее значение гидростатическое давление промывочной жидкости приобретает при бурении трещиноватых пород, а также пород и минералов, обладающих свойством медленно выдавливаться в скважину под действием горного давления (например, соли: галит, карналлит и др.). Создание достаточно высокого гидростатического давления позволит сохранить устойчивость стенок скважины в таких условиях.

Создание гидростатического равновесия в системе "ствол скважины - пласт"

В процессе бурения скважина и вскрытый пласт образуют систему пласт – скважина. Промывочная жидкость давит на стенки скважины. Жидкости или газ, находящиеся в пласте, также давят на стенки скважины, но со стороны пласта. Поскольку жидкости соприкасаются друг с другом через каналы фильтрации, пронизывающие стенки скважины, пласт и скважина представляют собой сообщающиеся сосуды.

Если в процессе бурения давление в скважине больше пластового, будет наблюдаться уход промывочной жидкости в пласт – поглощение. Это приводит к возникновению различного рода осложнениям в процессе бурения:

- снижается уровень жидкости в скважине, что может вызвать обвалы стенок;

- теряется дорогостоящая промывочная жидкость;

- осложняется контроль за процессом промывки;

- загрязняются подземные воды.

Если пластовое давление больше гидростатического давления промывочной жидкости, возникает водопроявление – жидкость из скважины поступает на поверхность. Это также приводит к нежелательным последствиям: загрязняется прилегающая к скважине территория, резко ухудшается качество промывочной жидкости, что вызывает обрушение (или пучение) стенок скважин.

В процессе бурения давление жидкости в скважине изменяется: к гидростатическому добавляется давление, величина которого зависит от выполняемых в скважине технологических операций. Поэтому возможны условия, когда при бурении поглощение периодически перемежается с водопроявлением, что также отрицательно сказывается на функциях промывочной жидкости.

Обеспечение равенства давлений в системе пласт – скважина в процессе бурения позволит избежать нежелательных осложнений при вскрытии проницаемых горных пород.

Сохранение проницаемости продуктивных горизонтов

Эта функция промывочной жидкости важна при бурении скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые. В таких скважинах обязательно проводятся исследования по оценке запасов и возможных дебитов скважин. Часть скважин может впоследствии использоваться в качестве эксплуатационных.

Так как в процессе фильтрации промывочных жидкостей на поверхности горных пород и в устьевых частях пор и трещин откладывается корка из частиц твердой фазы, продуктивность пласта в прискважинной зоне уменьшается. Это приводит к снижению дебита скважин, искажению подсчетов запасов, неправильной оценке проницаемости горных пород. Причем уменьшение проницаемости прискважинной зоны может оказаться необратимым. Во избежание отрицательного воздействия жидкости на продуктивный пласт корка должна легко разрушаться, а твердые частицы вымываться из каналов фильтрации.

Кроме того, снижение проницаемости призабойной зоны продуктивного пласта возможно вследствие действия фильтрата бурового раствора на глинистый цемент пород коллекторов. Такие условия наиболее характерны для условий работы ЮКОС. Для предотвращения возможных осложнений необходимо использовать промывочную жидкость не отфильтровывающую дисперсионную среду в горные породы, слагающие стенки скважины.

Это достигается подбором вида твердой фазы промывочной жидкости и введением специальных компонентов.

Перенос энергии от насосов к забойным механизмам

Для эффективной работы забойных механизмов (турбобуров, гидроударников, винтовых двигателей) требуется определенная энергия, которая переносится от бурового насоса, установленного на поверхности, к забою скважины. Количество этой энергии определяется техническими характеристиками забойных механизмов и условиями бурения. Энергия, затрачиваемая на привод бурового насоса, расходуется, кроме того, на преодоление гидравлических сопротивлений при циркуляции промывочной жидкости в скважине.

Технические возможности насосов ограничены, поэтому количество подведенной к забойному двигателю энергии будет зависеть от потерь напора при циркуляции промывочной жидкости. Потери зависят, при прочих равных условиях, от подачи насоса и реологических свойств жидкости. Так как на подачу насоса влияют геологические условия бурения и расход жидкости, требуемый для устойчивой работы забойного механизма в нужном режиме, главным регулирующим фактором энергетических затрат ос-

таются реологические свойства промывочной жидкости. Поэтому при использовании забойных механизмов стремятся максимально уменьшать реологические параметры промывочных жидкостей, учитывая при этом и другие их функции.

Обеспечение проведения геофизических исследований

При бурении скважин и по достижении проектной глубины обязательно проводится комплекс геофизических исследований, позволяющих уточнить геологический разрез и измерить ряд важных характеристик пласта. Эффективность таких исследований зависит от качества промывочной жидкости. Так, при повышенных реологических параметрах геофизические приборы могут застрять в скважине, в то время как бурильный инструмент опускается свободно. В отдельных случаях параметры промывочных жидкостей влияют и на показания приборов. Все эти обстоятельства должны учитываться при выборе качества промывочной жидкости.

Предохранение бурового инструмента и оборудования от коррозии и абразивного износа

Коррозия бурильного инструмента и оборудования вызывается, в основном, действием солей, а также кислорода воздуха, растворенных в промывочной жидкости. Реже коррозия происходит под действием сероводорода, поступающего в промывочную жидкость из горных пород.

Абразивный износ вызывается твердыми частицами, попадающими в промывочную жидкость либо при приготовлении, либо в процессе бурения. Совместное действие абразивного износа и коррозии усиливает процесс разрушения металла, приводит к преждевременному выходу из строя инструмента и оборудования, поломкам и авариям. Поэтому при выборе промывочной жидкости необходимо учитывать ее коррозионную и абразивную активность. Коррозионную активность снижают введением специальных добавок – ингибиторов коррозии. Для уменьшения абразивного износа промывочные жидкости следует регулярно очищать на поверхности от твердых абразивных частиц.

Закупоривание каналов с целью снижения поглощения бурового раствора и водопритоков

Буровой раствор должен обладать закупоривающими свойствами. Это достигается введением измельченных веществ-наполнителей. Отлагаясь в сужениях трещин, частицы наполнителя создают каркас, на котором осаждается твердая фаза, формируя изоляционные тампоны. Постепенно такие тампоны смыкаются, образуя в поглощающем пласте вокруг скважины водонепроницаемую завесу.

Частицы наполнителя должны равномерно распределяться в жидкости, поэтому необходимо, чтобы жидкость обладала определенной структурой, препятствующей осаждению наполнителя. Размеры частиц наполнителя и его концентрация не должны существенно ухудшать работу буровых насосов.

Предотвращение газо-, нефте-, водопроявлений

Газ, нефть или вода, с которыми сталкиваются в проницаемых породах, пронизанных буровым, долотом обычно предотвращаются от течения (фонтанирования) в отверстие давлением, проявленным столбом промывочной жидкости. Количество этого гидростатического давления зависит в значительной степени от плотности промывочной жидкости и высоты столба жидкости. Давление в стволе скважины также зависит до некоторой степени от давления от ударной нагрузки, вызванной циркулирующим глинистым раствором и движением буровой трубы. Давление от ударной нагрузки по очереди связано с пластической вязкостью, пределом текучести, и предельным статическим напряжением сдвига глинистого раствора.

Снижение коэффициента трения

Один из наиболее прогрессивных методов снижения коэффициента трения является введение в них специальных органических или комбинированных добавок, в результате чего образуется эмульсия, обладающая смазочными свойствами. Такие промывочные жидкости обеспечивают ряд дополнительных положительных эффектов: увеличение механической скорости, повышение стойкости буровых труб, снижение затрат мощности на вращение колонны буровых труб, снижение потерь напора при циркуляции.

Сохранение заданных технологических характеристик

В процессе бурения раствор как можно более длительное время должен сохранять предусмотренные проектом технологические свойства. В противном случае он перестанет выполнять необходимые функции, что может привести, с одной стороны, к возникновению осложнений и аварий, а с другой, к необходимости дополнительной его обработки химическими реагентами, что вызывает увеличение стоимости буровых работ.

Экологическая чистота

При бурении наклонно-направленных скважин буровой раствор может попадать в водоносные горизонты, в русло рек и разливаться по поверхности в приустьевой зоне. По этой причине (несмотря на мероприятия по предупреждению этих явлений) раствор не должен оказывать губительное влияние на окружающую среду – должен быть экологически безопасным.

Для этой цели буровой раствор должен изготавливаться из нетоксичных материалов, не способных создавать ядовитые соединения. Токсичность материалов и их соединений должна контролироваться на этапе проектирования.

