

СОДЕРЖАНИЕ

1.ВВЕДЕНИЕ	2
2.ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	3
2.1 Краткая литолого-стратиграфическая характеристика	3
2.2 Тектоника.	4
2.3. Коллекторские свойства продуктивных пластов	6
2.4.Физико-химические свойства нефти и газа	6
2.5. Запасы нефти и газа.....	7
2.6. Возможные осложнения при бурении скважины.....	8
2.7. Отбор кернa и шлама.....	9
2.8.Интервалы испытания продуктивных пластов.....	10
3.ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	11
3.1.Проектирование конструкции скважины.....	11
3.2.Породоразрушающие инструменты и режимы бурения	14
4.ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	16
5.ЗАКЛЮЧЕНИЕ.	17
6.СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	18

1.ВВЕДЕНИЕ.

Данный проект составлен на бурение эксплуатационной скважины № 152 Павловского месторождения.

Павловское месторождение нефти расположено на юге Пермской области в Чернушинском районе. От города Перми оно находится на расстоянии 170 км. Наиболее крупным населенным пунктом является районный центр - г.Чернушка.

В географическом отношении территория месторождения представляет собой всхолмленную равнину с абсолютными отметками от +140м. до +260м; расчлененную многочисленными оврагами. Реки Тюи и Танып, протекающие в меридиальном направлении являются основными. Климат района умеренный, континентальный. Средняя годовая температура +1,3 °С. максимальная в июле +38 °С, минимальная в январе -42 °С. Годовое количество осадков 500-600 мм. Устойчивый снежный покров образуется в ноябре и сходит в апреле. Наибольшая высота его наблюдается в марте и достигает 65-75 см. Максимальная глубина промерзания почвы 105 см.

Проектная глубина скважины 1781 м.

Проектный горизонт – турнейский.

2.ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.

2.1 Краткая литолого-стратиграфическая характеристика

Геологический разрез месторождения вскрыт от четвертичных отложений до верхнего рифея. Максимальная вскрытая глубина скважины – 2 243 м.

Верхнепротерозойская подгруппа. Верхний рифей.

Отложения верхнего рифея Павловского месторождения вскрыты разведочными скважинами. Литологически толща представлена зеленовато-серыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Вскрытая толщина 70 м.

Палеозойская группа. Вендский комплекс.

Он сложен зеленовато-серой толщей алевролитов и песчаников с подчинёнными прослоями аргиллитов. Толщина 63-68 м.

Девонская система. Средний отдел. Живетский ярус.

Сложен буровато-серой толщей терригенных пород: алевролитов, аргиллитов, песчаников. Толщина 7-12 м.

Верхний отдел. Франский ярус.

В нижнефранском подъярусе выделяются пашийский горизонт, сложенный чередующимися между собой песчаниками, алевролитами и аргиллитами, толщиной 7-12 м и кыновский, представленный двумя пачками: нижней - терригенной и верхней - карбонатно-терригенной. Толщина 14-18 м.

Саргаевский горизонт сложен серыми и коричневато-серыми известняками и доломитами. Толщина 6-9 м.

Семилувский горизонт сложен карбонатными отложениями. Толщина 21-28 м.

Верхнефранский подъярус.

Отложения представлены серыми и светло-серыми известняками и доломитами. Толщина 127-167 м.

Фаменский ярус сложен серыми и светло-серыми известняками и доломитами с прослоями аргиллита. Толщина 338-361 м.

Каменноугольная система. Нижний отдел. Турнейский ярус.

Сложен известняками светло-серыми, тёмно-серыми, глинистыми прослоями, неравномерно нефтенасыщенными. В турнейском ярусе, в 4-5 м от кровли, выделяется нефтяной пласт. Толщина 79,5-82 м.

Визейский ярус. Малиновский надгоризонт.

Сложен алевролитами и аргиллитами с прослоями углистых сланцев, каменных углей и песчаников. Толщина 1,5-14 м.

Яснополянский надгоризонт. Бобриковский горизонт.

