

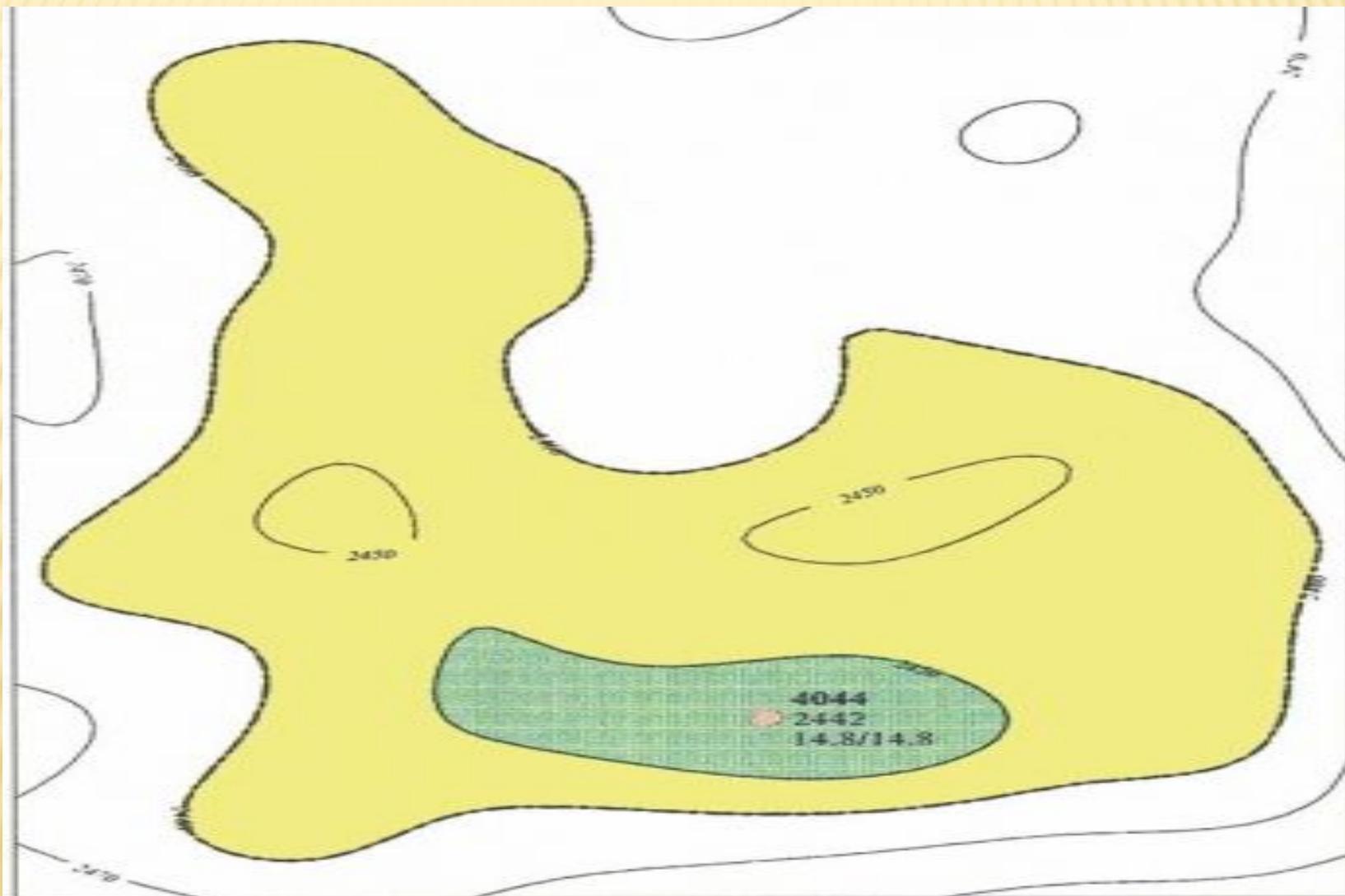


# Выпускная квалификационная работа

**Тема: «Технология строительства  
скважины»**

Автор студент: Полицук Д.А.

# 1. Схема расположения Встречного месторождения



## 2. Стратиграфический разрез скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент каверности интервала
от (кровля)	до (подошва)	название	индекс	угол	азимут	
0	815	Кайнозойская группа	KZ			
0	30	Четвертичная система	Q	0,0	-	1,3
30	60	Неогеновые отложения	N	0,0	-	1,25
60	815	Палеогеновая система	P			
60	120	Туртасская свита	P <sub>3</sub> <sup>3</sup>	0,0	-	1,25
120	190	Новомихайловская свита	P <sub>3</sub> <sup>2</sup>	0,0	-	1,26
190	240	Атлымская свита	P <sub>3</sub> <sup>1</sup>	0,0	-	1,26
240	490	Тавдинская свита	P <sub>3</sub> <sup>1</sup> -P <sub>2</sub> <sup>3</sup>	0,0	-	1,25
490	710	Люлинворская свита	P <sub>2</sub>	0,0	-	1,28
710	815	Талицкая свита	P <sub>1</sub>	0,0	-	1,25

### 3. Литологический разрез скважины

Индекс стратиграфического разреза	интервал, м		горная порода	
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале
P <sub>3</sub> <sup>3</sup>	60	120	Глины, алеврит Пески Диатомит Глауконит	50 30 10 10
P <sub>3</sub> <sup>2</sup>	120	190	Пески Глины, алеврит Бурые угли Лигниты	60 20 10 10
P <sub>3</sub> <sup>1</sup>	190	240	Пески Глины, алеврит Лигниты, слюды	70 20 10
P <sub>3</sub> <sup>1</sup> - P <sub>2</sub> <sup>3</sup>	240	490	Глины Алевриты Сидериты	60 30 10
P <sub>2</sub>	490	710	Глины, алеврит Опоки атомиты Глаукониты	Ди- 100
P <sub>1</sub>	710	815	Глины, алеврит Алевролиты	90 10
MZ	815	2580		
K	815	2580		
K <sub>2</sub>	815	1550		
K <sub>2</sub> dm	815	895	Глины Известняки Мергели Сидериты	80 10 10
K <sub>2</sub> kmst	895	1020	Глины Диатомиты Опоки	100

Продолжение литологического разреза скважины

Индекс стратиграфического разреза	интервал, м		горная порода	
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале
P <sub>3</sub> <sup>3</sup>	60	120	Глины, алеврит Пески Диатомит Глауконит	50 30 10 10
P <sub>3</sub> <sup>2</sup>	120	190	Пески Глины, алеврит Бурые угли Лигниты	60 20 10 10
P <sub>3</sub> <sup>1</sup>	190	240	Пески Глины, алеврит Лигниты, слюды	70 20 10
P <sub>3</sub> <sup>1</sup> - P <sub>2</sub> <sup>3</sup>	240	490	Глины Алевриты Сидериты	60 30 10
P <sub>2</sub>	490	710	Глины, алеврит Опоки диатомиты Глаукониты	100
P <sub>1</sub>	710	815	Глины, алеврит Алевролиты	90 10
MZ	815	2580		
K	815	2580		
K <sub>2</sub>	815	1550		
K <sub>2</sub> dm	815	895	Глины Известняки Мергели Сидериты	80 10 10
K <sub>2</sub> kmst	895	1020	Глины Диатомиты Опоки	100

