

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

институт

Бурение нефтяных и газовых скважин

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ А.Л. Неверов

подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2016г.

Бакалаврская работа

наименование ВКР

131000.62.01 Бурение нефтяных и газовых скважин

код и наименование специальности

Аналитическое исследование технологий управления траекторией
скважины на примере Ярактинского нефтегазоконденсатного

месторождения

тема

Руководитель

подпись, дата

к.т.н. доцент

должность, ученая степень

А.Л. Неверов

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

М.И. Гостевских

инициалы, фамилия

Красноярск 2016

**Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Нефти и газа

институт

Бурение нефтяных и газовых скважин

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Неверов А.Л.

подпись инициалы, фамилия

« ____ » июнь 2016 г

ЗАДАНИЕ

**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту Гостевских Максим Игоревич

фамилия, имя, отчество

Группа ГБ 12-01 Направление (специальность) 131000.62.01

номер

код

Бурение нефтяных и газовых скважин

наименование

Тема выпускной квалификационной работы Аналитическое исследование технологий управления траекторией скважины на примере Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР Неверов А.Л., заведующий кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, кандидат технических наук

_____ инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР: Фондовые материалы

Перечень

разделов

ВКР:

| | |
|---|----|
| АННОТАЦИЯ..... | 3 |
| ВВЕДЕНИЕ..... | 4 |
| 1 ОБЩАЯ И ГЕЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТИ | 5 |
| 1.1 Основные проектные данные..... | 5 |
| 1.2 Краткая географо-экономическая характеристика района..... | 6 |
| 1.3 Горно-геологические условия бурения..... | 8 |
| 1.4 Характеристика газо- нефте- и водонасыщенности..... | 14 |
| 1.5 Зоны возможных осложнений..... | 16 |
| 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ..... | 17 |
| 2.1 Причины искривления скважин..... | 17 |
| 2.1.1 Отрицательные последствия искривления скважин..... | 22 |
| 2.1.2 Закономерности искривления скважин..... | 22 |
| 2.2 Типы профилей наклонно- направленных скважин..... | 22 |
| 2.3 Контроль при проводке скважин..... | 32 |
| 2.4 Технические средства направленного бурения скважин..... | 35 |
| 3 ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЕНИЯ ТРАЕКТОРИЕЙ НА ЯРАКТИНСКОМ НГКМ | 42 |
| 3.1 Состав PrecisionPulse™..... | 42 |
| 3.2 Конфигурация системы PrecisionPulse™..... | 45 |
| 3.3 Компоновки низа бурильной колонны для направленного бурения на Ярактинском НГКМ..... | 50 |
| 3.1 Построение траектории скважины | 51 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 53 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ..... | 54 |

АННОТАЦИЯ

Целью данной работы является анализ существующих технологий управления траекторией скважины на примере Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения.

В работе представлены сведения об общих принципах управления траекторией скважины и основные характеристики, используемой на Ярактинском НГКМ, забойной телесистемы.

Одним из существенных факторов в повышении показателей процесса бурения направленных скважин по проектному профилю, является совершенствование забойных телесистем с учетом влияния их технических характеристик на технологию бурения.

ВВЕДЕНИЕ

Данный дипломный проект предусматривает аналитическое исследование технологий управления траекторией скважины на примере Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения. Исходные данные были получены в результате прохождения производственной практики.

Бурение скважин - единственный метод результативной разработки, приращения добычи и запасов нефти и газа. Процесс строительства скважины целиком зависит от корректности составляемого проекта. При этом неправильные расчёты, несоблюдение технологии и нарушение техники безопасности в нефтяной и газовой промышленности может привести к значительному материальному ущербу, а также способствует возникновению угрозы жизни сотрудников.

При бурении все скважины по различным причинам в той или иной мере отклоняются от первоначально заданного направления. Этот процесс называется искривлением. Целью дипломного проекта является исследование технологий управления траекторией эксплуатационной скважины на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении.

В область применения направленного бурения относится бурение под море, озера и искусственные сооружения, бурение с площадок ограниченных размеров по условиям рельефа, разработка крутопадающих залежей углеводородов, кустовое бурение, бурение горизонтальных скважин, бурение дополнительных стволов из бездействующих скважин, бурение с морских платформ и насыпных оснований, многозабойное бурение, обход мест сложных аварий, обход зон обвалов, поглощений, глушение фонтанов.

Широкое распространение автономных бескабельных систем, как наиболее неприхотливых с точки зрения эксплуатации, делает задачу их совершенствования, особенно актуальной в силу их автономности. Наиболее очевидным представляется повышение их энергетической эффективности на основе реализации режима работы, обеспечивающего максимальный коэффициент полезного действия всех элементов, образующих канал передачи информации.

Все вышесказанное позволяет сделать вывод об актуальности проблемы совершенствования забойных телесистем с учетом влияния их технических характеристик на технологию бурения, успешное решение которой является одним из существенных факторов в повышении экономических показателей процесса бурения направленных скважин по проектному профилю.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТИ

1.1 Основные проектные данные

Согласно технического задания (ТЗ) «на проектирование строительства наклонно-направленных скважин в продуктивных отложениях на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) предусмотрено бурение эксплуатационных добывающих скважин, расположенных на суше; проектный горизонт - Ярактинский.

Основные проектные данные приведены в таблице 1.1

Таблица 1.1 - Основные данные для проектирования

| Наименование | Значение |
|--|---|
| Проектная глубина, м - по вертикали - по стволу | 2642 3336 |
| Число объектов испытания: | 1 |
| Вид скважин | Наклонно-направленные |
| Тип профиля | Четырехинтервальный |
| Азимут бурения, град | Согласно схеме разбуривания куста |
| Зенитный угол в точке входа ствола скважины в продуктивный пласт, град | 20,00 |
| Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/10 м | 1,5 |
| Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м | 2600 |
| Среднее отклонение от вертикали, м: - точки входа в кровлю продуктивного пласта - забоя скважины | 1500 1550 |
| Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного пласта | - в плоскости X-Y +/- 25 м. - в плоскости Z (по глубине) +/- 1,0 м |
| Диаметр эксплуатационной колонны, мм | 168 |

1.2 Краткая географо-экономическая характеристика района проведения буровых работ

Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение с нефтяной оторочкой в административном положении расположено в северной части Усть-Кутского и южной части Катанского районах Иркутской области (см. рисунок 1.1).

Среднегодовая температура располагается в диапазоне $-7 \div -8 \text{ C}^0$, тем не менее максимальная летняя температура превышает $+30 \text{ C}^0$, а минимальная зимняя опускается ниже -50 C^0 . Продолжительность отопительного сезона составляет 250 дней в году. Среднегодовое количество осадков колеблется от 300 до 550 мм в год. Скорость ветра (среднегодовая) для данного района составляет 3 м/с, наибольшая зарегистрированная - 15 м/с; преобладающее направление ветра летом - северное, северо-восточное, а в зимнее время - южное, юго-восточное. Сейсмичность района составляет порядка 6 баллов. На площади отсутствуют интервалы многолетнемерзлых пород (ММП).

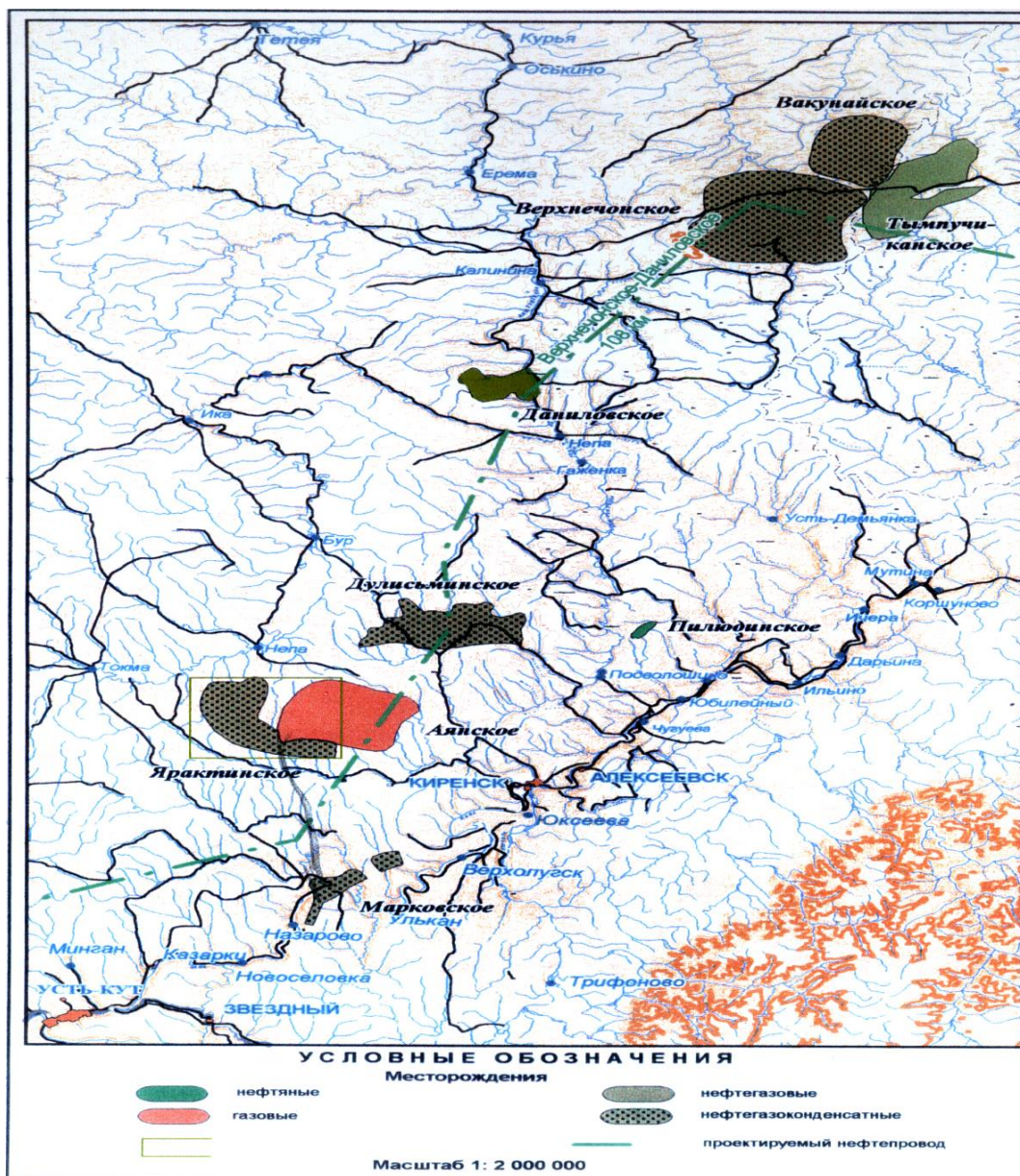


Рисунок 1.1 - Обзорная карта района работ Ярактинского НГКМ

Рельеф местности - холмистый, с хорошо развитой гидросетью. Растительный покров представляет собой тайгу с преобладанием хвойных деревьев. Толщина почвенного слоя составляет 30 см; толщина снежного покрова - 500-600 см.

Проектируемые скважины расположены в районе, приравненном к Крайнему Северу. Транспортировка грузов и вахт на строительство скважин будет производиться наземным транспортом по зимним автодорогам (середина декабря - середина апреля), а также авиационным транспортом.

Таблица 1.2 - Схема транспортировки грузов и вахт авиационным транспортом

| Маршрут | Вид транспорта | Расстояние, км |
|--------------------|----------------|----------------|
| г. – месторождение | Ми-8 | 145 |

Наземный транспорт используется для перевозки грузов и вахт по дорогам круглогодичного и сезонного использования (табл. 1.3.).

Таблица 1.3. Схема транспортировки грузов и вахт наземным транспортом

| Маршрут транспортировки | Расстояние, км | | |
|----------------------------------|----------------|--------|-------|
| | Гравийная | Зимник | Всего |
| г. Усть-Кут – месторождение | 140 | 186 | 326 |
| п. Верхнемарково – месторождение | 10 | 186 | 196 |

1.3 Горно-геологические условия бурения

Стратиграфический разрез месторождения (табл. 1.4.), а также литологическая характеристика разреза (табл. 1.5.) получены по результатам разведочного бурения на данной площади.