Сложен алевролитами и аргиллитами с подчинёнными прослоями песчаников. В пределах горизонта выделяется два нефтяных пласта (Бб₁, Бб₂). Толщина 28-49 м.

Тульский горизонт литологически расчленён на две пачки: нижнюю – терригенную и верхнюю – карбонатно-терригенную. В терригенной пачке выделяется нефтяной пласт (Тл₂). Толщина 41,5-54 м.

Окский + серпуховский надгоризонт.

Отложения представлены доломитами с подчинёнными прослоями известняков, с включениями и прослоями ангидритов и маломощных глин. Толщина 219-269 м.

Намюрский ярус литологически сложен известняками с прослоями доломитов. Толщина 26-43 м.

Средний отдел. Башкирский ярус.

Представлен светло-серыми известняками с включениями и прослоями доломита и кремния. Отмечается присутствие конгломерато-брекчии. В верхней части башкирского яруса выделяется нефтяной пласт (Бш). Толщина 53-77 м.

Московский ярус. Верейский горизонт.

Сложен известняками с подчиненными прослоями мергелей и доломитов. В подошвенной части горизонта выделяется газонефтяной пласт (В₃В₄). Толщина 54 м.

Каширский горизонт сложен известняками и доломитами с прослоями мергеля и аргиллита. Толщина 47-60 м.

Подольский горизонт представлен известняками с прослоями доломита и аргиллита. Толщина 99-112 м.

Мячковский горизонт сложен известняками и доломитами. Толщина 87-96 м. Верхний отдел представлен доломитами с подчинёнными прослоями известняка. Толщина 131-168 м.

Пермская система. Нижний отдел. Ассельский + сакмарский ярусы.

Отложения представлены доломитами и известняками. Толщина 160-209 м. Артинский ярус представлен толщей известняков и доломитов с включениями гипса и ангидрита. Толщина 130-154 м.

Кунгурский ярус. Филипповский горизонт.

Сложен чистыми доломитами и известняками с прослоями и включениями гипса и мергеля. Пористые и кавернозные разности иногда насыщены нефтью или битумом. Толщина 35-69 м.

Верхний отдел. Уфимский ярус. Соликамский горизонт.

Сложен чередованием доломитов, известняков, мергелей и песчаников. Толщина 71-89 м.

Шешминский горизонт представлен загипсованной толщей неравномерно чередующихся глин, алевролитов и песчаников. Толщина 52 м.

Четвертичные отложения сложены суглинками, бурыми и серыми песчаниками, глинами и супесью коричневато-серой с мелкой галькой уральских пород. Толщина 20 м.

2.2 Тектоника.

Павловское месторождение нефти в тектоническом отношении приурочено к крупной антиклинальной складке, расположенной в южной части Чернушинского вала, осложняющего юго-западную часть Башкирского свода.

Изучение тектонического строения Павловской структуры по маркирующим горизонтам показывает полное совпадение структурных планов при некотором смещении сводовой части в восточном направлении, выполаживание структуры от более древних отложений к более молодым.

По девонским отложениям Павловская структура изучена очень слабо, всего лишь по трём скважинам (№№ 6, 10, 35). На основании этих скважин, а также учитывая региональное геологическое строение центральной части Чернушинского вала, можно предполагать о наличии положительной структуры типа купола в районе скважин № 35 и № 248 и, вероятно, небольшого купола к северо-западу от скважины № 10 в районе скважины № 6.

По кровле коллекторов турнейского яруса нижнего карбона Павловская структура имеет форму пологого поднятия с более крутым западным крылом $1^{\circ}43'' - 3^{\circ}40''$ и пологим восточным крылом $0^{\circ}21'' - 1^{\circ}29''$. Общее простирание поднятия близко к меридиональному. Размеры его 34×18 км.

Павловская антиклиналь осложнена рядом локальных поднятий – куполов (Берёзовский, Деткинский, Барановский, Улыкский, Григорьевский, Павловский, Южно-Павловский и Есаульский), разделённых незначительными прогибами.