Экономическая эффективность

При условии выполнения буровым раствором всех вышеперечисленных функций он должен иметь минимально возможную стоимость. Это обеспечивается оптимальным подбором рецептуры приготовления бурового

го раствора и применением наиболее дешевых материалов для его производства (без ущерба качеству).

Таким образом, оптимальный процесс промывки скважин обеспечивается правильным сочетанием вида бурового раствора, режима промывки (подачи насоса) и организационных мер по поддержанию и регулированию свойств раствора в процессе бурения. Только такое сочетание позволит эффективно реализовать технологические функции процесса промывки.

В зависимости от геологического разреза и физико-механических свойств горных пород конкретного района одни функции промывочной жидкости являются главными, другие – второстепенными. Необходимый комплекс функций процесса промывки предъявляет к промывочному агенту требования, для удовлетворения которых он должен иметь определенные свойства. Эти свойства обуславливают вид промывочной жидкости.

6.4 Виды применяемых промывочных жидкостей

В настоящее время за рубежом из всех типов буровых растворов наиболее широкое распространение получили безглинистые ингибированные растворы на основе биополимеров и растворы на углеводородной основе (РУО) [6]. Последние обладают повышенной пожароопасностью и требуют дополнительных дорогостоящих мероприятий по охране окружающей среды (утилизация, замкнутый цикл циркуляции, хранение материалов и замещенного раствора и т.д.).

С целью исключения части недостатков РУО, рекомендуют инвертные эмульсии на основе углеводородных жидкостей с высоким содержанием воды [6]. Основным требованием, предъявляемым к такого рода эмульсиям является их устойчивость против обращения фаз и разрушения. В частности, применяемые в настоящее время высококонцентрированные инвертные эмульсионные растворы (ВИЭР), разработанные ВНИИБТ, обладают низкой агрегативной устойчивостью, и их использование практически невозможно при наличии в геологическом разрезе водонасыщенных пластов [6].

Наиболее приемлемым, с экономической и технологической точки зрения, методом обеспечения сохранности продуктивных зон нужно признать использование синтетических ПАВ, изменяющих физико-химическую природу фильтрата, что позволяет вместе с другими технологическими приемами обеспечить наименьшее снижение проницаемости нефтенасыщенных коллекторов. Изучению влияния ПАВ на процессы адсорбции и смачиваемости горных пород посвящено достаточно большое количество работ.

Из анализа этих работ следует, что применяемые при первичном вскрытии пластов синтетические ПАВ должны удовлетворять следующим требованиям: полностью растворяться в пластовой и технической воде; снижать межфазное натяжение на границе раздела «фильтрат бурового раствора – нефть» при возможно малых концентрациях; повышать смачиваемость по-

верхности коллектора нефтью, т.е. обладать гидрофобизирующими свойствами; незначительно адсорбироваться на поверхности кварцевых, карбонатных и глинистых пород; предупреждать образование в ПЗП эмульсии, а если она образуется, то снижать ее стойкость; предупреждать коагуляцию твердой фазы бурового раствора и шлама и не допускать выпадения их в осадок; способствовать вскрытию пласта при минимальных затратах; не оказывать влияния на основные параметры раствора.

В буровой практике при вскрытии продуктивных пластов все большее применение находят безглинистые буровые растворы. Переход на бурение скважин с применением безглинистых буровых растворов первоначально был обусловлен стремлением повысить механическую скорость проходки за счет снижения содержания твердой фазы, способствующее понижению дифференциального давления на забой скважины и, следовательно, сокращению сроков строительства скважин.

Так А.М. Гусманом и др. отмечено, что переход с промывки забоя водой на промывку глинистым раствором влечет за собой изменение механизма очистки забоя от выбуренной породы. Анализ фракционного состава проб шлама, отобранных при бурении, показал, что при промывке скважин глинистым раствором процентное содержание крупных фракций меньше, а мелких больше, чем при промывке водой. Это объясняется тем, что при промывке глинистым раствором образование на забое глинисто-шламовой подушки и рост дифференциальных давлений затрудняет отделение отколотой части породы от забоя, а отделенная часть подвергается повторному воздействию зуба шарошки, то есть повторному измельчению.

В.Г. Литвишко и М.И. Липкесом показано [14], что применение слабо-структурированных буровых растворов с малым содержанием твердой фазы позволяет создать турбулентный режим течения раствора по затрубному пространству, что способствует улучшению качества очистки ствола скважины и повышению эффективности работы долот.

В.Б. Штурн показал, что увеличение концентрации твердой фазы в буровом растворе оказывает существенное влияние на значение механической скорости проходки, удельную мощность разрушения и другие энергетические показатели процесса разрушения.

Вышеуказанные данные о влиянии содержания твердой фазы бурового раствора на механическую скорость проходки согласуются с результатами экспериментальных исследований американских ученых и подтверждены исследованиями Н.И. Крысина, А.М. Нацепинской и др. [15,16] на примере бурения скважин в Пермском Прикамье.

Следует отметить, что наличие в растворе активной глинистой фазы не только негативно отражается на скорости строительства скважины, но и в большей степени приводит к интенсивной коагуляции порового пространства пород, значительно снижая их пористость и проницаемость. Как известно, глины, применяемые для приготовления бурового раствора, содержат до

50 % частиц величиной менее 0,01 мм и 25 % частиц – 0,001 мм, что соизмеримо с величиной поровых каналов. Снизить отрицательное влияние твердой фазы можно за счет уменьшения ее концентрации, а также регулированием ее дисперсности и химического состава, но при этом необходимо учитывать значения величины плотности и структурно-механических свойств.

В связи с этим, в последние годы основным направлением в создании новых типов буровых растворов была разработка рецептур безглинистых буровых растворов с минимальным содержанием твердой фазы или же с кислото-растворимыми утяжелителями.

Известны рецептуры безглинистых буровых растворов, разработанные О.К. Ангелопуло, Б.А. Андросоном, А.И. Булатовым, Д. Джексоном, Э.Г. Кистером, Н.И. Крысиным, М.И. Липкесом, К.Л. Минхайровым, А.М. Нацепинской, В.М. Подгорновым, А.У. Шариповым и другими отечественными и зарубежными исследователями. При их разработке исследователями большое внимание уделялось снижению глубины проникновения фильтрата в пласт, за счет регулирования содержания полимерсолевых и комплексобразующих компонентов дисперсной фазы и дисперсионной среды в буровом растворе. Так, Ж. Блоком и др. предложен буровой раствор, в состав которого входят: вода, добавки, понижающие водоотдачу, утяжелители и вязкостный агент, в качестве которого используют продукт реакции железа и гидроокиси. Состав и технология приготовления раствора довольно сложны для применения в промышленных условиях.

В.И. Крылов и В.В. Крецул указывают, что подбор гранулометрического состава твердой фазы бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов способен существенно улучшить качество фильтрационной корки, избежать коьматации порового пространства породы и сохранить коллекторские свойства продуктивных горизонтов.

Р.И. Федосовым и др. разработана рецептура безглинистого полимерно-гидрогелевого раствора типа «Экориш» на основе уксуснокислого железа. Эти системы обладают недиспергирующим действием и высокой флокулирующей способностью пород различного минералогического состава, являются сильнейшими ингибиторами набухания глинистых пород, предотвращающими их диспергирование и образование избыточных объемов. Реологической особенностью этих растворов является псевдопластичность, в результате чего улучшается очистка забоя и увеличивается механическая скорость бурения. Гидрогелевые растворы позволяют проводить геофизические исследования для определения объема запасов углеводородов в залежи, а также работы, связанной с проводкой скважин. Однако наличие в составе дисперсионной среды катионов трехвалентного железа может вызывать обильное осадкообразование при контакте фильтрата с пластовыми флюидами.

На предприятиях Западной Сибири применяли растворы бишофита и кристаллогидрата хлорида магния (ГОСТ 7759-73, [42]). С использованием этой легкорастворимой соли можно получить раствор плотностью до 1300

кг/м³. Однако раствор бишофита такой плотности имеет температуру кристаллизации около 3 °С, что затрудняет его приготовление и применение в условиях Севера.

Для исключения отрицательного влияния глинистого раствора в институте «ТатНИПИНефть» была разработана рецептура облегченного полимер-мелового бурового раствора. Сохранение коллекторских свойств достигается за счет незначительного содержания в растворе глинистой составляющей и наличия химически активной твердой фазы, которая создает искусственный защитный экран. На стадии освоения такой экран легко удаляется кислотным составом. Наличие глинопорошка все-таки обуславливает необратимое снижение фильтрационной характеристики пласта.