Для решения задач проектирования технологии бурения необходимо использовать данные о физико-механических свойствах горных пород, о их состоянии и склонности вызывать осложнения в процессе строительства скважины.

Коэффициент кавернозности (табл. 1.4) – параметр характеризующий степень устойчивости горных пород, вычисляется по следующей формуле:

$$k_{\text{КВ}} = \frac{D_{\text{СКВ}}}{D_{\text{д}}} \quad (1.1)$$

где $D_{\text{СКВ}}$ - диаметр скважины, мм;

$D_{\text{д}}$ - диаметр долота, мм.

Для определения твердости горных пород (табл. 1.6.) в соответствии с ГОСТ 12288-66 применяют метод проф. Л.А.Шрейнера.

Абразивность, а также категория горных пород по буримости определяется в соответствии с ОСТ 41-89-74.

Таблица 1.4 - Стратиграфический разрез скважин, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

| Глубина залегания, м | | Стратиграфическое подразделение | | Коэффициент кавернозности |
|----------------------|------|---------------------------------|-------------------------|---------------------------|
| от | до | Название | индекс | |
| 0 | 5 | Четвертичные отложения | Q | 1,30 |
| | | Ордовик | O | |
| 5 | 30 | макаровская свита | O ₂ mk | 1,30 |
| 30 | 370 | чертовская свита | O ₂ čr | 1,30 |
| 370 | 420 | криволицкая свита | O ₂ kr | 1,30 |
| 420 | 460 | устькутская свита | O ₁ uk | 1,30 |
| | | Кембрий | Є | |
| | | Средний-верхний кембрий | Є ₂₋₃ | |
| 460 | 630 | Верхоленская+илгинская свиты | Є ₂₋₃ v1+ il | 1,30 |
| | | Нижний-средний кембрий | Є ₁₋₂ | |
| 630 | 790 | литвинцевская свита | Є ₁₋₂ lt | 1,20 |
| | | Нижний кембрий | Є ₁ | |
| 790 | 1060 | ангарская свита | Є ₁ an | 1,30 |
| 1060 | 1160 | булайская свита | Є ₁ bl | 1,20 |
| 1160 | 1560 | бельская свита | Є ₁ bs | 1,20 |
| 1560 | 2310 | усольская свита | Є ₁ us | 1,30 |
| 2130 | 2230 | долериты | T | |
| 2240 | 2290 | осинский горизонт | Є ₁ us (os) | |
| | | Венд-кембрий | V- Є ₁ | |
| 2310 | 2642 | мотская свита | V- Є ₁ mt | 1,20 |
| 2600 | 2642 | ярактинский горизонт | V- Є ₁ mt | |

Таблица 1.5 - Литологическая характеристика разреза скважин

| Индекс | Интервал | | Горная порода | Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав) |
|------------------------|----------|------|---|---|
| | от | до | краткое название | |
| Q | 0 | 5 | Суглинки Супеси Глины | Суглинки, супеси, глины с галечными и обломками подстилающих пород. |
| O ₂ mk | 5 | 30 | Аргиллиты Алевролиты Песчаники | Аргиллиты и алевролиты с тонкими прослоями песчаников. Породы красноцветные. |
| O ₂ čr | 30 | 370 | Аргиллиты Алевролиты Песчаники | Аргиллиты зеленовато-серые, , коричневые с прослоями алевролитов и песчаников известковистых. |
| O ₂ kr | 370 | 420 | Аргиллиты Алевролиты Песчаники | Аргиллиты и алевролиты грязно-зеленые, желтовато-серые, бурожелтые, реже бурые с прослоями песчаников кварцевых, светло-серых с розоватым оттенком, разнозернистых. |
| O ₁ uk | 420 | 460 | Доломиты Песчаники | Доломиты водорослевые, пестрцветные, мелкозернистые, с прослоями песчаников известковистых. |
| Є ₂₋₃ vl+il | 460 | 630 | Мергели Алевролиты Аргиллиты Доломиты Песчаники | Мергели, алевролиты, аргиллит, красно-бурые, голубые, розоватые, зеленые, слабослюдистые, с редкими прослоями розовых кварц-полевошпатовых песчаников, глинистых доломитов, зеленовато-серых, темно-серых с фиолетовым оттенком, в нижней части гипсов розовых и белых. |
| Є ₁₋₂ lt | 630 | 790 | Доломиты Известняки | Доломиты, доломиты известковистые, глинистые, известняки темно-серые, коричневатого-серые, массивные, пятнистые, мелкозернистые, слаботрещиноватые, окремненные, с включениями гипса и ангидрита. |
| Є ₁ an | 790 | 1060 | Каменные соли Доломиты Известняки | Переслаивание каменных солей прозрачных с голубоватым оттенком, грязно-серых, доломитов, доломитов глинистых, доломито-ангидритов и известняков серых, коричневатого-серых. |

Продолжение таблицы 1.5

| Индекс | Интервал | | Горная порода | Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, состав) |
|------------------|----------|------|---|---|
| | от | до | краткое название | |
| Є _{1bl} | 1060 | 1160 | Доломиты Известняки | Доломиты, доломиты глинистые, серые, темно-серые, коричневатосерые, тонко и мелкозернистые, массивные, слаботрещиноватые и кавернозные с прослоями известняков серых. |
| Є _{1bs} | 1160 | 1560 | Доломиты Известняки Каменные соли | Каменные соли прозрачные, грязносерые, розовые, белые, крупнокристаллические. Доломиты, доломиты глинистые, доломитоангидриты темно-коричневые, голубовато-серые, пепельно-серые. Известняки серые, разнозернистые. |
| Є _{1us} | 1560 | 2310 | Каменные соли Доломиты Известняки | Переслаивание пластов каменных солей прозрачных, грязно-серых, бледно-розовых, доломитов, доломито-ангидритов и известняков темно-серых. |
| Є _{1bl} | 1930 | 2030 | Долериты | Долериты темно серые. |
| Є _{1us} | 2040 | 2090 | Доломиты Известняки | Осинский горизонт. Известняки доломитизированные органогенные серые, темно-серые, разнозернистые, кавернозные, слаботрещиноватые, часто засоленные, прослоями глинистые. |

Окончание таблицы 1.5

| Индекс | Интервал | | Горная порода | Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав) |
|-------------------------|----------|------|---|---|
| | от | до | краткое название | |
| V- € ₁ mt | 2310 | 2642 | Доломиты Алевролиты Аргиллиты Ангидриты Песчаники | <p>Верхнемотская подсвита. Доломиты органогенные, глинистые, серые и темно-серые, прослоями засоленные, разномзернистые, кавернозные, ангидриты белые, пятнистые.</p> <p>Среднемотская подсвита. Доломиты серые, коричневато-серые, пепельно-серые, иногда окремненные, оолитовые, доломито-ангидриты, доломиты глинистые.</p> <p>Нижнемотская подсвита. Песчаники, алевролиты, аргиллиты, доломиты и ангидрито-доломиты. Доломиты глинистые, алевритистые, ангидритистые.</p> <p>Аргиллиты и алевролиты темно-серые с зеленоватым оттенком.</p> <p>Песчаники преимущественно кварцевые, реже полевошпатово-кварцевые, средне- и мелкозернистые, разномзернистые, хорошо отсортированные, окатанные. Цемент глинистый, реже карбонатный, сульфатный. Тип цемента порово-пленочный, базальный. К нижнемотской свите приурочены нефтегазоконденсатоносные отложения ярактинского горизонта.</p> |

По данным таблицы 1.6. можно сделать вывод о том, что разрез представлен породами категории М (в верхних интервалах) и С (в средних и нижних интервалах), с небольшим пропластком долеритов, относящихся к категории Т. Также можно заметить, что встречаемые породы довольно абразивные, что накладывает определенные требования к выбору породоразрушающего инструмента, а также к режиму бурения.

Таблица 1.6 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.

| Индекс | Интервал, м | | Краткое название горной породы | Плотность, кг/м ³ | Твердость, МПа (кгс/мм ²) | Абразивность | Категория пород |
|------------------------|-------------|------|--------------------------------|------------------------------|---------------------------------------|--------------|-----------------|
| | от | до | | | | | |
| Q | 0 | 5 | Супеси | 2200 | 129 (12,88) | 1 | M |
| | | | Суглинки | 2200 | | 1 | M |
| | | | Глины | 1950 | | 1 | M |
| | | | Галечники | 2250 | | 1 | M |
| O ₂ mk | 5 | 30 | Аргиллиты | 2700 | 290 (28,9) | 3 | M |
| | | | Алевролиты | 2650 | | 6 | M |
| | | | Песчаники | 2400 | | 5 | M |
| O ₂ čr | 30 | 370 | Аргиллиты | 2730 | (48,45) | 3 | M |
| | | | Алевролиты | 2650 | | 6 | M |
| | | | Песчаники | 2680 | | 8 | M |
| O ₂ kr | 370 | 420 | Аргиллиты | 2730 | 59 (58,65) | 3 | M |
| | | | Алевролиты | 2650 | | 6 | M |
| | | | Песчаники | 2700 | | 8 | M |
| O ₁ uk | 420 | 460 | Доломиты | 2800 | (95,63) | 3 | C |
| | | | Песчаники | 2700 | | 8 | M |
| Є ₂₋₃ vl+il | 460 | 630 | Мергели | 2670 | 819 (83,44) | 4 | C |
| | | | Алевролиты | 2650 | | 7 | M |
| | | | Аргиллиты | 2730 | | 3 | M |
| | | | Доломиты | 2800 | | 3 | C |
| | | | Песчаники | 2700 | | 8 | M |
| Є ₁₋₂ lt | 630 | 790 | Доломиты | 2850 | 3000 (306) | 3 | C |
| | | | Известняки | 2740 | | 3 | C |
| Є ₁ an | 790 | 1060 | Каменные соли | 2200 | 2068 (210,80) | 2 | M |
| | | | Доломиты | 2830 | | 3 | C |
| Є ₁ bl | 1060 | 1160 | Доломиты | 2880 | 3000 (306) | 3 | C |
| | | | Известняки | 2740 | | 3 | C |
| Є ₁ bs | 1160 | 1560 | Доломиты | 2400 | 2000 (203,66) | 3 | C |
| | | | Известняки | 2740 | | 3 | C |
| | | | Каменные соли | 2200 | | 2 | M |
| | | | | | | | |
| Є ₁ us | 1560 | 2310 | Каменные соли | 2200 | 1150 (116,96) | 2 | M |
| | | | | 2850 | | 3 | C |
| | | | Доломиты | 2740 | | 3 | C |
| | | | Известняки | 3000 | | 8 | T |
| | | | Долериты | | | | |
| V-Є ₁ mt | 2310 | 2642 | Доломиты | 2850 | 1130 (115,26) | 3 | C |
| | | | | 2650 | | 7 | C |
| | | | | 2600 | | 5 | C |

1.4 Характеристика газо- нефте- и водонасыщенности месторождения

На месторождении 29 из 49 пробуренных скважин продуктивны, и по запасам оно оценено как крупное. Основная газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой приурочена к песчаникам пласта ярактинского горизонта (табл. 1.7, табл. 1.8., табл. 1.9.) Пласт распространен на всей площади месторождения, выклинивается только на северо-западе. Песчаники пласта кварцевые, средне-мелкозернистые, имеют пористость 6-18 %, проницаемость $(50-70) \times 10^{-15} \text{ м}^2$, пластовая температура - 33 C^0 , градиент пластового давления - $0,01 \text{ МПа/м.}$, (табл 1.10.). Залежь неантиклинальная, пластовая, литологически ограниченная, стратиграфически экранированная.