Берёзовское поднятие расположено на севере Павловской структуры. Размеры его по замкнутой изогипсе (-1 280 м) $7 \times 2,8$ км с амплитудой 18 м.

Деткинское поднятие расположено южнее Берёзовского. Размеры поднятия в пределах замкнутой изогипсы (-1 270 м) 7×4 км при амплитуде 32,9 м. Присводовая часть осложнена двумя вершинами в районе скважин № 217 и № 258.

Барановское поднятие расположено к юго-западу от Деткинского поднятия. Размеры его по замкнутой изогипсе (-1 240 м) $4,8 \times 2,8 \times 1$ км. Амплитуда равна 16 м.

Павловское поднятие расположено в центральной части складки. Размеры поднятия – $8,8 \times 3,8$ км при амплитуде 46 м. Присводовая часть поднятия осложнена тремя незначительными по размерам куполами, ограниченными изогипсой (-1 220 м) с вершинами в районе скважин №№ 77, 26, 103.

Улыкский купол имеет овальную форму северо-западного простирания и расположен к западу от Павловского поднятия. Размеры его по замкнутой изогипсе (-1 230 м) $3,6 \times 1,8$ км с амплитудой поднятия 25,4 м.

Григорьевский купол расположен на восток от Павловского поднятия. Размеры его в пределах замкнутой изогипсы (-1 260 м) $2 \times 1,4$ км. Амплитуда купола составляет 13,7 м.

Размеры купола Южно-Павловского поднятия по замкнутой изогипсе (-1 250 м) $4,2 \times 3,8$ км при амплитуде 34,4 м. Присводовая часть складки осложнена тремя куполами с вершинами в районе скважин №№ 136, 145, 149.

Есаульский купол расположен на юге Павловской структуры и представляет собой пологое поднятие в районе скважины № 272. Размеры его в пределах замкнутой изогипсы (-1 265 м) $4,5 \times 4,2$ км с амплитудой 23,2 м.

По кровле коллекторов башкирского яруса среднего карбона Павловская структура сохраняет свои очертания и размеры. Складка имеет форму пологого поднятия с углами падения: западного крыла $0^{\circ}5'' - 1^{\circ}5''$, восточного $0^{\circ}34'' - 1^{\circ}36''$. Размеры составляют 31×18 км при амплитуде 68,8 м. Локальные поднятия, осложняющие Павловскую структуру по нижнекаменноугольным отложениям, чётко выделяются и по кровле коллекторов башкирского яруса среднего карбона.

По кровле артинского яруса форма Павловской структуры в основном сохраняется, но она становится ещё более пологой, чем по среднекаменноугольным отложениям. Изменяется лишь форма и размеры некоторых локальных структур. Многие из них исчезают совсем. Размеры Павловской структуры составляют 30×20 км.

2.3. Коллекторские свойства продуктивных пластов

Известняки в основном светлоокрашенные, неслоистые, со стилолитами. Доломиты коричневато-серые. Известняки содержат небольшой нерастворимый остаток, доломитизация и сульфатизация их невелики. Основное участие в сложении башкирского нефтяного пласта принимают органогенно-детритовые известняки, известняки биоморфные и детритово-биоморфные. Для пород башкирского яруса характерна перекристаллизация и окремнение. Отмечено наличие микростилолитов и микротрещин, иногда частично или полностью полых. Максимальное значение пористости по керну 13,3% в нефтенасыщенной части и водонасыщенной части пласта. Пористость нефтенасыщенной части пласта башкирского яруса, определенная по 9 образцам из 6 скважин, составляет 8,6%; для водонасыщенной части пласта значение пористости 15,4% по 14 образцам из 7 скважин.

В связи с тем, что определение коллекторских свойств проводилось по небольшому количеству керна, значение пористости пород башкирской залежи определялось по методу НГК. Среднее значение пористости, определенное по методу НГК, равно для нефтенасыщенной части 12%, для водонасыщенной – 13,3%.