Р. Клаппитом предложен безглинистый буровой раствор, в состав которого входят гидролизированный полиакриламид – 0,048-0,48 %, гидросульфит натрия – 0,13 %, бихромат натрия – 0,13 % и вода. Раствор имеет низкие флокулирующие свойства. Химические реагенты, применяемые для приготовления раствора, дорогие и дефицитные.

И. Зобниным предложена промывочная жидкость, содержащая в своем составе: биополимер, NaOH или KOH, карбонат натрия, крахмал, PAC-R, PAC-CL, KCl, мраморную крошку, пеногаситель и биоцид. Как можно заметить, состав системы очень сложный, и регулирование параметров жидкости в промысловых условиях может быть невозможным.

И.Ю. Хариевым и др. [17] разработан безглинистый буровой раствор на водной основе, в состав которого входят: 3-10 % хлорида калия; 0,02-2,0 % полиакриламида; 3,0-4,0 % лигносульфонатного реагента – стабилизатора (например, КССБ, или ФХЛС, или оксил); 0,2-0,5 % КМЦ; 1-40 % смеси карбоната кальция и сернокислого железа. Для повышения эффективности реагентов стабилизаторов раствор обрабатывают щелочами в количестве 0,1-0,3 % от объема раствора. Для улучшения смазывающих свойств вводят нефть, нефтепродукты, графит и различные ПАВ. Основным недостатком данного раствора является его многокомпонентность и нетехнологичность в промысловых условиях.

В.К. Давыдовым, при разработке техники и технологии первичного вскрытия продуктивных пластов на месторождениях, находящихся на поздней стадии эксплуатации, был предложен буровой раствор, содержащий ингибирующие добавки и неионогенные ПАВ, обеспечивающие низкие значения поверхностного натяжения фильтрата на границе с нефтью. Однако в работе отсутствуют данные по составу раствора и дифференцированная оценка его влияния на свойства приквасинной зоны пласта.

Б.А. Андресоном, К.Л. Минхайровым и др. [18] для вскрытия продуктивных пластов на месторождениях Башкортостана предложен безглинистый полимерный раствор с использованием ПАА, неионогенных ПАВ (шкопау, ОП-10 и др.), технической соли (хлориды натрия, кальция, цинка или железа)

и пластовой воды. Эти растворы имеют высокие реологические свойства ($\eta_{пл} = 71-546$ мПа·с) и высокую плотность.

Для вскрытия пластов-коллекторов на Касимовском подземном хранилище газа авторами работы был предложен высокоминерализованный безглинистый буровой раствор, не содержащий дисперсного наполнителя-утяжелителя (при плотности до 1500 кг/м^3). Основа системы – высокоминерализованная водная фаза смешанного состава, включающая неорганические соли и экологически безопасную композицию полимерных регуляторов реологических и фильтрационных свойств. По заявлению авторов, коэффициент восстановления проницаемости фильтрующего слоя, имитирующего песчаник пласта с начальной проницаемостью $538,6$ мД, составил 70% , в то время как при прокачивании стандартного полимерглинистого раствора, утяжеленного баритом не превышал $10-20 \%$. При опробовании состава на скважине удалось получить высокую ее производительность при депрессии, не превышающей $1,5$ МПа. Однако сведения о компонентном составе раствора в работе отсутствуют, как и отсутствуют результаты лабораторных испытаний.

И.И. Белей и Е.А. Коновалов [19] разработали полимерный алюмоакриловый раствор следующего состава: гипан – $0,7-1,0 \%$; сернокислый алюминий – $1,5-2,0 \%$; кальцинированная сода – $0,5-0,6 \%$; вода – остальное. В результате взаимодействия гипана и сернокислого алюминия образуются комплексы, которые из-за низких значений pH среды ($4,9-5,2$) осаждаются. Повышение pH среды введением кальцинированной соды приводит к образованию однородных растворов с удовлетворительными структурно-механическими свойствами. Несовершенство данного раствора проявляется в высоких флокулирующих свойствах. Это приводит не только к очистке его от выбуренной породы, но и удалению из системы полимерных комплексов.

В.И. Леонидовым, Г.А. Пахмуриным [20] предложен полимерный раствор, в состав которого входят $2,5 \%$ хромпика, 16% КССБ-2, $1,5 \%$ каустической соды, 80% пластовой воды с минерализацией 75 г/л . Положительным для данного раствора являются низкие показатели фильтрации. К недостаткам следует отнести использование в больших количествах хромпика и лигносульфонатов.

Основным направлением в разработке безглинистых систем, в состав которых входят акриловые полимеры, эфиры целлюлозы и лигносульфонаты, является формирование устойчивой во времени зоны кольматации, для разрушения которой при освоении скважины необходимо использовать специальные технологии. Положительным моментом является подход к выбору состава дисперсионной среды, который предупреждает набухание и диспергирование глинистых минералов коллектора (калиевые растворы, пластовые воды продуктивных горизонтов) и предупреждение образования ВНЭ (выбор ПАВ).

Авторами предложен безглинистый эмульсионно-гелевый полисахаридный раствор (БЭГПР) для вскрытия пластов и проводки скважин в ос-

ложненных горно-геологических условиях. Раствор приготавливается на основе пластовой воды. Ингибирующие свойства ему придают вводимые хлориды калия и магния. Реологические характеристики регулируются вводом крахмала, полианионной целлюлозы или ксантановой смолы, поверхностно-активные свойства – добавкой в состав поверхностно активного вещества комплексного действия. В качестве кольматанта-утяжелителя используется карбонат кальция. Кроме всего прочего, в состав раствора вводится нефть, по-видимому, в качестве смазывающей добавки. Данный раствор первоначально разрабатывался для бурения в неустойчивых глинистых отложениях. Не рассматривается его влияние на фильтрационно-емкостные свойства пласта.

В последнее время в мировой практике бурения для вскрытия продуктивных пластов применяют буровые растворы, содержащие в своем составе полисахариды.

Так, М.С. Окуневым, Л.П. Сергиенко и др. [21] предложен безглинистый буровой раствор для вскрытия продуктивных пластов, содержащий карбоксиметилцеллюлозу 0,8-1,2 %, запечную пыль, уловленную электрофильтрами цементнообжиговых печей 16,8-37,2 %, борную кислоту или тетраборат натрия 0,1-0,1 % и воду. Оригинальные и нетрадиционно используемые реагенты, дают возможность применения раствора только в единичных случаях.

А.Я. Третьяк [22] предложил буровой раствор, содержащий карбоксиметилцеллюлозу 0,5-2,0 %, декстриновую крошку – смесь углеводов, образующихся при гидролизе картофельного и маисового крахмала 0,5-2,0 % и воду. Декстриновая крошка является кольматационным наполнителем, а остальной состав раствора очень чувствителен к полисолевой минерализации, поэтому применение данного раствора носит ограниченный характер – только в пресных системах.

Тем же автором предложен состав раствора, который содержит декстриновую крупу 0,5-3 %, КМЦ 0,5-2,0 %, едкий натр 0,1 % и воду [23]. Наличие каустической соды создает повышенное значение pH среды (до 14), что ограничивает их применение в условиях использования алюминиевых труб и негативно сказывается на устойчивости стенок скважины.

И.Ю. Хариев [17] предложил использовать для вскрытия продуктивных пластов буровой раствор, содержащий КМЦ 0,5-5,0 %, крахмал 1-3 % и воду.

Разработан ряд промывочных жидкостей на основе крахмала с добавками ферментных препаратов типа эндополигамектулозы или амилолитических ферментов. Однако действия и свойства ферментов в пластовых условиях еще недостаточно изучены, их влияние на коллекторские свойства пласта и нефтенасыщенность неоднозначны, поэтому применение таких промывочных жидкостей ограничено.

В условиях высоких температур и давлений были попытки использования в качестве бурового раствора пластовой воды, содержащей цезий. Такая вода может поставляться на буровую плотностью 2200 кг/м^3 без содержания твердых взвесей. Буровые растворы с содержанием цезия могут представлять потенциальный интерес для бурения и заканчивания скважин, но пока еще не выявлены возможные негативные последствия, с которыми предстоит столкнуться при бурении последующих скважин.

При вскрытии трещиноватых коллекторов нашли применение системы буровых растворов, содержащие инертные наполнители в качестве кольматантов. В ряде таких растворов используют нефтерастворимые органические частицы, например, воски и смолы. В некоторых растворах при оптимальных температурах эти частицы могут деформироваться и действовать как материалы для регулирования процессов фильтрации и образования сводовых перемычек. Эти системы лучше всего работают при температурах от 65°C до 95°C . При температуре ниже 65°C такие частицы становятся слишком твердыми, а при температурах выше 95°C – слишком мягкими.