Таблица 1.7 - Нефтенасыщенность

| Индекс | Интервал, м | | Тип коллектора | Плотность, кг/м^3 | Свободный дебит, $\text{м}^3/\text{сут}$ | Параметры растворенного газа | |
|--------------------|-------------|------|----------------|----------------------------|--|---|---------------------------|
| | от | до | | | | газовый фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$ | плотность газа по воздуху |
| V- ϵ_1 mt | 2609 | 2626 | поровый | 733 | 21-185 | 150 | 0,762 |

Таблица 1.8 - Газонасыщенность

| Индекс | Интервал, м | | Тип коллектора | Относит. по воздуху плотность газа | Дебит, тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ min-max | Плотность газоконденсата, кг/м^3 | |
|--------------------|-------------|------|----------------|------------------------------------|---|---|-------------------|
| | от | до | | | | в пласт. услов. | на устье скважины |
| V- ϵ_1 mt | 2600 | 2609 | поровый | 0,773 | 33-88,7 | 702 | 705 |

Таблица 1.9 - Водонасыщенность

| Индекс | Интервал, м | | Тип коллектора | Плотность, кг/м^3 | Свободный дебит, $\text{м}^3/\text{сут}$ | Источник питьевой воды |
|------------------------|-------------|------|----------------|----------------------------|--|------------------------|
| | от | до | | | | |
| O ₁₋₂ uk+kr | 370 | 460 | поровый | 1000 | - | да |
| V- ϵ_1 mt | 2626 | 2642 | поровый | 1300 | - | нет |

Давление и температура по разрезу скважин представлена в таблице 1.10. Источником получения данных о градиенте пластового давления $\Delta P_{пл}$ и о температуре в конце интервала является расчет по фактическим замерам в ранее пробуренных скважинах (РФЗ), а значения градиента горного давления $\Delta P_{гор}$, а также градиента давления гидроразрыва пород $\Delta P_{гр}$ - расчетно-аналитический способ (РАС), который находится по следующим формулам:

$$\Delta P_{гор} = \rho_{г} \cdot g \cdot 10^{-6}, \quad (1.2)$$

$$\Delta P_{гр} = \Delta P_{пл} + \frac{\nu}{1-\nu} \cdot (\Delta P_{гор} - \Delta P_{пл}), \quad (1.3)$$

где $\rho_{г}$ - средневзвешенное значение плотности горных пород, кг/м³;
 g - ускорение свободного падения, м/с²;
 ν - Коэффициент Пуассона.

Таблица 1.10 - Давление и температура по разрезу скважин

| Индекс | Интервал, м | | Градиент давления | | | | | | Температура |
|-------------------------|-------------|------|-------------------|--------|--------------------|--------|---------|--------|-------------|
| | | | пластового | | гидроразрыва пород | | горного | | |
| | от | до | МПа/м | | МПа/м | | МПа/м | | градус |
| | | | от | до | от | до | от | до | |
| Q- O ₂ mk | 0 | 30 | 0,0100 | 0,0100 | 0,0178 | 0,0178 | 0,0230 | 0,0230 | - |
| O ₂ čr | 30 | 370 | 0,0100 | 0,0100 | 0,0181 | 0,0181 | 0,0236 | 0,0236 | 1,5 |
| O ₂ kr | 370 | 420 | 0,0100 | 0,0100 | 0,0182 | 0,0182 | 0,0238 | 0,0238 | 2 |
| O ₁ uk | 420 | 460 | 0,0100 | 0,0100 | 0,0184 | 0,0184 | 0,0244 | 0,0244 | 2 |
| Є ₂₋₃ vl | 460 | 630 | 0,0100 | 0,0100 | 0,0189 | 0,0189 | 0,0255 | 0,0255 | 3 |
| Є ₁₋₂ lt | 630 | 790 | 0,0100 | 0,0100 | 0,0191 | 0,0191 | 0,0257 | 0,0257 | 4 |
| Є ₁ an | 790 | 1060 | 0,0100 | 0,0100 | 0,0190 | 0,0190 | 0,0257 | 0,0257 | 6 |
| Є ₁ bl | 1060 | 1160 | 0,0100 | 0,0100 | 0,0190 | 0,0190 | 0,0256 | 0,0256 | 9 |
| Є ₁ bs | 1160 | 1560 | 0,0100 | 0,0100 | 0,0191 | 0,0191 | 0,0258 | 0,0258 | 15 |
| Є ₁ us | 1560 | 2310 | 0,0100 | 0,0100 | 0,0186 | 0,0186 | 0,0252 | 0,0252 | 28 |
| V- Є ₁ mt | 2310 | 2642 | 0,0100 | 0,0100 | 0,0190 | 0,0190 | 0,0257 | 0,0257 | 33 |

1.5 Зоны возможных осложнений

При строительстве скважины особое внимание стоит уделить зонам возможных осложнений (табл. 1.11).

Таблица 1.11 - Зоны возможных осложнений

| Интервал, м | | Осложнения | Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения |
|-------------|------|---------------------------------|--|
| от | до | | |
| 0 | 370 | Обвалы стенок скважины | Осыпания слабосцементированных, рыхлых пород стенок скважины |
| 370 | 560 | Обвалы стенок скважины | Осыпания слабосцементированных, рыхлых пород стенок скважины |
| | | Поглощения бурового раствора | Интенсивность поглощения до 40м ³ /ч с полной потерей циркуляции |
| 560 | 630 | Обвалы стенок скважины | Осыпания слабосцементированных, рыхлых пород стенок скважины |
| 630 | 790 | Поглощения бурового раствора | Интенсивность поглощения до 180м ³ /ч с полной потерей циркуляции |
| 790 | 1060 | Кавернообразование, | В интервалах залегания засоленных горных пород и пластов каменной соли |
| | | Поглощения бурового раствора | Интенсивность поглощения 15-25 м ³ /ч |
| 1160 | 2130 | Кавернообразование | В интервалах залегания засоленных горных пород и пластов каменной соли |
| 2130 | 2230 | Кавернообразование | При бурении пластов каменной соли |
| 2130 | 2230 | Поглощения бурового раствора | Интенсивность поглощения до 60 м ³ /ч |
| 2230 | 2580 | Кавернообразование | При бурении пластов каменной соли |
| | | Сужение ствола | При прохождении глинодержащих пород |
| 2580 | 2642 | Обвалы стенок скважины | Осыпание неустойчивых терригенных пород ярактинского горизонта; |
| | | Нефтегазоводопро явления (НГВП) | Увеличение объема и изменение параметров бурового раствора. Разгазирование, переливы, выбросы бурового раствора. При потере контроля над скважиной возможно фонтанирование |

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Причины искривления скважин.

Основная причина искривления скважин - неравномерное разрушение горной породы на забое, что происходит в результате действия различных сил и опрокидывающих моментов, действующих на породоразрушающий инструмент. Все эти силы и моменты можно привести к одной равнодействующей силе и главному моменту.

Причины искривления скважины делятся на геологические технологические, технические.

В геологические причины включены: Анизотропия горных пород слоистость горных пород, перемежаемость пород по твердости трещиноватость, пористость, включения.

Анизотропия горных пород различие значений свойств (деформационных, электрических, тепловых, магнитных, оптических и других) горных породах по разные направления (рис.2)

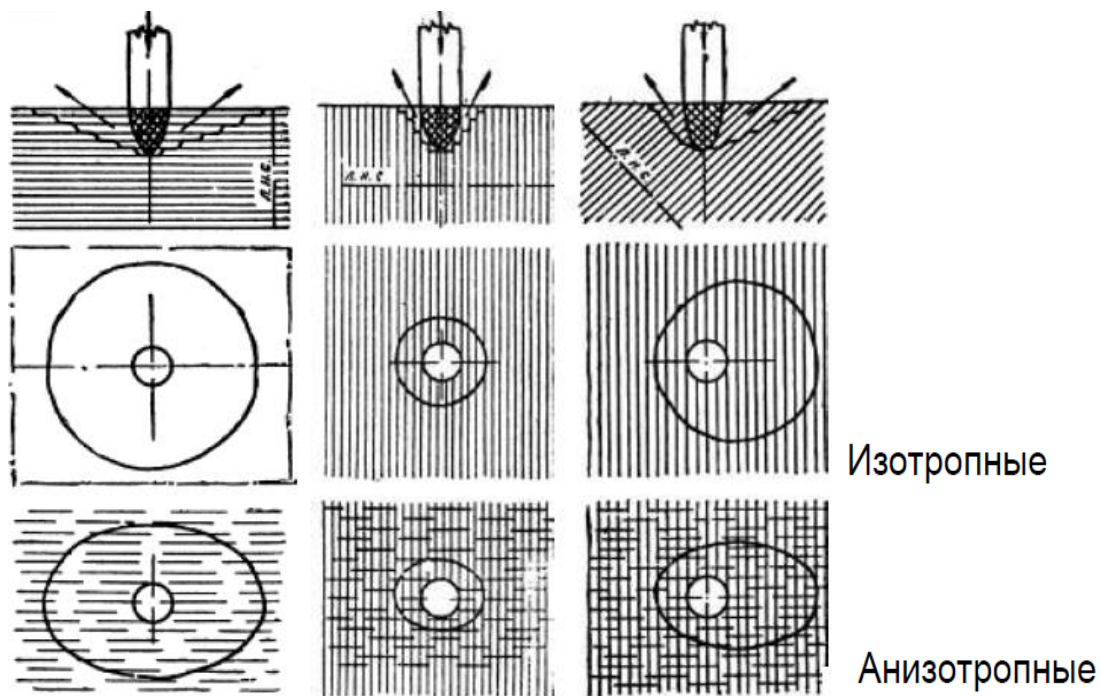


Рисунок 2 - Анизотропия горных пород

Слоистость горных пород - строение горных пород в виде налегающих один на другой слоёв, различающихся минеральным составом, цветом, особенностями слагающих породы частиц и другими признаками. (рис.2.1)

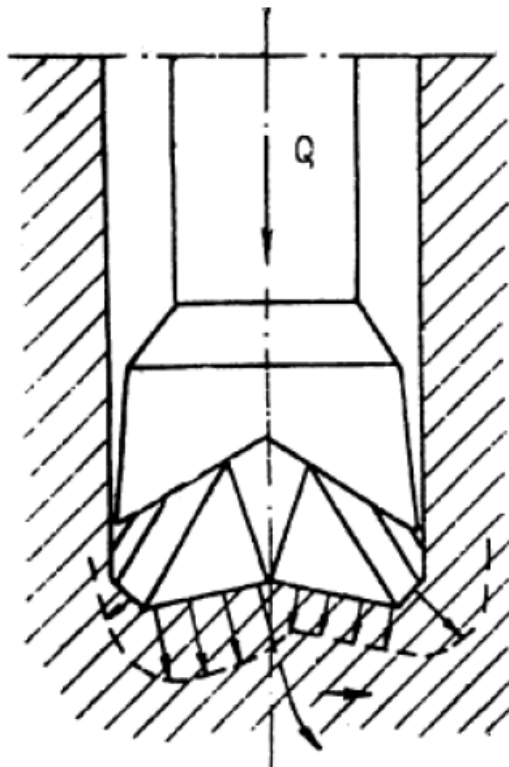


Рисунок 2.1 - Слоистость горных пород

При пересечении скважиной под острым углом контактов между слоями мягких и твердых пород более интенсивно разбурируется часть забоя с мягкими породами, что приводит к значительному отклонению скважины. При пересечении контактов твердых и мягких пород имеет место обратная картина, но искривление происходит в меньшей степени, так как неравномерность разрушения породы усиливается только к концу пересечения контакта. Вследствие этого искривление скважин так же как и в предыдущем случае происходит по направлению вкрест напластования пород. Однако в ряде случаев при пересечении контакта мягких и твердых пород с малым углом встречи может произойти "скольжение" скважины по контакту(рис.2.2)

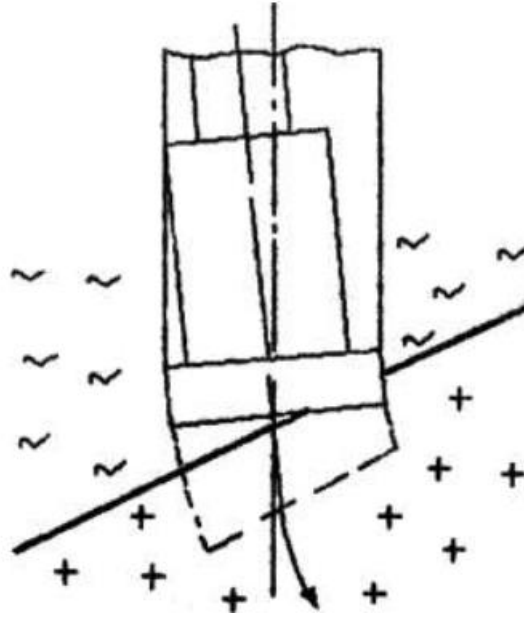


Рисунок 2.2 - Переменяемость по твердости

При бурении по трещиноватым и пористым породам, если трещины и поры имеют закономерное распространение, что чаще всего и бывает, также происходит искривление скважины. Это можно объяснить, как и в предыдущем случае, рассматривая поры и трещины как слои с нулевой твердостью.