На основании того, что: а) средние значения пористости по методу НГК имеют хорошую сходимость с определениями по керну и б) средние значения получены по значительно большему количеству определений при подсчете запасов принято значение пористости 12%.

2.4. Физико-химические свойства нефти и газа

Физико-химические свойства нефти изучались по 9 поверхностным пробам, отобранным из 9 скважин (№№ 47, 221, 222, 240, 251, 252, 274, 281, 286), расположенных на Павловском, Григорьевском, Южно-Павловском, Улыкском и Барановском куполах.

Средняя плотность нефти по залежи 0,894 г/см³, содержание серы около 2,5%, парафина – 3,6%.

Попутный газ характеризуется низким содержанием азота (6,9%) при высоком содержании метана (35%).

Физико-химические свойства пластовой нефти определены для пластов Т, Бб+Тл и Бш и приведены в таблице 2.4.1.

Физико-химические свойства разгазированной нефти приведены в таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.1. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

<u>Параметры пластовой нефти</u>			
Пласт	Т	Тл+Бб	Бш
Давление насыщения нефти газом, кгс\см ²	105	107	53
Газосодержание м ³ /т	46	50	21
Объёмный коэффициент	1,101	1,1	1,05
Вязкость нефти, сП	9,0	6,0	16,0
Плотность нефти, г\см ³	0,824	0,833	0,88

Таблица 2.4.2. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА РАЗГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ

<u>Параметры и состав разгазированной нефти</u>			
<u>Пласт</u>	Т	Бб	Бш
Плотность нефти, г\см ³	0,912	0,891	0,894
Вязкость нефти, сП	113,6	48,45	38,89
Молекулярный вес	266	247	248
Содержание, % вес: серы	2,79	2,15	2,53
асфальтенов	4,9	4,56	4,17
смола силикагелевых	18,98	15,30	17,35
парафинов	3,61	3,12	3,63

2.5. Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа утверждены ГЗК РФ в 1968 году (протокол № 5351 от 16.02.68г.). Запасы утверждены по пластам В₃В₄, Бш, Тл+Бб, Т в объёме: категория С₁ – 148 041 тыс.т балансовые, 60 729 тыс.т извлекаемые; категория С₂ – 69 602 тыс.т балансовые, 16 656 тыс.т извлекаемые. В пласте В₃В₄ подсчитаны запасы свободного газа в объёме 4 831млн.м³.

В настоящее время проводятся работы по уточнению представления о геологическом строении и перерасчёт запасов нефти и газа.

Балансовые запасы нефти, в целом по месторождению составили: по категории С₁ – 154 206 тыс.т, по категории С₂ – 14 540 тыс.т. Запасы свободного газа по пласту В₃В₄ по категориям С₁ и С₂ составили 1 338 млн.м³ и 7 млн.м³.

Извлекаемые запасы в целом по месторождению при утверждённых КИН составляют по категории С₁ – 58 458 тыс.т, С₂ – 3 592 тыс.т.

2.6. Возможные осложнения при бурении скважины

Осыпи и обвалы стенок скважины № 152

табл. 2.6.1

Индекс стратиграф. Подразделения	Интервал по стволу, м.		Мероприятия по ликвидации осложнений
	От	До	
Q	0	90	1. спуск направления кондуктора и тех. Колонны 2. проработка ствола в интервалах обвалообразований 3. промывка
C _{2vr}	1228	1284	

Поглощение бурового раствора

Табл. 2.6.2

Индекс стратиграф. подразделения	Интервал, м.		Максимальная интенсивность поглощения м ³ /ч	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Условия возникновения
	От (верх)	До (низ)			
P _{1ir}	0	90	до полных	Нет	1. наличие высокопроницаемых пород 2. превышения давления в скважине над пластовым и скорости спуска бурильного инструмента более 0,5м/с
C _{1s}	1400	1670	Частичные	Нет	

Нефтегазопроявления

Табл. 2.6.3

Индекс стратиграф. подразделения	Интервал, м.		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, газ, конденсат)	Характер проявления
	От (верх)	До (низ)		
C _{1t}	1700	1781	Нефть	Пленка нефти в буровом растворе