3. Литологический разрез скважины

Ди-



# 5. Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Градиент давления						Градиент						Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного давления			С°	источник получения
			МПа на 100м		источник получения	МПа на 100м		источник получения	МПа на 100м		источник получения	МПа на 100 м		источник получения		
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
Q	0	30	-	1,00	РФЗ	-	1,05	РФЗ	-	1,725	расчет	-	1,5	расчет	10	РФЗ
N	30	60	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,725	1,725	расчет	1,5	1,6	расчет	11	РФЗ
P <sub>3</sub> <sup>3</sup>	60	120	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,725	1,745	расчет	1,6	1,6	расчет	15	РФЗ
P <sub>3</sub> <sup>2</sup>	120	190	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,745	1,745	расчет	1,6	1,6	расчет	17	РФЗ
P <sub>3</sub> <sup>1</sup>	190	240	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,745	1,745	расчет	1,6	1,6	расчет	19	РФЗ
P <sub>3</sub> <sup>1</sup> - P <sub>2</sub> <sup>3</sup>	240	490	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,745	1,853	расчет	1,6	1,7	расчет	26	РФЗ
P <sub>2</sub>	490	710	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,853	1,922	расчет	1,7	1,8	расчет	24	РФЗ
P <sub>1</sub>	710	815	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,922	1,833	расчет	1,8	1,9	расчет	28	РФЗ
K <sub>2</sub> dm	815	895	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,833	1,833	расчет	1,9	1,9	расчет	30	РФЗ
K <sub>2</sub> kmst	895	1020	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,833	1,833	расчет	1,9	1,9	расчет	33	РФЗ
K <sub>2</sub> kt	1020	1050	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,833	1,745	расчет	1,9	1,9	расчет	34	РФЗ
K <sub>2</sub> s- K <sub>1</sub> al	1050	1850	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,745	1,745	расчет	1,9	2,0	расчет	58	РФЗ
K <sub>1</sub> a	1850	1980	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,755	1,755	расчет	2,0	2,0	расчет	62	РФЗ
K <sub>1</sub> br	1980	2145	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,755	1,749	расчет	2,0	2,0	расчет	67	РФЗ
K <sub>1</sub> g	2145	2340	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,749	1,749	расчет	2,0	2,0	расчет	73	РФЗ
K <sub>1</sub> v	2340	2505	1,00	1,002	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,749	1,741	расчет	2,0	2,0	расчет	78	РФЗ
БС10	2505	2515	1,002	1,002	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,741	1,78	расчет	2,0	2,0	расчет	79	РФЗ
БС11	2530	2550	1,064	1,064	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,78	1,78	расчет	2,0	2,0	расчет	80	РФЗ
K <sub>1</sub> v	2550	2580	1,064	1,064	РФЗ	1,05	1,05	РФЗ	1,78	1,8	расчет	2,0	2,0	расчет	81	РФЗ

## 6. Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>		Подвижность, д на сП	Содержание серы	Содержание парафина
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации			
БС 11	2530	2550	поровый	0,830	0,887	0,026	1,63	2,44

# 7. Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по стволу, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Фазовая проницаемость, мД	Химический состав воды в мг/л					
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы		
							Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Na <sup>+</sup>	Mg <sup>++</sup>	Ca <sup>++</sup>
Q ÷ P <sub>3</sub> <sup>1</sup>	0	240	поровый	1,00	До 120	-	53,4	—	279	167	12,3	16,5
K <sub>2</sub> S ÷ K <sub>1</sub> aI	1050	1850	поровый	1,009	Н. д.	-	98	-	2,3	87	2,8	8,1
K <sub>1</sub> v	2550	2570	поровый	1,094	До 44	-	2288	Н.д.	40	2302	Н.д.	29,2

## 8. Поглощения бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по стволу, м		Максимальная интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/(см <sup>2</sup> .м)		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
Q-P <sub>3</sub> <sup>1</sup>	0	240	До 5,5	-	нет	-	-	отклонение параметров бурового раствора от проектных, нарушение скорости СПО, несвоевременные промывки во время проведения СПО, отклонения в технологии промывки ствола скважины, образование «сальников» и «поршневание» ствола скважины при СПО.
K <sub>2</sub> - K <sub>1</sub>	1050	1850	До 3,5	-	Нет	-	-	

## 9. Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по стволу, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Время до начала осложнения, сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, г/см <sup>3</sup>	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
Q-P <sub>2</sub>	0	710	Полимер-глинистый	1,12	УВ-40-60, Ф=8-10	1-3	проработка, промывка
P <sub>1</sub> -K <sub>2</sub>	710	1050		1,12	УВ-40-60, Ф=8-10	2-3	
K <sub>2</sub> -K <sub>1</sub>	1050	2580		1,12	УВ-40-60, Ф=8-10	3-5	

# 10. Газонефтеводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления, м	Ожидаемое давление на устье при нефтегазоводопроявлении, МПа	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см <sup>3</sup>		Условия возникновения	Характер проявлений
	от (верх)	до (низ)				внутреннего	наружного		
K <sub>1</sub> (БС10)	2505	2515	вода	-	-	1,09	1,09	снижение репрессии на пласт	Перелив воды
K1(БС11)	2530	2550	нефть	337	6,02	0,830	0,887	снижение репрессии на пласт	Газонефтяной фонтан

# 11. Основные сведения о скважине

Наименование данных	Значение (величина)
Месторождение	Встречное
Расположение (суша, море)	суша
Цель бурения	эксплуатационное
Назначение скважины	эксплуатация пласта БС11 в целях добычи нефти
Проектный горизонт	Сортымская свита К <sub>1v</sub>
Вид скважин (верт. накл. и др.)	горизонтальные
Метод строительства	кустовой
Тип профиля:	шестиинтервальный
Глубина скважины по вертикали/стволу, м: пилотного горизонтального	2580/2885 2535/3305
Глубина кровли по вертикали продуктивного (базисного) пласта, м	2530
Число объектов испытания в процессе бурения	-
Число объектов испытания в эксплуатационной колонне	1
Способ бурения	турбинно-роторный
Тип буровой установки	БУ 3000 ЭУК-1М, IRI-1700/270Е, БУ-4500/270 ЭК-БМ, БУ 2900/200 ЭПК-БМ, БУ 3200 ЭУК2М
Тип вышки	ВМР - 45x200
Буровые насосы	НБТ 600, УНБ 600, УНБТ 950, JDECCO - 2 ед
Вид привода	электрический
Наличие механизмов АСП	да

## 12. Определение минимальной глубины спуска кондуктора

Минимальную глубину спуска кондуктора определяем исходя из условий предотвращения гидроразрыва пород в необсаженном стволе скважины при закрытом устье в случае нефтепроявления. Расчет производится из соответствия:

$$\frac{0,95 \times 0,1 \times \rho_n \times H_k}{(P_{пл} - 0,1 \times (L - H_k)) \times 1,05}$$

Откуда следует, что

$$H_k = \frac{10 \times P_{пл} - \rho_\phi \times L_{пл}}{0,905 \times \rho_n - \rho_\phi}$$

где:

$\rho_n$  – нормальное уплотнение горных пород [47], г/см<sup>3</sup>;

$H_k$  – расчетная глубина спуска колонны, м;

$P_{пл}$  – пластовое давление, кгс/см<sup>2</sup>;

$\rho_\phi$  – плотность флюида, г/см<sup>3</sup>;

$L$  – глубина кровли пласта, м

$$\underline{H_k} = \frac{10 \times 64,74 - 0,82 \times 3890}{9,05 \times 2,5 - 0,82} = 742 \text{ м}$$

В результате минимальная расчетная глубина спуска кондуктора 245 мм равна 742 м. Проектная глубина спуска кондуктора - 745 м.

# 13. Характеристика давления на различных глубинах по разрезу скважины

Глубина скважины, м	Пластовое давление, МПа	Давление гидроразрыва (давление поглощения раствора), МПа	Глубина скважины, м	Пластовое давление, МПа	Давление гидроразрыва (давление поглощения раствора), МПа
50	0,49	0,82	1300	12,74	25,09
100	0,98	1,69	2770	21,14	53,74
170	1,66	2,84	3100	35,03	62,00
380	3,72	6,46	3170	37,08	61,50
620	6,07	10,54	3890	59,51	87,14
900	8,82	14,85	-	-	-
1200	11,76	22,92	-	-	-