К технологическим причинам относят осевую нагрузку, частоту вращения, вид и качество промывочной жидкости.

Увеличение осевой нагрузки на долото приводит к увеличению интенсивности искривления ствола, так как

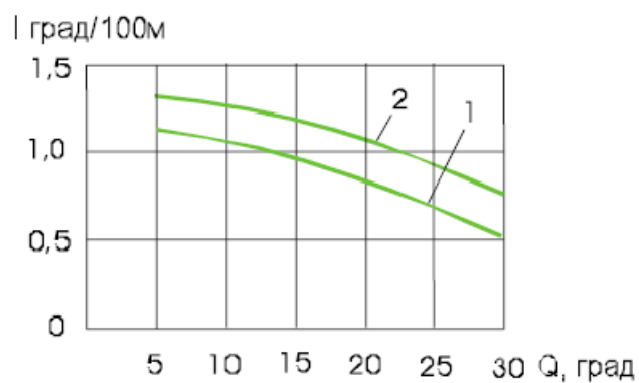
- увеличивается прогиб всех элементов КНБК;
- возрастает отклоняющая сила на породоразрушающем инструменте;
- первая точка касания КНБК со стенкой скважины приближается к забою, следовательно, увеличивается перекося инструмента;
- увеличивается разработка ствола скважины.

Увеличение расхода бурового раствора в мягких породах приводит к размыву стенок скважины, в результате увеличивается угол перекося инструмента, а, следовательно, и интенсивность искривления. Введение в буровой раствор смазывающих добавок меняет кинематику перемещения инструмента в скважине, что приводит к изменению интенсивности искривления.

Технические причины искривления

Состав КНБК: диаметры отдельных элементов, толщина стенки, элементов, места установки калибраторов, центраторов, тип

Конструктивные особенности породоразрушающего инструмента: форма торца, тип вооружения, фрезерующая способность.



1 - долото диаметром 393,7 мм
2 - долото диаметром 295,3 мм

Рисунок 2.3

Влияние диаметра и длины забойного двигателя на искривление ствола скважины (рис.2.4)

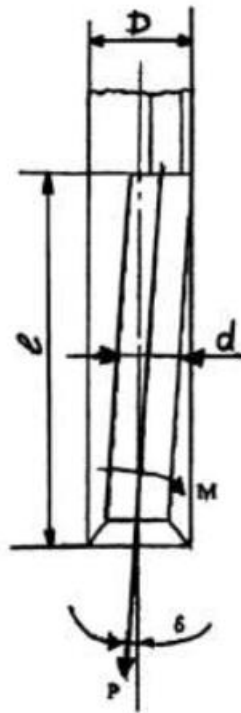


Рисунок 2.4

$$R = \frac{l^2}{D-d} \quad (1.4)$$

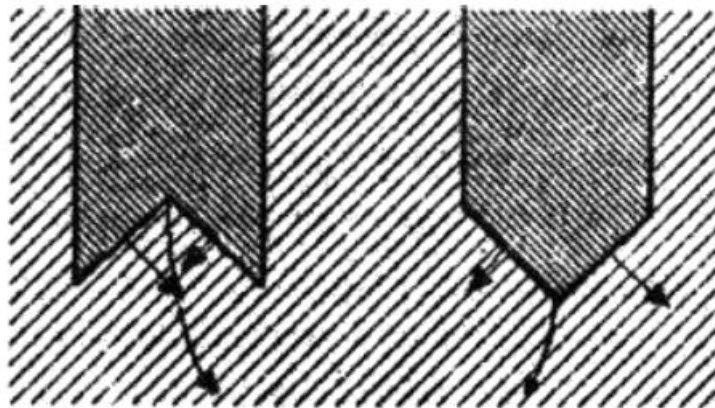
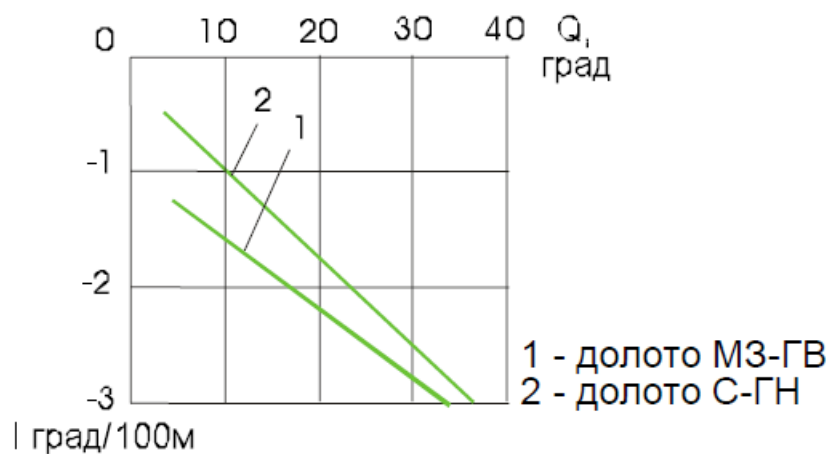


Рисунок 2.5 - Влияние формы торца породоразрушающего инструмента



Зависимость интенсивности искривления от величины зенитного угла при бурении долотами \varnothing 215,9 мм и турбобуром ЗТСШ-195ТЛ

Влияние жесткости инструмента на искривление ствола

$$P_{кр} = \frac{0,96 \cdot 10^6 (D-d)}{l^2} \quad (1.5)$$

2.1.1 Отрицательные последствия искривления скважин

К отрицательным последствиям искривления ствола скважины можно отнести повышенный износ инструмента, увеличение нагрузки на крюке, повышенный расход мощности на вращение колонны, дополнительные нагрузки на забойные двигатели, УБТ, бурильные трубы за счет изгиба, уменьшение устойчивости стенок скважины, образование желобовидных выработок в стволе, удлинение скважины, дополнительные затраты на измерение искривления.

2.1.2 Закономерности искривления скважин.

В большинстве случаев скважины стремятся занять направление, перпендикулярное слоистости горных пород. По мере приближения к этому направлению интенсивность искривления снижается.

Уменьшение зазора между стенками скважины и инструментом приводит к уменьшению искривления.

Место установки центрирующих элементов и их диаметр весьма существенно влияют на направление и интенсивность зенитного искривления.

Увеличение жесткости инструмента уменьшает искривление скважины, поэтому скважины большого диаметра искривляются менее интенсивно, чем скважины малого диаметра.

Увеличение осевой нагрузки приводит к увеличению интенсивности искривления, а повышение частоты вращения колонны бурильных труб - к снижению искривления.

2.2 Типы профилей наклонно- направленных скважин.

Профиль наклонно направленной скважины выбирается так, чтобы при минимальных затратах средств и времени на ее проходку было обеспечено опадание скважины в заданную точку продуктивного пласта при допустимом отклонении.

Профили скважин классифицируют по количеству интервалов ствола. За интервал принимается участок скважины с неизменной интенсивностью искривления. По указанному признаку профили наклонно направленных скважин подразделяются на двух, трех, четырех, пяти и более интервальные. Кроме того, профили подразделяются на плоские - расположенные в одной вертикальной плоскости, и пространственные, представляющие собой пространственную кривую линию. Далее рассматриваются только плоские профили.

Проектный профиль скважины должен обеспечивать:

- выполнение скважиной поставленной задачи при требуемом качестве;
- вскрытие пласта (геологического объекта) в заданной точке при допустимых отклонениях от нее;
- максимально высокие дебит скважины и коэффициент извлечения нефти;
- максимально возможное сохранение коллекторских свойств продуктивного горизонта;
- оптимальное соотношение затрат средств и времени на сооружение скважины.

Общий порядок проектирования скважины и ограничения:

1. Выбор типа профиля.
2. Определение допустимой интенсивности искривления.
3. Расчет профиля.

Максимально допустимый зенитный угол в интервале увеличения угла – 400;
в интервале установки погружного насоса – 300;
при входе в продуктивный пласт – 250.

Максимально допустимая интенсивность искривления:
в интервале искусственного искривления скважины – 1,5град/10м;
в интервале установки погружного насоса – 3град/100м.

Классификация профилей направленных скважин происходит по количеству интервалов с неизменной интенсивностью, по виду профиля, по величине радиуса искривления.

По количеству интервалов с неизменной интенсивностью делятся на двухинтервальные, трехинтервальные, четырехинтервальные и прочие.

По виду профиля: S-образные, J-образные.

По величине радиуса искривления: с большим радиусом, со средним радиусом, с малым радиусом, со сверхмалым радиусом.

Простейшим с точки зрения геометрии является двухинтервальный профиль, содержащий вертикальный участок и участок набора зенитного угла. Такой тип профиля обеспечивает максимальный отход скважины при прочих равных условиях, но требует постоянного применения специальных компоновок на втором интервале, что приводит к существенному увеличению затрат средств и времени на бурение. Поэтому такой тип профиля в настоящее время применяется сравнительно редко и только тогда, когда имеет место значительное естественное искривление скважин в сторону увеличения зенитного угла. (рис.2.6)

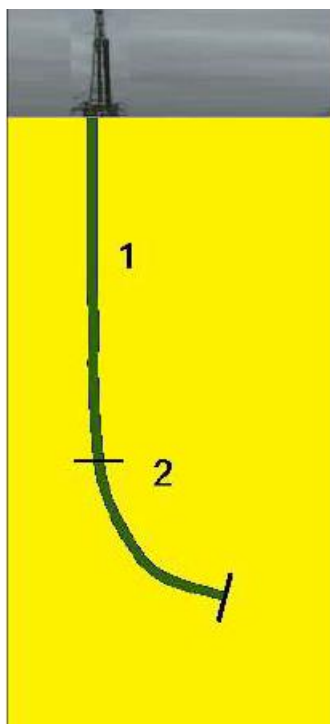


Рисунок 2.6 – Двухинтервальный тип

Трехинтервальный тип профиля, состоящий из вертикального участка, участка набора зенитного угла и третьего участка, имеет две разновидности. В одном случае (рис.2.7) третий участок прямолинейный (участок стабилизации зенитного угла), в другом (рис.2.8) - участок малоинтенсивного уменьшения зенитного угла. Трехинтервальные профили рекомендуется применять в тех случаях, когда центрирующие элементы компоновок низа бурильной колонны мало изнашиваются в процессе бурения (сравнительно мягкие, малоабразивные породы). Такие типы профилей позволяют ограничить до минимума время работы с отклонителем и при наименьшем зенитном угле скважины получить сравнительно большое отклонение от вертикали.