2.7. Отбор керна и шлама

Для изучения геологической характеристики пластов и физических свойств коллекторов, уточнения стратиграфических границ, эффективной и нефтенасыщенной толщин, положения ВНК, а также лабораторного изучения физических свойств пород продуктивных горизонтов в скважине № 152 Фалинской структуры предусматривается отбор керна в следующих случаях: верейского горизонта, башкирского яруса, тульского терригенного горизонта, бобриковского горизонта, малиновского надгоризонта и турнейского яруса. Всего по скважине № 152 проектируется пройти с отбором керна 168 м, что составляет 10% от проектной глубины скважины. Интервалы отбора керна по скважине № 152 приведены в табл. № 2.7. для изучения литологии разреза и выяснения в нем нефтеносности производится отбор шлама через каждые 5 м проходки по всему стволу и через 2 м в интервалах продуктивных горизонтов.

Проектный отбор керна в скв. № 152

Табл.2.7

Интервал отбора	Возраст отложений	Проходка с отбором керна, м.
1275-1295	Верейский горизонт	20
1295-1330	Башкирский ярус	35
1572-1597	Тульский горизонт	25
1597-1625	Бобриковский горизонт	28
1625-1635	Малиновский надгор-т	10
1635-1685	Турнейский ярус	50

2.8. Интервалы испытания продуктивных пластов

Для испытания в открытом стволе скважины № 152 рекомендуются следующие объекты: верейский, башкирский, тульский бобриковский, турнейский. Ориентировочные интервалы испытания пластов в процессе бурения скважины указаны в табл. 2.8. Используется комплект испытательного оборудования КИИ-2М-146.

Испытание скважины в эксплуатационной колонне

Табл. 2.8

Интервал испытания, м.	Возраст, пласт
1650-1655	Турнейский C _{1t}
1600-1605	Бобриковский C _{1bb}
1580-1585	Турнейский тер. C _{1tl(t)}
1310-1315	Башкирский C _{2b}
1270-1275	Верейский C _{2vr}

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1. Проектирование конструкции скважины

1. направление диаметром 426 мм. спускается с целью перекрытия неустойчивых четвертичных отложений в т.ч. карстовом брекчии. Башмак колонны устанавливается на глубине 16 м и цементируется до устья.

2. кондуктор, диаметром 324 мм. спускается с целью перекрытия поглощающих отложений, спускается на глубину 90 м, и цементируется до устья.

3. $L_K = 1,1 P_y * 100 / (\alpha_{грп} / K_B) - \rho_n$, где

L_K - глубина спуска

P_y – устьевое давление

$\alpha_{грп}$ – эквивалент градиента давления ГРП

K_B – коэф. Безопасности (равный 1,2)

ρ_n – плотность нефти

$P_y = P_{пл} - 0,01 * \rho_n * L_{пл}$

$P_y = 16,85 - 0,01 * 0,824 * 1781 = 2,2$ Мпа

$L_K = 1,1 * 2,2 * 100 / (2,34 / 1,2) - 0,824 = 123,3$ м.

Однако учитывая особенности разреза скважины возникает необходимость спуска технической колонны диаметром 245 мм на большую глубину, с целью изоляции пресных вод от минерализованных и для перекрытия поглощающих отложений, а также для предотвращения гидроразрыва пород при нефтегазопроявлениях, т.е. башмак тех. колонны спускается на глубину 344 м. И для надежной установки башмака тех. колонны его необходимо закреплять в более устойчивых отложениях.

4. эксплуатационная колонна диаметром 168 мм. спускается до проектной глубины для изоляции нефтеносных и водоносных горизонтов, обеспечения испытания и освоения скважины. Высота подъема цемента за колонной до устья.