# 14. Градиенты пластового давления и давления гидроразрыва

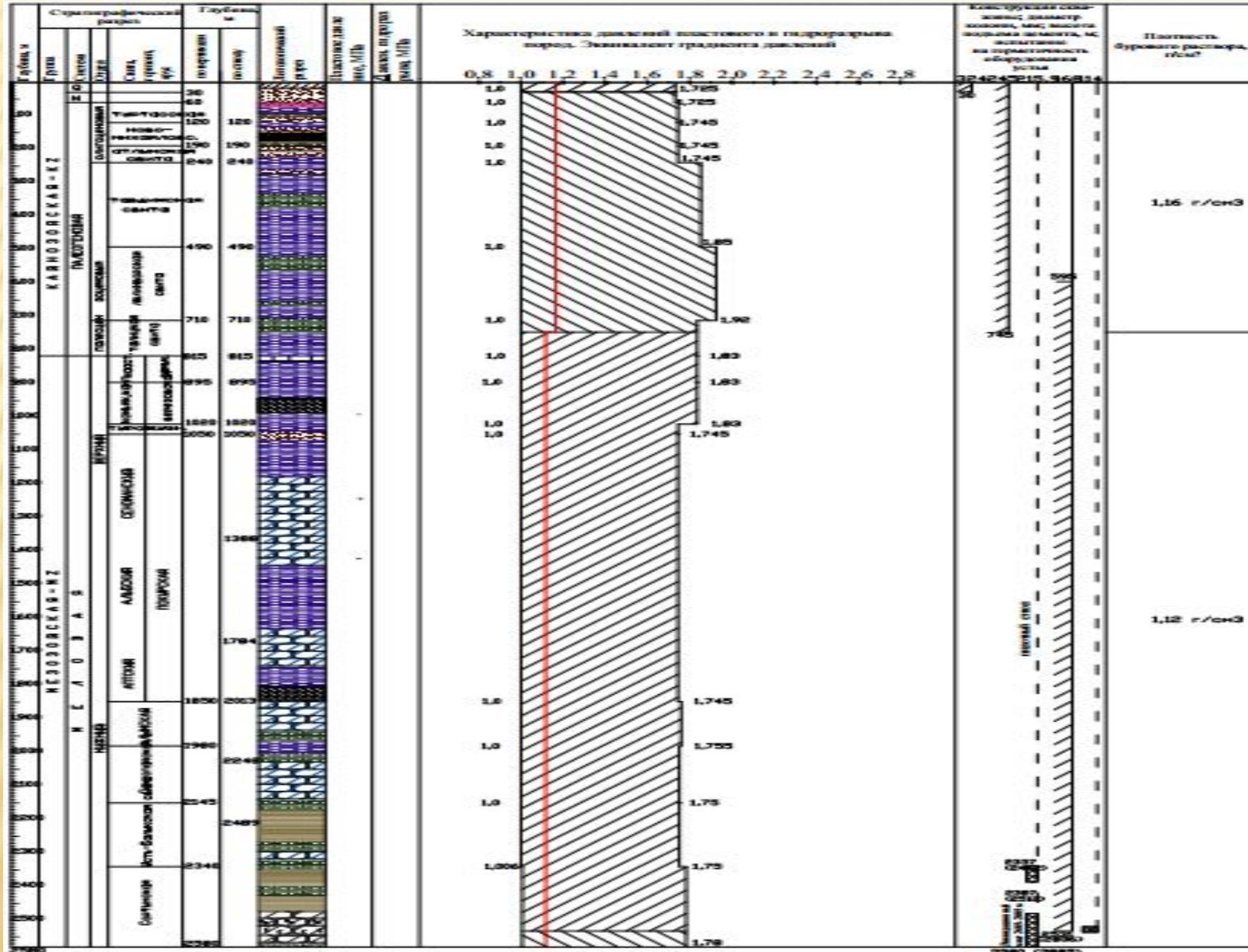
Значения эквивалентов градиентов  
пластовых давлений

1.	$\text{grad } P_{\text{пл-z1}} = 0.49/(0,01 \cdot 50) = 0.98$
2.	$\text{grad } P_{\text{пл-z2}} = 0.98/(0,01 \cdot 100) = 0.98$
3.	$\text{grad } P_{\text{пл-z3}} = 1.66/(0,01 \cdot 170) = 0.98$
4.	$\text{grad } P_{\text{пл-z4}} = 3.72/(0,01 \cdot 380) = 0.98$
5.	$\text{grad } P_{\text{пл-z5}} = 6.07/(0,01 \cdot 620) = 0.98$
6.	$\text{grad } P_{\text{пл-z6}} = 8.82/(0,01 \cdot 900) = 0.98$
7.	$\text{grad } P_{\text{пл-z7}} = 11.76/(0,01 \cdot 1200) = 0.98$
8.	$\text{grad } P_{\text{пл-z8}} = 12.74/(0,01 \cdot 1300) = 0.98$
9.	$\text{grad } P_{\text{пл-z9}} = 27.14/(0,01 \cdot 2770) = 0.98$
10.	$\text{grad } P_{\text{пл-z10}} = 35.03/(0,01 \cdot 3100) = 1.13$
11.	$\text{grad } P_{\text{пл-z11}} = 37.08/(0,01 \cdot 3170) = 1.17$
12.	$\text{grad } P_{\text{пл-z12}} = 59.51/(0,01 \cdot 3890) = 1.53$

Значения эквивалентов градиентов  
давлений гидроразрыва

1.	$\text{grad } P_{\text{пл-z1}} = 0.82/(0,01 \cdot 50) = 1.64$
2.	$\text{grad } P_{\text{пл-z2}} = 1,69/(0,01 \cdot 100) = 1.69$
3.	$\text{grad } P_{\text{пл-z3}} = 2,84/(0,01 \cdot 170) = 1.67$
4.	$\text{grad } P_{\text{пл-z4}} = 6,46/(0,01 \cdot 380) = 1,70$
5.	$\text{grad } P_{\text{пл-z5}} = 10,54/(0,01 \cdot 620) = 1,70$
6.	$\text{grad } P_{\text{пл-z6}} = 14,85/(0,01 \cdot 900) = 1,65$
7.	$\text{grad } P_{\text{пл-z7}} = 22,92/(0,01 \cdot 1200) = 1,91$
8.	$\text{grad } P_{\text{пл-z8}} = 25,09/(0,01 \cdot 1300) = 1,93$
9.	$\text{grad } P_{\text{пл-z9}} = 53,74/(0,01 \cdot 2770) = 1,94$
10.	$\text{grad } P_{\text{пл-z10}} = 62,00/(0,01 \cdot 3100) = 2,00$
11.	$\text{grad } P_{\text{пл-z11}} = 61,50/(0,01 \cdot 3170) = 1.94$
12.	$\text{grad } P_{\text{пл-z12}} = 87,14/(0,01 \cdot 3890) = 2.24$

# 15. Совмещенный график давлений



## 16. Расчет диаметров колонн и долот

Диаметр долот по интервалам бурения под указанные обсадные колонны определен в соответствии с требованием п. 2.3.3. ПБ 08-624-03. Величина минимальных радиальных зазоров между стенкой скважины и муфтой обсадной колонны определена по формуле:

$$D_{\partial} = (1,0447 + 0,00022D)D_{\text{м}}$$

где

$D_{\partial}$  - диаметр долота, мм;

$D$  - диаметр обсадных труб, мм;

$D_{\text{м}}$  - диаметр муфты обсадных труб, мм.

На основании проведенных расчетов принимаются долота следующих диаметров:

393,7 мм - бурение под направление 324 мм;

295,3 мм - бурение под кондуктор 245 мм;

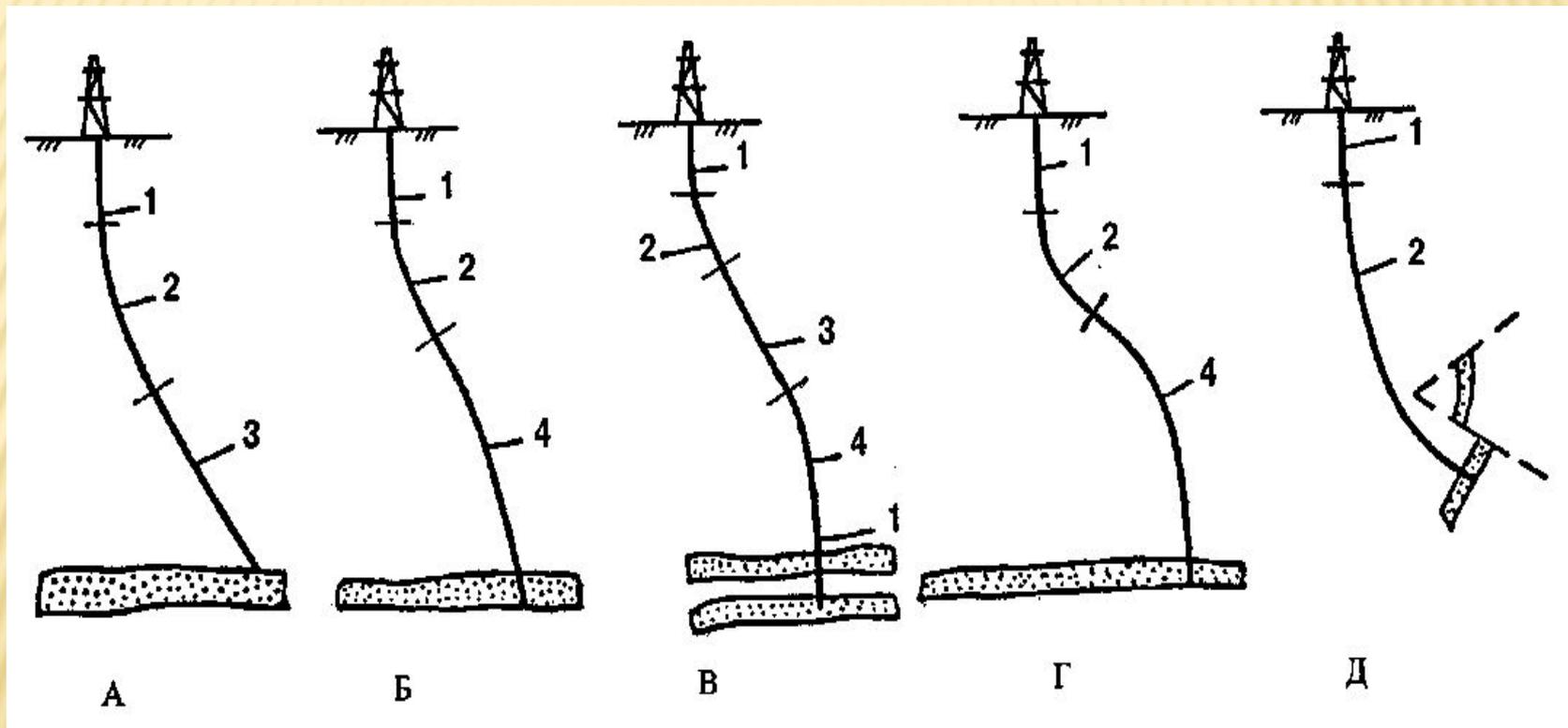
215,9 мм - бурение под эксплуатационную колонну 168 мм.