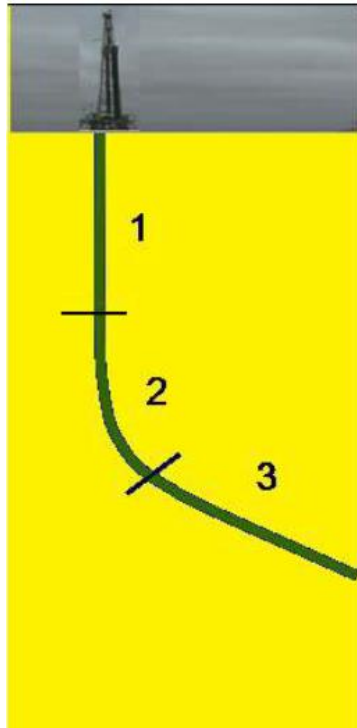


Рисунок 2.7 – Трехинтервальный тип профиля с третьим прямым участком

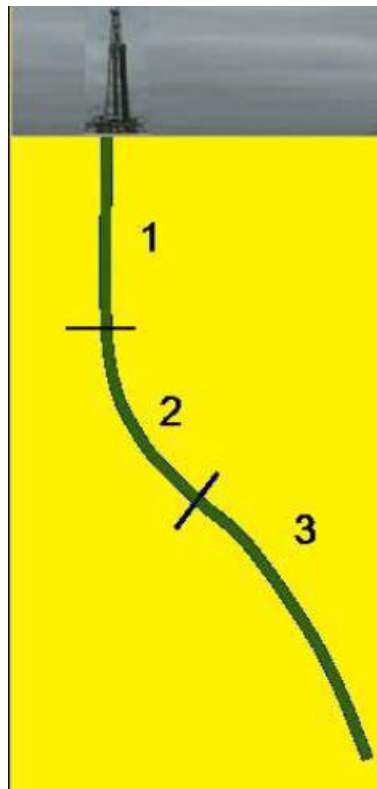


Рисунок 2.8 - Трехинтервальный тип профиля с третьим участком уменьшения зенитного угла

Четырехинтервальный тип профиля (рис.2.9) включает вертикальный участок, участок набора зенитного угла, участок стабилизации и участок уменьшения зенитного угла. Это самый распространенный тип профиля в Западной Сибири. Его применение рекомендуется при значительных отклонениях скважин от вертикали в случае, если по геолого-техническим условиям затруднено безаварийное бурение компоновками с полноразмерными центраторами в нижних интервалах ствола скважины.

Редко применяемая на практике разновидность четырехинтервального профиля включает в себя четвертый интервал с малоинтенсивным увеличением зенитного угла (рис.2.10), что обеспечивается применением специальных КНБК. Такая разновидность профиля дает достаточно большой отход скважины и вскрытие продуктивного пласта с зенитным углом скважины при входе в него равным 40-60°. Это позволяет увеличить приток нефти в скважину, однако реализация такого профиля технически затруднена.

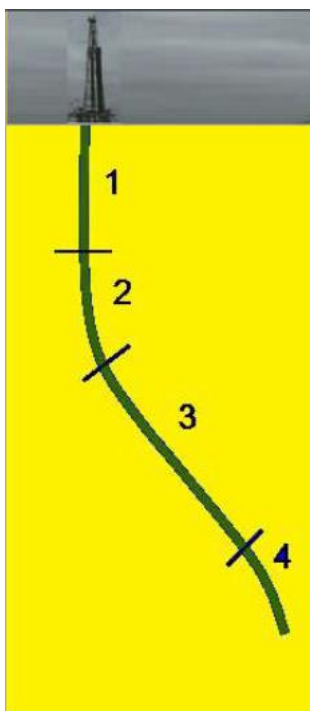


Рисунок 2.9 - Четырехинтервальный тип профиля с третьим участком уменьшения зенитного угла

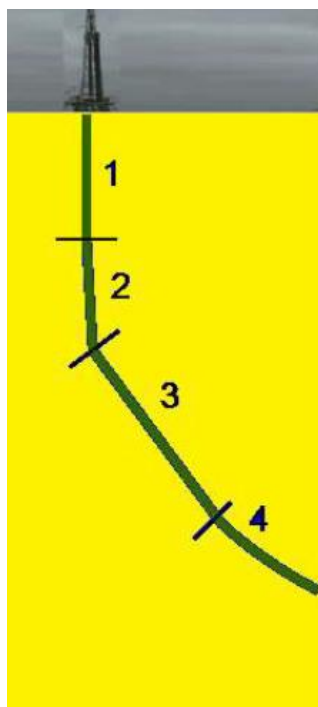


Рисунок 2.10 - Трехинтервальный тип профиля с третьим участком увеличения зенитного угла

Определение допустимой интенсивности искривления

В последнее время все большее распространение получает бурение скважин с горизонтальным участком ствола, что позволяет существенно повысить дебит скважин и нефтеотдачу пластов. В практике буровых работ США такие скважины по типу профиля делятся на четыре категории в зависимости от величины радиуса кривизны при переходе от вертикального участка к горизонтальному (большой, средний, малый и сверхмалый радиусы).

Скважины с большим радиусом кривизны имеют интенсивность искривления от 0,6 до 2 град/10 м. С указанными интенсивностями искривления бурится подавляющее большинство наклонно направленных скважин в Западной Сибири. Длина горизонтальной части ствола в этом случае может быть весьма значительной и определяется, главным образом, только сопротивлением продольному перемещению бурильной колонны. Такой тип профиля скважин наиболее подходит для морских месторождений, когда требуется обеспечить добычу из пласта, находящегося на большом расстоянии от платформы.

Интенсивность искривления при бурении со средним радиусом кривизны составляет от 2 до 6 град/10 м. Западными фирмами по такому типу профиля бурится подавляющее большинство скважин с горизонтальным участком ствола. Это обусловлено следующим:

- многие зоны осложнений могут быть разбурены вертикальным стволом и обсажены;

- длина интервалов применения отклонителей существенно меньше, чем для скважин с большим радиусом кривизны;

- точка забуривания искривленного ствола располагается ближе к точке вскрытия продуктивного горизонта, что повышает точность попадания в заданный круг допуска.

Однако проходка таких скважин требует специального инструмента, вписывающегося в принятый радиус кривизны.

Минимальный радиус кривизны ствола R_{min} определяется по следующим формулам:

- из условия проходимости оборудования и инструмента по скважине:

$$R_{min} = \frac{L^2}{8(D-d-K)} \quad (1.6)$$

где, L - длина спускаемого инструмента;

d - его диаметр;

D - диаметр скважины или внутренний диаметр обсадной колонны;

K - необходимый зазору, $K=1,5-3$ мм.

- из условия предотвращения желобообразования:

$$R_{min} = \frac{Pl}{F_{доп}} \quad (1.7)$$

где, P - натяжение колонны при подъеме инструмента;

l - расстояние между замками;

$F_{доп}$ - допустимая сила прижатия замка к стенке скважины.

- из условия предотвращения поломок колонн труб:

$$R_{min} = \frac{Ed}{2[\sigma_{изг}]} \quad (1.8)$$

где, E - модуль упругости;

$[\sigma]$ - допустимое напряжение изгиба.

Порядок расчета профиля

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

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 определяются радиусы кривизны R соответствующих интервалов. 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.

Проектирование по номограммам

Исходные данные:

- Глубина скважины по вертикали;
- Отход скважины;
- Зенитный угол в конце интервала набора.

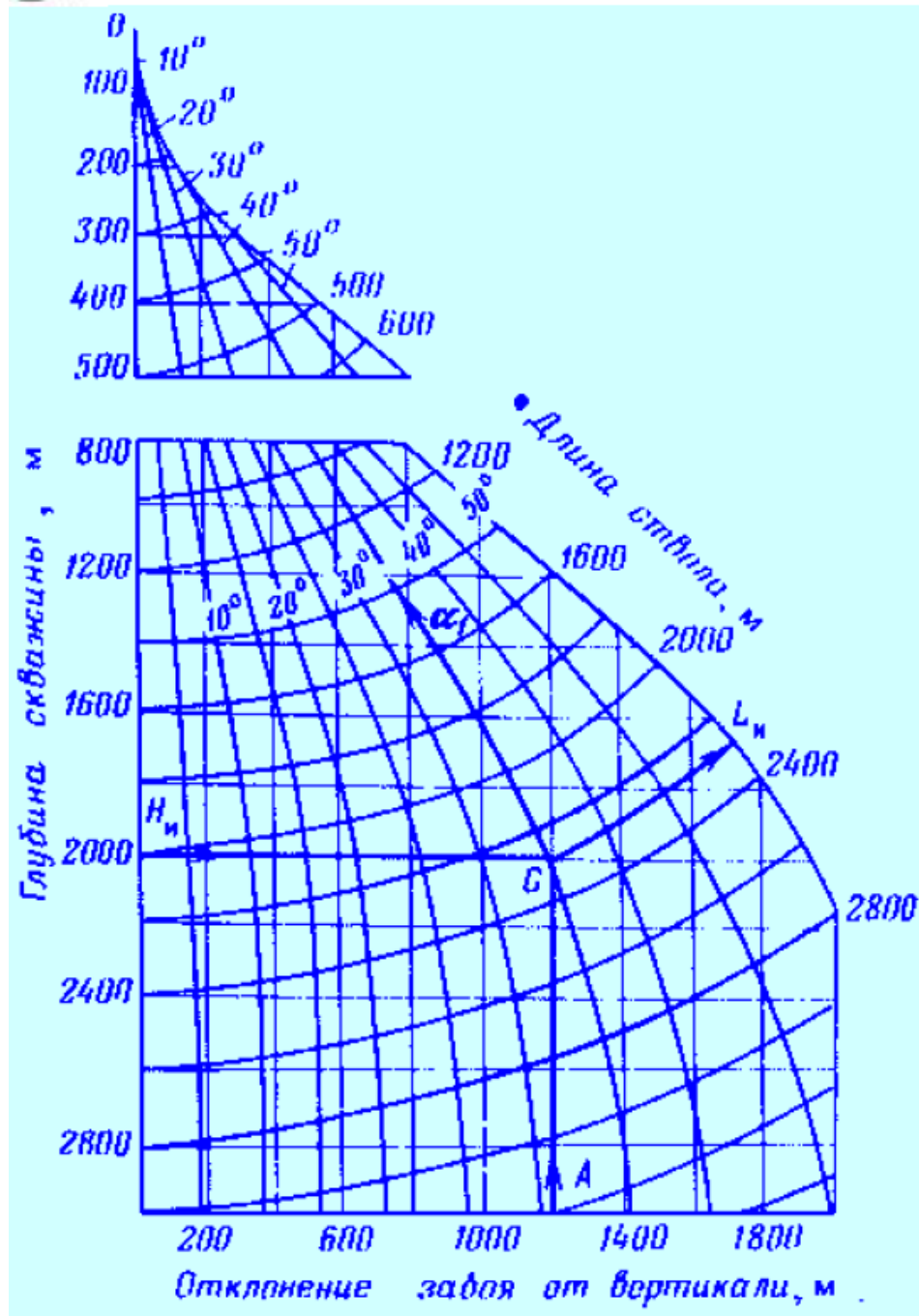


Рисунок 2.11 - Номограмма



Рисунок 2.12 - Шаги измерения

2.3 Контроль при проводке скважин.

Инклинометр - прибор, предназначенный для измерения угла наклона различных объектов, относительно гравитационного поля Земли. Помимо собственно величины угла наклона может измеряться его направление - азимут.

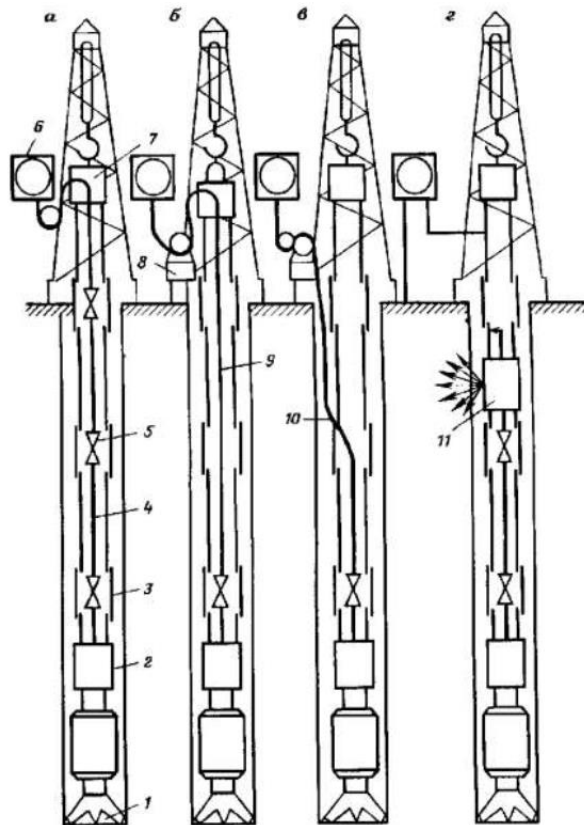
Инклинометры делятся на две группы: забойные и спускаемые на кабеле.