Для обоснования конструкции скважины было необходимо поделить её разрез на зоны с совместимыми условиями бурения, при этом в пределах одной зоны должно выполняться условие:

$$\alpha_{пл} < \rho_p < \alpha_{грп}$$

$\alpha_{пл}$ – эквивалент градиента пластового давления

$\alpha_{грп}$ – эквивалент градиента пластового давления гидроразрыва пласта

ρ_p – относительная плотность бурового раствора

$$\alpha_{\text{пл(грп)}} = P_{\text{пл(грп)}} / 0,01 L_{\text{пл}}, \text{ где}$$

α - эквивалент градиента пластового(грп) давления

P – давление, МПа

L- глубина, м.

$$P_{\text{(грп)}} = a * L_{\text{пл}}$$

Значение коэф. «а» зависит от глубины залегания пласта и видов осложнений:

L – меньше или равен 1000 м, «а» при этом составляет 0,026

L- больше 1000 м, «а» при этом составляет 0,0234

Для зон поглощения (независимо от глубины) «а» составляет 0,012

Результаты вычислений приведены в табл. 3.1. Совмещенный график давлений для выбора конструкции проектной скважины изображен на рис.1

Табл. 3.1

Интервалы, м.	Давление, МПа		Эквивалент градиента давления	
	$P_{\text{пл}}$	$P_{\text{грп}}$	$\alpha_{\text{пл}}$	$\alpha_{\text{грп}}$
0-90(поглощ)	0-4,65	1,8	1,0	1,2
90-1000(непогл)	4,65-10,0	26,0	1,0	2,6
1000-1400(непогл)	10,0-13,7	32,76	1,0	2,34
1400-1660(поглощ)	13,7-15,6	19,92	1,0	1,2
1660-1700(непогл)	15,6-15,7	39,78	1,0	2,34
1700-1781(непогл)	15,7-16,85	41,7	1,0	2,34

Расчет диаметров долот, внутренних и наружных диаметров обсадных колонн.

Расчет диаметров долот:

$$D_{\text{д}}^{\text{n}} = D_{\text{н.мах}}^{\text{n}} + 2 \delta, \text{ где}$$

n – номер колонны

$D_{\text{д}}^{\text{n}}$ – диаметр долота

$D_{\text{н.мах}}^{\text{n}}$ – максимальный наружный диаметр колонны

δ - минимальный зазор между обсадной колонной и стенкой скважины

Расчет внутренних и наружных диаметров обсадных колонн:

$$D_{\text{внутрен}}^{n-1} = D_{\text{д}}^n (\text{ГОСТ}) + \delta, \text{ где}$$

$D_{\text{внутрен}}^{n-1}$ – внутренний диаметр обсадной колонны

$D_{\text{д}}^n (\text{ГОСТ})$ – диаметр долота по ГОСТ

δ - зазор для свободного прохождения долота (\approx равный 8-10 мм.)

$$D_{\text{наружн}}^{n-1} = D_{\text{внутрен}}^{n-1} + 2t, \text{ где}$$

$D_{\text{наружн}}^{n-1}$ – наружный диаметр обсадной колонны

$D_{\text{внутрен}}^{n-1}$ – внутренний диаметр обсадной колонны

$2t$ – двойная толщина стенок скважины

по приведенным выше формулам были получены следующие результаты:

эксплуатационная колонна $D_{\text{д}}^1 = 168 + 20 + 20 = 208$ мм., принимаем ближайший больший диаметр по ГОСТ, равный 215,9 мм.

$$D_{\text{внутр.}} = 215,9 + 10 = 225,9 \text{ мм.}$$

$$D_{\text{наружн}} = 225,9 + 16 = 241,9 \text{ мм.}$$

$$\text{по ГОСТ} = 244,5 \text{ мм.}$$

техническая колонна

$$D_{\text{д}}^2 = 244,5 + 20 + 25 = 290 \text{ мм. по ГОСТ} = 295,3 \text{ мм.}$$