В кислоторастворимых и поддающихся биохимическому разложению системах буровых растворов в качестве закупоривающих материалов обычно используют измельченный карбонат кальция. Он полностью растворяется в кислоте и поставляется в виде широкой гаммы порошков различного гранулометрического состава (от нескольких миллиметров до сотых долей миллиметра). Установлено, что при правильном подборе гранулометрического состава с помощью суспензий одного карбоната кальция можно проводить краткосрочный ремонт скважин.

Проведенный анализ существующих систем, применяемых для вскрытия продуктивных пластов, показал наличие их значительного числа, разрабатываемых как специально для конкретных геологических условий, так и попытки найти универсальную рецептуру.

Наиболее перспективным направлением является исследования полимерсолевых составов, не содержащих или малосодержащих твердую фазу. В случаях необходимости использования растворов плотностью выше 1400 кг/м^3 , возможно добавление инертного утяжелителя, не оказывающего отрицательного влияния на проницаемость прискважинной зоны коллектора.

ГЛАВА 7

БУРЕНИЕ БОКОВЫХ СТВОЛОВ

7.1 Бурение боковых стволов из существующих скважин

Новые технологии и стратегия промысловых сервисных работ, созданные в течение последнего десятилетия, способствовали тому, что наиболее предприимчивые добывающие компании пришли к общему мнению о необходимости дать новую жизнь старым скважинам.

Это заставило сервисные компании «повысить квалификацию» и расширить перечень решаемых проблем по контролю за добычей и состоянием продуктивных пластов. Активизировалось техническое творчество. Например, в области бурения стволов-ответвлений технические разработки (бурение гибкими трубами, малогабаритные телеметрические системы и специальное оборудование для заканчивания боковых стволов) расширили выбор вариантов ускорения окупаемости инвестиций в месторождения.

Совершенствование технологий бурения увеличило число скважин, из которых можно бурить боковые стволы с короткими и средними радиусами кривизны, а также разветвленные стволы, применяя бурильные колонны из обычных или гибких труб.

Возвращение к старым скважинам

Возвращение к старым скважинам для получения дополнительной добычи не является новым методом. Начиная с середины 50-х годов, нефтяные компании возвращались к старым скважинам и бурили боковые стволы, чтобы обойти зоны загрязнения коллектора или механические препятствия в скважине, экономя таким образом средства в сравнении с бурением новых скважин. Недавнее расширение рынка услуг по бурению боковых стволов обязано во многом совершенствованию технологий бурения и заканчивают скважин.

Бурение боковых стволов снижает стоимость строительства горизонтальных скважин. Кроме увеличения производительности скважин, бурение боковых стволов позволяет отбирать углеводороды из коллекторов, ранее не охваченных разработкой (рис. 74). Многоствольные разветвления из существующих скважин улучшают условия вскрытия продуктивного пласта (рис. 75). А небольшие изолированные залежи нефти или газа могут быть вскрыты скважинами с большими отходами от вертикали, в том числе и многоствольными (рис. 76). Обычно горизонтальные скважины по производительности превосходят вертикальные скважины в 3-4 раза, а в некоторых случаях наблюдалось увеличение производительности в 17 и более раз. Кроме того, при наличии газовой шапки или подстилающей во

ды (или того и другого вместе) горизонтальные скважины дают значительный прирост извлекаемых запасов.

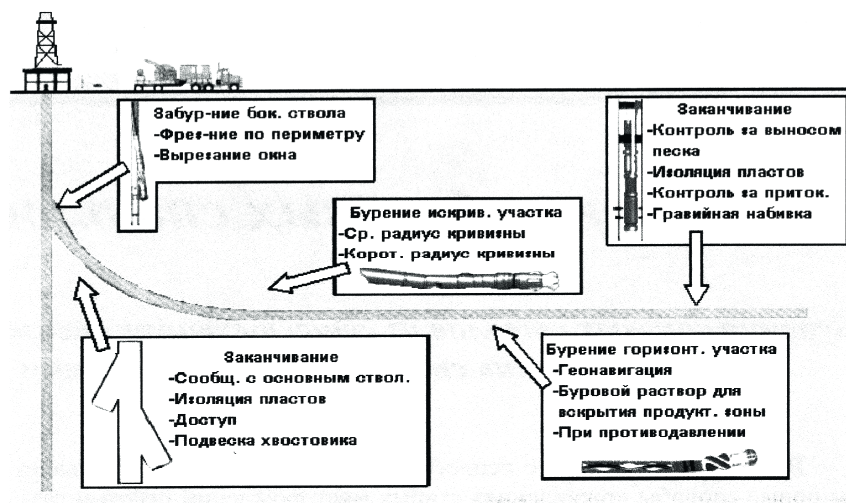


Рисунок 74 – Системы бурения боковых стволов.

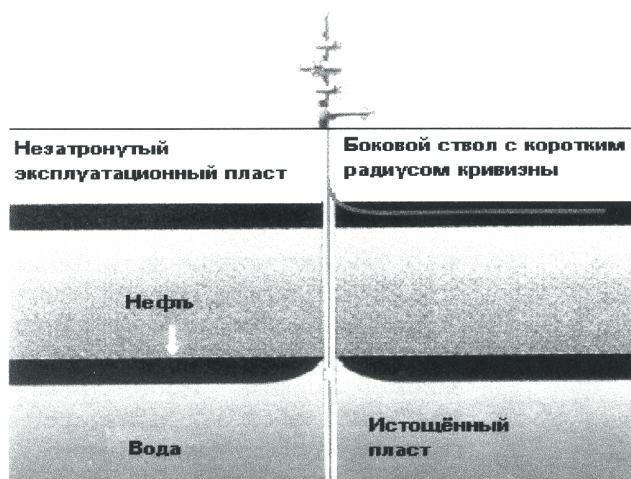


Рисунок 75 – Бурение многоствольных скважин



Рисунок 76 – Оптимизация добычи

Не для всех скважин бурение боковых стволов является наилучшим способом повышения производительности. В связи с этим, корпорация Шлюмберже выбрала увеличение отдачи пластов в качестве основной цели своей сервисной деятельности. Направления приложения усилий определяются объединенной группой инженеров, делегированных компаниями и решающих проблему выбора скважин-кандидатов на проведение работ по повышению отдачи, пластов. Эта так называемая Группа повышения нефтеотдачи пластов (английская аббревиатура PEG) несет основную ответственность за отбор скважин-кандидатов и выработку проектных решений. На основе технико-экономического анализа промысловой информации о скважинах или месторождениях инженеры группы PEG принимают оптимальное проектное решение, используя помощь специалистов соответствующего профиля. Решение зависит от возникающих проблем и может включать новые геофизические исследования, ревизию уже имеющихся каротажных материалов, бурение новых скважин или ответвлений, повторную перфорацию, обработку прискважинной зоны для интенсификации притока или другие виды капитального ремонта скважин. Все это делается для обеспечения первоклассного сервиса при решении любого вопроса, относящегося к повышению нефтеотдачи пластов.

Добыча из незатронутых эксплуатацией пластов

Повышение текущей стоимости старых месторождений. Бурение горизонтальных ответвлений из существующих скважин позволяет вскрыть незатронутые эксплуатацией продуктивные пласты.

Скважины-кандидаты для бурения боковых стволов

Гидроразрывы, повторная перфорация, восстановление коллекторских свойств пласта при обработке кислотой и новое заканчивание скважины – все это широко применяемые методы увеличения продуктивности существующих скважин, а значит, и чистой текущей стоимости на старых месторождениях. В настоящее время бурение боковых стволов привлекает повышенное внимание в связи с потенциальным увеличением отдачи из загрязненных или истощенных пластов и возможностью вскрыть новые пласты с меньшими затратами.

Итак, когда надо бурить боковые стволы? Во многих случаях применение традиционных технологий и технических средств может оказаться неэффективным или нецелесообразным. В старых скважинах бурение боковых стволов можно считать наилучшим техническим решением, если есть надежное обоснование эффективности вскрытия продуктивной зоны наклонным или горизонтальным стволом (рис. 76). Бурение боковых стволов из существующих скважин дешевле, чем строительство новых скважин. Кроме того, траектория бокового ствола проходит вблизи старой скважины, где продуктивная зона уже охарактеризована керновыми и каротажными данными, а также результатами испытания и эксплуатации пластов.