Виды каналов связи «Забой-устье»: кабельный(проводной), электромагнитный(гальванический), гидравлический, акустический.

Существуют следующие разновидности кабельных каналов связи:

- Встроенные в бурильные трубы
 - 1) Сплошные(гибкий кабель-шланг)
 - 2) Секционированные
 - 3) Гальванический контакт
- С вводом кабеля через вертлюг
 - 1) Сплошные
 - 2) Секционированные
 - 3) Гальванический контакт
 - 4) Индукционный контакт
- С боковым вводом чечерз переводник
 - 1) Сплошные(одно соединение)

- С ретранслирующим устройством
 - 1) Сплошные
 - 2) Секционированные
 - 3) Индукционный контакт

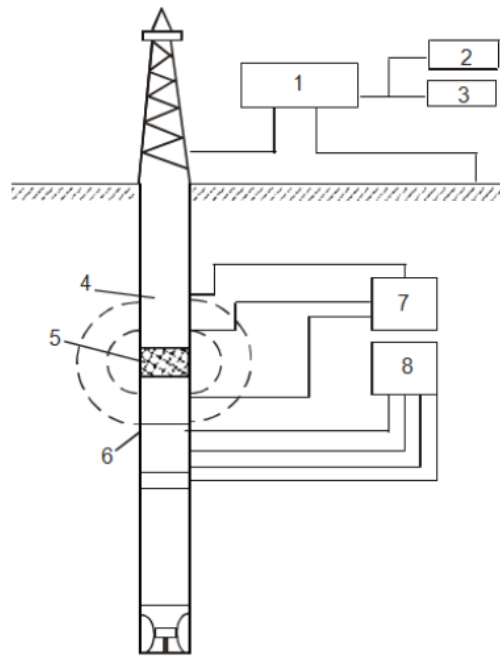


- 1 - долото;
- 2 - скважинный прибор;
- 3 - резьбовое соединение труб;
- 4 - провод;
- 5 - контактное устройство;
- 6 - наземный прибор;
- 7 - вертлюг;
- 8 - лебедка для подъема провода;
- 9 - сбросовый провод;
- 10 - вывод провода через резьбовое соединение;
- 11 - ретранслирующее устройство.

Рисунок 2.12

Классификация электромагнитных каналов связи

- По горной породе
- По трубе и горной породе



- 1 - приемник;**
- 2 - табло;**
- 3 - ЦПУ;**
- 4 - генератор;**
- 5 - разделитель;**
- 6 - датчики;**
- 7 - передающий блок;**
- 8 - измерительный блок.**

Рисунок 2.13 – Схема расположения компонентов

Разновидности гидравлических каналов связи

- Положительные импульсы
- Отрицательные импульсы
- «Сирена»

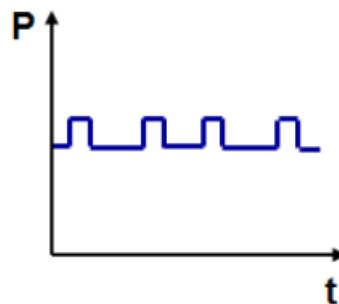


Рисунок 2.14 – График положительных импульсов

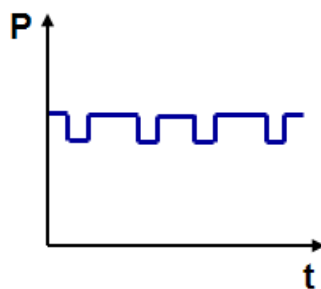


Рисунок 2.15 – График отрицательных импульсов

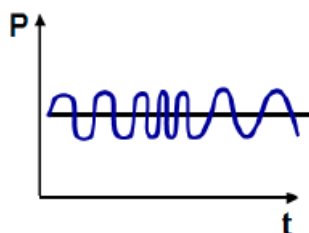


Рисунок 2.16 – График импульсов типа «Сирена»

Разновидности акустических каналов связи

- По трубе
- По горной породе
- По столбу промывочной жидкости
 - 1) Без ретранслятора
 - 2) С ретранслятором

2.4 Технические средства направленного бурения скважин

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. Далее рассматриваются только такие отклонители. С их помощью на породоразрушающем инструменте создается отклоняющая сила, или между осью скважины и осью породоразрушающего инструмента возникает некоторый угол перекоса. 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.

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

К наиболее распространенным отклонителям относится кривой переводник, показанный на рис. 2.17. Он представляет собой обычный переводник, присоединительные резьбы которого выполнены под углом друг к другу. Этот угол составляет от 1 до 40.

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 перекоса 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°. 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.

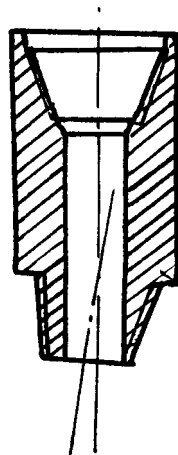


Рисунок 2.17- Кривой переводник

Турбинные отклонители серии ТО (рис.2.18) состоят из турбинной 1 и шпиндельной 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.

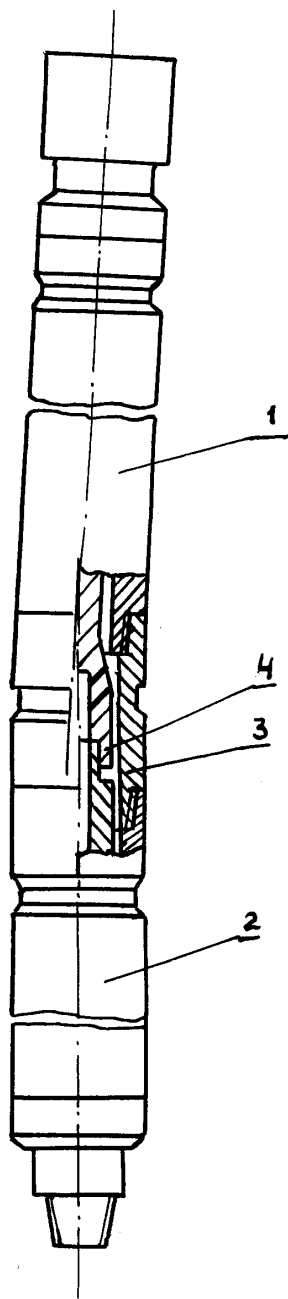


Рисунок 2.18 - Турбинный отклонитель

Угол перекося резьб переводника серийно выпускаемых турбинных отклонителей составляет 1,50, а диаметр корпуса 172, 195 и 240 мм. Интенсивность 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. 2.19), 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 $1030'$, а наружный диаметр - 195 и 240 мм. За счет приближения кривого переводника к забою повышается отклоняющая способность и стабильность искривления скважины.

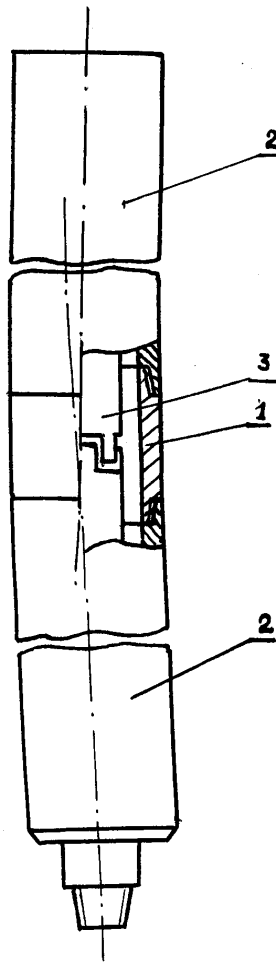


Рисунок 2.19 - Шпиндель-отклонитель

Наиболее простым в изготовлении является отклонитель с эксцентричной накладкой, показанный на рис.2.20. 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 искривления ствола может быть рассчитан по формуле:

$$R = \frac{l}{[2 \sin(\beta + \varphi)]} \quad (1.9)$$

при этом

$$\sin \beta = \frac{h}{l_2} \quad (1.10)$$

$$\sin \varphi = \frac{d+2h-D}{2l_1} \quad (1.11)$$

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.

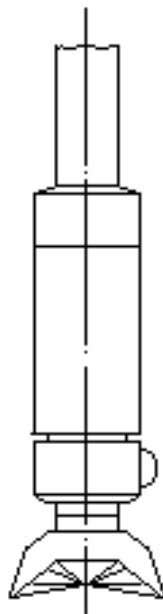


Рисунок 2.20 - Отклонитель эксцентричной накладкой

3 ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЕНИЯ ТРАЕКТОРИЕЙ НА ЯРАКТИНСКОМ НГКМ

3.1 Состав PrecisionPulse™

Все работы по сопровождению скважин на Ярактинском НГКМ, выполняет международная сервисная компания Weatherford.

При сопровождении скважин использует следующие системы:

-Системы измерения в процессе бурения(MWD)

Обычно включается в себя датчики направления и гамма-излучения, а также могут включать датчик давления в стволе скважины, датчики вибрации ударов и датчики температуры.

-Системы каротажа в процессе бурения(LWD)

Включают в себя системы MWD, а также датчик удельного электрического сопротивления, детектор нейтронов, датчик плотности или другой каротажный датчик

PrecisionPulse™ системы MWD Weatherford

Система PrecisionPulse™ состоит из следующих отдельных приборов и датчиков:

1. ВТР (Забойный передатчик)
2. Датчик CDS (Интеллектуальный датчик отключения)
 - 2.1. содержит акселерометры и магнетометры для измерений параметров направления ствола скважины
3. Датчик GRG4 (Датчик гамма-излучения 4 поколения)
 - 3.1.- содержит сцинтилляционный кристалл для детектирования гамма-излучения
4. Датчик Tin (Находиться внутри датчика CDS и предназначен для измерения температуры в режиме реального времени.
5. Аккумулятор G4
6. Программное обеспечение Spectrum™ для регистрации и обработки данных на поверхности

Интеллектуальный инклинометрический зонд (CDS) предназначен для определения пространственного положения телесистемы. В зонде смонтированы датчики:

- акселерометры - регистрируют по трем осям положение прибора относительно гравитационного поля Земли;

- магнетометры - регистрируют по трем осям положение прибора относительно магнитного поля Земли.

Забойный приемопередатчик (BTR) является приемопередатчиком в случае версии телесистемы с электромагнитным каналом. Конструктивно выполнен совместно с CDS.

Гамма-датчик UGR: Пассивный детектор гамма-излучения породы в скважине. Используется для проведения гамма-каротажа ствола скважины. Чувствительный элемент расположен на расстоянии 0.7 м от нижней части зонда.

Батарея G4 предназначена для обеспечения электроэнергией при автономной работе телесистемы.

Высокотемпературное исполнение до 150°C, 56Ач. (SAFT); 48Ач. (Charger).

Демпфер батареи: осуществляет переход от некоаксиального разъема батареи на коаксиальный. Это позволяет осуществлять соединение батарейного блока с телесистемой путем свинчивания. Демпфирующий элемент (пружина) обеспечивает защиту батареи от чрезмерных усилий при сборке, надежность контакта при вибрации и изгибах телесистемы.

Коаксиальная центрирующая втулка предназначена для соединения модулей телесистемы, осуществления целостности электрической цепи и уменьшения радиальных вибраций телесистемы в немагнитной трубе

TFO - полное смещение телесистемы, угол между нулем телесистемы и плоскостью угла перекоса двигателя.

$TFO = InternalTFO + DCTFO$, где: InternalTFO – смещение нуля датчиков телесистемы относительно шпоночного паза пульсатора, всегда со знаком «-»,

DCTFO – смещение положения шпонки ориентационного переводника относительно плоскости угла перекоса двигателя, $DCTFO =$

$(A/L)*360$, где: A – длина от шпонки ориентационного переводника до плоскости угла перекоса двигателя, замеренное по окружности по часовой стрелке, смотреть сверху, L – длина окружности.