$$D_{\text{внутр}} = 295,3 + 10 = 305,3 \text{ мм.}$$

$$D_{\text{наруж}} = 305,3 + 16 = 321,3 \text{ мм. ГОСТ} = 323,9 \text{ мм.}$$

Кондуктор

$$D_{\text{д}}^3 = 324 + 20 + 45 = 389 \text{ мм. по ГОСТ} = 393,7 \text{ мм.}$$

$$D_{\text{внутр}} = 393,7 + 10 = 403,7 \text{ мм.}$$

$$D_{\text{наруж}} = 403,7 + 16 = 419,7 \text{ мм. по ГОСТ} = 426 \text{ мм.}$$

Направление

$$D_{\text{д}}^4 = 426 + 20 + 40 = 486 \text{ мм. по ГОСТ} = 490 \text{ мм.}$$

$$D_{\text{внутр}} = 490 + 10 = 500 \text{ мм.}$$

$$D_{\text{наруж}} = 500 + 16 = 516 \text{ мм. по ГОСТ} = 530 \text{ мм.}$$

Расчет плотности бурового раствора

Разобьем весь интервал бурения на три участка:

1. 0 – 90 м.
2. 90 – 344 м.
3. 344– 1781 м.

Определяем плотность бурового раствора для каждого участка:

$$\rho_{б.р.} = \frac{P_{пл} \cdot K}{g \cdot h},$$

где $\rho_{б.р.}$ -плотность бурового раствора;

$P_{пл}$ - предполагаемое пластовое давление;

g - ускорение свободного падения;

h - глубина бурения.

K - коэффициент, обеспечивающий превышение гидростатического давления над пластовым давлением. Выбирается в зависимости от глубины скважины, при

$h \leq 1200$ $K=1.1$

$h > 1200$ до 2500 $K=1.05$

$$P_{пл} = \rho_{в} g h$$

1) участок 0 – 90 м.

$$P_{пл} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 70 = 0,69 \text{ МПа}$$

$$\rho_{б.р.} = \frac{0,69 \cdot 10^6 \cdot 1,1}{9,81 \cdot 70} \approx 1100 \text{ кг/м}^3$$

2) участок 90 –344 м.

$$P_{пл} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 3,44 = 3,37 \text{ МПа}$$

$$\rho_{б.р.} = \frac{3,37 \cdot 10^6 \cdot 1,1}{9,81 \cdot 344} \approx 1100 \text{ кг/м}^3$$

3) участок 344 – 1781 м.

$$\rho_{б.р.} = \frac{16,85 \cdot 10^6 \cdot 1,1}{9,81 \cdot 1781} \approx 1013 \text{ кг/м}^3$$

Бурильные трубы

Табл 3.2.3

Типоразмер труб	Интервалы бурения,м.			Опрессовка
	16-90	90-344	344-1781	
УБТ – 203	25	25	-	<u>Перед началом бурения</u> ---- // ---- ---- // ----
ТБПК – 127	65	319	1757	
УБТ – 178	-	-	25	

4.ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.

Масса бурильной колонны:

$$G_{\text{БК}}=(30,3*1757 + 145,4*25)/1000 = 53,4 \text{ т.}$$

Глубина бурения:

$$L_{\text{СКВ}}=1781\text{м}$$

Следовательно, для проведения работ по бурению скважины № 152, можно использовать буровое оборудование:

Буровая установка БУ2500/160ДГУМ1

Насос буровой – УНБ-600-1

5.3АКЛЮЧЕНИЕ.

В данной курсовой работе мы провели необходимые расчеты и составили геолого-технический наряд на строительство эксплуатационной скважины № 152 на Павловском месторождении.

Проектная глубина скважины № 152 – это 1781 м.

Проектный горизонт – турнейский ярус(C1t).

Тип буровой установки: БУ2500/160ДГУМ1

6. СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.

1. Иогансен К.В. «Спутник буровика» – М. «Недра» 1990г.
2. Элияшевский И.В., Орсуляк Я.М., Сторонский М.М. «Типовые задачи и расчеты в бурении» М. «Недра» 1982г.
3. Справочник инженера по бурению – М. «Недра» 1993г.
4. Проект поисково-разведочного бурения на Копыловской площади ПермНИПИнефть 1999г.