Оптимизация отдачи пласта

Повышение добычи за счет сети боковых стволов. Дополнительные боковые стволы расходятся веером из существующей обычной или горизонтальной скважины и улучшают условия притока из пласта.

Вскрытие удаленных структур

Новые технологии и технические средства бурения могут повысить потребительскую стоимость за счет вскрытия мелких залежей нефти. Используя новейшие забойные двигатели и геонавигацию, можно бурить с морских платформ направленные скважины с отходами в несколько километров, исключая необходимость дополнительного строительства. Сеть боковых стволов, пробуренных из основной скважины, могут вскрыть различные части месторождения, позволяя отказаться от бурения новых скважин.

Если существующая скважина вскрыла газовую шапку или прошла вблизи нее, а также при наличии подстилающей воды, то содержание газа или воды (зачастую и того, и другого) в добываемой продукции скважины обычно увеличивается. При отсутствии газовой шапки традиционным способом отсрочить прорыв воды является перфорация только верхней части продуктивного интервала. Однако во многих случаях при радиальном притоке флюида создаваемой депрессии бывает достаточно, чтобы подтянуть

воду к зоне перфорации в виде конуса. Достигнув нижних перфорационных отверстий, вода, благодаря ее большой подвижности, может стать основным компонентом продукции скважины.

При сильном подпоре «нижней» воды обводнение скважины может иметь место даже при отсутствии водонефтяного контакта повышенной подвижности. Как правило, стволы горизонтальных скважин располагают ближе к кровле продуктивного пласта, поэтому перепад давления, перпендикулярный оси скважины, приводит к подъему воды в виде треугольной призмы, а не конуса. Для образования такой призмы необходимо вытеснить гораздо больше нефти, чем для образования конуса, то есть отдача пласта увеличивается даже за счет геометрических характеристик водяного потока.

В отложениях, склонных к выносу песка, бурение боковых стволов может исключить необходимость спуска дорогостоящих гравийных фильтров, используемых для борьбы с песком. В отличие от вертикальных, горизонтальные скважины позволяют отбирать столько же или больше продукции при значительно меньших депрессиях на пласт.

Следующим преимуществом боковых стволов является улучшение условий вскрытия многопластовых месторождений. Если отдельные пласты имеют достаточную мощность для размещения в них горизонтальных стволов, то очень эффективной стратегией является бурение нескольких расположенных друг за другом боковых стволов в эти пласты из одной скважины. Меняя протяженность вскрытия каждого пласта обратно пропорционально интенсивности притока, можно поддерживать равномерную удельную отдачу пластов (суммарная добыча из пласта, отнесенная к падению пластового давления).

Более дешевым решением этой проблемы является вскрытие всех пластов одним наклонным боковым стволом. При проектировании траектории такого бокового ствола можно предусмотреть увеличение протяженности вскрытия пластов с меньшими дебитами, чтобы поддерживать удельную отдачу пластов на приблизительно одинаковом уровне. Однако в случае обводнения одного из высокопроизводительных пластов, изолировать его будет гораздо трудней, чем в многоствольной скважине.

В сравнении с вертикальной скважиной, наклонный боковой ствол может значительно увеличить отбор из тонкослоистого месторождения, где из-за малой мощности невозможно разместить горизонтальный ствол в каждом отдельном пропластке. Часто углеводородсодержащие пласты не включают в число эксплуатационных объектов, или они не дают притока при начальных методах заканчивания скважины.

Такие интервалы можно дополнительно проперфорировать и после гидроразрыва значительно увеличить производительность скважины. Однако в маломощных пластах бурение боковых стволов с горизонтальными участками эффективнее гидроразрывов.

Ввиду особых условий осадконакопления стратиграфическое строение некоторых залежей обеспечивает условия миграции углеводородов в горизонтальном и вертикальном направлениях. Геологические фации с контрастными коллекторскими характеристиками могут быть как экранами, так и каналами для миграции. Иногда песчанистые коллекторы могут иметь слишком малую мощность, чтобы быть выделенными в сейсморазрезе, но благодаря большой протяженности, они видны на амплитудных сейсмокартах структурных горизонтов. В таких случаях горизонтальные скважины могут идеально решить проблему эксплуатации пластов малой мощности и вскрытия углеводородных залежей, удаленных по горизонтали от устья скважины.

Залежи можно подразделить по характеру дренажной зоны (левая колонка). Для любой из видов залежи эффективными могут оказаться несколько типов скважин: вертикальные, вертикальные с гидроразрывами пластов, наклонные, горизонтальные, горизонтальные с гидроразрывами, многоствольные и многоствольные с ответвлениями на разной глубине. В центральной и правой колонках рисунка 77 приведены примеры повышения добычи и отдачи пластов за счет бурения наклонных и горизонтальных боковых стволов, эффективность которых определяется проницаемостью и коллекторскими характеристиками пласта.

Характер дренажной зоны	Траектория скважины	
	Наклонные скважины	Горизонтальные скважины
Проницаемость (k), м	Вертикальная, k_v	Горизонтальная, k_h
Зона естественной трещиноватости в условиях заводнения	Короткие, разнесённые, параллельные, перпендикулярные трещинам	Скважина для нагнетения воды
Тектонически изолированные залежи	Скв. должна вскрыть несколько залежей	Вскрытие каждой залежи одной или несколькими стволами
Стратиграфически изолиров. залежи	Скв. должна вскрыть несколько залежей	Вскрытие каждой залежи одной или несколькими стволами
Продолговатые залежи вид сверху	Несколько наклонных боковых стволов из основного ствола	Одна скважина должна пересечь несколько залежей
Залежи в круто падающих пластах	Одна скважина должна пересечь несколько пластов	Предпочтительнее вскрыть каждый пласт отдельным боковым стволом

Рисунок 77 – Примеры эффективности применения горизонтальных скважин

Обычно горизонтальные скважины, перпендикулярные природным трещинам, обеспечивают более высокую производительность, чем вертикальные скважины после гидроразрывов. Как правило, природные трещины расположены в вертикальных плоскостях, но если коллектор залегает неглубоко или находится под аномально высоким пластовым давлением, то могут встретиться раскрытые горизонтальные трещины. В таких случаях целесообразно бурить вертикальные и наклонные скважины. Однако в глубоко залегающих коллекторах с аномально высоким пластовым давлением лучше закрепить раскрытые трещины, чтобы избежать потерь производительности по мере падения порового давления в процессе эксплуатации.

Вытянутые в длину залежи могут образоваться в аллювиальных отложениях или в результате крупных осложнений. Оба типа залежей можно вскрывать горизонтальными скважинами. Для конкретных условий выбирается стратегия бурения, определяемая задачами, которые должны решить скважины. Например, ствол скважин может идти внутри одной залежи, вдоль нее или вскрывать по возможности большее число залежей. В последнем случае ствол скважины идет перпендикулярно длинным осям залежей, что соответствует перемещению поперек склона, существовавшего в период осадконакопления. Другим решением могут быть многоствольные скважины для вскрытия каналов, выявленных сейсмическими замерами в горизонтальных скважинах, из которых бурят боковые стволы.

Оценка увеличения добычи

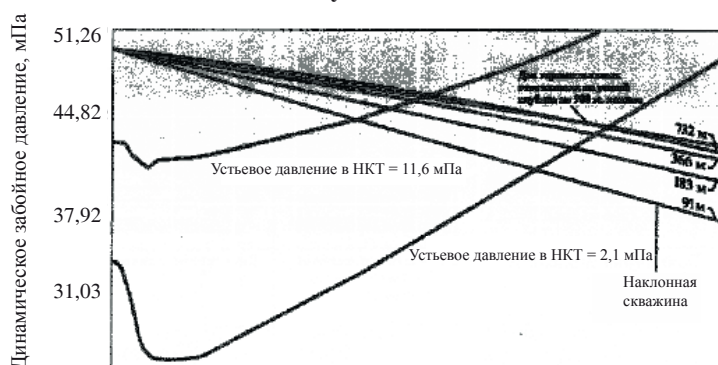


Рисунок 78 – Сравнение добычи из наклонных скважин и многоствольных скважин с горизонтальными ответвлениями на разной глубине

На основе анализа чувствительности по системе NODAL сравнивается производительность двух горизонтальных ответвлений, расположенных одно над другим, и наклонных скважин с различной протяженностью вскрытия продуктивной зоны, представленной двумя толстыми пластами чистого песчаника (Мексиканский залив).