142,9 мм - бурение горизонтального ствола под хвостовик с фильтром 114 мм.

# 17. Итоговая таблица с результатами расчетов по конструкции скважины

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Интервал по стволу скважины, м		Номинальный диаметр ствола скважины в интервале, мм	Устья скважины до уровня подъяема тампонажного раствора за колонно	Количество раздельно спускаемых частей колонны, шт.	Номер раздельно спускаемой части в порядке спуска	Интервал установки раздельно спускаемой части, м		Глубина забоя при повороте секции, установке надставки или замены, м	Необходимость (причина) спуска колонны (в том числе в один прием или секциями), установки надставки, смены или поворота секции
		от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)		
1	Направление	0	30	393,7	0	1	1	0	30	-	Направление диаметром 324мм спускается на глубину 30 м и цементируется до устья скважины с целью предупреждения размыва приустьевой части скважины и связанных с ним осложнений.
2	Кондуктор	0	745	295,3	0	1	1	0	745	-	Кондуктор диаметром 245 мм спускается на глубину 730 м - с целью изоляции интервала залегания песчано-глинистых отложений палеогеновой системы (люлинворской свиты), а также установки противобросового оборудования для безопасного вскрытия нефтепроявляющих пластов подлежащих вскрытию при бурении под 168 мм эксплуатационную колонну.
3	Эксплуатационная	0	2806	215,9	0	1	1	0	2806	-	С целью перекрытия Усть-Балькской свиты на всю толщину, а так же возможных поглощений. Эксплуатационная колонна обеспечивает разобщение продуктивных горизонтов и изоляцию их от других флюидосодержащих пластов, а также проведение испытаний перспективных объектов и извлечение нефти на поверхность.
4	Хвостовик 114 мм	2736	3305	142,9	0	1	1	2736	3305	-	Для закрепления стенок скважины в случае необходимости предотвра-

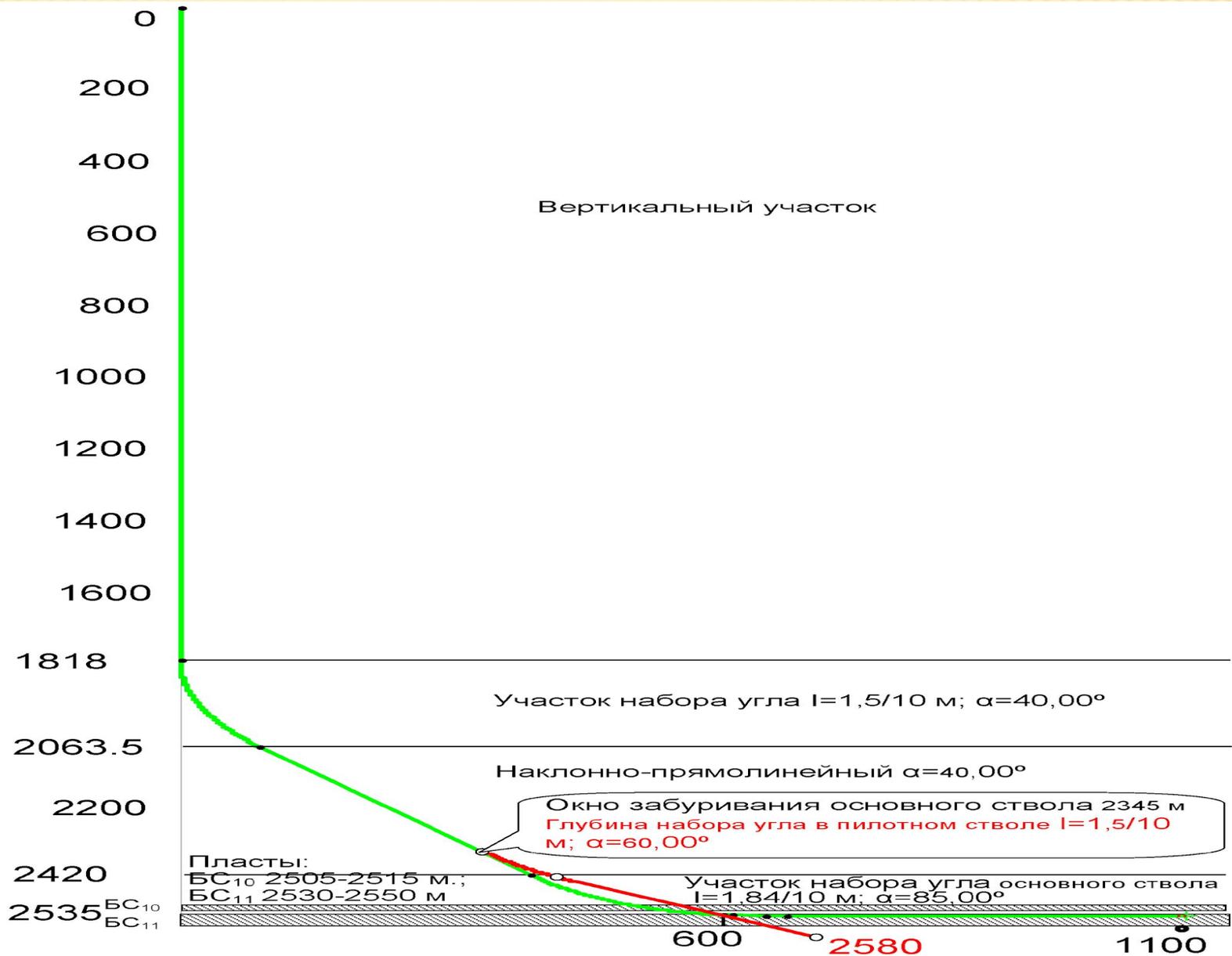
# 18. Типы профилей наклонно - направленных скважин



# 19. Данные по профилю ствола скважины

№ участка	Участок ствола	Глубина по стволу, м	Проекции, м		Угол, град		Интенсивность, град/10
			вертикаль	горизонталь	в начале	в конце	
Пилотный ствол							
1	Вертикальный	1818	1818	0,00	0,00	0,00	0,0
2	Набора угла	2085	2063,5	89,36	0,00	40,00	1,5
3	Наклонно-прямолинейный	2452	2345	325,5	40,00	40,00	0,0
4	Набора угла	2585,3	2430	427	40,00	60,00	1,5
5	Наклонно-прямолинейный	2885	2580	686	60,00	60,00	0,0
Горизонтальный ствол							
3	Наклонно-прямолинейный	2550	2420	388,5	40,00	40,00	0,0
4	Набора угла	2794,6	2530	600	40,00	85,00	1,84
5	Наклонно-прямолинейный	2806	2531	611,4	85,00	85,00	0
		2840,7	2534	646	85,00	85,00	0
6	Набора угла	2865,6	2535	671	85,00	90,00	2,0
7	Горизонтальный	3305	2535	1110	90,00	90,00	0