Пульсатор AES предназначен для формирования положительных импульсов давления в среде бурового раствора путем частичного кратковременного перекрытия главным клапаном потока бурового раствора. Во время циркуляции буровой раствор протекает через Orifice (диафрагма). В результате на нем создается перепад давления. Для правильной работы пульсатора AES необходимо, чтобы перепад давления находился в определенных пределах. Слишком малый перепад не позволяет создать импульсы достаточной амплитуды. Слишком большой – приводит к быстрому износу частей пульсатора

или к полной неработоспособности. Выбор величины диафрагмы основывается на расчете в программе PDrop. В качестве исходных данных для расчета используются расход бурового раствора, его плотность, вязкость и глубина бурения.

Фиксирующее кольцо закрепляет положение кольцевого замка (цанги) в ориентационной втулке (посадочном устройстве) или ориентационном переводнике (в случае 3 1/2"). Цанга позволяет фиксировать в вертикальном направлении и в аварийной ситуации есть возможность извлечения телесистемы.

Зонд модуля управления (CMS) управляет работой всех зондов телесистемы, выполняет опрос датчиков, обрабатывает их и формирует управляющие импульсы в пульсатор для передачи информации на поверхность.

Наконечник/ловильная шейка прикручивается к резьбовой части элеватора для установки и извлечения телесистемы из КНБК. В случае аварии применяется для извлечения прибора из компоновки.

Ориентационная втулка телесистемы устанавливается внутри ориентационного переводника, крепится болтами через отверстия в переводнике. На ориентационной втулке имеется шпонка, на которую устанавливается пульсатор телесистемы. Также втулка имеет цанговый захват для надежного крепления телесистемы в ориентационном переводнике.

Ориентационная шпонка предназначена для ориентированной установки телесистемы в КНБК. Ориентационная шпонка находится на втулке ориентационного переводника. Пульсатор садится пазом (ориентированной частью) на ориентационную шпонку.

3.2 Конфигурация системы PrecisionPulse™

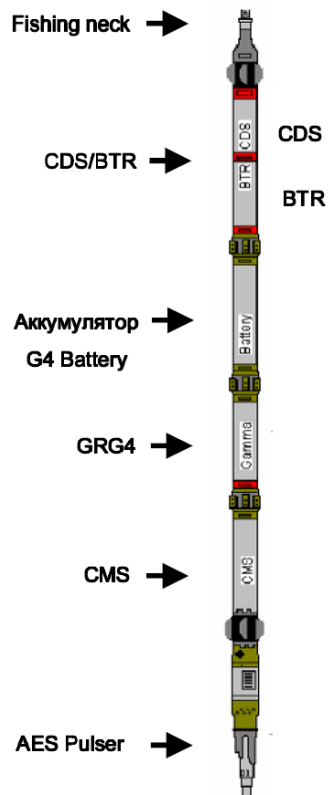


Рисунок 3.1 - Конфигурация системы

Между датчиками установлены коаксиальные центрирующие втулки с центраторами.

Особенности и преимущества системы сводятся к надежной работе при температурах до 125 °С, с высокотемпературным исполнением до 150 °С и к номинальному давлению в 100Мпа.

Механические характеристики системы PrecisionPulse™



| Характеристика | NMHWDP 4 3/4" | NMHWDP 6 1/4" | NMHWDP 6 3/4" | NMDC 8" | NMDC 9 1/2" |
|--|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Соотношение прочности на изгиб | 1,92 | 2,38 | 2:37 | 2:60 | 2,81 |
| Интенсивность искривления ствола скважины – вращение | 16° / 100' | 14° / 100' | 13° / 100' | 10° / 100' | 7,5° / 100' |
| Интенсивность искривления ствола скважины – поступат. движение | 25° / 100' | 20° / 100' | 18° / 100' | 15° / 100' | 14° / 100' |
| Эквивалентная жесткость при изгибе (Нар. диам x Внутр. диам.) | 4 17/32" x 2 1/4" | 6 3/32" x 2 1/4" | 6 19/32" x 2 13/16" | 7 25/32" x 2 13/16" | 9 11/32" x 3" |
| Максимальная рабочая температура в стандартном исполнении | 257 °F (125 °C) | 257 °F (125 °C) | 257 °F (125 °C) | 257 °F (125 °C) | 257 °F (125 °C) |
| Максимальная рабочая температура в специальном исполнении | 302 °F (150 °C) | 302 °F (150 °C) | 302 °F (150 °C) | 302 °F (150 °C) | 302 °F (150 °C) |
| Максимальное рабочее давление | 15000 фунтов/кв. дюйм | 15000 фунтов/кв. дюйм | 15000 фунтов/кв. дюйм | 15000 фунтов/кв. дюйм | 15000 фунтов/кв. дюйм |
| Верхнее присоединение (держатель инструмента 19,7") | BOX IF 3 1/2" | BOX IF 4" (4 1/2" ХН) | BOX IF 4 1/2" | BOX REG 6 5/8" | BOX REG 7 5/8" |
| Нижнее присоединение (держатель инструмента 19,7") | Pin IF 3 1/2" | Pin IF 4" (4 1/2" ХН) | Pin IF 4 1/2" | Pin REG 6 5/8" | Pin REG 7 5/8" |
| Крутящий момент сборки | 8 800 футо-фунт | 22900 футо-фунт | 28 200 футо-фунт | 44 000 футо-фунт | 73 000 футо-фунт |
| Номинальный диаметр отверстия муфты | 83 мм (3,26") | 83 мм (3,26") | 100 мм (3,94") | 100 мм (3,94") | 112 мм (4,41") |
| Максимальный расход | 400 гал/мин | 400 гал/мин | 800 гал/мин | 800 гал/мин | 1200 гал/мин |

Рисунок 3.2 - Механические характеристики

| | |
|--|--------------------------------|
| Технические характеристики датчика CDS | Наружн. диаметр 1 11/16" |
| Номинальная длина (CDS/BTR) | 98" |
| Период обновления данных об ориентации | Приблизительно 48 сек |
| Точность определения ориентации | $\pm 1^\circ$ |
| Точность определения наклона скважины | $\pm 0.1^\circ$ |
| Точность определения азимута | $\pm 0.5^\circ$ |
| Точность измерения температуры | $\pm 1^\circ\text{C}$ |
| Точка измерения на датчике | 440 мм от верхнего конца зонда |
| Максимальная рабочая температура | 302°F (150°C) |

Рисунок 3.3 - Технические характеристики датчика CDS

| | |
|---|--------------------------------|
| Технические характеристики датчика GRG4 | Наружн. диаметр 1 11/16" |
| Тип детектора | Сцинтиллятор CsI |
| Диапазон измерения | 0 – 5000 имп. |
| Точность | ± 1 имп. |
| Длина | 37.2" |
| Интервал между замерами | 16 секунд |
| Точка измерения на датчике | 700 мм от нижней стороны зонда |
| Максимальная рабочая температура в стандартном исполнении | 257°F (125°C) |
| Рабочая температура в высокотемпературном исполнении | 302°F (150°C) |

Рисунок 3.4 - Технические характеристики датчика GRG4

Детали конфигурации комбинированного прибора:

- Электронные компоненты датчиков сортированы внутри герметичных кожухов
- Буровой раствор протекает вокруг герметичных кожухов
- Возможен вариант установки датчика гамма-излучения GRG4 между аккумуляторами G4 и CMS-ом
- Низкотемпературный аккумулятор имеет наименьшую из всех компонентов комбинированного прибора номинальную рабочую температуру в 100 °C
- Возможна конфигурация прибора для использования в скважинах малого диаметра за счет применения эластичных муфт диаметрами 3 1/16", 3 3/8", 3 1/2"

Вибрация прибора сведена к минимуму благодаря применению центрирующих резиновых ребер, установленных между всеми модулями. Для дополнительного снижения вибрации, вызываемой высокоскоростным потоком газа, при бурении на депрессии с использованием двухфазных буровых растворов применены дополнительные металлические центраторы (Deerso). Держатель инструмента представляет собой переходную муфту (MuleShoe), расположенную ниже AES - генератора импульсов, содержащего комбинированный прибор.

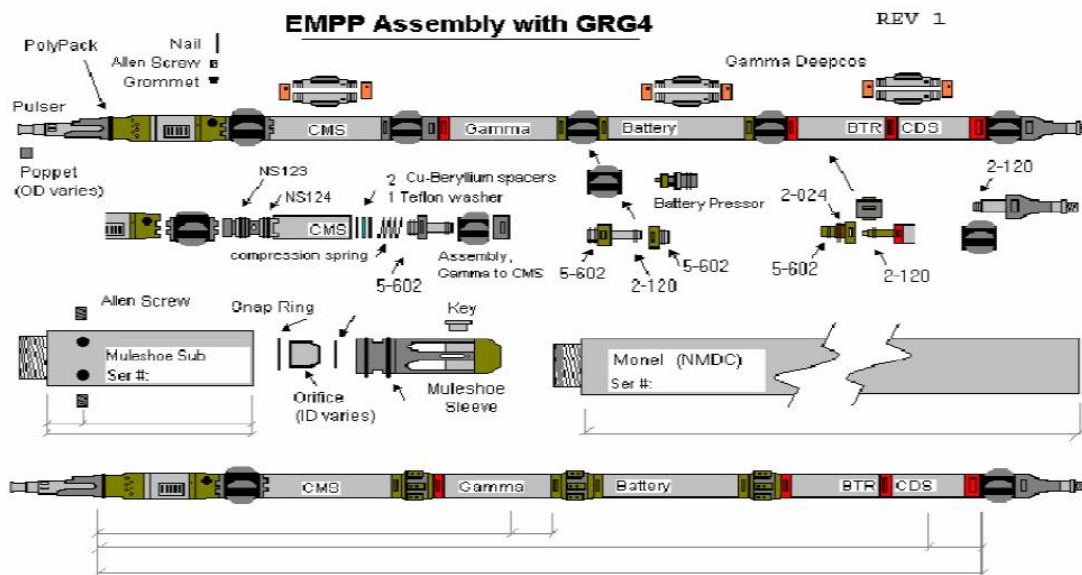


Рисунок 3.5 - Схема системы

3.3 Компоновка низа бурильной колонны для направленного бурения на Ярактинском НГКМ.

Для участка наклонно-направленного бурения, Weatherford применяет КНБК№5 в состав которого входят:

| Наименование | | Производитель |
|---------------------------|---------------------|---------------|
| Долото | 219.1 PDC MM65D | Halliburton |
| ВЗД | ДГР-172(1.42гр) | ВНИИБТ |
| Переводник | П-133/147 | Weatherford |
| Переводник ориентационный | Muleshoe Sub 6.75 | Weatherford |
| НУБТ (с т/с) | NM Drill Collar 6.5 | Weatherford |
| НУБТ | NM Drill Collar 6.5 | Weatherford |
| Переводник | П-133/133 | Weatherford |
| УБТ-165 | УБТ-165 | ИНК-СЕРВИС |
| ТБПК 127х9.2 "Л" | ТБПК 127х9.2 "Л" | ИНК-СЕРВИС |

Рисунок 3.6 – Состав КНБК

При бурении скважины максимальная интенсивность искривления составила 1град/10м. После бурения каждого очередного интервала скважины, проводилась оценка фактического положения трассы. В случае отклонения от расчетной траектории, бурение останавливается и применяются меры для корректировки трассы.