Еще одной областью применения горизонтальных скважин является вскрытие сводообразных структурных построений, где круто падающие пласты могут быть увенчаны газовой шапкой сверху или подпираются снизу водой. Одним из способов бурения в таких структурах является вскрытие сразу нескольких пластов одним горизонтальным стволом, размещаемым на безопасном расстоянии от газовой шапки и подпирающей воды. Хотя этот способ кажется очень эффективным, он имеет очевидный недостаток. В скважину совместно поступает продукция всех вскрытых пластов, и прорыв газа или воды по одному из них отрицательно скажется на работе всех остальных. Более надежным было бы селективное вскрытие каждого пласта отдельным боковым стволом. При этом боковые стволы располагаются на безопасном расстоянии от контакта с газом или водой, что предотвращает преждевременное обводнение или разгазирование добываемой продукции. Для каждого бокового ствола выбирается оптимальная протяженность вскрытия продуктивного горизонта.

Бурение наклонных или горизонтальных боковых стволов увеличивает дебиты скважин, но потери давления на трение в НКТ или самих боковых стволах могут ограничить эти дебиты. В таком случае возможно принятие альтернативного решения об эксплуатации боковых стволов при меньших значениях депрессии на пласты. При этом появляется возможность избежать применения дорогостоящих средств контроля за выносом песка – гравийных фильтров различных типов. Экономический анализ затрат на каждый вид работ с учетом ожидаемых изменений добычи позволит выбрать оптимальное решение.

Способы бурения боковых стволов

Когда бурение боковых стволов признано оптимальным техническим решением, встает вопрос, какую бурильную колонну следует использовать - из обычных или из гибких труб. На платформах, где нет буровых установок, забуривание из НКТ или бурение с депрессией на продуктивный пласт экономически эффективно проводить с помощью гибких труб. Бурение с депрессией способствует сохранению коллекторских свойств продуктивных пластов и увеличению механической скорости бурения.

Большинство боковых стволов из старых скважин бурят с длинным (более 150 м) или средним (60-150 м) радиусами кривизны, используя обычные бурильные трубы. Однако наметилась тенденция увеличения числа боковых стволов с малым радиусом кривизны (12-30 м). Для бурения ответвлений с коротким радиусом кривизны необходимы КНБК с шарнирными элементами. Эти боковые стволы особенно эффективны в ус-

тойчивых породах, где можно обойтись без спуска обсадных труб и дополнительного внутрискважинного оборудования для заканчивания. Технические средства бурения по короткому радиусу требуют меньшей протяженности искривленной части ствола скважины, как при работе с обычными, так и с гибкими трубами. Это позволяет забуриваться ниже внутрискважинного оборудования или размещать как криволинейный, так и горизонтальный участки ответвления в продуктивном пласте, чтобы избежать проблем, связанных с вышележащими породами.

Растет популярность многоствольных новых скважин, когда из основного ствола скважины бурят несколько горизонтальных боковых стволов. Эта технология позволяет уменьшить число скважин на месторождении и сделать экономически эффективной разработку мелких месторождений. Уменьшение числа скважин значительно снижает затраты на оборудование устьев и вывод стояков на поверхность при подводном заканчивании морских скважин. С точки зрения геометрии, многоствольная скважина может просто иметь два противоположно направленных ответвления в одном продуктивном пласте для улучшения условий вскрытия, или ответвления имеют форму кисти, что позволяет вскрыть несколько пластов, расположенных на разных уровнях многопластового месторождения. Многоствольная конфигурация может применяться в одном пласте, чтобы увеличить площадь дренажа несколькими параллельными или расходящимися веерообразно боковыми стволами.

Анализ пропускных характеристик скважины (см. рисунок 79)



Рисунок 79 – Сведения о пропускных характеристиках скважины

В данном примере пропускные характеристики скважины (ПХС), отражаемые зависимостью между давлением на устье и дебитом, представлены кривыми для различного сечения канала НКТ. За счет увеличения диаметра НКТ можно значительно повысить дебит.

Технология бурения боковых стволов

Подготовка скважины к бурению боковых стволов может включать такие работы, как монтаж установки для капремонта, подъем НКТ с внутрискважинным оборудованием, заливка цемента в зону перфорации, чтобы безопасно провести очистку скважины от посторонних предметов, и каротаж для оценки состояния обсадной колонны и привязки к геологическому разрезу за колонной. В зависимости от условий и конструкции скважины, возможны несколько вариантов проведения работ: от забуривания в открытом стволе до бурения из обсадной колонны через боковое окно, вырезанное фрезерами, опирающимися на уипсток, или из искусственного интервала открытого ствола, созданного фрезерованием всего поперечного сечения обсадной колонны.

Бурению боковых стволов обычно предшествует спуск гироскопического инклинометра и каротажных приборов для уточнения пространственного положения обсадной колонны и эксплуатационного объекта. На основе этой информации выбирается глубина фрезерования обсадной колонны и забуривания бокового ствола. В выбранном интервале проводится цементметрия, и если цементное кольцо за колонной плохого качества, то после фрезерования старый цемент из открытого интервала удаляют раздвижным расширителем, который заодно увеличивает диаметр скважины (рис. 79).

С помощью специального спускаемого в скважину устройства на заданной глубине прорезается круговая щель в обсадной колонне и цементном камне за ней (А). В рабочем положении резцы выдвигаются из корпуса устройства, а в транспортном положении упираются в пазы корпуса. Длина фрезеруемого участка колонны (В) зависит от таких факторов, как: внутренний диаметр колонны и наружный диаметр ее муфт, диаметр долота и угол искривления корпуса забойного двигателя. Интервал открытого ствола, образованный в результате фрезерования (С), перекрывают цементным мостом (D) для забуривания бокового ствола (Е). Часть старой скважины ниже интервала забуривания остается изолированной от бокового ствола.

Если при забуривании из вертикального ствола ориентирование отклонителя выполняется с помощью магнитометра, то освобождают от обсадной колонны интервал порядка 18 м (рис. 80). Длина фрезеруемого участка может быть уменьшена, если для ориентирования КНБК используется гироскопический компас. Участок открытого ствола скважины перекрывают прочным цементным мостом. Чтобы избежать магнитных помех, мост разбуривают до глубины на 6 м выше подошвы открытого интервала.

Недостатком метода фрезерования обсадных труб по всему сечению являются повышенные требования к прочности цементного моста для забуривания и трудности поиска головы нижней секции обсадной колонны, если туда потребуется войти после бурения бокового ствола.

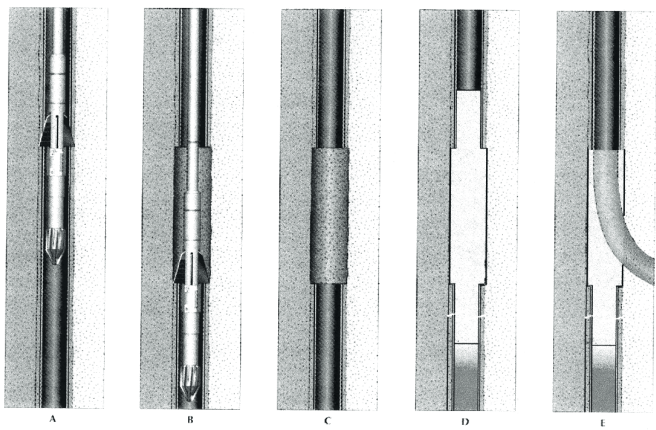


Рисунок 80 – Фрезерование труб по периметру

Во многих случаях механическая скорость бурения ограничивается условиями выноса шлама из скважины, а для горизонтального участка проблема выноса шлама становится еще сложнее. Конструкция современных инструментов для фрезерования предусматривает образование мелкой, не формирующей клубков стружки, легко удаляемой из скважины. При фрезеровании предпочтительней промывать скважину полимерными, а не глинистыми буровыми растворами. Растворы на углеводородной основе вообще не рекомендуется применять для фрезерования.

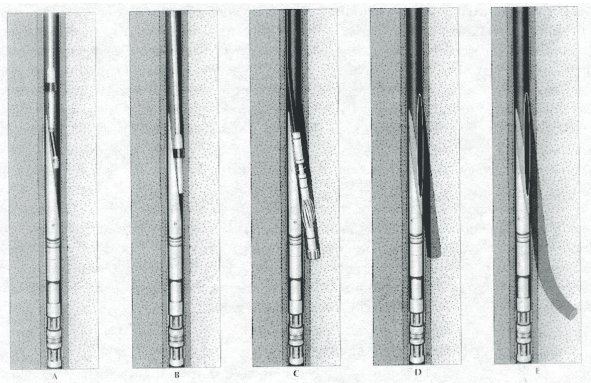


Рисунок 81– Вырезание окна

Операции по вырезанию окна в обсадной колонне (рис. 80) начинаются со спуска и ориентирования извлекаемого уипстока, создающего отклоняющее усилие на фрезеры (А). После фиксации уипстока якорем производится срезание удерживающей шпильки, и первый фрезер вырезает в колонне окно размером в несколько дюймов (В). Следующий фрезер выполняет основной объем работы по вырезанию окна и спускается вместе с эллипсоидными фрезерами, которые расширяют окно и выравнивают его кромки (С). После окончания вырезания окна приступают к забурированию ответвления (D). Уипсток используется, чтобы направить КНБК и оборудование для заканчивания скважины в ответвление (Е). Когда работы в ответвлении закончены, уипсток можно извлечь, освободив доступ к нижележащим пластам (I и G).