# 20. Профиль ствола скважины



# 21. Лабораторные исследования свойств промывочных жидкостей

## Состав буровых растворов

Буровой раствор	Вода, мл	ПБМБ, г	Минерализация, %
Водопроводная вода	3000	-	1.78
Раствор на глинистой основе	3240	240	-

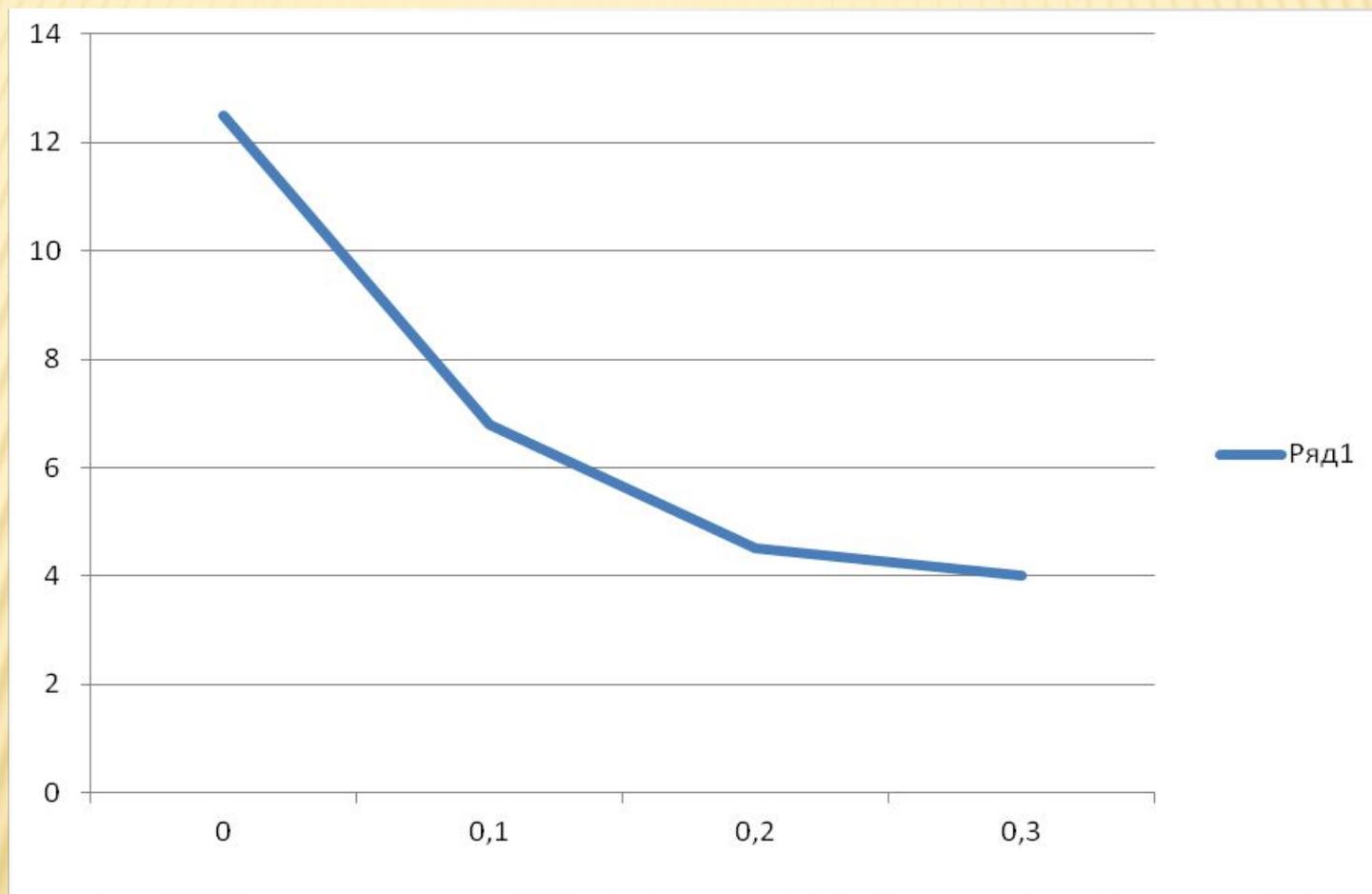
## Технологические параметры бурового раствора №1

Наименование показателя	Величина показателя	Единица измерения
Плотность	1	г/см <sup>3</sup>
Условная вязкость	15	с
Условная вязкость по воронке Марша	26	с
рН	8,24%	%
Фильтрация	12,5	см <sup>3</sup>

## Технологические параметры бурового раствора №2

Наименование показателя	Величина показателя	Единица измерения
Плотность	1.05	г/см <sup>3</sup>
Условная вязкость	66	с
Условная вязкость по воронке Марша	205	с
рН	9.59	%
Фильтрация	6.8	см <sup>3</sup>

## 22. Зависимость показателя фильтрации от введенного КМЦ



## 23. Результат проведения опыта

Наименование показателя	Величина показателя	Единица измерения
Показания шкалы	120/109	град
Пластическая вязкость	5,5	мПа*с
Динамическое напряжение сдвига	14,7	Па
Эффективная вязкость	30,4	мПа*с
Показания шкалы вискозиметра за 1 мин.	14	-
Показания шкалы вискозиметра за 10 мин.	26	-
Статическое напряжение сдвига за время упрочнения 1 мин	23,52	Па
Статическое напряжение сдвига за 10 мин.,	43,68	Па

## 24. Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал бурения, м		Параметры бурового раствора											Плотность до утяжеления г/см <sup>3</sup>
			Плотность, г/см <sup>3</sup>	Условная вязкость, с	Фильтрация, см <sup>3</sup> за 30 мин	СНС, дПа за 1 мин/10 мин		Толщина глинистой корки, мм	Содержание твердой фазы, %	рН	минерализация, г/л	пластическая вязкость, сП	Динамическое напряжение сдвига, дПа	
	1	10												
Полимерглинистый буровой раствор	0	745	1,16	25-35	6-7	15-20	25-30	1,5	до 1,5	8-9	0,2	20-24	45-60	1,05
Полимерглинистый буровой раствор	745	2885	1,12	20-30	4-6	10/20	20/30	0,5	до 1	8-9	0,5-1,0	10-14	35-60	1,05
Полимерглинистый буровой раствор	2452	2806	1,12	20-30	4-6	10/20	20/30	0,5	до 1	8-9	0,5-1,0	10-14	35-60	1,05
Полимерглинистый буровой раствор	2806	3305	1,12	20-30	4	10/20	20/30	0,5	до 1	8-9	0,5-1,0	10-14	40-60	1,05

## 25. Выбор плотностей промывочных жидкостей

Интервал бурения (по вертикали) от (верх) - до (низ), м	Интервалы (по вертикали) согласно п.2.7.3.3. «Правил ...», м	Плотность бурового раствора, г/см <sup>3</sup>	Максимальная репрессия на пласт, создаваемая столбом бурового раствора, МПа	Допускаемая репрессия на пласт (п.2.7.3.3.), МПа
1	2	3	4	5
от 0 до 1110	0 + 1200	1,16	1,18	1,5
от 1110 до 1200	0 + 1200	1,10	1,14	1,5
от 1200 до 2175	1200 + 2585	1,11	2,18	2,50 + 3,0
от 2175 до 2585	1200 + 2585	1,11	2,85	2,50 + 3,0

## 26. Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов при бурении с буровой установки «БУ 4500/270 ЭК-БМ»

Наименование	Типоразмер или шифр	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, МУ, ТУ и т.п. на изготовление	Количество, шт.	Применяется при бурении в интервале (по стволу), м	
				от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Циркуляционная система	ЦС-3200 ЭУК -2М-У1	ТУ 366121-914-10147164-02	1	0	3305
Сито вибрационное ВС-1 (входит в комплект ЦС)	ВС-1	ТУ 3900147001-145-96	2	0	3305
Пескоотделитель гидроциклонный (в комплекте ЦС)	ГЦК-360М	ТУ 3661-214-00217461-90 (ТУ 366-214-00217461-90)	2	0	3305
Гидроциклонный илоотделитель (входит в комплект ЦС)	ИГ-45М	ТУ 26-02-982-84	1	745	3305
Центрифуга	ОГС-352К-02 (Полёт)	ТУ 51330-099-01000001-02	1	745	3305
Шнековый конвейер	КШ 40/12	ТУ 3661-004-00136627-00	1	0	3305
(шнековый транспортёр)	(ТШ 40/12)	(НЮ 2101.077.00000 СБ)			
Гидромешалка (глиномешалка)	ГДМ -1 (МГТ 2-4)	ТУ 39-01-396-78	1	0	3305
Смеситель вакуумный гидравлический (инжектор)	СГВ - 100	ТУ 366127-006-10147164-02	1	0	3305
Диспергатор циклонный шаровой	ДШ - 100М	ТУ 366127-045-10147164-02	1	0	3305
Перемешиватель лопастной (входит в комплект ЦС)	ПЛМ	ТУ 366127-002-10147164-02	8	0	3305
Перемешиватель гидравлический (в комплекте ЦС)	ПГМ	ТУ 366127-054-10147164-02	8	0	3305
Дегазатор вакуумный самовсасывающий	«Каскад-40-02» («Каскад-40М», ДВС-3)	ТУ 366127-143-10147164-02 (ТУ 39-00147001-143-96)	1	-	-