3.4 Построение траектории скважины

Таблица 3.1 Траектория

| Комментарии | Глубина по стволу (м) | Зенитный угол (град) | Азимут магнитный (град) | Азимут истинный (град) | Глубина по вертикали (м) | Отход (м) | Азимут на точку (истин.) (м) | Интенсивность (град/10м) |
|----------------------|-----------------------|----------------------|-------------------------|------------------------|--------------------------|-----------|------------------------------|--------------------------|
| | 0,00 | 0,00 | 5,43 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | 50,00 | 0,00 | 5,43 | 0,00 | 50,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | 100,00 | 0,00 | 5,43 | 0,00 | 100,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | 150,00 | 0,00 | 5,43 | 0,00 | 150,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | 200,00 | 0,00 | 5,43 | 0,00 | 200,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | 250,00 | 0,00 | 5,43 | 0,00 | 250,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | 350,00 | 0,00 | 5,43 | 0,00 | 350,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | 400,00 | 0,00 | 5,43 | 0,00 | 400,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Набор зенитного угла | 420,00 | 1,00 | 95,87 | 90,44 | 420,00 | 0,09 | 90,44 | 1,00 |
| | 450,00 | 4,00 | 95,87 | 90,44 | 449,97 | 1,40 | 90,44 | 1,00 |
| Верхоленская свита | 460,00 | 5,00 | 95,87 | 90,44 | 459,94 | 2,18 | 90,44 | 1,00 |
| | 500,00 | 9,00 | 95,87 | 90,44 | 499,63 | 7,05 | 90,44 | 1,00 |
| | 550,00 | 14,00 | 95,87 | 90,44 | 548,61 | 17,02 | 90,44 | 1,00 |
| | 600,00 | 19,00 | 95,87 | 90,44 | 596,54 | 31,22 | 90,44 | 1,00 |
| Литвенцевская свита | 640,00 | 23,00 | 95,87 | 90,44 | 633,87 | 45,55 | 90,44 | 1,00 |
| | 650,00 | 24,00 | 95,87 | 90,44 | 643,04 | 49,53 | 90,44 | 1,00 |
| | 700,00 | 25,00 | 95,87 | 90,44 | 688,39 | 70,59 | 90,44 | 0,00 |
| | 750,00 | 25,00 | 95,87 | 90,44 | 733,71 | 91,72 | 90,44 | 0,00 |
| | 800,00 | 25,00 | 95,87 | 90,44 | 779,03 | 112,85 | 90,44 | 0,00 |
| Ангарская свита | 810,00 | 25,00 | 95,87 | 90,44 | 788,09 | 117,07 | 90,44 | 0,00 |
| | 850,00 | 25,00 | 95,87 | 90,44 | 824,34 | 133,98 | 90,44 | 0,00 |
| | 900,00 | 25,00 | 95,87 | 90,44 | 869,66 | 155,11 | 90,44 | 0,00 |
| | 950,00 | 25,00 | 95,87 | 90,44 | 914,97 | 176,24 | 90,44 | 0,00 |
| | 1000,00 | 25,00 | 95,87 | 90,44 | 960,29 | 197,37 | 90,44 | 0,00 |
| | 1050,00 | 25,00 | 95,87 | 90,44 | 1005,60 | 218,50 | 90,44 | 0,00 |
| | 1100,00 | 25,00 | 95,87 | 90,44 | 1050,92 | 239,63 | 90,44 | 0,00 |
| Булайская свита | 1110,00 | 25,00 | 95,87 | 90,44 | 1059,98 | 243,86 | 90,44 | 0,00 |
| | 1150,00 | 25,00 | 95,87 | 90,44 | 1096,23 | 260,76 | 90,44 | 0,00 |
| | 1200,00 | 25,00 | 95,87 | 90,44 | 1141,55 | 281,90 | 90,44 | 0,00 |
| Бельская свита | 1220,00 | 25,00 | 95,87 | 90,44 | 1159,67 | 290,35 | 90,44 | 0,00 |
| | 1250,00 | 25,00 | 95,87 | 90,44 | 1186,86 | 303,03 | 90,44 | 0,00 |
| | 1300,00 | 25,00 | 95,87 | 90,44 | 1232,18 | 324,16 | 90,44 | 0,00 |
| | 1350,00 | 25,00 | 95,87 | 90,44 | 1277,49 | 345,29 | 90,44 | 0,00 |
| Набор зенитного угла | 1380,00 | 25,73 | 95,87 | 90,44 | 1304,66 | 358,01 | 90,44 | 1,00 |
| | 1400,00 | 27,73 | 95,87 | 90,44 | 1322,53 | 367,00 | 90,44 | 1,00 |
| | 1450,00 | 32,73 | 95,87 | 90,44 | 1365,71 | 392,17 | 90,44 | 1,00 |
| | 1500,00 | 37,73 | 95,87 | 90,44 | 1406,54 | 421,00 | 90,44 | 1,00 |
| | 1550,00 | 38,62 | 95,87 | 90,44 | 1445,65 | 452,16 | 90,44 | 0,00 |

Продолжение таблицы 3.1

| | | | | | | | | |
|---------------------------|---------|-------|-------|-------|---------|---------|-------|------|
| | 1600,00 | 38,62 | 95,87 | 90,44 | 1484,71 | 483,37 | 90,44 | 0,00 |
| | 1650,00 | 38,62 | 95,87 | 90,44 | 1523,77 | 514,58 | 90,44 | 0,00 |
| Усольская свита | 1700,00 | 38,62 | 95,87 | 90,44 | 1562,84 | 545,79 | 90,44 | 0,00 |
| | 1750,00 | 38,62 | 95,87 | 90,44 | 1601,90 | 577,00 | 90,44 | 0,00 |
| | 1800,00 | 38,62 | 95,87 | 90,44 | 1640,96 | 608,21 | 90,44 | 0,00 |
| | 1850,00 | 38,62 | 95,87 | 90,44 | 1680,03 | 639,42 | 90,44 | 0,00 |
| | 1900,00 | 38,62 | 95,87 | 90,44 | 1719,09 | 670,63 | 90,44 | 0,00 |
| | 1950,00 | 38,62 | 95,87 | 90,44 | 1758,15 | 701,84 | 90,44 | 0,00 |
| | 2000,00 | 38,62 | 95,87 | 90,44 | 1797,21 | 733,05 | 90,44 | 0,00 |
| | 2050,00 | 38,62 | 95,87 | 90,44 | 1836,28 | 764,26 | 90,44 | 0,00 |
| | 2100,00 | 38,62 | 95,87 | 90,44 | 1875,34 | 795,47 | 90,44 | 0,00 |
| | 2150,00 | 38,62 | 95,87 | 90,44 | 1914,40 | 826,68 | 90,44 | 0,00 |
| | 2200,00 | 38,62 | 95,87 | 90,44 | 1953,47 | 857,90 | 90,44 | 0,00 |
| | 2250,00 | 38,62 | 95,87 | 90,44 | 1992,53 | 889,11 | 90,44 | 0,00 |
| | 2300,00 | 38,62 | 95,87 | 90,44 | 2031,59 | 920,32 | 90,44 | 0,00 |
| | 2350,00 | 38,62 | 95,87 | 90,44 | 2070,65 | 951,53 | 90,44 | 0,00 |
| | 2400,00 | 38,62 | 95,87 | 90,44 | 2109,72 | 982,74 | 90,44 | 0,00 |
| Траппы кровля | 2430,00 | 38,62 | 95,87 | 90,44 | 2133,15 | 1001,46 | 90,44 | 0,00 |
| | 2450,00 | 38,62 | 95,87 | 90,44 | 2148,78 | 1013,95 | 90,44 | 0,00 |
| | 2500,00 | 38,62 | 95,87 | 90,44 | 2187,84 | 1045,16 | 90,44 | 0,00 |
| | 2550,00 | 38,62 | 95,87 | 90,44 | 2226,91 | 1076,37 | 90,44 | 0,00 |
| Траппы подошва | 2560,00 | 38,62 | 95,87 | 90,44 | 2234,72 | 1082,61 | 90,44 | 0,00 |
| Осинский горизонт кровля | 2570,00 | 38,62 | 95,87 | 90,44 | 2242,53 | 1088,85 | 90,44 | 0,00 |
| | 2600,00 | 38,62 | 95,87 | 90,44 | 2265,97 | 1107,58 | 90,44 | 0,00 |
| Осинский горизонт подошва | 2630,00 | 38,62 | 95,87 | 90,44 | 2289,41 | 1126,30 | 90,44 | 0,00 |
| | 2650,00 | 38,62 | 95,87 | 90,44 | 2305,03 | 1138,79 | 90,44 | 0,00 |
| Мотская свита | 2660,00 | 38,62 | 95,87 | 90,44 | 2312,84 | 1145,03 | 90,44 | 0,00 |
| | 2700,00 | 38,62 | 95,87 | 90,44 | 2344,09 | 1170,00 | 90,44 | 0,00 |
| Спад зенитного угла | 2750,00 | 38,49 | 95,87 | 90,44 | 2383,16 | 1201,21 | 90,44 | 1,00 |
| | 2800,00 | 37,49 | 95,87 | 90,44 | 2391,04 | 1207,36 | 90,44 | 1,00 |
| | 2850,00 | 34,49 | 95,87 | 90,44 | 2415,31 | 1224,99 | 90,44 | 1,00 |
| | 2900,00 | 31,49 | 95,87 | 90,44 | 2440,47 | 1241,32 | 90,44 | 1,00 |
| | 2950,00 | 28,49 | 95,87 | 90,44 | 2466,45 | 1256,32 | 90,44 | 1,00 |
| | 3000,00 | 26,49 | 95,87 | 90,44 | 2484,19 | 1265,55 | 90,44 | 1,00 |
| | 3050,00 | 24,49 | 95,87 | 90,44 | 2502,24 | 1274,16 | 90,44 | 1,00 |
| | 3100,00 | 23,49 | 95,87 | 90,44 | 2511,38 | 1278,22 | 90,44 | 1,00 |
| | 3150,00 | 22,49 | 95,87 | 90,44 | 2520,58 | 1282,13 | 90,44 | 1,00 |
| | 3200,00 | 20,49 | 95,87 | 90,44 | 2539,19 | 1289,46 | 90,44 | 1,00 |
| | 3250,64 | 20,03 | 95,87 | 90,44 | 2543,55 | 1291,06 | 90,44 | 1,00 |
| | 3300,00 | 20,00 | 95,87 | 90,44 | 2557,98 | 1296,32 | 90,44 | 0,00 |
| Ярактинский горизонт | 3302,00 | 20,00 | 95,87 | 90,44 | 2604,96 | 1313,42 | 90,44 | 0,00 |
| Окончательный забой | 3336,00 | 20,00 | 95,87 | 90,44 | 2642,55 | 1327,10 | 90,44 | 0,00 |

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью данной дипломной работы ставилось исследование технологий управления траекторией скважины на примере Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Для достижения поставленной цели нами были выполнены следующие задачи: проанализировав горно-геологические условия разреза, был выбран профиль скважины, произведено исследование технологий управления траекторией, изучены влияния геологических, технологических, технических факторов на формирование профиля скважины при бурении, построена траектория скважины.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методика обоснования выбора конструкции забоев нефтяных, добывающих скважин, РД 39-2-771-82, 1982. - 127 с.
2. Методические указания по составлению нормативной карты на бурение и крепление скважины для проектирования строительства нефтяных и газовых скважин. МГ УССР, 10.05.83. - 98 с.
3. ГОСТ 20962-75 Типы и размеры шарошечных долот, М., 1975. - 37 с.
- 4 ГОСТ 632-80 Трубы обсадные и муфты, М., 1980. - 52 с.
- 5.ГОСТ 39-078-79 Калибраторы, центраторы, стабилизаторы (классификация, виды, типы и основные размеры), М., 1979. - 35 с.
6. Роснефтегаз. ВНИИОЭНГ. Отраслевые нормы времени на бурение скважин на нефть и другие полезные ископаемые, М., 1992. - 142 с.
7. А.И. Булатов, Л.Б. Измайлов, О.А. Лебедев. Проектирование конструкции скважин. М., Недра, 1979. - 305 с.
8. В.Г. Грикулецкий, В.Г. Лукьянов. Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны. М., Недра, 1990. - 211 с.
9. К.В. Иогансен. Спутник буровика. М., Недра, 1990. - 205 с.
10. Н. Маковой. Гидравлика бурения. М., Недра, 1986. - 401 с.
11. И.П. Пустовойтенко, А.П. Севальщук. Справочник мастера по сложным буровым работам. М., Недра, 1983. - 312 с.
12. Каталог. «ВНИИБТ», Винтовые забойные двигатели, Башкортостан, 2012. - 15 с.
13. В.М. Муравьев. Спутник нефтяника. М., Недра, 1977. - 304 с.
14. И.Х. Абрикосов, И.С. Гутман. Общая, нефтяная и нетепромысловая геология. М., Недра, 1982. - 272 с.
15. Л.А. Лачинян. Работа бурильной колонны. М., Недра, 1979. – 207 с.
16. Б.Б. Кудряшов, А.М. Яковлев. Бурение скважин в осложненных условиях: Учеб. Пособие для вузов. М., Недра, 1987. – 269 с.