Альтернативой фрезерованию всего поперечного сечения труб является вырезание окон в обсадной колонне. Это требует установки ориентированного уипстока и фрезерования окна в несколько этапов (рис. 81). После того, как уипсток установлен в нужном направлении, срезается шпилька, соединяющая его с фрезером первого этапа. Начинают вращать бурильную колонну, и твердосплавные резцы наконечника фрезера врезаются в стенку обсадной колонны. На следующем этапе окно в колонне прорежется специальным долотом, которое отжимается наклонной плоскостью уипстока в сторону стенки обсадной колонны и породы за нею. Окно расширяют и выравнивают его края с помощью конического фрезера, над которым прямо под УБТ устанавливают один или два фрезера эллипсоидной формы.

В сравнении с вырезанием окон фрезерование обсадной колонны по всему поперечному сечению имеет ряд преимуществ: исключается необходимость использования гироскопического компаса, имеется возможность начинать набор кривизны ближе к объекту эксплуатации, фрезерование можно выполнить за одно долбление. С другой стороны, при вырезании окон используется уипсток, обеспечивающий принудительное отклонение, но требующий нескольких спусков гироскопического компаса для ориентирования уипстока и КНБК.

Кроме того, вырезание окон требует нескольких долблений различными фрезерами, а набор кривизны приходится начинать выше, чтобы разместить соответствующие элементы КНБК.

Какой бы способ резки ни применялся, после выхода в породу за колонной появляется возможность дополнительного выбора. Кроме стандартного искривления по среднему радиусу, существует несколько новых методов, которые могут повысить эффективность бурения боковых стволов. Бурение с коротким радиусом кривизны, использование колонны гибких труб и многоствольные скважины – все эти варианты нуждаются в тщательном экономическом анализе.

Применение гибких труб

Использование гибких труб является одной из новых технологий при бурении боковых стволов (рис. 82). Этот способ особенно привлекателен при высокой стоимости мобилизации буровой установки. Наиболее эффективным применением гибких труб является бурение боковых стволов сквозь НКТ с поддержанием режима депрессии в скважине. Гибкие трубы позволяют оперативнее контролировать состояние скважин с низкими пластовыми давлениями. Отпадает необходимость подъема труб и глушения скважины, что повышает привлекательность технологии.

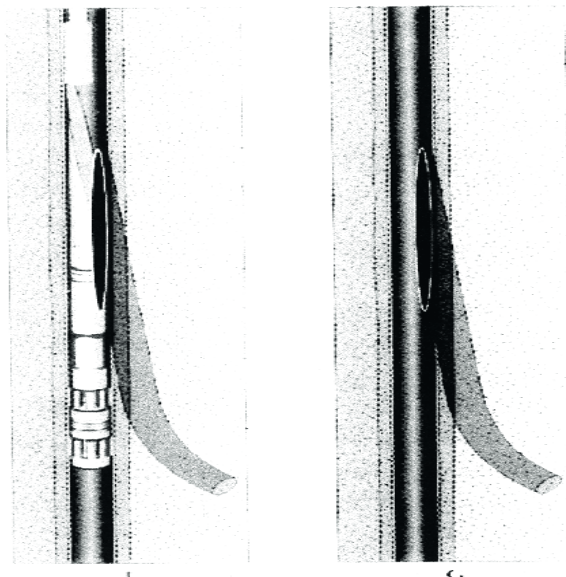


Рисунок 82 – Схема вырезания окна.

Новые КНБК для бурения гибкими трубами улучшают качество контроля за траекторией скважины и повышают эффективность работ. Одна из таких КНБК, названная системой VIPER, имеет кабельный канал связи с поверхностью для передачи электроэнергии и информации и включает в себя телесистему для угловых измерений и устройство для поворота КНБК. Управляющие электросигналы передаются с поверхности по кабелю. При бурении с депрессией на пласт, когда промывка осуществляется раствором, вспененным воздухом или азотом, невозможно передать информацию по гидравлическому каналу, и его заменяет кабельный. В сравнении с гидравлическим, кабельный канал увеличивает скорость передачи

информации на несколько порядков и позволяет управлять всеми датчиками с поверхности.

Еще одним преимуществом системы VIPER является повышение эффективности бурения гибкими трубами. Электродвигатель над КНБК увеличивает вращающий момент на долоте и способствует осуществлению непрерывного и достаточно точного контроля за траекторией скважины.

Постоянное медленное вращение сглаживает траекторию скважины и уменьшает потери на трение КНБК о стенки скважины, что позволяет бурить скважины с большим отходом от вертикали. Возможность постоянно контролировать забойное давление в процессе бурения, промывки и спуско-подъемных операций обеспечивает поддержание заданной депрессии на пласт.

Система VIPER с колонной гибких труб

Система VIPER – это КНБК с кабельным каналом связи, включающая в себя аппаратуру для замера инклинометрических данных, естественного гамма-излучения, температуры и давления, а также забойный двигатель-отклонитель с циркуляционным переводником и устройство для ориентации и постоянного вращения КНБК. Информация с забоя и команды на забой передаются по кабелю, который прокачивают внутрь колонны гибких труб.

Системы для забуривания нескольких боковых стволов

При многоствольном бурении несколько горизонтальных стволов размещаются в одном или нескольких продуктивных пластах (рис. 83). Улучшение условий вскрытия пласта и снижение стоимости строительства за счет использования наземного оборудования и ствола уже существующей скважины делают многоствольное бурение боковых стволов привлекательной технологией. Независимо от числа боковых стволов стоимость подготовительных работ и существующей скважины остаются неизменными. Таким образом, затраты на строительство одного ответвления в многоствольной скважине меньше, чем в скважине с одним боковым стволом. Повышается эффективность использования устьевых ячеек морской донной плиты и экономится стоимость бурения интервала, который уже вскрыт существующей скважиной. Боковыми стволами можно вскрыть новые, ранее не вскрытые залежи, и дебит, приходящийся на одну ячейку, возрастет.

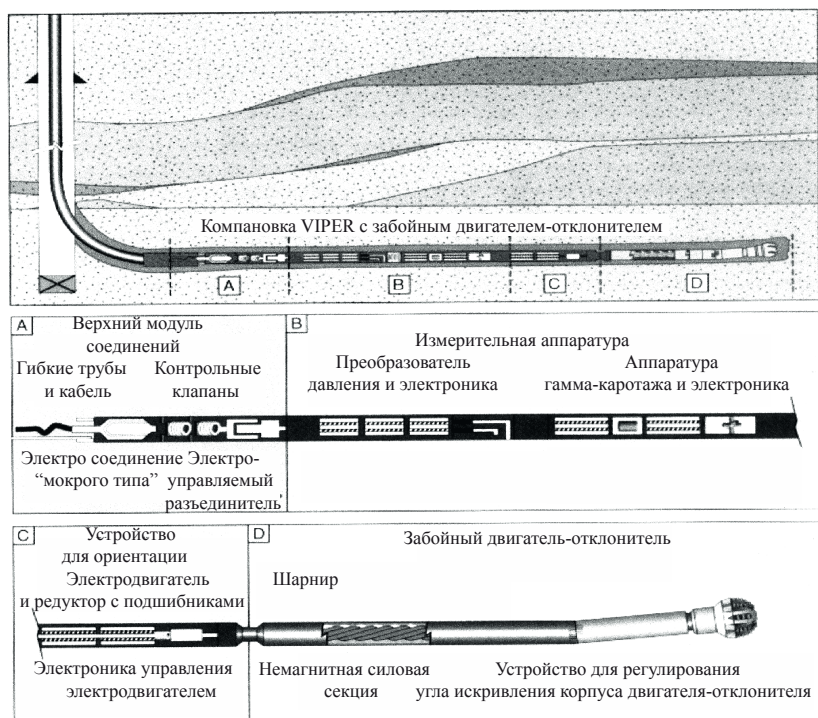


Рисунок 83 – Бурение с использованием колонны гибких труб.