## 27. Способы, режимы бурения, расширки ствола скважины

Интервал, м		Вид технологической операции	Способ бурения	Условный номер КНБК	Режимы бурения				Скорость выполнения технологической операции, м/ч
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка на долото, тс	скорость вращения ротора, об/мин	скорость вращения СВП, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
0	30	Бурение под направление	Ротор	1	Вес инструмента	40-60		40,8	100
0	30	Проработка ствола скважины	Ротор	1	Вес инструмента	40-60		40,80	100
25	30	разбуривание цементного стакана	ВЗД	2	Вес инструмента	-		40,80	80
30	745	Бурение под кондуктор:	Совмещенный	3	5-7		6-8	50,40	80
30	745	проработка ствола скважины перед спуском кондуктора	Совмещенный	3	2-3		6-8	50,40	80
735	745	разбуривание цементного стакана	Совмещенный	4	3-4		6-8	50,40	40
745	1818	Бурение пилотного ствола: вертикальный участок	Совмещенный	5	7-10		6-8	28,80	40
1818	2085	бурение с набором угла	ВЗД	6	5-7		-	25,20	40
2085	2452	бурение, стабилизация угла	Совмещенный	7	7-10		6-8	28,80	40
2452	2585	бурение с набором угла	ВЗД	6	5-7		-	28,80	40
2585	2785	бурение, стабилизация угла	Совмещенный	7	7-10		6-8	28,80	40
2785	2825	отбор керна	ВЗД	8	1-1.5		-		1,6
2825	2885	бурение, стабилизация угла	Совмещенный	7	7-10		6-8	28,80	40
745	2885	проработка ствола скважины	Совмещенный	7	2-3		6-8	28,80	40
2442	2452	разбуривание цементного моста	Совмещенный	4	3-4		6-8		40
Бурение под горизонтальный ствол									

# 28. Компоновка низа бурильной колонны (КНБК)

Условный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)								Примечания
	номер по порядку	типоразмер, шифр	расстояние от забоя до места установки, м	техническая характеристика			суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, т	
				наружный диаметр, мм	длина, м	масса, т			
1	1	393,7 V-C11-R701	0	393,7	0,53	0,41	0,53	0,41	Бурение под направление 0-30 м
	2	УБТ 203	0,53	203,0	20	3,86	20,53	4,27	
2	1	295,3 V-54X	0	295,3	0,43	0,0888	0,43	0,09	Разбуривание цем стакана
	2	Д1-240(ДРУ-240)	0,39	240,0	6,93	1,56	7,36	1,65	
3	1	БИТ 295,3(295,3 V-54X-R175.PDC)	0	295,3	0,39	0,08	0,39	0,08	Бурение под кондуктор вертикальный участок 30-745 м;
	2	8К 295,3 СТ	0,39	295,3	0,88	0,28	1,27	0,36	
	3	ЗТСШ1-195	1,27	240,0	6,93	1,56	8,20	1,92	
	4	Упругий центратор ЦУ 295	8,20	280,0	2,183	0,465	10,38	2,38	
	5	ПК-240	10,38	240,0	0,62	0,10	11,00	2,48	
4	1	НУБТ 203	11,00	203,0	24	4,63	35,00	7,11	Разбуривание цем стакана 735-745 м разбуривание цементного моста 2442-2452 м.
	2	215,9 V-QN54X	0	215,9	0,35	0,036	0,35	0,04	
5	1	ДРУ-172(ДВР3-176)	0,75	172,0	4,86	0,46	5,21	0,5	Бурение под пилотный ствол вертикальный участок 745-1818 м.
	2	БИТ 215,9MC(215,9 V-QN54X-R162.PDC)	0	215,9	0,25	0,04	0,25	0,04	
	3	9К 215,9 MC	0,25	215,9	0,4	0,06	0,65	0,10	
	4	ЗТСШ1-195	0,65	195,0	25,9	4,7	26,55	4,80	
	5	Упругий центратор ЦУ 215	26,55	280,0	1,9	0,302	28,45	5,10	
	5	ПК-240	28,45	240,0	0,62	0,10	29,07	5,19	

Условный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)								Примечания		
	номер по порядку	типоразмер, шифр	расстояние от забоя до места установки, м	техническая характеристика			суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, т			
				наружный диаметр, мм	длина, м	масса, т					
	3	ДРУ-172(ДВР3-176)	0,65	176,00	4,86	0,46	5,51	0,56	2550-2794,6 м		
	4	ПК-175	5,51	172,00	0,62	0,10	6,13	0,65			
	5	Телесистема MWD	6,13		10	0,50	16,13	1,15			
	6	ПК127х9,19 «Е»	16,13	127	228,5	7,13	244,60	8,28			
	7	НУБТ 178	244,60	178	12	1,96	256,60	10,24			
	8	ГУМД 195	256,60	195	5,53	0,95	262,13	11,19			
	9	НУБТ 178	262,13	178	12	1,96	274,13	13,15			
	10	1	БИТ 215,9MC(215,9 V-QN54X-R162.PDC)	0	215,9	0,25	0,04	0,25		0,04	Экспл. колонна стабилизация угла 2794,6-2806 м
		2	9К 215,9 MC	0,25	215,9	0,4	0,06	0,65		0,10	
3		ДРУ-172(ДВР3-176)	0,65	176,00	4,86	0,46	5,51	0,56			
4		ПК-175	5,51	172,00	0,62	0,10	6,13	0,65			
5		ПК127х9,19 «Е»	6,13	127	249,9	7,80	256,00	8,45			
6		НУБТ 178	256,00	178	12	1,96	268,00	10,41			
7		ГУМД 195	268,00	195	5,53	0,95	273,53	11,36			
8		НУБТ 178	273,53	178	12	1,96	285,53	13,31			
11	1	142,9 AU-LS54X-R239M	0	142,9	0,30	0,013	0,30	0,013	разбуривание цем стакана		
	2	ДГ-106(ДРУ-106)	0,30	106	5	0,28	5,30	0,293			
12	1	БИТ 142,9 ВТ 613 Н	0	142,9	0,20	0,014	0,20	0,01	бурение под хвостовик: стабилизация 2806-2841 м		
	2	РУС 475	0,20	120,7	4,54	0,342	4,74	0,36			
	3	КС 142 СТ	4,74	142,0	0,20	0,020	4,94	0,38			
	4	Предохранительный переводник	4,94	120,87	1	0,069	5,94	0,45			

## 29. Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения	Количество труб, м	Наличие труб (есть, нет)
ТБПК 127х9,19 «Е»	127	9,19	Е	ЗП-162	2885	Есть
ПН 89х9,35 «Е»	89	9,35	Е	ЗПВ-89	3305	Есть
ТБВ 60,3х7 «Д»	60,3	7	Д	ЗН-80	669	Есть

## 30. Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки М×К	
от (верх)	до (низ)		М	К
БУ-3000 ЭУК-1М, БУ 3200 ЭУК2М, БУ 2900/200 ЭПК-БМ IRI-1700/270 Е, БУ-4500/270 ЭК-БМ				
0	3305	Бурение	5	6
0	30	Спуск направления Ø 324 мм	5	6
0	745	Спуск кондуктора Ø 245 мм	5	6
0	2806	Спуск эксплуатационной колонны Ø 168 мм	5	6
2736	3305	Спуск хвостовика-фильтра Ø 114 мм	5	6