Технология многоствольного бурения обеспечивает возможность значительного снижения стоимости и затрат на бурение и заканчивание скважин, увеличения уровня добычи, а также более эффективное дренирование коллектора, что позволяет расширить возможности разработки коллектора и увеличить извлекаемые запасы углеводородов при значительном сокращении суммарных затрат на разработку месторождения.

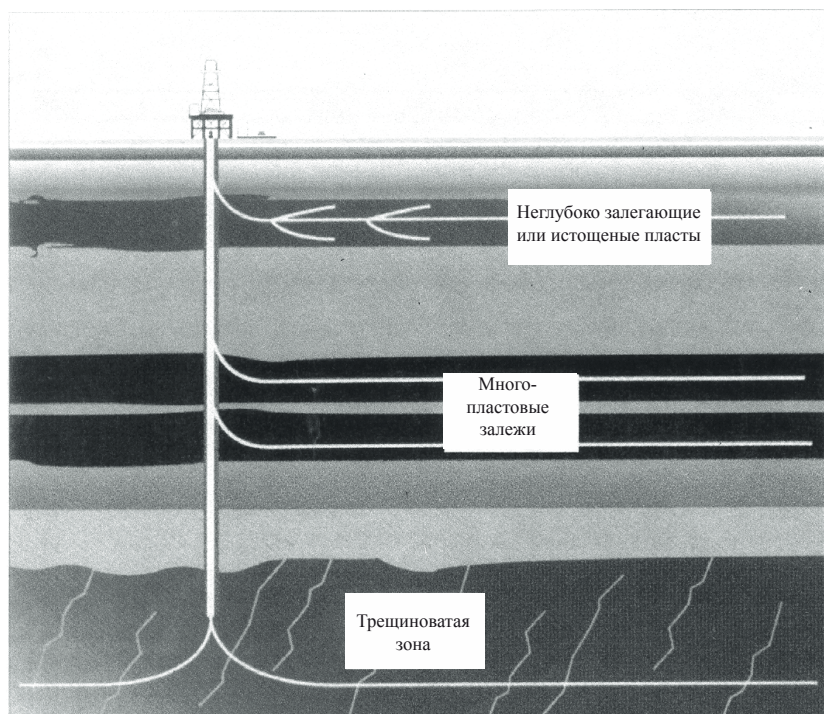


Рисунок 84 – Многоствольное бурение для повышения добычи.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сушон Л.Я., Емельянов П.В., Муллағалиев Р.Т. Управление искривлением наклонных скважин в Западной Сибири. – М.: Недра, 1988. – 124 с.
2. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник; Под ред. А.Г. Калинина. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
3. Григорян Н.А. Бурение наклонных скважин уменьшенных и малых размеров. – М.: Недра, 1974. – 240 с.
4. Инструкция по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири. – Тюмень: Изд. СибНИИ-ИНП, 1986. – 138 с.
5. Евченко В.С., Захарченко Н.П., Каган Я.М. и др. Разработка нефтяных месторождений наклонно направленными скважинами. – М.: Недра, 1986. – 278 с.
6. В.П. Овчинников, С.И. Грачев, А.А. Фролов и др. Справочник бурового мастера. Том I. – М.: «Инфра-Инженерия», 2006. – 608 с.
7. В.П. Овчинников, С.И. Грачёв, А.А. Фролов и др. Справочник бурового мастера. Том II. – М.: «Инфра-Инженерия», 2006. – 608 с.
8. А.С. №1128646 А1, Е 21 В 4/02, опубл. 30.09.1990 /Способ контроля режима работы винтового двигателя в забойных условиях/Д.Ф. Балденко, Т.Н. Бикчурин, Ю.В. Вадецкий, М.Т. Гусман, В.А. Каплун, А.М. Кочнев, С.С. Никомаров, В.И. Семенец
9. Патент № 2313667 Е21В44/06, опубл. 27.12.2007 Бюл. № 36/Способ создания и контроля необходимой нагрузки на долото при бурении горизонтальных и наклонно-направленных скважин винтовым забойным двигателем с большими смещениями забоев от устья скважины/Бикчурин Т.Н., Студенский М.Н., Вакула А.Я., Замалиев Т.Х., Кашапов С.А.
10. Н.А. Северинчик Машины и оборудование для бурения скважин. – М.: Недра, 1986. – С. 146 - 147
11. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Одновинтовые гидравлические машины: В 2Т. – М.: ООО «ИРЦ Газпром». – 2007. – Т2. Винтовые забойные двигатели. – С. 382 - 388
12. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2003. – С. 332 – 333
13. Двойников М.В. Работа бурильной колонны при комбинированном способе бурения скважин с горизонтальным окончанием. – Бурение и нефть. – 2008. – № 5 – С. 34 – 37

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение.....	3
1	Направленное бурение скважин.....	4
1.1	Общие сведения об искривлении скважин.....	4
1.2	Цель и задачи направленного бурения скважин.....	4
1.3	Проектирование профилей направленных скважин.....	5
1.3.1	Профили наклонных скважин.....	6
1.3.2	Расчет профиля скважины.....	15
1.3.2.1	Трехинтервальный профиль.....	16
1.3.2.2	Четырехинтервальный профиль.....	17
1.3.3	Элементы, определяющие пространственное положение и искривление скважин.....	18
1.3.4	Причины и закономерности естественного искривления скважин.....	21
2	Породоразрушающий инструмент.....	24
2.1	Буровые долота.....	26
2.1.1	Технические требования к шарошечным долотам.....	31
2.1.1.1	Породоразрушающий инструмент ОАО «Волгобурмаш».....	33
2.1.2	Методы контроля шарошечных долот.....	35
2.1.3	По системе кодов IADC.....	36
2.2	Лопастные долота.....	40
2.3	Алмазные долота.....	41
2.4	Долота ИСМ.....	42
2.5	Долота специального назначения.....	43
2.6	Инструмент для отбора керна.....	43
3	Бурильная колонна.....	46
3.1	Ведущие бурильные трубы.....	47
3.2	Стальные бурильные трубы.....	48
3.3	Легкосплавные бурильные трубы.....	49
3.4	Утяжеленные бурильные трубы.....	50
3.5	Переводники.....	52
3.6	Специальные элементы бурильной колонны.....	53
3.7	Условия работы бурильной колонны.....	53
3.8	Определение фактической осевой нагрузки на при бурении скважин с горизонтальным окончанием.....	54
4	Забойные двигатели.....	69
4.1	Винтовой забойный двигатель.....	70
4.2	Гидравлика забойных двигателей.....	73
4.3	Рекомендации по работе с ВЗД.....	78
4.3.1	Сборка двигателя.....	78
4.3.2	Работа с забойным двигателем.....	79
4.3.3	Подготовка к работе на забое.....	79
4.3.4	Бурение с забойным двигателем.....	79
4.3.5	Подъем двигателя.....	79
4.3.6	Обслуживание двигателя после подъема.....	80

4.4	Особые случаи применения ВЗД с прямым корпусом.....	83
5	Проектирование компоновок низа бурильной колонны.....	84
5.1	Ориентирование отклонителей.....	102
5.2	Неориентируемые компоновки для управления искривлением скважин.....	110
6	Буровые промывочные жидкости.....	113
6.1	Условия бурения с применением буровых промывочных жидкостей.	113
6.2	Способы промывки.....	116
6.3	Функции бурового раствора.....	117
6.4	Виды применяемых промывочных жидкостей.....	124
7	Бурение боковых стволов.....	131
7.1	Бурение боковых стволов из существующих скважин	131
	Список использованных источников.....	147
	Содержание.....	149

Учебное издание

Василий Павлович ОВЧИННИКОВ
Михаил Владимирович ДВОЙНИКОВ
Геннадий Титович ГЕРАСИМОВ
Алексей Юрьевич ИВАНЦОВ

**ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА БУРЕНИЯ
ИСКРИВЛЕННЫХ СКВАЖИН**

Учебное пособие

В авторской редакции

Подписано к печати
Заказ №1624
Формат 60х84 /16
Печать офсетная

Бум. ГОЗНАК
Уч. - изд. л.
Усл. печ. л.
Тираж 500 экз.

Издательско-полиграфический центр «Экспресс»
г. Тюмень, ул. Мельникайте, 123 А.
Тел./факс: (3452) 32-77-51, 41-99-30

Отпечатано в типографии ООО ИПЦ «Экспресс»