# 31. Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал, м	Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, МПа	Потери давления в элементах циркулярной системы, Мпа							
			в долоте	в турбо-буре	в манифольде	в телесистеме	в ГУМД	в УБТ	в трубах	в за-трубье
0 - 30	бурение	1,25	0,5	-	0,65	-	-	0,08	0 - 0,02	0,00 - 0,00
30 - 745	бурение	13,11	5,07	4,54	0,99	0,73	-	0,08	0,03 - 2,29	0,02 - 0,14
Пилотный ствол										
745 - 1818	бурение	9,58	2,98	3,71	0,31	-	-	0,07	0,69 - 1,76	0,35 - 0,74
1818 - 2085	бурение	9,45	2,28	4,66	0,24	-	-	0,08	1,35 - 1,56	0,56 - 0,64
2085 - 2452	бурение	10,44	2,98	3,71	0,31	-	-	0,07	2,03 - 2,39	0,84 - 0,97
2452 - 2585	бурение	10,28	2,98	3,34	0,31	0,04	-	0,07	2,40 - 2,53	0,96 - 1,01
2585 - 2885	бурение	11,03	2,98	3,71	0,31	-	-	0,07	2,53 - 2,82	1,02 - 1,13
2785 - 2825	Отбор керна	10,28	2,98	3,34	0,31	-	-	0,07	2,45 - 2,58	1,00 - 1,05
Горизонтальный ствол										
2452-2550	бурение	10,57	2,98	3,71	0,31			0,7	2,39 - 2,49	0,97 - 1,01
2550-2795	бурение	10,99	2,98	3,76	0,31			0,11	2,50 - 2,75	0,99 - 1,08
2795-2806	бурение	11,11	2,98	3,76	0,31			0,12	2,74 - 2,75	1,17 - 1,18
2806 - 2841	бурение	15,27	2,95	-	0,26	0,01	0,23	-	3,01 - 3,05	1,29 - 1,31
2841 - 2866	бурение	15,37	2,95	-	0,26	0,01	0,23	-	3,05 - 3,08	1,31 - 1,32
2866 - 3305	бурение	17,13	2,95	-	0,26	0,01	0,23	-	3,08 - 3,55	1,32 - 1,50

## 32. Гидравлические показатели промывки

Интервал, м	Скорость потока жидкости, м/с				Градиент давления в затрубье в конце интервала, Мпа	Плотность бурового раствора, г/см <sup>3</sup>	Частота вращения, об/мин
	в насадках	за турбобуром	за УБТ	за буровыми трубами			
0 - 30	-	-	0,46	0,37	1,165	1,16	60,0
30 - 745	86,85	2,17	1,40	0,90	1,162	1,16	664,8
Пилотный ствол							
745 - 1818	67,75	4,27	2,46	1,20	1,126	1,12	385,3
1818 - 2085	59,28	1,89	2,15	1,05	1,123	1,12	698,3
2085 - 2452	67,75	4,27	2,46	1,20	1,124	1,12	385,3
2452 - 2585	67,75	4,27	2,46	1,20	1,123	1,12	633,6
2585 - 2885	67,75	4,27	2,46	1,20	1,124	1,12	385,3
2785 - 2825	67,75	4,27	2,46	1,20	1,124	1,12	385,3
Горизонтальный ствол							
2452-2550	67,75	4,27	2,46	1,20	1,124	1,12	385,3
2550-2795	67,75	2,15	2,46	1,20	1,123	1,12	156,4
2795-2806	67,75	2,15	2,46	1,20	1,126	1,12	156,4
2806 - 2841	67,50	1,084	2,66	1,28	1,125	1,12	60
2841 - 2866	67,50	1,084	2,66	1,28	1,125	1,12	60
2866 - 3305	67,50	1,084	2,66	1,28	1,124	1,12	60

### 33. Технические характеристики буровой установки

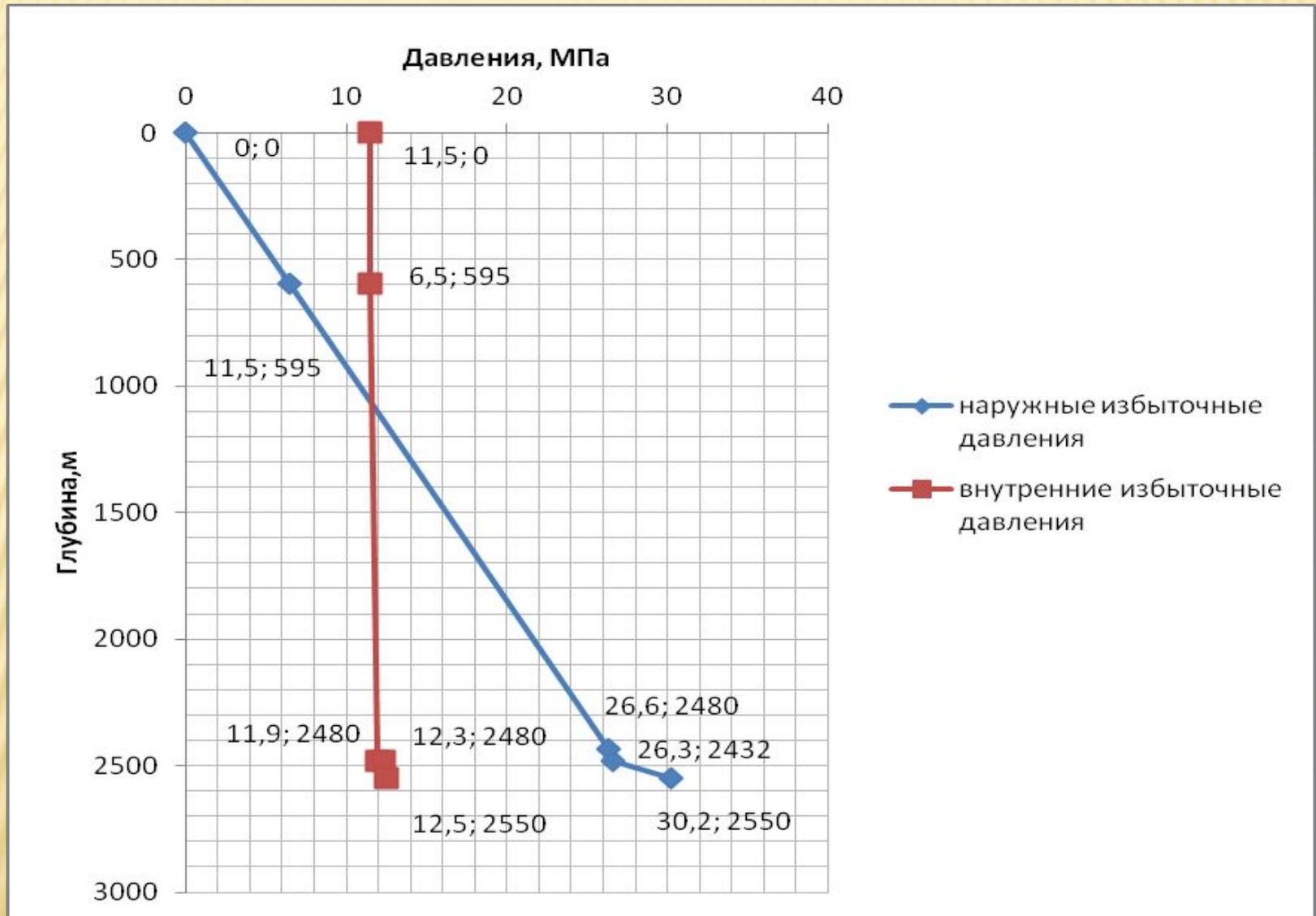
Высота основания (отметка пола буровой), не менее, мм	9890
Грузоподъёмность на крюке, т	270
Скорость подъёма крюка при расхаживании колонны, м/с	0,16
Скорость подъёма элеватора без нагрузки, м/с	1,6
Расчётная мощность на входном валу подъёмного агрегата, кВт	900
Расчётная мощность привода ротора, кВт	370
Диаметр отверстия в роторном столе, не менее, мм	700
Глубина бурения, м	4500

## 34. Результаты расчетов обсадной колонны и рекомендуемые обсадные трубы

### Результаты расчетов обсадной колонны

Глубина, м	Наружные избыточные давления, МПа	Внутренние избыточные давления, МПа	Толщина стенки, мм	Номинальный диаметр, мм	Марка прочности
595	6,5	11,5	7,70	168,0	Д
2480	26,6	11,9	7,70	168,0	Д
2550	30,2	12,5	7,70	168,0	Д

# 35. Эпюра наружных и внутренних избыточных давлений



## 36. Характеристика жидкостей для цементирования

Номер в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Номер части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Номер ступени снизу вверх	Характеристика жидкости (раствора)						
				Тип или название	Объем порции, м <sup>3</sup>	Плотность порции, кг/м <sup>3</sup>	Пластическая вязкость, мПа*с	Динамическое напряжение сдвига, Па	Время начала схватывания, мин	Время ОЗЦ, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	1	1	ПЦТ-I-50	2,64	1830,00	20,00	25,00	150	24,00
			1	Полимер - глинистый	1,83	1160,00	15,00	18,00	0,00	0,00
2	Кондуктор	1	1	Техническая вода	15,52	1010,00	5,00	5,00	0,00	0,00
			1	ПЦТ-I-50	55,24	1830,00	20,00	25,00	150	24,00
			1	Полимер - глинистый	52,76	1160,00	15,00	18,00	0,00	0,00
3	Эксплуатационная	1	1	Техническая вода	3,00	1020,00	7,00	10,00	0,00	0,00
			1	ПЦТ III-06(5)-100	50,49	1500,00	25,00	20,00	121	24,00
			1	ПЦТ-I-G-CC1	9,37	1910,00	20,00	25,00	121	24,00
			1	Солевой раствор	41,59	1110,00	2,00	2,00	0,00	0,00

## 37. Компонентный состав жидкости для цементирования и характеристика компонент

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Номер части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Номер ступени снизу вверх	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Влажность, %	Сорт	Норма расхода компонента, кг/м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Направление	1,00	1,00	ПЦТ-I-50	ПЦТ-I-50	3145,00	1,00	1,00	1252,84
			1,00	Полимер - глинистый	Вода техническая	1010,00	100,00	1,00	0,62
			1,00		ПЕМВ	1600,00	1,00	1,00	200,00
			1,00		КМЦ-700	1700,00	15,00	1,00	10,28
			1,00		Сайпан	0,00	0,00	1,00	5,08
			1,00		САЙДРИЛ	1000,00	0,00	1,00	3,04
			1,00		ФК-2000	900,00	13,00	1,00	15,70
			1,00		НТФ	2100,00	5,00	1,00	1,40
			1,00		ГРАФИТ	2270,00	0,00	1,00	16,20
			1,00		NA2CO3	2533,00	0,00	1,00	2,64
			1,00		NaOH	2130,00	5,00	1,00	2,24
			1,00		ФХЛС	1000,00	0,00	1,00	7,91
			1,00		СК полиэфирный	850,00	0,00	1,00	25,00
			1,00		Вода техническая	1010,00	100,00	1,00	0,87
2	Кондуктор	1,00	1,00	Техническая вода	Вода техническая	1010,00	100,00	1,00	1,00
			1,00	ПЦТ-I-50	ПЦТ-I-50	3145,00	1,00	1,00	1252,84
			1,00		Вода техническая	1010,00	100,00	1,00	0,62
			1,00		CLEAR AIR100P	0,00	0,00	1,00	0,00
			1,00	Полимер - глинистый	ПЕМВ	1600,00	1,00	1,00	200,00
			1,00		КМЦ-700	1700,00	15,00	1,00	10,28
			1,00		Сайпан	0,00	0,00	1,00	5,08
			1,00		САЙДРИЛ	1000,00	0,00	1,00	3,04
			1,00		ФК-2000	900,00	13,00	1,00	15,70
			1,00		НТФ	2100,00	5,00	1,00	1,40
			1,00		ГРАФИТ	2270,00	0,00	1,00	16,20
			1,00		NA2CO3	2533,00	0,00	1,00	2,64
			1,00		NaOH	2130,00	5,00	1,00	2,24
			1,00		ФХЛС	1000,00	0,00	1,00	7,91
1,00		СК полиэфирный	850,00	0,00	1,00	25,00			
1,00		Вода техническая	1010,00	100,00	1,00	0,87			
3	Эксплуатационная	1,00	1,00	ПЦТ III-06(5)-100	ПЦТ III-06(5)-100	3145,00	0,00	1,00	757,89
			1,00		Вода техническая	1010,00	100,00	1,00	0,77
			1,00	ПЦТ-I-G-CC1	ПЦТ-I-G-CC1	3145,00	1,00	1,00	1392,05
			1,00		Вода техническая	1010,00	100,00	1,00	0,58
			1,00		CLEAR AIR100P	0,00	0,00	1,00	0,14
			1,00		КМЦ	1700,00	0,00	1,00	0,30
			1,00	Солевой раствор	Вода техническая	1010,00	100,00	1,00	1,00
			1,00		NaCl	2165,00	0,00	1,00	166,00

## 38. Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов

Но-мер колонны в порядке спуска	Номер части колонны в порядке спуска (снизу вверх)	Номер ступени цементирования части колонны (снизу вверх)	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип (шифр) агрегата или бурового насоса	Назначение агрегата агрегата или бурового насоса	Кол-во агрегатов (буровых насосов) работающих на одном режиме	Режим работы агрегатов (буровых насосов)						Время выполнения технологической операции, мин.	
								Диаметр цилиндрических втулок, мм	Скорость агрегатов или двойных ходов буровых насосов	Суммарная производительность (буровых насосов), л/с	Давление, кгс/см <sup>2</sup>		Объем порции на данном режиме, м <sup>3</sup>	в данном режиме	нарастающее от начала затворения до момента "стоп"
											Допустимое для агрегатов (буровых насосов)	На устье скважины в конце операции			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	1	1	Закачка тампонажного раствора	ПЦТ-I-50	ЦА-320 М		1	115	4	10,7	80	0	2,64	4,11	4,11
		1	Промывка линии	ПЦТ-I-50	ЦА-320 М		1	0	0	0	0	0	0	5	9,11
		1	Закачка продавочного раствора	Полимерглинистый	ЦА-320 М		1	115	4	10,7	80	4,41	1,83	2,84	11,96
2		1	Закачка буферного раствора	Техническая вода с ПАВ	ЦА-320 М		1	115	4	10,7	80	14,67	15,52	24,17	24,17
		1	Закачка тампонажного раствора	ПЦТ-I-50	ЦА-320 М		2	115	4	21,4	80	0	55,24	43,02	67,19
		1	Промывка линии	ПЦТ-I-50	ЦА-320 М		2	0	0	0	0	0	0	10	77,19
		1	Закачка продавочного раствора	Полимерглинистый	ЦА-320 М		2	115	4	21,4	80	23,03	32,76	25,52	102,70
		1	Закачка продавочного раствора	Полимерглинистый	ЦА-320 М		2	115	3	12	140	66,76	15	20,83	123,54
		1	Стоп	Полимерглинистый	ЦА-320 М		2	115	2	6,4	260	84,69	5	13,02	136,56
3		1	Закачка буферного раствора	Техническая вода с ПАВ+НТФ	ЦА-320 М		1	115	4	10,7	80	37,24	3	4,67	4,67
		1	Закачка тампонажного раствора	ПЦТ III-Об(4-6)-50 (20-50С)	ЦА-320 М		1	115	4	10,7	80	20,77	6	9,35	14,02
		1	Закачка тампонажного раствора	ПЦТ III-Об(4-6)-50 (20-50С)	ЦА-320 М		3	127	3	18	140	0	44,49	17,0	31,02
		1	Закачка тампонажного раствора	ПЦТ-I-G-СС1	ЦА-320 М		2	115	4	21,4	80	0	9,37	7,3	38,321
		1	Промывка линии	ПЦТ-I-G-СС1	ЦА-320 М		2	0	0	0	0	0,01	0	5	43,321
		1	Закачка продавочного раствора	Солевой раствор	ЦА-320 М		2	115	4	21,4	80	19,93	7,59	5,91	49,23
		1	Закачка продавочного раствора	Солевой раствор	ЦА-320 М		2	127	3	12	140	63,9	30	30,86	80,09



## 40. Результаты расчетов бурильной колонны

Интервал секции, на конец бурения, м	Длина секции, м	Тип бурильных труб	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Вес секции, кН	Нарастающий вес, кН	Коэффициент запаса			Тип замка
								по избыточному давлению	по статической нагрузке	по усталости	
2580-1550	1030	ТБВ	127	9,19	Е	319,0	1238,8	2,8	1,40	6,92	ЗП-162
1550-300	1250	ТБВ	89	9,35	Е	401,2	1655,0	2,8	1,40	6,93	ЗПВ-89
300-0	300	ТБВ	60,3	7	Д	103,6	1763,9	2,8	1,47	7,34	ЗН-80